

UNIVERSIDAD DE COSTA RICA
SISTEMA DE ESTUDIOS DE POSGRADO

**OPTIMIZACIÓN AERODINÁMICA DE UNA TURBINA
EÓLICA DE EJE HORIZONTAL PARA APLICACIONES
DE PEQUEÑA ESCALA EN ZONAS BOSCOSAS**

**Tesis sometida a la consideración de la Comisión del
Programa de Doctorado en Ingeniería para optar al grado y
título de Doctorado Académico en Ingeniería**

GUSTAVO RICHMOND NAVARRO

Ciudad Universitaria Rodrigo Facio, Costa Rica

2022

Dedicatoria

A mis hijitos, Ali y Vini.

Agradecimientos

A mi profesor Pedro, un gran mentor. A mis dos asesores, a todas las personas que me han dado aportes y los que han colaborado al nivel de ser autores conmigo en las publicaciones. Al TEC por financiar mis estudios, en particular a Lisandro que ha apoyado mucho esta investigación. También le agradezco a los que han estado en mi contra y me han dificultado el camino, me ayudaron a ver en perspectiva muchas cosas.

Finalmente le agradezco a Dios, porque aunque no comprendo sus caminos y muchos no me gustan, al final creo que son lo mejor que me puede pasar.

“Esta tesis fue aceptada por la Comisión del Programa de Doctorado en Ingeniería de la Universidad de Costa Rica, como requisito parcial para optar al grado y título de Doctorado Académico en Ingeniería”

Dr.Rafael Murillo Muñoz
Representante del Decano
Sistema de Estudios de Posgrado

Dr.Pedro Casanova Treto
Profesor Guía

Dr.-Ing. Fernando Borbón Guillén
Asesor

Dr.-Ing. Bruno Chiné Polito
Asesor

Dr. Benito Serrano Rosales
Representante del Director del Programa de Posgrado

Gustavo Richmond Navarro
Sustentante

Tabla de Contenido

| | |
|--|-----|
| Dedicatoria y Agradecimientos | ii |
| Hoja de Aprobación | iii |
| Tabla de Contenido | iv |
| Resumen | vii |
| Abstract | ix |
| Lista de Tablas | xi |
| Lista de Figuras | xii |
| Lista de Abreviaturas | xix |
| Simbología | xx |
| Introducción | 1 |
| 1. Características del recurso eólico en Costa Rica | 6 |
| 1.1. Introducción | 6 |
| 1.2. Metodología | 9 |
| 1.3. Resultados | 18 |
| 1.3.1. Variación mensual del viento | 18 |
| 1.3.2. Variación horaria del viento | 21 |
| 1.3.3. Dirección del viento | 22 |

| | |
|--|-----------|
| 1.3.4. Frecuencia de distribución de la velocidad del viento según su intensidad | 24 |
| 1.3.5. Intensidad de turbulencia en la estación CIVCO | 26 |
| 1.4. Conclusiones | 27 |
| 2. La velocidad del viento en las zonas boscosas | 29 |
| 2.1. Introducción | 30 |
| 2.2. Metodología | 35 |
| 2.2.1. Longitud de rugosidad | 35 |
| 2.2.2. Modelo de velocidad del viento | 36 |
| 2.2.3. Intensidad de turbulencia | 39 |
| 2.3. Resultados | 39 |
| 2.3.1. Longitud de rugosidad | 39 |
| 2.3.2. Modelo de velocidad del viento | 40 |
| 2.3.3. Intensidad de turbulencia | 44 |
| 2.4. Conclusiones | 49 |
| 3. Diseño del rotor para zonas boscosas | 51 |
| 3.1. Introducción | 52 |
| 3.2. Revisión de literatura | 54 |
| 3.3. Modelo de turbulencia | 60 |
| 3.4. Metodología | 63 |
| 3.4.1. Simulación de flujo alrededor de perfiles aerodinámicos | 63 |
| 3.4.2. Diseño del rotor | 66 |
| 3.4.2.1. BEM code setup | 66 |
| 3.4.2.2. Turbine Data | 67 |
| 3.4.2.3. Starting Data | 67 |
| 3.4.2.4. Wind Data | 68 |
| 3.4.2.5. Design Parameters | 68 |
| 3.4.2.6. Blade Parameterization | 68 |
| 3.4.2.7. Genetic Algorithm Parameters | 68 |

| | |
|--|------------|
| 3.4.2.8. Airfoil Data | 69 |
| 3.4.2.9. Objective Weight Factors | 69 |
| 3.4.2.10. Annual Energy Production (AEP) | 69 |
| 3.5. Validación del modelo numérico | 70 |
| 3.6. Resultados | 76 |
| 3.6.1. Desempeño de los perfiles en flujo turbulento | 76 |
| 3.6.2. Rotor optimizado | 83 |
| 3.7. Conclusiones | 87 |
| 4. Efecto de un difusor en flujo turbulento | 89 |
| 4.1. Introducción | 89 |
| 4.2. Metodología | 90 |
| 4.3. Resultados | 99 |
| 4.3.1. Velocidad del viento en el eje del túnel sin la rejilla instalada . . | 99 |
| 4.3.2. Intensidad de turbulencia en el eje del túnel de viento con la rejilla instalada | 100 |
| 4.3.3. Efecto del Wind Lens en la velocidad del viento en flujo turbulento | 102 |
| 4.4. Conclusiones | 104 |
| Conclusiones | 106 |
| Referencias bibliográficas | 109 |
| Apéndice A. Códigos para obtener histogramas, rosa de los vientos y series temporales | 127 |
| Apéndice B. Histogramas y rosas de los vientos | 135 |
| Apéndice C. Coeficientes de sustentación y arrastre para los perfiles SG6043, NACA0012 y S809 | 173 |

Resumen

El viento es una fuente de energía renovable que ha tomado mucho auge en las últimas décadas. En particular en Costa Rica, alrededor del 10 % de la matriz eléctrica es energía eólica. Tomando en cuenta que este país posee una abundante vegetación, este trabajo se enfoca en determinar las características aerodinámicas óptimas de un rotor de turbina eólica de eje horizontal, de menos de 3 metros de diámetro, mediante simulación numérica, para aplicaciones en zonas boscosas de bajo potencial eólico.

En la primera parte de esta investigación se describe el recurso eólico en Costa Rica, aprovechando los datos de 37 estaciones meteorológicas distribuidas a lo largo y ancho del territorio; las cuales ofrecen registros entre 2007 y 2017. Se encuentra que, a 10 metros sobre el suelo, el viento sopla principalmente entre 3 y 5 m/s con una intensidad de turbulencia de hasta 30 %, estos resultados validan el foco de esta investigación, al demostrarse que el potencial eólico es bajo debido a las bajas velocidades y a la elevada intensidad de turbulencia.

La segunda parte del documento contiene un modelado del viento en las zonas de interés, con la finalidad de conocer de forma detallada las condiciones en las cuales operará el rotor que se pretende diseñar. Para estos efectos se instrumentan varias torres meteorológicas con anemómetros a diferentes alturas y se determina que la temperatura, junto con la altura, son factores relevantes para describir la velocidad del viento en zonas boscosas. Se encuentra un valor de intensidad de turbulencia de alrededor del 30 % como el más frecuente entre los datos tomados. También se determina que una zona localmente sin obstáculo se asocia a un menor intensidad de turbulencia, lo que deberá ser tomado en cuenta para una eventual instalación del rotor que se diseña en esta tesis doctoral.

El capítulo 3 contiene el diseño propiamente del rotor, una vez conocido el recurso eólico de manera general en el país, y de forma específica en zonas boscosas. Se emplea simulación numérica para conocer el desempeño del perfil SG6043 en condiciones de alta turbulencia y posteriormente con los resultados se diseña el rotor mediante el programa SWRDC, siglas de Small Windturbine Rotor Design Code. El cual fue diseñado en Matlab por terceros y en este caso implementado con los datos de viento propios de la zona de interés. Se obtiene un rotor que puede generar hasta 1070 kWh de energía anual, frente a los 114 kWh que generaría un rotor de turbina comercial en las mismas condiciones.

Finalmente en la cuarta parte de esta investigación se presentan los resultados de la pasantía realizada en la Universidad de Kyushu en Japón, donde se investiga el efecto un difusor en flujo turbulento. Para ello se emplea un túnel de viento con una sección de pruebas de 2 metros de alto por 3.6 metros de ancho. En dicho túnel se coloca una rejilla generadora de turbulencia y el difusor. Se encuentra que el efecto positivo del difusor en el flujo se ve potenciado por la turbulencia. Por lo que se concluye que este tipo de dispositivos son adecuados para turbinas que operan en condiciones de flujo turbulento.

Abstract

Wind is a renewable energy source that has become very popular in recent decades. In Costa Rica in particular, around 10 % of the electricity matrix is wind energy. Taking into account the abundant vegetation of this country, this work aims to determine the optimal aerodynamic characteristics of a 3 meters wind turbine rotor, through numerical simulation, for applications in wooded areas.

In the first part of this research, the wind resource in Costa Rica is described, taking advantage of data from 37 meteorological stations distributed throughout the territory; which offer records between 2007 and 2017. It is found that, at 10 meters above the ground level, the wind speed is between 3 and 5 m/s with a turbulence intensity of up to 30 %, these results validate the focus of this research, showing that the wind potential is low due to the low wind speed and the high turbulence intensity.

The second part of the document contains a modeling of the wind in the areas of interest, in order to know the conditions in which the rotor will operate. For these purposes, two meteorological towers with anemometers at different heights are instrumented and it is determined that the temperature, together with the height, are relevant factors to describe the wind speed in forested areas. A turbulence intensity value of about 30 % is found as the most frequent among the data taken. It is also determined that a locally unobstructed area is associated with a lower turbulence intensity, which should be taken into account for an eventual installation of the rotor that is designed in this doctoral research.

Chapter 3 contains the design of the rotor itself, once the wind resource is known, specifically in wooded areas. Numerical simulation is used to know the performance of the SG6043 airfoil in high turbulence conditions and later, with the results, the rotor

is designed using the Small Wind turbine Rotor Design Code. Which was designed in Matlab by third parties and in this case implemented with the wind data of the area of interest. The designed rotor can generate up to 1070 kWh of annual energy, compared to the 114 kWh that a commercial turbine rotor would generate under the same conditions.

Finally, in the fourth part of this research, the results of the internship carried out at the University of Kyushu, Japan, are presented. The effect of a diffuser in turbulent flow is investigated. For this, a wind tunnel (2 meters high and 3.6 meters wide) is used with a turbulence grid and diffuser. It is found that the positive effect of the diffuser on the flow is enhanced by turbulence. Therefore, it is concluded that this type of device is suitable for turbines that operate in turbulent flow conditions.

Lista de Tablas

| | | |
|------|--|----|
| 1.1. | Estaciones en el Valle Central | 13 |
| 1.2. | Estaciones en la Vertiente del Caribe | 14 |
| 1.3. | Estaciones en la Vertiente del Pacífico | 15 |
| 2.1. | Modelos simbólicos dependientes de todas las variables en Planta. | 41 |
| 2.2. | Modelos simbólicos dependientes de la altura y la temperatura en Planta. | 42 |
| 2.3. | Valores mensuales de las constantes de la Ecuación 2.4 en Planta | 43 |
| 3.1. | Diseño experimental de simulación de perfiles aerodinámicos | 66 |
| 3.2. | Rotor optimizado. | 85 |
| 3.3. | Producción de energía de la turbina ATT. | 86 |
| 4.1. | Parámetros geométricos del Wind Lens CiiB5 | 94 |

Lista de Figuras

| | | |
|-------|--|----|
| 1.1. | Potencial eólico de Costa Rica de 1983. | 7 |
| 1.2. | Potencial eólico de Costa Rica de 2007. | 8 |
| 1.3. | División de estaciones por región. | 10 |
| 1.4. | Ubicación de las estaciones en el territorio nacional. (Google Earth) . . | 11 |
| 1.5. | Ubicación de las estaciones en el Valle Central. (Google Earth) . . . | 12 |
| 1.6. | Torre de medición de velocidad de viento típica. | 16 |
| 1.7. | Series de tiempo de la magnitud del viento en las estaciones meteorológicas ubicadas en la provincia de Cartago, administradas por el ICE. . . | 19 |
| 1.8. | Series de tiempo de la magnitud de la velocidad del viento en las estaciones meteorológicas ubicadas en la provincia de Cartago, administradas por el IMN. | 19 |
| 1.9. | Distribución mensual de la magnitud del viento en las estaciones meteorológicas ubicadas en la provincia de Cartago. | 20 |
| 1.10. | Distribución horaria de la magnitud del viento en las estaciones meteorológicas administradas por el IMN y el CIVCO en Cartago. | 21 |
| 1.11. | Rosa de los vientos para las estaciones meteorológicas ITCR, CIVCO, Ochomogo y Volcán Irazú. | 22 |
| 1.12. | Rosa de los vientos para las estaciones meteorológicas Campamento, San Pablo, Tierra Blanca y Terrena. | 23 |
| 1.13. | Distribución de frecuencia de la magnitud de la velocidad del viento en las estaciones ITCR, CIVCO, Volcán Irazú y Ochomogo. | 24 |
| 1.14. | Distribución de frecuencia de la magnitud del viento en las estaciones Campamento, Terrena, San Pablo y Tierra Blanca. | 25 |

| | |
|--|----|
| 1.15. Histograma de la intensidad de turbulencia en la estación CIVCO. | 27 |
| 2.1. Perfil de viento vertical en una zona boscosa. | 31 |
| 2.2. Torre meteorológica en el Centro de Investigación Forestal. | 37 |
| 2.3. Torre Planta instrumentada con 5 anemómetros entre 4 y 12 m AGL. . | 37 |
| 2.4. Velocidad del viento en función de la altura según el modelo propuesto en la sub capa rugosa, para varias temperaturas (indicadas en °C). . . . | 44 |
| 2.5. Histogramas de la intensidad de turbulencia en ambas torres de medición en el mes de noviembre de 2018, CIF a la izquierda y Planta a la derecha. | 45 |
| 2.6. Histogramas de la intensidad de turbulencia en ambas torres de medición en el mes de enero de 2019, CIF a la izquierda y Planta a la derecha. . | 46 |
| 2.7. Histogramas de la intensidad de turbulencia en ambas torres de medición en el mes de marzo de 2019, CIF a la izquierda y Planta a la derecha. . | 47 |
| 2.8. Histogramas de la intensidad de turbulencia en ambas torres de medición en el mes de mayo de 2019, CIF a la izquierda y Planta a la derecha. . | 47 |
| 2.9. Histogramas de la intensidad de turbulencia en ambas torres de medición en el mes de julio de 2019, CIF a la izquierda y Planta a la derecha. . | 48 |
| 2.10. Histogramas de la intensidad de turbulencia en ambas torres de medición en el mes de septiembre de 2019, CIF a la izquierda y Planta a la derecha. | 48 |
| 3.1. Relación de coeficiente de sustentación sobre coeficiente de arrastre para los perfiles SG6043, S809 y NACA0012 en distintas condiciones. . . . | 56 |
| 3.2. Coeficiente de arrastre para los perfiles SG6043, S809 y NACA0012. . | 57 |
| 3.3. Coeficiente de sustentación para los perfiles SG6043, S809 y NACA0012. | 57 |
| 3.4. C_L/C_D para los perfiles SG6043, S809 y NACA0012 para números de Reynolds bajos. | 58 |
| 3.5. Mallado en Gmsh. | 64 |
| 3.6. Resultados procesados en ParaView. | 65 |
| 3.7. Interfaz gráfica del SWRDC. | 67 |
| 3.8. Histograma de la velocidad del viento en la torre del CIF entre 2018 y 2022. | 70 |

| | |
|--|----|
| 3.9. Estudio de independencia de malla. | 72 |
| 3.10. Validación de resultados con el C_L en el perfil S826. | 73 |
| 3.11. Validación de resultados con el C_D en el perfil S826. | 73 |
| 3.12. Campo de velocidad en el perfil SG6043 con el modelo $k - \omega$ SST. | 74 |
| 3.13. Campo de velocidad en el perfil SG6043 con el modelo $\gamma - Re_\theta$ | 75 |
| 3.14. Campo de velocidad en el perfil NACA0012 con el modelo $\gamma - Re_\theta$ | 75 |
| 3.15. Variación del C_L del perfil SG6043 para IT = 30 % respecto de IT = 0 %. | 77 |
| 3.16. Variación del C_D del perfil SG6043 para IT = 30 % respecto de IT = 0 %. | 78 |
| 3.17. Relación entre sustentación y arrastre del perfil SG6043 para IT = 30 % respecto de IT = 0 %. | 79 |
| 3.18. Variación del C_L del perfil NACA0012 para IT = 30 % respecto de IT = 0 %. | 80 |
| 3.19. Variación del C_D del perfil NACA0012 para IT = 30 % respecto de IT = 0 %. | 80 |
| 3.20. Relación entre sustentación y arrastre del perfil NACA0012 para IT = 30 % respecto de IT = 0 %. | 81 |
| 3.21. Variación del C_L del perfil S809 para IT = 30 % respecto de IT = 0 %. | 82 |
| 3.22. Variación del C_D del perfil S809 para IT = 30 % respecto de IT = 0 %. | 82 |
| 3.23. Relación entre sustentación y arrastre del perfil S809 para IT = 30 % respecto de IT = 0 %. | 83 |
| 3.24. Producción anual de energía de los rotores con 3 a 7 aspas a distintos TSR. | 84 |
| 3.25. Curva de potencia de la turbina ATT [1]. | 84 |
| 3.26. Coeficiente de potencia del rotor diseñado y de la turbina ATT. | 87 |
| 4.1. Túnel de viento de la Universidad de Kyushu. | 91 |
| 4.2. Rejilla para generación de turbulencia. | 92 |
| 4.3. Elementos del montaje experimental. | 93 |
| 4.4. Anemómetro de hilo caliente, acotación en mm. | 93 |
| 4.5. Esquema y dimensiones del Wind Lens. | 94 |

| | |
|--|-----|
| 4.6. Estaciones de medición de la velocidad en el eje del túnel | 95 |
| 4.7. Estaciones de medición del efecto del WL en el flujo turbulento. | 97 |
| 4.8. Perspectiva axonométrica de la colocación el hilo caliente dentro del WL . | 98 |
| 4.9. Puntos de medición del efecto del WL en el flujo turbulento, estación 1. . | 98 |
| 4.10. Velocidad del viento en el eje del túnel sin rejilla de turbulencia. | 100 |
| 4.11. Intensidad de turbulencia en el eje del túnel con rejilla de turbulencia. . | 101 |
| 4.12. Efecto del Wind Lens en cuatro estaciones en flujo turbulento. | 102 |
| 4.13. Flujo alrededor de una turbina equipada con un Wind Lens [2]. | 103 |
| | |
| B.1. Histograma de la velocidad del viento en Aeropuerto Juan Santamaría. . | 136 |
| B.2. Rosa de los vientos en estación Aeropuerto Juan Santamaría. | 136 |
| B.3. Histograma de la velocidad del viento en Laguna Fraijanes. | 137 |
| B.4. Rosa de los vientos en estación Laguna Fraijanes. | 137 |
| B.5. Histograma de la velocidad del viento en RECOPE La Garita. | 138 |
| B.6. Rosa de los vientos en estación RECOPE La Garita. | 138 |
| B.7. Histograma de la velocidad del viento en Campamento. | 139 |
| B.8. Rosa de los vientos en estación Campamento. | 139 |
| B.9. Histograma de la velocidad del viento en CIVCO. | 140 |
| B.10. Rosa de los vientos en estación CIVCO. | 140 |
| B.11. Histograma de la velocidad del viento en ITCR. | 141 |
| B.12. Rosa de los vientos en estación ITCR. | 141 |
| B.13. Histograma de la velocidad del viento en RECOPE Ochomogo. | 142 |
| B.14. Rosa de los vientos en estación RECOPE Ochomogo. | 142 |
| B.15. Histograma de la velocidad del viento en San Pablo de Cot. | 143 |
| B.16. Rosa de los vientos en estación San Pablo de Cot. | 143 |
| B.17. Histograma de la velocidad del viento en Tierra Blanca. | 144 |
| B.18. Rosa de los vientos en estación Tierra Blanca. | 144 |
| B.19. Histograma de la velocidad del viento en Terrena Guatuso. | 145 |
| B.20. Rosa de los vientos en estación Terrena Guatuso. | 145 |
| B.21. Histograma de la velocidad del viento en Volcán Irazú. | 146 |

| | |
|---|-----|
| B.22.Rosa de los vientos en estación Volcán Irazú. | 146 |
| B.23.Histograma de la velocidad del viento en Santa Bárbara. | 147 |
| B.24.Rosa de los vientos en estación Santa Bárbara. | 147 |
| B.25.Histograma de la velocidad del viento en Aranjuez. | 148 |
| B.26.Rosa de los vientos en estación Aranjuez. | 148 |
| B.27.Histograma de la velocidad del viento en Ciudad Quesada. | 149 |
| B.28.Rosa de los vientos en estación Ciudad Quesada. | 149 |
| B.29.Histograma de la velocidad del viento en Los Chiles. | 150 |
| B.30.Rosa de los vientos en estación Los Chiles. | 150 |
| B.31.Histograma de la velocidad del viento en Aeropuerto Limón. | 151 |
| B.32.Rosa de los vientos en estación Aeropuerto Limón. | 151 |
| B.33.Histograma de la velocidad del viento en Canta Gallo. | 152 |
| B.34.Rosa de los vientos en estación Canta Gallo. | 152 |
| B.35.Histograma de la velocidad del viento en La Rebusca. | 153 |
| B.36.Rosa de los vientos en estación La Rebusca. | 153 |
| B.37.Histograma de la velocidad del viento en Manzanillo. | 154 |
| B.38.Rosa de los vientos en estación Manzanillo. | 154 |
| B.39.Histograma de la velocidad del viento en Sixaola. | 155 |
| B.40.Rosa de los vientos en estación Sixaola. | 155 |
| B.41.Histograma de la velocidad del viento en Finca Brasilia del Oro. | 156 |
| B.42.Rosa de los vientos en estación Finca Brasilia del Oro. | 156 |
| B.43.Histograma de la velocidad del viento en Hacienda Mojica. | 157 |
| B.44.Rosa de los vientos en estación Hacienda Mojica. | 157 |
| B.45.Histograma de la velocidad del viento en Pinilla. | 158 |
| B.46.Rosa de los vientos en estación Pinilla. | 158 |
| B.47.Histograma de la velocidad del viento en Santa Elena, La Cruz. | 159 |
| B.48.Rosa de los vientos en estación Santa Elena, La Cruz. | 159 |
| B.49.Histograma de la velocidad del viento en Finca La Ceiba. | 160 |
| B.50.Rosa de los vientos en estación Finca La Ceiba. | 160 |
| B.51.Histograma de la velocidad del viento en Aeropuerto Liberia. | 161 |

| | |
|--|-----|
| B.52.Rosa de los vientos en estación Aeropuerto Liberia. | 161 |
| B.53.Histograma de la velocidad del viento en Santa Cruz. | 162 |
| B.54.Rosa de los vientos en estación Santa Cruz. | 162 |
| B.55.Histograma de la velocidad del viento en Puntarenas. | 163 |
| B.56.Rosa de los vientos en estación Puntarenas. | 163 |
| B.57.Histograma de la velocidad del viento en La Lucha 2. | 164 |
| B.58.Rosa de los vientos en estación La Lucha 2. | 164 |
| B.59.Histograma de la velocidad del viento en Finca Damas. | 165 |
| B.60.Rosa de los vientos en estación Finca Damas. | 165 |
| B.61.Histograma de la velocidad del viento en Río Claro. | 166 |
| B.62.Rosa de los vientos en estación Río Claro. | 166 |
| B.63.Histograma de la velocidad del viento en Las Brisas, Sabalito. | 167 |
| B.64.Rosa de los vientos en estación Las Brisas, Sabalito. | 167 |
| B.65.Histograma de la velocidad del viento en PINDECO. | 168 |
| B.66.Rosa de los vientos en estación PINDECO. | 168 |
| B.67.Histograma de la velocidad del viento en Montecarlo. | 169 |
| B.68.Rosa de los vientos en estación Montecarlo. | 169 |
| B.69.Histograma de la velocidad del viento en Finca el Patio, Puerto Jiménez. | 170 |
| B.70.Rosa de los vientos en estación Finca el Patio, Puerto Jiménez. | 170 |
| B.71.Histograma de la velocidad del viento en Laurel. | 171 |
| B.72.Rosa de los vientos en estación Laurel. | 171 |
| B.73.Histograma de la velocidad del viento en Rancho Quemado. | 172 |
| B.74.Rosa de los vientos en estación Rancho Quemado. | 172 |
| | |
| C.1. Coeficiente de sustentación del perfil SG6043 para $Re = 10^5$ | 174 |
| C.2. Coeficiente de arrastre del perfil SG6043 para $Re = 10^5$ | 174 |
| C.3. Coeficiente de sustentación del perfil SG6043 para $Re = 5 \times 10^5$ | 175 |
| C.4. Coeficiente de arrastre del perfil SG6043 para $Re = 5 \times 10^5$ | 175 |
| C.5. Coeficiente de sustentación del perfil NACA0012 para $Re = 10^5$ | 176 |
| C.6. Coeficiente de arrastre del perfil NACA0012 para $Re = 10^5$ | 176 |

| | |
|--|-----|
| C.7. Coeficiente de sustentación del perfil NACA0012 para $Re = 5 \times 10^5$. | 177 |
| C.8. Coeficiente de arrastre del perfil NACA0012 para $Re = 5 \times 10^5$. | 177 |
| C.9. Coeficiente de sustentación del perfil S809 para $Re = 10^5$. | 178 |
| C.10. Coeficiente de arrastre del perfil S809 para $Re = 10^5$. | 178 |
| C.11. Coeficiente de sustentación del perfil S809 para $Re = 5 \times 10^5$. | 179 |
| C.12. Coeficiente de arrastre del perfil S809 para $Re = 5 \times 10^5$. | 179 |

Lista de Abreviaturas

En español

| | |
|--------|--|
| CIVCO | Centro de Investigación en Vivienda y Construcción |
| ICE | Instituto Costarricense de Electricidad |
| IMN | Instituto Meteorológico Nacional |
| IT | Intensidad de turbulencia |
| ITCR | Instituto Tecnológico de Costa Rica |
| RECOPE | Refinadora Costarricense de Petróleo |
| UCR | Universidad de Costa Rica |

En inglés

| | |
|----------|--|
| AGL | Above ground level |
| CFD | Computational fluid dynamics |
| IEC | International Electrotechnical Commission |
| NREL | National Renewable Energy Laboratory |
| OpenFOAM | Open Source Field Operation and Manipulation |
| RANS | Reynolds Averaged Navier Stokes |
| RIAM | Research Institute for Applied Mechanics |
| RNG | Re-Normalization Group |
| SST | Shear Stress Transport |
| SWRDC | Small Wind-turbine Rotor Design Code |
| WL | Wind Lens |

Simbología

Alfabeto Latino

| | |
|-------------|---|
| C_D | Coeficiente de arrastre |
| C_L | Coeficiente de sustentación |
| d | Distancia a la pared más cercana |
| D_k | Disipación de energía cinética turbulenta |
| D_γ | Disipación de energía cinética intermitente |
| F_1 | Función de mezcla |
| $F_{1,SST}$ | Función de mezcla del modelo SST |
| k | Energía cinética turbulenta |
| P_k | Producción de energía cinética turbulenta |
| P_γ | Producción de intermitencia |
| Re | Número de Reynolds |
| Re_θ | Re al cual empieza la intermitencia |
| t | Tiempo |
| u_i | Velocidad en el eje x |
| u_j | Velocidad en el eje y |
| u_k | Velocidad en el eje z |
| U | Velocidad del viento |
| U_∞ | Velocidad del viento en la corriente libre |
| x_i | Coordenada espacial en el eje x |
| x_j | Coordenada espacial en el eje y |
| x_k | Coordenada espacial en el eje z |
| z_i | Altura en el punto i |
| z_0 | Longitud de rugosidad |

Alfabeto griego

| | |
|-----------------|---|
| β | Constante del modelo $k - \omega$ SST |
| γ | Intermitencia |
| ϵ | Tasa de disipación de turbulencia |
| μ | Viscosidad dinámica |
| μ_t | Viscosidad dinámica turbulenta |
| ν_t | Viscosidad cinemática turbulenta |
| ξ | Constante del modelo $k - \omega$ SST |
| ρ | Densidad |
| ρ_∞ | Densidad en la corriente libre |
| σ_k | Constante del modelo $k - \epsilon$ |
| σ_γ | Constante del modelo $\gamma - Re_\theta$ |
| σ_ω | Constante del modelo $k - \omega$ |
| ω | Tasa específica de disipación de energía cinética |

Introducción

Costa Rica fue catalogado en 2009 como el país más verde del mundo [3], su Gobierno se propuso en 2012, la ambiciosa meta de alcanzar la carbono neutralidad para el 2021, que posteriormente fue aplazada [4] para el 2100. Actualmente, en Costa Rica existen proyectos eólicos que aprovechan viento con velocidades que oscilan entre 8 y 12 m/s, pero la mayor parte del territorio registra velocidades de 4 m/s [5]. Por otra parte, a nivel mundial la velocidad del viento a 10 m de altura está entre 0 m/s y 5.1 m/s [6] lo que ha motivado al estudio del comportamiento de turbinas eólicas pequeñas que trabajan a bajas velocidades [7], con el fin de incorporar este tipo de generación en ambientes urbanos [8]. Por tanto, existe un potencial para que en corto plazo se explore la opción de mini generación eólica, como fuente alternativa de energía en Costa Rica.

Las turbinas eólicas clásicas, definidas como artefactos para extraer la energía cinética del viento [9], están en constante rediseño e investigación, para obtener cada vez mejores productos en cuanto a eficiencia, confiabilidad y armonía con el entorno. Los aerogeneradores más comúnmente diseñados hoy en día son los de eje horizontal [10], que poseen una torre que soporta el eje de rotación a una determinada altura sobre el suelo y paralelo a este, de modo que se aprovecha la energía del viento que viaja a una velocidad mayor, en tanto más alta sea la torre que soporta al rotor. Las turbinas de eje vertical (perpendicular al suelo) no han logrado alcanzar el éxito de las de eje horizontal, sin embargo es un esquema válido que se encuentra también en investigación para ciertas aplicaciones [11].

Considerando la mejor eficiencia que registran las turbinas de eje horizontal, esta investigación se orientará al estudio de este tipo de aerogeneradores. En particular, en

el diseño de un rotor adecuado para condiciones de alta turbulencia y baja velocidad del viento, como lo son las zonas boscosas. Tomando en cuenta que algunos autores sugieren que a bajas velocidades de viento el aumento en la turbulencia aumenta la producción energética [12]. Enfocándose en un rango de número de Reynolds del orden de magnitud de 10^5 [13], donde ocurren altos gradientes adversos de presión en los cuerpos aerodinámicos, que causan la aparición de burbujas de separación laminar y transición de la capa límite de laminar a turbulenta, lo que impacta directamente el comportamiento de la fuerza de sustentación [14].

El elemento diferenciador de esta investigación respecto de lo existente es que se va a proponer un rotor considerando niveles de turbulencia específicos. En casos como [15] se ha hecho esto, pero para un único perfil aerodinámico y hasta 16 % de intensidad de turbulencia (IT), esta propuesta actualizará los resultados del estudio mencionado, analizando perfiles aerodinámicos en un rango mayor de intensidades de turbulencia. El aporte respecto de lo ya conocido será estudiar el desempeño de varios perfiles aerodinámicos en cuanto a las curvas de sustentación y arrastre en función del ángulo de ataque para varios números de Reynolds, a distintos niveles de intensidad de turbulencia. Esto permitirá diseñar un rotor adecuado para estas condiciones.

Un punto de partida es la tesis doctoral de Sander Mertens, quién menciona en sus conclusiones la necesidad de desarrollar investigación en zonas de alta rugosidad, como lo son los bosques [16]. Adicionalmente, son referentes las investigaciones particulares sobre turbinas eólicas de pequeña escala [17], el panorama general del estado del arte de la aerodinámica de turbinas eólicas [18], las referencias disponibles sobre energía eólica en ambientes urbanos [19] y estudios particulares para flujo turbulento que reportan velocidades de arranque de 1 m/s [20].

Los objetivos de esta investigación se detallan en el apartado siguiente.

Objetivos

Objetivo general

Determinar las características aerodinámicas óptimas de un rotor de turbina eólica de eje horizontal, de menos de 3 metros de diámetro, mediante simulación numérica, para aplicaciones en zonas boscosas de bajo potencial eólico.

Objetivos específicos

1. Determinar las características generales del recurso eólico en algunas regiones boscosas pobladas en Costa Rica, de las cuales existan datos disponibles.
2. Plantear una ecuación para la longitud de rugosidad característica de este tipo de regiones.
3. Proponer una expresión para la determinación de la velocidad en la subcapa rugosa.
4. Definir el perfil aerodinámico o la combinación de perfiles existentes que captura mayor cantidad de energía para las condiciones de estudio.
5. Diseñar un rotor con las características propuestas.
6. Evaluar el impacto de colectores de flujo en condiciones de flujo turbulento.

Descripción del contenido de la tesis

Considerando el ambiente en donde se instalará la turbina eólica por diseñar, en el Capítulo 1 se ha aprovechado las mediciones de velocidad de viento tomadas durante 10 años por el Instituto Meteorológico Nacional de Costa Rica (IMN), el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) y el Instituto Tecnológico de Costa Rica (ITCR), para obtener histogramas que muestran las características del recurso eólico a 10 metros de altura sobre el suelo, a lo largo y ancho de Costa Rica. Se puede identificar que, en zonas boscosas de Costa Rica, las velocidades del viento más frecuentes rondan los 3 a 5 m/s. Este capítulo está asociado al objetivo específico 1.

Después de tratar en el Capítulo 1 el tema del recurso eólico en cuanto a la distribución de frecuencia, a la altura característica de 10 metros, usando los datos disponibles, en el Capítulo 2 se determinan los perfiles de viento en función de la altura obtenidos mediante anemómetros de copas, con mediciones propias realizadas durante el transcurso de esta investigación. Se han seleccionado alturas entre 4 y 14 m para describir de manera amplia el perfil de velocidad al que estará sometida la turbina eólica, la cual se diseña para operar a una altura cercana a los 10 m sobre el suelo.

Primero se adopta el modelo clásico de un comportamiento logarítmico del viento en función de la altura y se determina la rugosidad del terreno característica, propia de las zonas boscosas. La cual se encuentra que es variable y depende de la velocidad del viento, por el acople que existe entre el viento mismo y los obstáculos en el suelo, en particular los árboles. Luego se plantea, con las mismas mediciones de viento atmosférico, la definición de un nuevo modelo de velocidad de viento en función de la altura, es decir, una expresión para el perfil de viento característico para zonas boscosas de Costa Rica. Este resulta ser un polinomio dependiente tanto de la altura como de la temperatura, con validez para regiones con árboles de altura promedio de 6 metros. De tal manera que para futuras turbinas de diferente tamaño o instaladas a diferente altura, se puede estimar mejor el viento al que estarán sometidas. Así mismo, los resultados de las mediciones realizadas durante esta investigación validan que la velocidad del viento a 10 metros sobre el suelo, no supera los 6 m/s en la mayoría de los casos. Adicionalmente, se encuentra que la intensidad de turbulencia promedio es alrededor de 30 %. Este capítulo abarca los objetivos específicos 2 y 3.

Una vez descrito en detalle cómo es el viento en las zonas boscosas, en el Capítulo 3 se aborda el principal elemento de una turbina eólica: el perfil aerodinámico. Este componente del aspa se busca que sea adecuado para las condiciones de viento que han sido descritas. Del estudio de literatura existente, se ha identificado que los perfiles más utilizados en turbinas eólicas de pequeña escala son el NACA0012, el S809 y el SG6043. Para estos perfiles se han realizado simulaciones en OpenFOAM para entender su comportamiento en función del número de Reynolds e intensidad de turbulencia, considerando los valores típicos obtenidos en el estudio de viento de los capítulos pre-

cedentes. Estas simulaciones se validan confrontando con los resultados extraídos de la literatura, obtenidos de manera tanto numérica como experimental, con el fin de aprovechar el trabajo y recorrido hecho por otros autores. Los resultados de la simulación permiten seleccionar al perfil SG6043 como el que presenta la mejor relación entre sustentación y arrastre, bajo estas condiciones. Con este insumo se desarrolla propiamente el rotor de la turbina eólica, para lo cual se emplea el código Small Wind-turbine Rotor Design Code (SWRDC) desarrollado por Matias Sessarego y David Wood, quienes lo han facilitado para su uso. En este capítulo se comprenden los temas de los objetivos específicos 4 y 5.

Como elemento para mejorar el desempeño de la turbina, en el Capítulo 4 se explora el comportamiento del viento en un colector de flujo en condiciones de flujo turbulento, para determinar si es conveniente o no el uso de estos dispositivos en regiones boscosas. Se encuentra que, por su principio de funcionamiento, el difusor tipo Wind Lens mejora el campo de flujo en flujo turbulento y es adecuado para turbinas en ambientes boscosos. En este capítulo se abarca el objetivo específico 6.

Finalmente la tesis termina presentando las conclusiones derivadas de toda la investigación.

Capítulo 1

Características del recurso eólico en Costa Rica

Considerando el ambiente en donde se instalará la turbina eólica por diseñar, en este capítulo se ha aprovechado las mediciones de velocidad de viento tomadas durante 10 años por el Instituto Meteorológico Nacional de Costa Rica, el Instituto Costarricense de Electricidad y el Instituto Tecnológico de Costa Rica, para obtener histogramas que muestran las características del recurso eólico a 10 metros de altura sobre el suelo, a lo largo y ancho de Costa Rica. Se puede identificar que, en zonas boscosas de Costa Rica, las velocidades del viento más frecuentes rondan los 3 a 5 m/s. Esto implica que instalaciones aisladas de aerogeneradores comerciales ofrezcan un rendimiento menor al esperado [21].

1.1. Introducción

Costa Rica es un país con 98 % de energía renovable en su matriz eléctrica, donde alrededor de un 10 % corresponde a energía eólica. Esto gracias a que desde 1970 el país inició ensayos técnicos y estudios de potencial eólico [22]. Por otra parte, el amplio nivel de cobertura también obedece a los grandes esfuerzos que realiza el gobierno al llevar incluso electricidad a zonas indígenas empleando paneles solares [23].

Para el correcto aprovechamiento de la energía del viento, son necesarios los mapas

de potencial eólico. En 1983, la empresa Electrowatt Engineering Services LTD, con sede en Zúrich, Suiza generó el Mapa de la energía eólica en Costa Rica [24] que se muestra en la figura 1.1. En [25] se muestra un mapa de potencial eólico de Costa Rica, a 80 metros de altura sobre el nivel del suelo, del año 2007, ver figura 1.2. Entre 2008 y 2009 el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) y la Universidad de Costa Rica (UCR) emplearon modelos de meso-escala, similar al estudio de [26], para elaborar mapas y archivos con datos del recurso eólico en Costa Rica y hasta 20 km dentro del mar [27], un estudio de 2011 presenta el mapa de velocidad del viento media anual [28], siendo el más reciente de 2017, cuando el Banco Interamericano de Desarrollo (BID) realiza un estudio para manejar e incorporar una mayor variedad de energías renovables en Costa Rica [29]. Estos últimos no son de acceso abierto y por tanto no se muestran aquí.

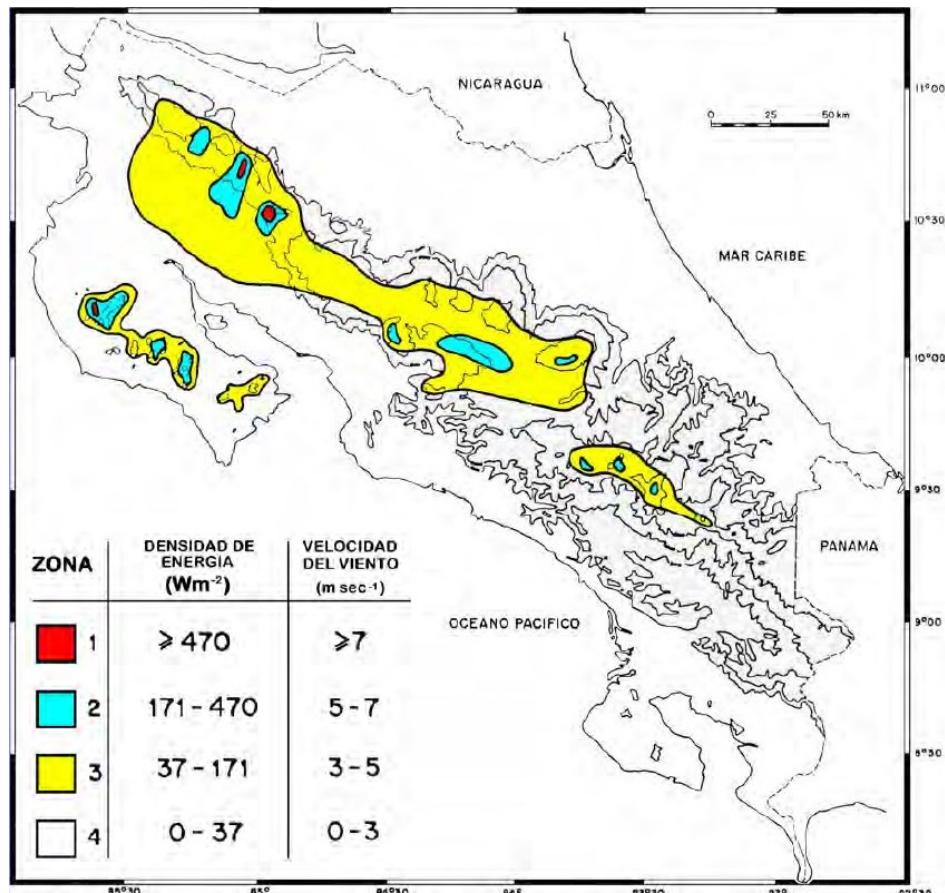


Figura 1.1: Potencial eólico de Costa Rica de 1983.

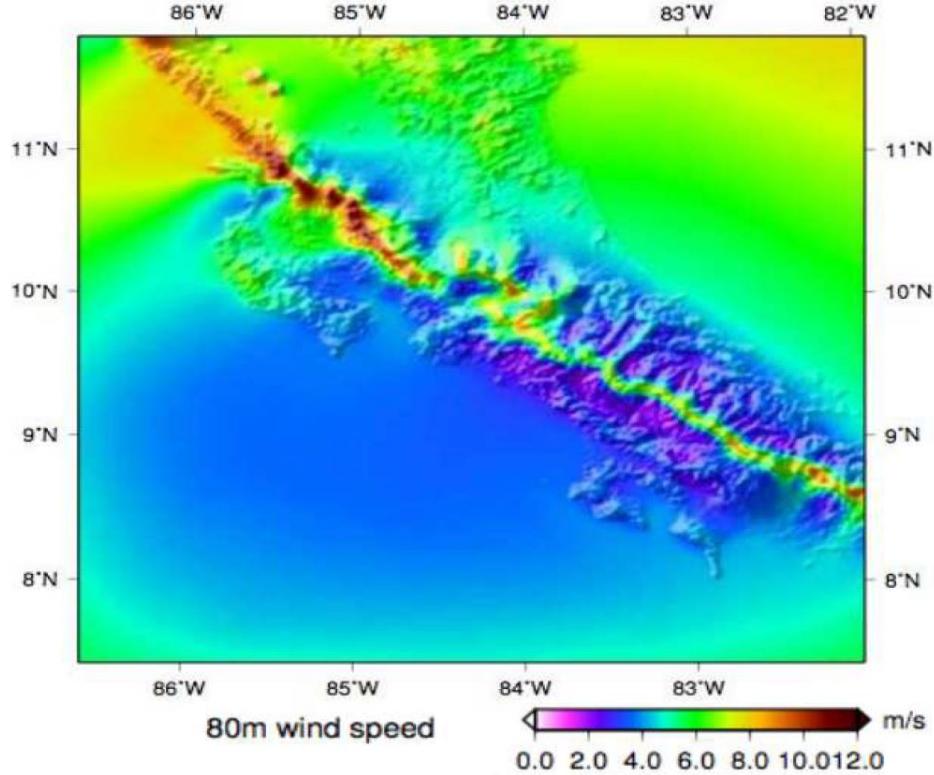


Figura 1.2: Potencial eólico de Costa Rica de 2007.

Considerando este panorama, se puede afirmar que Costa Rica no cuenta con estudios sobre el recurso eólico en regiones específicas del país, a partir de datos de estaciones meteorológicas. Al profundizar en este recurso, se podría revelar un potencial en alguna localidad particular, partiendo de un análisis más detallado, como el desarrollado por [30], que basado en variables como la velocidad y, dirección del viento, evidencia un gran potencial en una región colombiana.

Estudios similares en Reino Unido han permitido identificar las mejores zonas para el uso de turbinas de pequeña escala [31]. En Suecia, mediciones directas de la velocidad del viento, mediante mástiles de 100 m de altura, se emplean para determinar los sitios adecuados para el emplazamiento de parque eólicos [32]. En Nigeria se han desarrollado estudios del perfil de velocidad de viento, procesando mediciones de velocidad de viento a 10 m de altura, mediante redes neuronales [33]. Entre tanto en Japón, se emplean técnicas avanzadas de mecánica de fluidos computacional para predecir el comportamiento del viento sobre terreno complejo [34]. Estudios del recurso eólico es

de interés en localidades alrededor de todo el mundo como Burkina Faso [35], Australia [36] e incluso en desiertos en China [37].

En este capítulo se muestran las características del recurso eólico en Costa Rica. Esta caracterización se realiza con datos medidos principalmente a 10 m de altura sobre el nivel del suelo, proveídos por el IMN, el ICE y el ITCR. Luego se presenta un estudio particular de la provincia de Cartago y se incluyen los resultados de la intensidad de turbulencia para la única estación que brinda los datos con la frecuencia necesaria para ello.

1.2. Metodología

Se ha dividido el país en tres grandes regiones, a saber, Valle Central, Vertiente Caribe y Vertiente Pacífico. El Valle Central a su vez se ha dividido en las provincias Alajuela, Cartago, Heredia y San José. La Vertiente Pacífico se subdivide en Pacífico Norte, Pacífico Central y Pacífico sur. La Vertiente Caribe se subdivide en Zona Norte y Caribe Sur.

En total son 37 estaciones meteorológicas que se encuentran repartidas en las subdivisiones anteriores. En la Figura 1.3 se muestra el detalle de esta distribución y en las Figuras 1.4 y 1.5 así como en los Cuadros 1.1, 1.2 y 1.3 se presenta la ubicación geográfica de cada estación.

Los datos son adquiridos con estaciones meteorológicas marca Campbell Scientific, que poseen anemómetros que mide la magnitud de la velocidad del viento en un rango de 0 m/s a 50 m/s con una precisión de ± 0.5 m/s y un valor umbral de 0.5 m/s. Para la medición de la dirección del viento, disponen de una veleta que mide en un rango de 0° a 360° con una precisión de $\pm 5^\circ$ y un valor umbral de 10° para velocidades entre 0.8 m/s y 1.8 m/s y de 5° para velocidades de 1.8 m/s o mayores. También se utilizan estaciones meteorológicas marca Davis, equipadas con un anemómetro que mide magnitudes de la velocidad del viento en el rango de 0 m/s a 80 m/s con una precisión de ± 1 m/s, una resolución de 0.1 m/s y un valor umbral de 0.4 m/s. La dirección del viento, se determina a través de una veleta que mide en un rango de 0° a

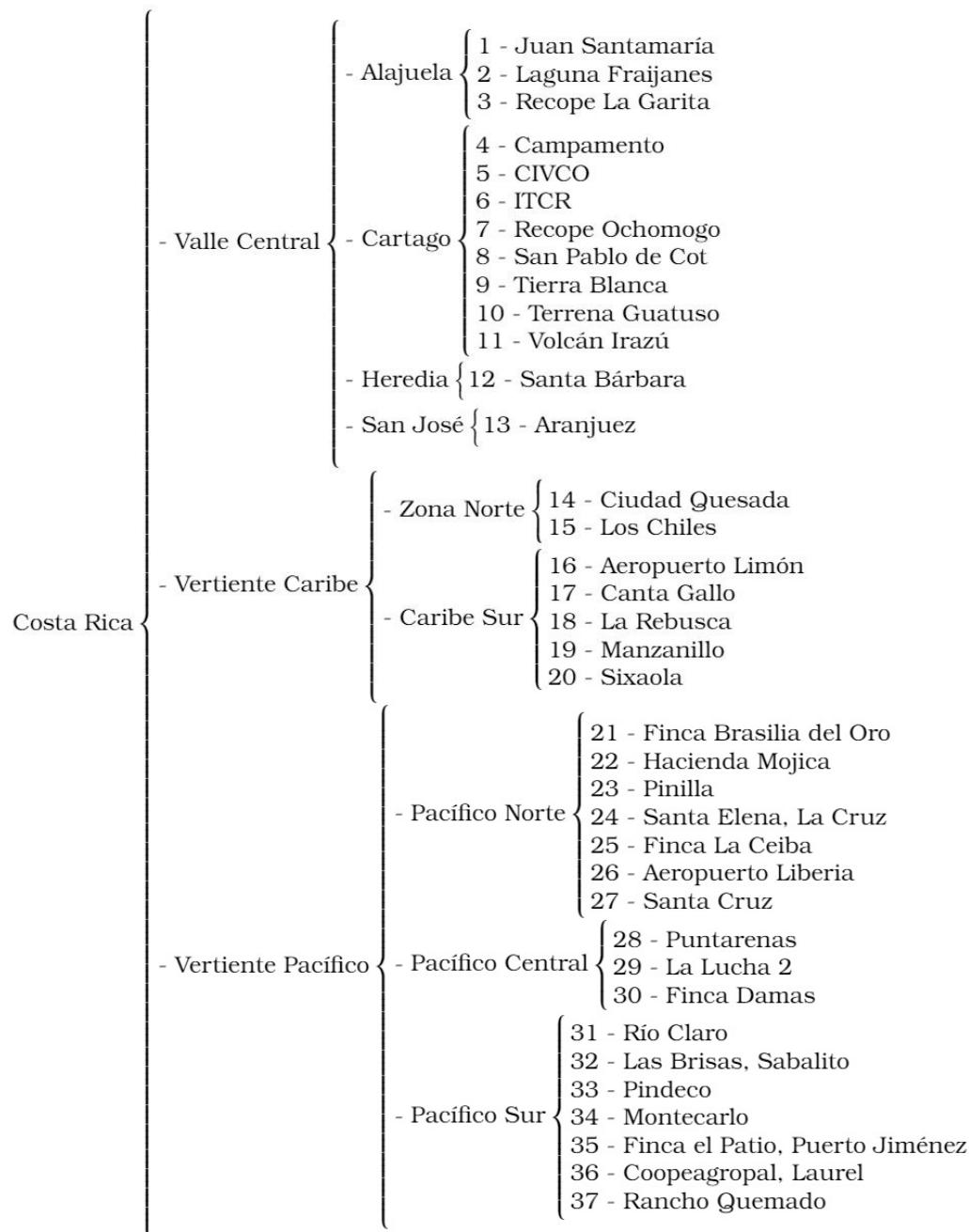


Figura 1.3: División de estaciones por región.



Figura 1.4: Ubicación de las estaciones en el territorio nacional. (Google Earth)

360° con una precisión de $\pm 3^\circ$ para valores de velocidad de 1.6 m/s o superiores.

Las estaciones meteorológicas tienen un anemómetro y una veleta a 10 metros de altura sobre el nivel del suelo, como la que se muestra en la Figura 1.6. Excepto la estación CIVCO que está a 1.5 m sobre el nivel del suelo.

La resolución de los datos disponibles es horaria, salvo los siguientes casos. Por un lado las estaciones Campamento, San Pablo de Cot, Tierra Blanca y Terrena de Guatuso; para estas cuatro la resolución de los datos es diaria. Luego para la estación CIVCO se dispone de datos cada 1 minuto. Esto permite realizar un cálculo de la intensidad de turbulencia en este único caso.

El procesamiento de los datos se realizó mediante el software Matlab, los códigos correspondientes se encuentran en el Apéndice A, con los cuales fue posible obtener los resultados de histogramas, rosa de los vientos y series de tiempo. A excepción del análisis de intensidad de turbulencia, lo que fue realizado en Microsoft Excel.

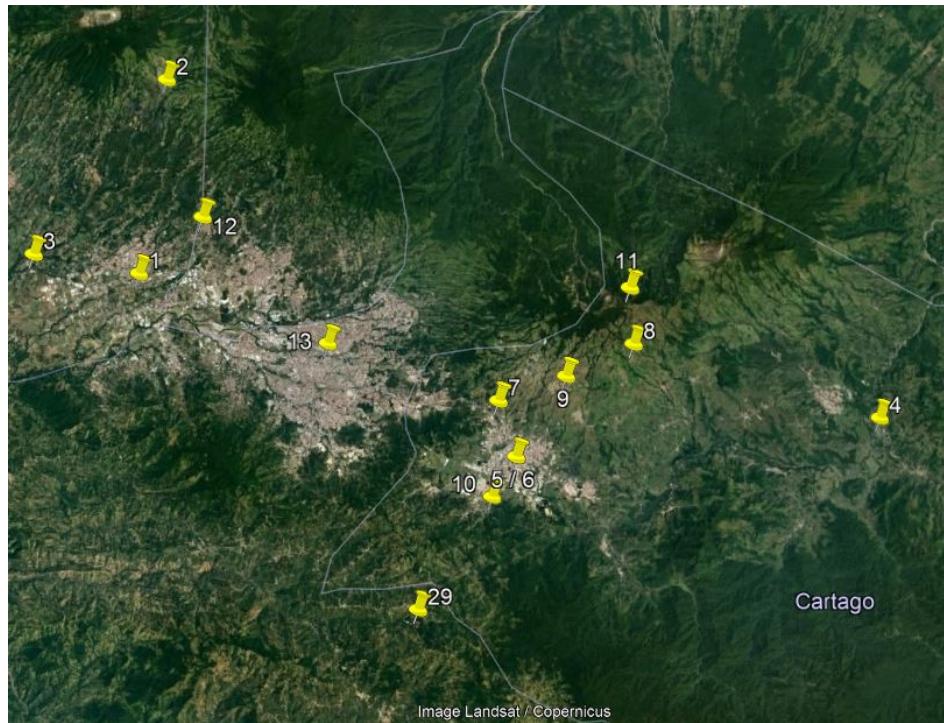


Figura 1.5: Ubicación de las estaciones en el Valle Central. (Google Earth)

Luego de dar el panorama general de Costa Rica, se muestra el caso específico de la provincia de Cartago, la segunda más pequeña de Costa Rica con área aproximada de 3124.67 km^2 . Se ubica en la región climática del Valle Central. Esta es afectada por las vertientes del Pacífico y del Caribe, esto genera un clima mixto que permite subdividir la región en oriental y occidental. Cartago se ubica en la parte oriental, zona con mayor influencia de la vertiente del Caribe [38]. La lluvia media anual presente en el valle central va de 1950 mm a 2820 mm y la temperatura media anual se encuentra en el rango de 15 °C a 22 °C [39].

Tabla 1.1: Estaciones en el Valle Central

| Nombre | Latitud Norte | Longitud Oeste | Altitud (m.s.n.m.) | Período | |
|------------------|----------------|----------------|-----------------------|-----------|------------|
| | | | | Inicio | Fin |
| ARANJUEZ | 09° 56' 16.61" | 84° 04' 10.83" | 1181 | 1/1/2007 | 31/12/2017 |
| SANTA BARBARA | 10° 02' 00" | 84° 09' 57" | 1070 | 1/1/2007 | 31/12/2017 |
| ITCR | 09° 51' 08" | 83° 54' 31" | 1360 | 1/1/2007 | 31/12/2017 |
| RECOPE OCHOMOGO | 09° 53' 40.21" | 83° 56' 19.41" | 1546 | 1/1/2007 | 31/12/2017 |
| VOLCAN IRAZU | 09° 58' 47.53" | 83° 50' 16.14" | 3331 | 1/1/2007 | 31/12/2017 |
| CAMPAMENTO | 09° 52' 52.65" | 83° 38' 46.28" | 610 | 1/1/2013 | 31/12/2017 |
| TERRENA GUATUSO | 09° 49' 18.90" | 83° 56' 37.63" | 1416 | 1/1/2013 | 31/12/2017 |
| SAN PABLO DE COT | 09° 56' 14.34" | 83° 50' 06.30" | 2421 | 1/1/2013 | 31/12/2017 |
| TIERRA BLANCA | 09° 54' 47.16" | 83° 53' 12.85" | 2121 | 1/1/2013 | 31/12/2017 |
| CIVCO | 09° 51' 08" | 83° 54' 31" | 1360 | 31/8/2011 | 2/5/2017 |
| JUAN SANTAMARIA | 09° 59' 26.45" | 84° 12' 52.93" | 913 | 1/1/2007 | 31/12/2017 |
| LAGUNA FRAIJANES | 10° 08' 14.4" | 84° 11' 36.6" | 1720 | 1/1/2007 | 31/12/2017 |
| RECOPE LA GARITA | 10° 00' 19" | 84° 17' 45" | 740 | 1/1/2007 | 31/12/2017 |

Tabla 1.2: Estaciones en la Vertiente del Caribe

| Nombre | Latitud Norte | Longitud Oeste | Altitud (m.s.n.m.) | Período | |
|------------------|----------------|----------------|-----------------------|----------|------------|
| | | | | Inicio | Fin |
| CIUDAD QUESADA | 10° 18' 41" | 84° 25' 43" | 700 | 1/1/2007 | 23/3/2017 |
| LOS CHILES | 11° 01' 54" | 84° 42' 42" | 40 | 1/1/2007 | 31/12/2017 |
| LA REBUSCA | 10° 29' 00" | 84° 01' 00" | 40 | 1/1/2007 | 31/12/2017 |
| CANTA GALLO | 10° 29' 48" | 83° 40' 28" | 20 | 1/1/2007 | 31/12/2017 |
| AEROPUERTO LIMON | 09° 57' 44" | 83° 01' 29" | 5 | 1/1/2007 | 31/12/2017 |
| MANZANILLO | 09° 37' 53.25" | 82° 39' 39.41" | 80 | 1/1/2007 | 31/12/2017 |
| SIXAOLA | 09° 31' 39" | 82° 38' 2" | 10 | 1/1/2007 | 25/10/2017 |

Tabla 1.3: Estaciones en la Vertiente del Pacífico

| Nombre | Latitud Norte | Longitud Oeste | Altitud (m.s.n.m.) | Período | |
|--------------------------------|----------------|----------------|-----------------------|------------|------------|
| | | | | Inicio | Fin |
| SANTA ELENA, LA CRUZ | 10° 55' 12" | 85° 36' 38" | 270 | 1/1/2007 | 31/12/2017 |
| HACHENDA MOJICA | 10° 27' 10" | 85° 09' 55" | 33 | 1/1/2007 | 31/12/2017 |
| FINCA BRASILIA DEL ORO | 10° 58' 59" | 85° 20' 50" | 380 | 1/1/2007 | 31/12/2017 |
| PINILLA | 10° 15' 36" | 85° 50' 16" | 15 | 1/1/2007 | 31/12/2017 |
| FINCA LA CEIBA | 10° 06' 40" | 85° 19' 03" | 58 | 1/1/2007 | 31/12/2017 |
| AEROPUERTO LIBERIA | 10° 35' 20.40" | 85° 33' 07.70" | 89 | 1/1/2007 | 31/12/2017 |
| SANTA CRUZ | 10° 17' 07" | 85° 35' 30" | 40 | 1/1/2007 | 31/12/2017 |
| PUNTARENAS | 09° 58' 20" | 84° 49' 51.44" | 3 | 1/1/2007 | 31/12/2017 |
| LA LUCHA 2 | 09° 44' 12" | 84° 00' 02" | 1740 | 1/3/2009 | 31/12/2017 |
| FINCA DAMAS | 09° 29' 43" | 84° 12' 52" | 6 | 8/10/2008 | 31/12/2017 |
| LAS BRISAS, SABALITO | 08° 52' 48" | 82° 53' 39" | 1040 | 8/1/2007 | 31/12/2017 |
| PINDECO | 09° 08' 49" | 83° 20' 06" | 397 | 1/1/2007 | 31/12/2017 |
| MONTECARLO | 09° 21' 28" | 83° 36' 03" | 1005 | 17/6/2008 | 31/12/2017 |
| FINCA EL PATIO, PUERTO JIMENEZ | 08° 36' 02" | 83° 25' 51" | 8 | 1/1/2007 | 31/12/2017 |
| COOPEAGROPAL, LAUREL | 08° 28' 17" | 82° 51' 38" | 16 | 9/3/2007 | 31/12/2017 |
| RANCHO QUEMADO | 08° 41' 01" | 83° 34' 08" | 240 | 1/8/2012 | 31/12/2017 |
| RIO CLARO | 08° 40' 29" | 83° 03' 43" | 45 | 11/12/2009 | 31/12/2017 |



Figura 1.6: Torre de medición de velocidad de viento típica.

Para interpretar los resultados se debe tener en cuenta lo siguiente:

- Histogramas: El histograma muestra cuáles son los valores de magnitud del viento en los que se encuentran el mayor porcentaje de datos acumulado.
- Rosa de los vientos: Toma la dirección y la magnitud de los datos y realiza un histograma de frecuencias relativas polar. La rosa de los vientos muestra la dirección de donde proviene el viento, se muestra la dirección de mayor incidencia del viento en cada estación.
- Serie de tiempo horaria: Se calcula el promedio de cada hora, utilizando los datos originales de cada estación. Por ejemplo, para la hora 1 se estima el promedio de todos los datos de todas las horas 1 del período disponible, de este modo se obtiene un dato promedio para la hora 1 del día. La gráfica permite ver la tendencia o variaciones (promedio) de la intensidad del viento a lo largo de las 24 horas del día.
- Serie de tiempo diaria: Se calcula el promedio de cada día, utilizando los datos originales de cada estación. Por ejemplo, para el día 1 se estima el promedio de todos los datos de todos los días 1 del período disponible, de este modo se obtiene

un dato promedio para el día 1 del mes. La gráfica permite ver la tendencia o variaciones (promedio) de la intensidad del viento a lo largo de los 31 días del mes.

- Serie de tiempo mensual: Se calcula el promedio de cada mes, utilizando los datos originales de cada estación. Por ejemplo, para enero se estima el promedio de todos los datos de todos los eneros del período disponible, de este modo se obtiene un dato promedio para el mes de enero. La gráfica permite ver la tendencia o variaciones (promedio) de la intensidad del viento a lo largo del año.

El primer análisis que se realiza es la representación de las series de tiempo de la velocidad del viento, posteriormente se grafica la velocidad del viento de forma mensual y horaria, para visualizar variaciones estacionales y a lo largo de las 24 horas del día, respectivamente. El segundo análisis que se efectúa es la distribución de frecuencia para las distintas velocidades del viento. El tercer análisis que se efectúa es la intensidad de turbulencia, únicamente en la estación CIVCO, debido a su frecuencia de muestreo, que es cada 1 minuto. La intensidad de turbulencia, definida como la desviación estándar muestral (normalizada entre N-1) dividida entre el promedio, para un conjunto de datos en un tiempo dado [9]; se establece, como es usual, grupos de datos cada 10 minutos. Para los datos disponibles y analizados en este capítulo, la intensidad de turbulencia solo es posible de calcular en la estación CIVCO, debido a que es la única con datos cada minuto, el resto son cada hora o cada día según se indicó anteriormente. En el Capítulo 2 se profundiza el tema empleando datos recolectados con torres meteorológicas propias, instaladas y supervisadas durante el desarrollo de esta investigación.

Para procesar los datos de la estación CIVCO y calcular la intensidad de turbulencia, se eliminan todas las entradas que tienen velocidad cero. De un total de 151 018 promedios de 10 minutos, se descartan 26 796 promedios por ser iguales a cero. Con los datos restantes, considerando la incertidumbre del equipo, se descartan todos los promedios menores a 1 m/s. En este caso se descartan 38 431 promedios. Siendo así, se descartaron en total 65 227, entre ceros y valores promedio menores a 1 m/s. Esto corresponde a un 43 % de los datos disponibles, lo cual es previsible al ser una estación

ubicada a 1.5 metros de altura sobre el nivel del suelo. Con los datos restantes, un total de 85 791 promedios calculados cada 10 minutos, se obtienen los resultados de intensidad de turbulencia únicamente para la estación CIVCO.

1.3. Resultados

Al procesar todos los datos de las estaciones meteorológicas mostradas en la figura 1.4, se obtienen los histogramas y rosas de los vientos que están visibles en el Apéndice B.

A continuación, se presentan los resultados del análisis estadístico de la intensidad y dirección del viento en la provincia de Cartago. Para mostrar el comportamiento general del recurso eólico, en las figuras 1.7 y 1.8 se muestra la serie de tiempo de la magnitud de la velocidad del viento, en el período comprendido por cada estación. La Figura 1.7 se refiere a las estaciones administradas por el ICE y muestra valores máximos entre los 5 m/s y 7 m/s en la estación de San Pablo de Cot; las menores intensidades están entre 0 m/s y 1 m/s en la estación de Campamento. El eje horizontal es la escala temporal, se coloca para orientación el mes de enero de cada año, indicado como “Jan”. La figura 1.8 se refiere a las estaciones administradas por el IMN y muestra intensidades máximas entre los 5 m/s y 7 m/s en la estación de RECOPE en Ochomogo; las menores intensidades están en la misma estación en periodos de calma (0 m/s).

1.3.1. Variación mensual del viento

Al analizar los promedios anuales de todos los datos disponibles, se obtiene que para la región del Cartago la variación mensual presenta un aumento del viento para los meses que van de noviembre hasta febrero. Luego se presenta una disminución con un pequeño aumento entre junio o julio, periodo conocido como las canículas; un mínimo se presenta entre setiembre y octubre. En la figura 1.9 se presenta la distribución mensual de la magnitud de la velocidad del viento para las estaciones meteorológicas del caso particular de Cartago.

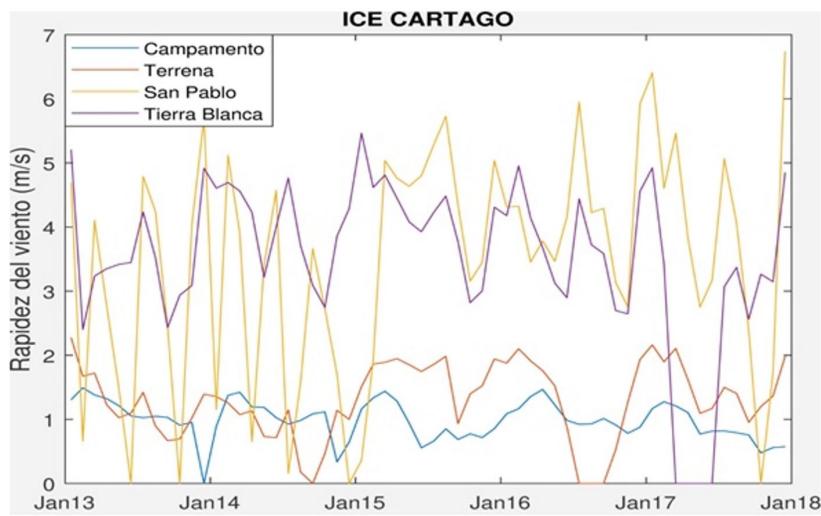


Figura 1.7: Series de tiempo de la magnitud del viento en las estaciones meteorológicas ubicadas en la provincia de Cartago, administradas por el ICE.

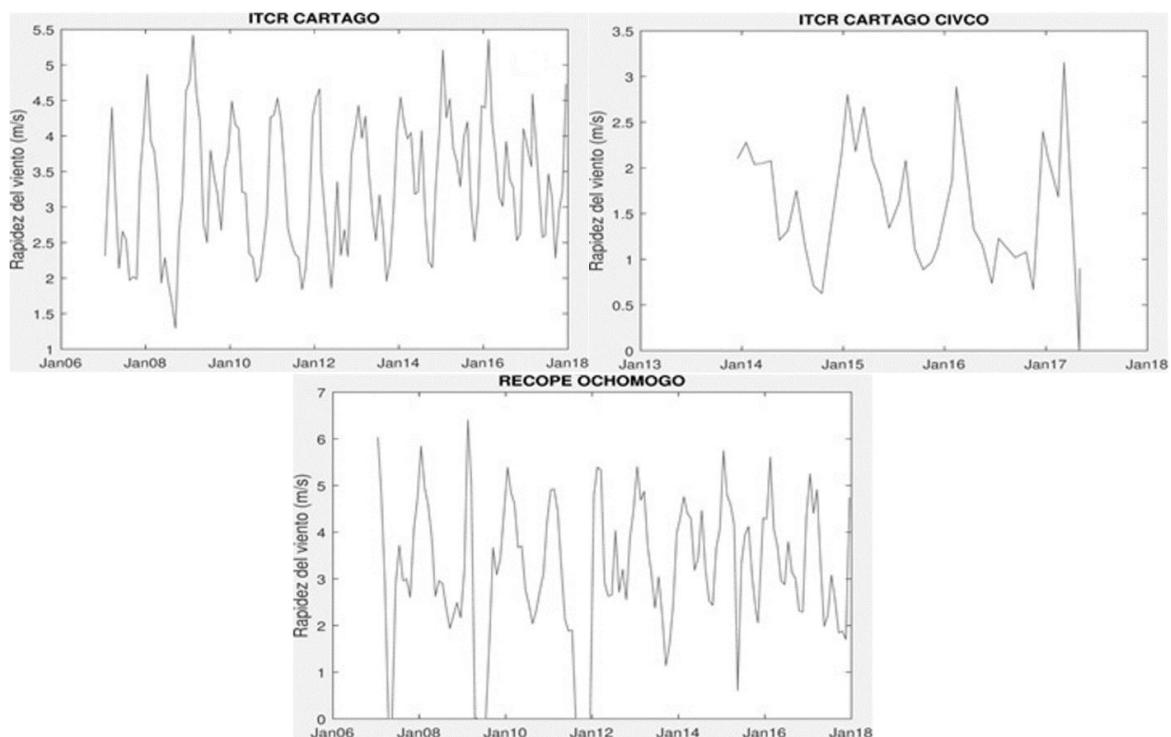


Figura 1.8: Series de tiempo de la magnitud de la velocidad del viento en las estaciones meteorológicas ubicadas en la provincia de Cartago, administradas por el IMN.

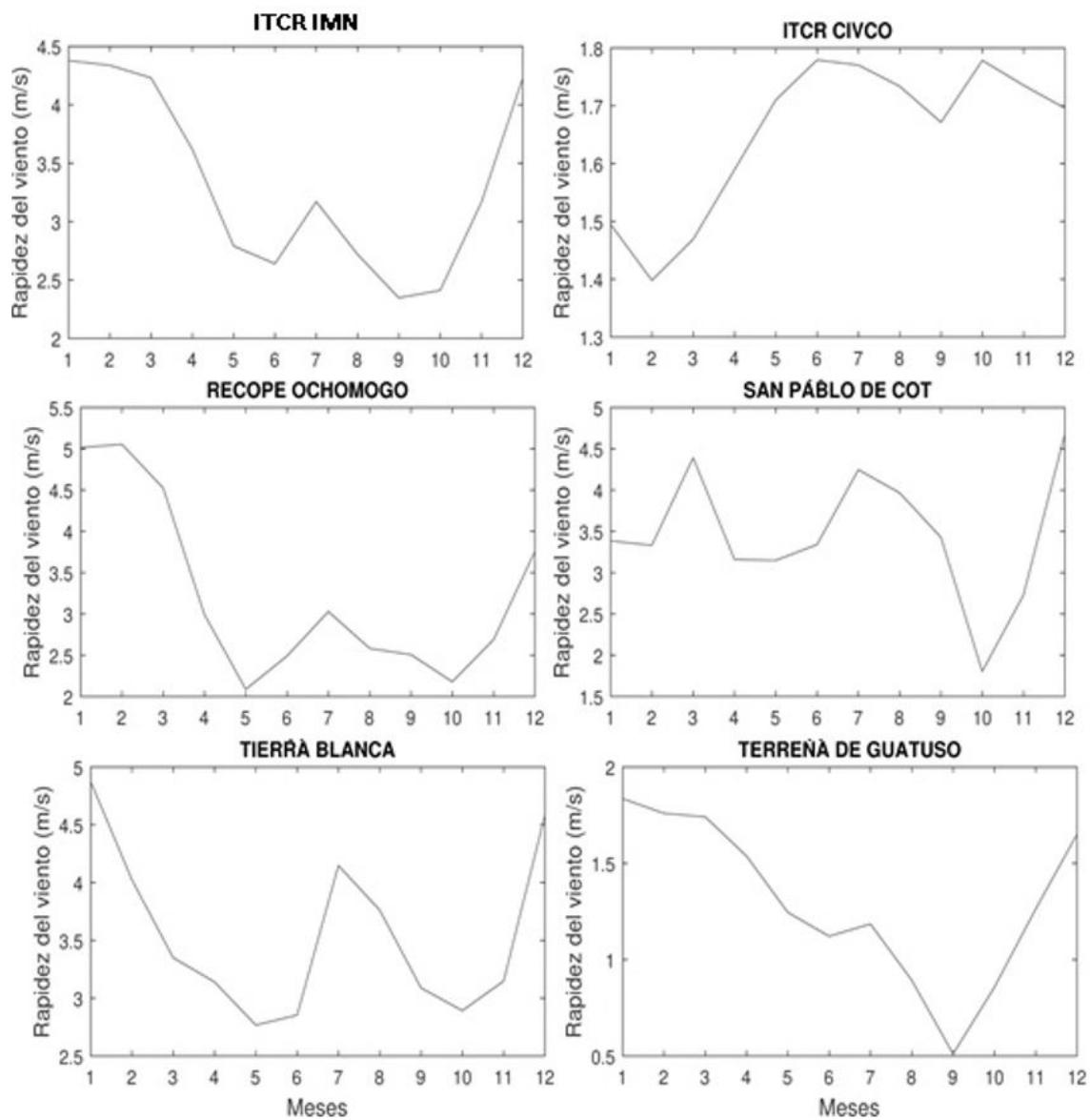


Figura 1.9: Distribución mensual de la magnitud del viento en las estaciones meteorológicas ubicadas en la provincia de Cartago.

1.3.2. Variación horaria del viento

Utilizando las estaciones meteorológicas administradas por el IMN y el CIVCO en Cartago, se logra ver la distribución de velocidades del viento a lo largo de las 24 horas del día, como se muestra en la figura 1.10. Los máximos son entre 3 m/s y 6 m/s aproximadamente, la estación del CIVCO se encuentra a una altura menor que las estaciones del IMN, esa diferencia de altura se traduce en una diferencia en la magnitud del viento de 2 m/s en el máximo y un desfase del máximo de dos horas aproximadamente. La estación del IMN ubicada en el Volcán Irazú presenta un comportamiento distinto, con intensidades casi constantes de 6 m/s en horas de la noche y madrugada, con un decaimiento de la intensidad a partir de las 7:00 a.m. llegando al mínimo de 4 m/s, cerca de las 4:00 p.m.

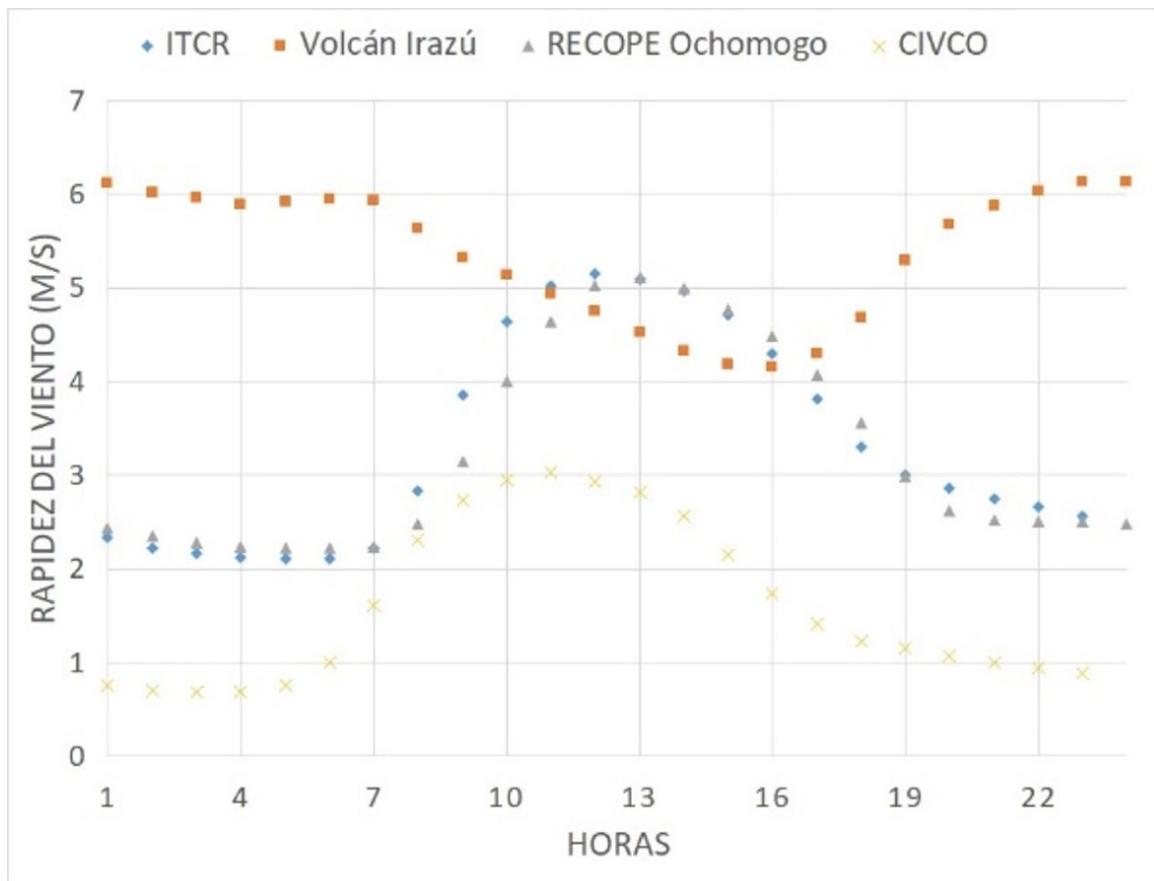


Figura 1.10: Distribución horaria de la magnitud del viento en las estaciones meteorológicas administradas por el IMN y el CIVCO en Cartago.

1.3.3. Dirección del viento

La provincia de Cartago se encuentra en la parte oriental del Valle Central y es influenciada por la Vertiente del Caribe, de modo que los vientos alisios son los que predominan en la provincia. En las figuras 1.11 y 1.12 se puede observar la rosa de los vientos para las estaciones meteorológicas administradas por el IMN y el ICE. En cada imagen se indica la escala de velocidad del viento en m/s. Se puede determinar, según los datos de las estaciones, que las componentes predominantes son las Este o Norte, teniendo clara influencia los vientos alisios.

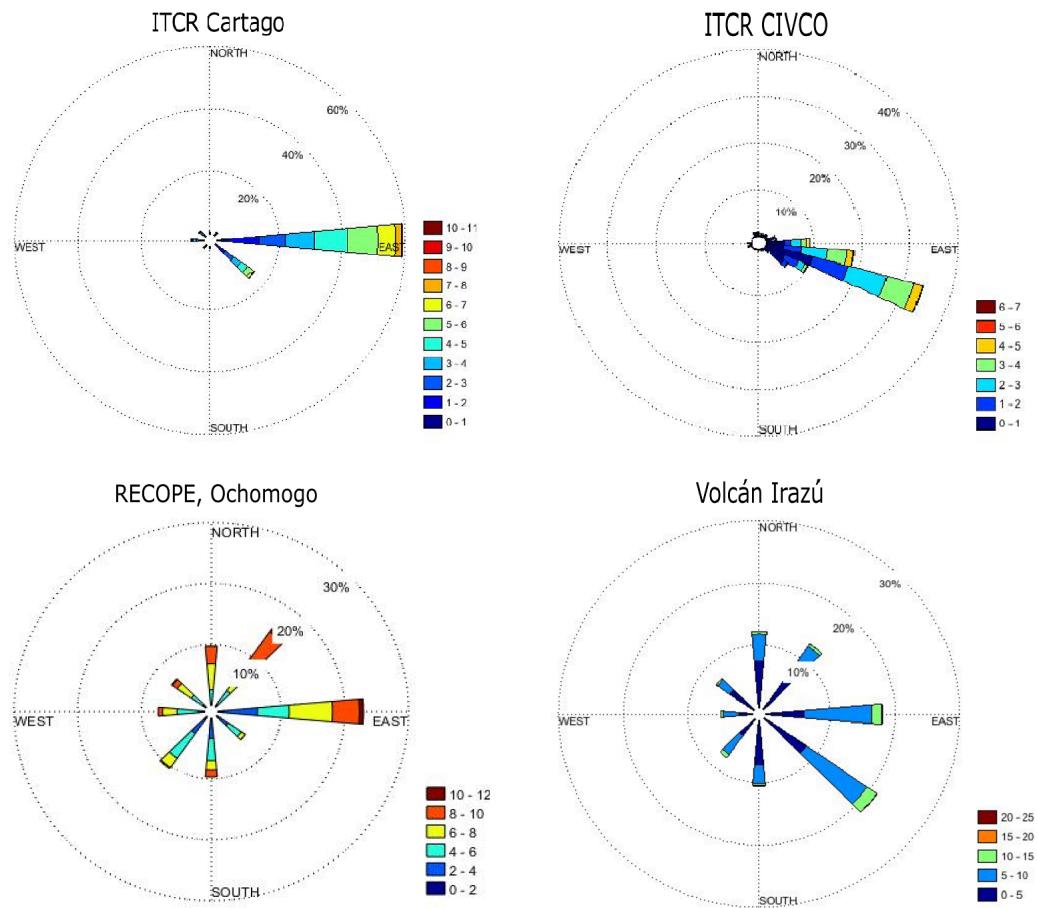


Figura 1.11: Rosa de los vientos para las estaciones meteorológicas ITCR, CIVCO, Ochomogo y Volcán Irazú.

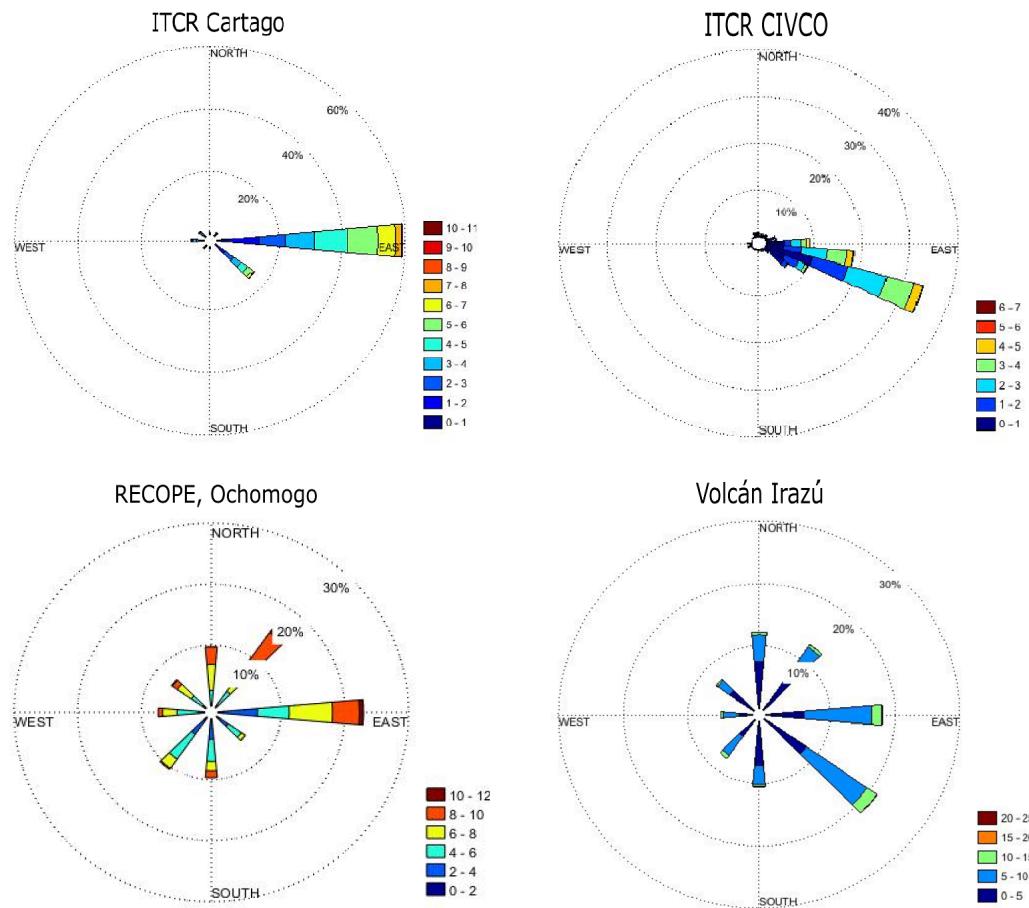


Figura 1.12: Rosa de los vientos para las estaciones meteorológicas Campamento, San Pablo, Tierra Blanca y Terrena.

1.3.4. Frecuencia de distribución de la velocidad del viento según su intensidad

Como se muestra en las figuras 1.13 y 1.14, para la provincia de Cartago se cuenta con un predominio de las intensidades de velocidad de viento menores a 5 m/s. En dos de las estaciones la magnitud que predomina se encuentra entre 4 m/s y 5 m/s, son las ubicadas en Tierra Blanca y en el volcán Irazú. Ambas estaciones se encuentran a mayor altitud sobre el nivel del mar por lo que es posible encontrar intensidades del viento mayores.

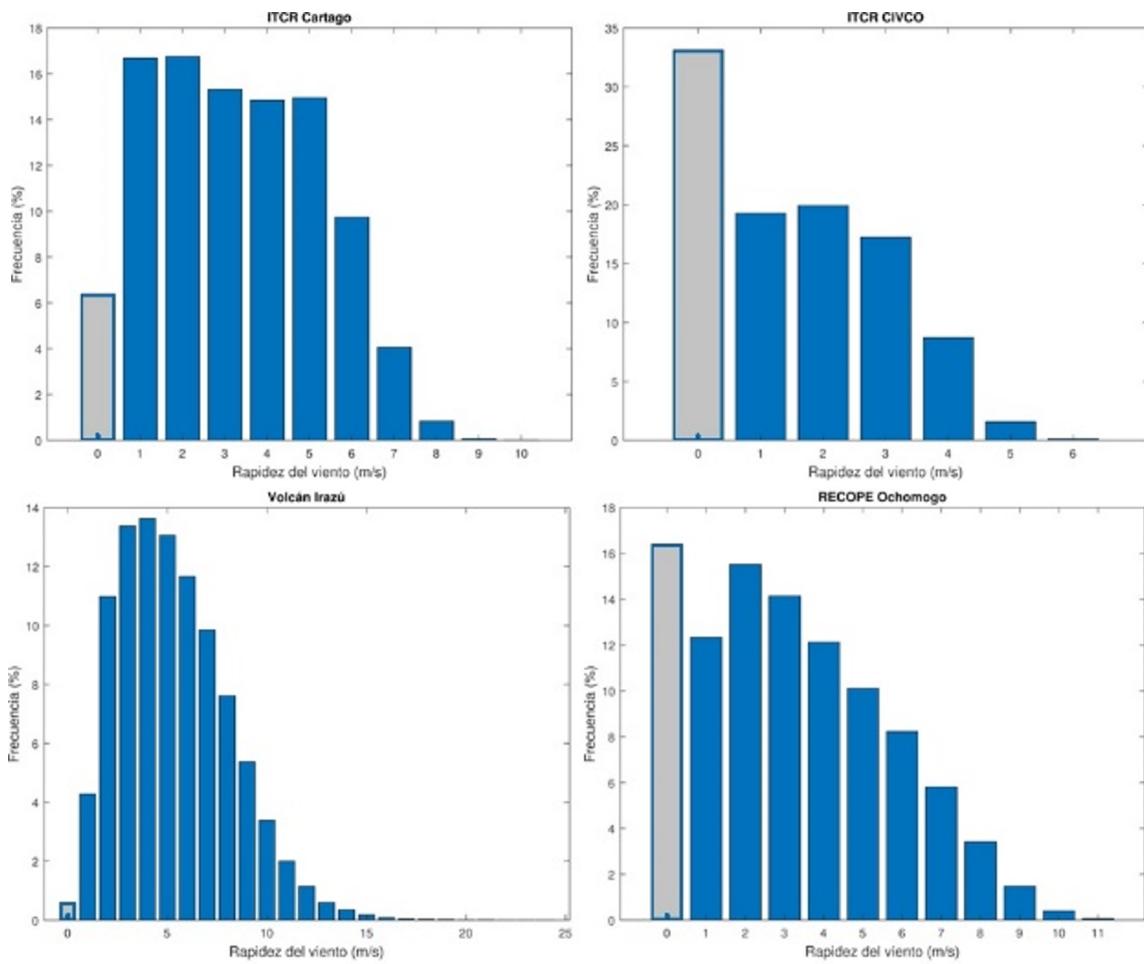


Figura 1.13: Distribución de frecuencia de la magnitud de la velocidad del viento en las estaciones ITCR, CIVCO, Volcán Irazú y Ochomogo.

Se consideró el viento calmo (intensidades de 0 m/s), representado por una barra gris en las figuras 1.13 y 1.14. El viento calmo representa el porcentaje mayor en la

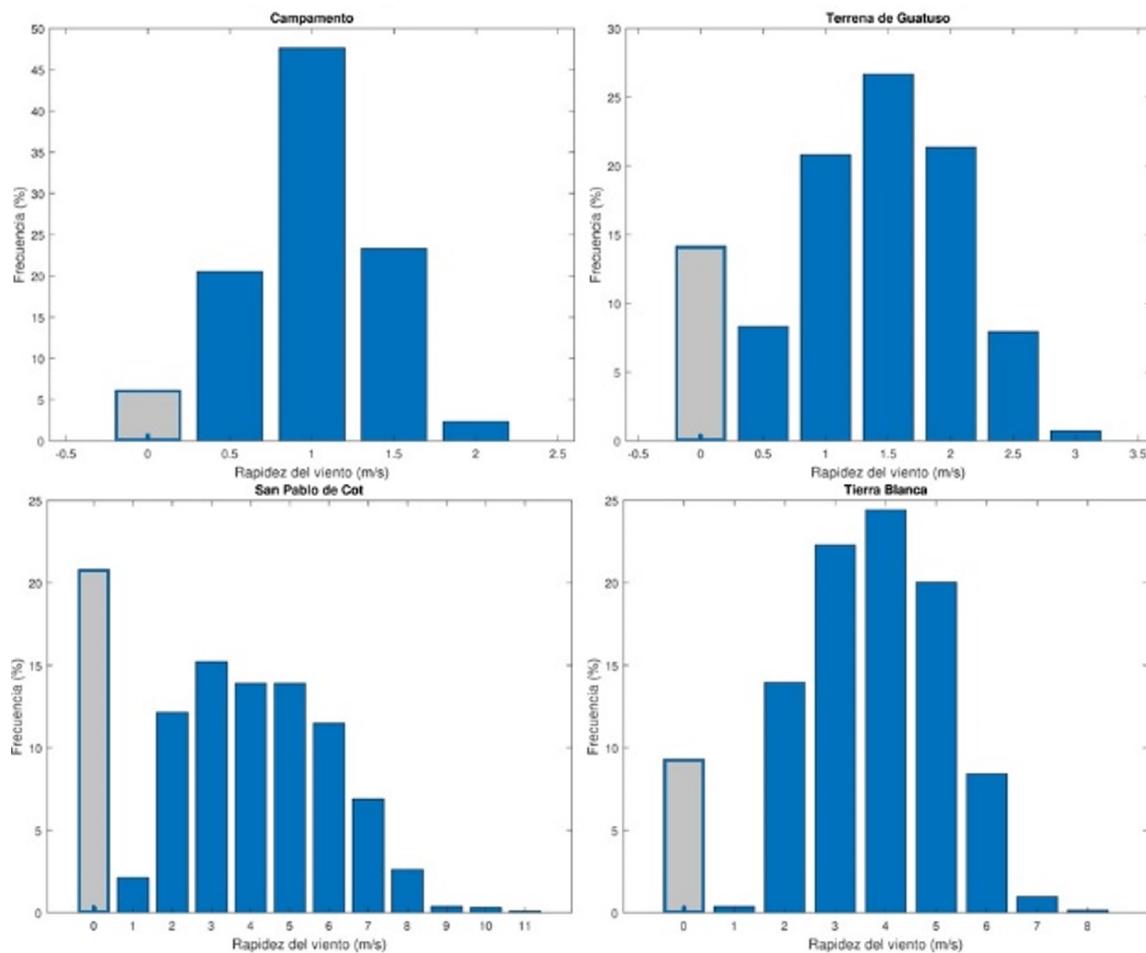


Figura 1.14: Distribución de frecuencia de la magnitud del viento en las estaciones Campamento, Terrena, San Pablo y Tierra Blanca.

distribución de frecuencia en tres de las ocho estaciones analizadas. El punto donde esto es más evidente por la diferencia porcentual que se genera es en el CIVCO, pero esta estación se encuentra a una altura sobre la superficie de 1.5 m esto hace que sea esperable que las intensidades del viento se encuentren dentro de las más bajas o que predomine el viento calmo. La estación Volcán Irazú es la única que exhibe de forma clara la distribución típica de Weibull, que es característica de los histogramas de velocidad del viento.

1.3.5. Intensidad de turbulencia en la estación CIVCO

Según se describió en la metodología, el CIVCO es la única estación en la que es posible calcular la intensidad de turbulencia, dada su frecuencia de muestreo, que es 1 dato tomado cada 10 segundos. Además, se debe tener en cuenta solo el 43 % de los datos disponibles fueron empleados en este cálculo, según se detalló en la metodología. El tema de intensidad de turbulencia es retomado en el capítulo 2 utilizando mediciones tomadas durante el desarrollo de esta investigación. Por tanto este apartado debe considerarse como un análisis preliminar de la IT, el cuál será validado y ampliado.

La figura 1.15 muestra la intensidad de turbulencia en la estación CIVCO, la única estación, dentro de las que se incluyen en este estudio, que permite generar este tipo de gráficos con promedios cada 10 minutos, debido a su frecuencia de muestreo.

En el histograma, la cifra de intensidad de turbulencia en el eje horizontal, se interpreta como “menor o igual” para cada rango, siendo por ejemplo el número 10, el rango de IT mayor que 5 % y menor o igual que 10 %. De este modo las barras de mayor tamaño, indicadas como 20, 25 y 30, representan los valores de IT mayores que 15 % y hasta 30 %. Estos rangos tan elevados de intensidad de turbulencia implican mucha variabilidad en la velocidad del viento. Se debe tener presente que los datos de esta estación se toman a 1.5 m sobre el nivel del suelo, por lo que es razonable registrar velocidades bajas y también capturar el efecto que tienen los obstáculos superficiales sobre el viento.

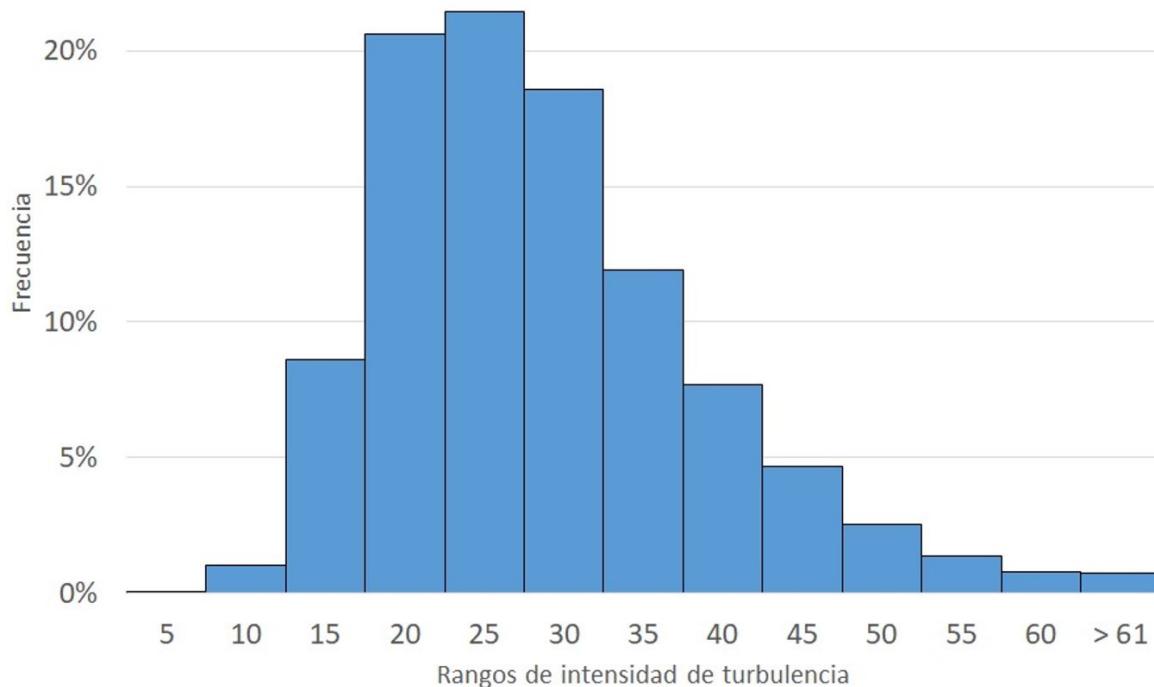


Figura 1.15: Histograma de la intensidad de turbulencia en la estación CIVCO.

1.4. Conclusiones

En este capítulo, orientado a analizar el recurso eólico en Costa Rica y de forma particular en la provincia de Cartago, con datos medidos a 10 m de altura sobre el nivel del suelo, se llega a las siguientes características del recurso eólico en la provincia en estudio:

- En promedio, los valores del viento en la región se encuentran entre los 3 y 5 m/s, esto a una altura de 10 m sobre la superficie.
- Al comparar dos estaciones ubicadas en el mismo punto, la estación a menor altura llega al máximo de velocidad de viento al menos 2 horas antes que la estación ubicada a 10 m de altura.
- La estación a mayor altura sobre el nivel del mar, pero siempre a 10 m sobre el nivel de la superficie, ubicada en el Volcán Irazú, registra las mayores velocidades en promedio, alrededor de 6 m/s.
- Con base en los datos tomados a 1.5 m de altura en las instalaciones del ITCR,

la intensidad de turbulencia registra valores principalmente entre 15 y 30 %.

En la provincia de Cartago la magnitud del viento se puede clasificar en dos periodos bien marcados, uno en los meses de fin e inicio de año (de noviembre a febrero) en los cuales las intensidades del viento son fuertes y otro periodo en el cual la intensidad del viento disminuye hasta alcanzar los valores más bajos (septiembre y octubre).

Esta provincia presenta una fuerte influencia de los vientos alisios, provenientes de la Vertiente del Caribe, de modo que las direcciones que predominan son las componentes Norte o Este, siendo las dos componentes más recurrentes en los datos analizados.

Capítulo 2

La velocidad del viento en las zonas boscosas

Después de tratar en el capítulo anterior el tema del recurso eólico en cuanto a la distribución de frecuencia, a la altura característica de 10 m, usando los datos disponibles en Costa Rica, en este capítulo se determinan los perfiles de viento en función de la altura obtenidos mediante anemómetros de copas, con mediciones propias realizadas durante el transcurso de esta investigación. Se han seleccionado alturas entre 4 y 14 m para describir de manera amplia el perfil de velocidad al que estará sometida la turbina eólica, la cual se diseña para operar a una altura cercana a los 10 m sobre el suelo.

Primero se adopta el modelo clásico de un comportamiento logarítmico del viento en función de la altura y se determina la rugosidad característica del terreno, propia de las zonas boscosas, empleando la única locación del Capítulo 1 que tenía anemómetros a dos distintas alturas. Se encuentra que la longitud de rugosidad es variable y depende de la velocidad del viento, por el acople que existe entre el viento mismo y los obstáculos en el suelo, en particular los árboles. Luego se plantea, con el uso de nuevas mediciones de viento atmosférico tomadas en dos torres meteorológicas, la definición de un nuevo modelo de velocidad de viento en función de la altura, es decir, una expresión para el perfil de viento característico para zonas boscosas de Costa Rica. Este resulta ser un polinomio dependiente tanto de la altura como de la temperatura, con validez para regiones con árboles de altura promedio de 6 m. De tal manera que para futuras

turbinas de diferente tamaño o instaladas a diferente altura, se puede estimar mejor el viento al que estarán sometidas. Así mismo, los resultados de las mediciones realizadas durante esta investigación validan que la velocidad del viento a 10 m sobre el suelo, no supera los 6 m/s en la mayoría de los casos. Adicionalmente, se detalla el caso de la evolución de la intensidad de turbulencia en función de la altura, en las mismas dos torres meteorológicas y se encuentra que la intensidad de turbulencia promedio es alrededor de 30 %, lo que coincide con los resultados del Capítulo 1.

2.1. Introducción

El comportamiento del viento depende en gran medida de la composición de la superficie, siguiendo con el caso de Costa Rica, su superficie está cubierta en un 52 % por zonas boscosas [40], lo cual es usual en los países tropicales. Por esta razón, es necesario comprender en detalle la interacción entre este tipo de terrenos y el viento, para aprovechar el recurso eólico en las zonas boscosas tropicales. En la literatura existen múltiples modelos para el perfil de viento, por ejemplo, la Ley Logarítmica [41], relaciona la magnitud de la velocidad del viento con la altura sobre el suelo, el esfuerzo cortante superficial, la densidad del aire, la longitud de rugosidad z_0 y la constante de Von Karman.

La longitud de rugosidad se define como la altura sobre el suelo a la cual la velocidad es nula, depende principalmente de la vegetación y el tipo de terreno, esquemáticamente se muestra en la Figura 2.1. Según el tipo de superficie varios autores han reportado distintos valores para la longitud de rugosidad, recopilados en [42]. Según esta referencia en terreno plano como hielo, la longitud de rugosidad es sumamente pequeña y para superficies específicas existe una discrepancia notable cuando se comparan los valores reportados en las diferentes investigaciones.

La altura mínima para la cual la Ley Logarítmica es válida, se identifica como z^* en la Figura 2.1 y se denomina altura de difusión de estela, la cual marca la división entre la sub capa rugosa (en inglés buffer layer, transition layer o roughness sublayer -RSL-) y la sub capa inercial (en inglés logarithmic layer). Autores como Mertens [16]

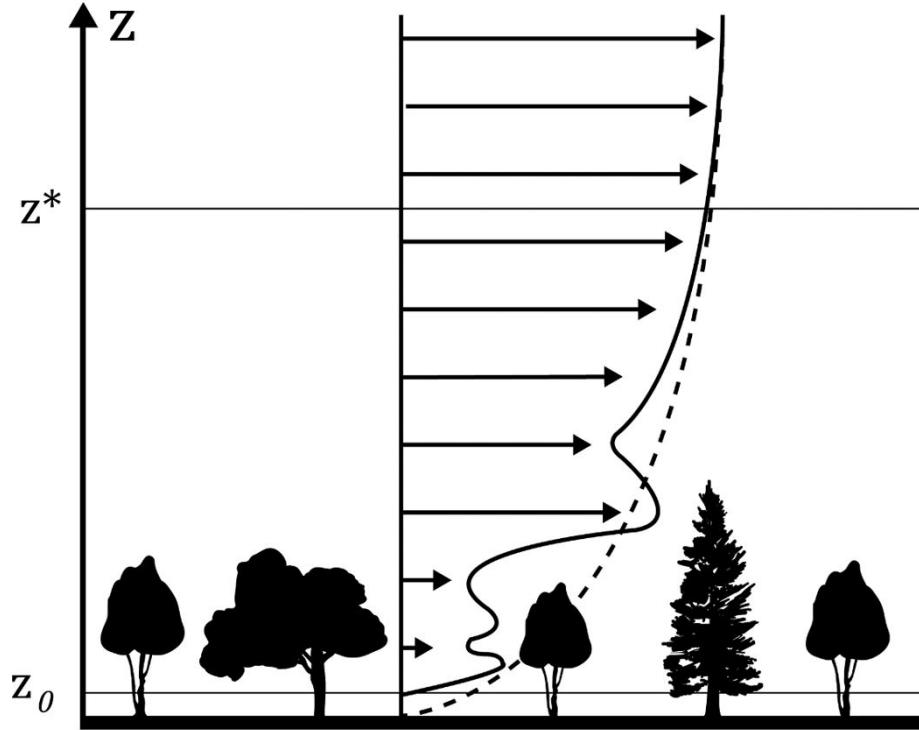


Figura 2.1: Perfil de viento vertical en una zona boscosa.

indican valores de z^* entre 34.5 y 39 m.

Una manera usual de emplear la Ley Logarítmica es relacionar la velocidad del viento a dos diferentes alturas, de modo que se puede obtener la Ecuación 2.1, que es una expresión para la velocidad en función de la altura, si se conoce una velocidad a una altura dada. La velocidad también resulta función de la longitud de rugosidad.

$$u_2 = u_1 \frac{\ln \frac{z_2}{z_0}}{\ln \frac{z_1}{z_0}} \quad (2.1)$$

La longitud de rugosidad puede ser despejada de la Ecuación 2.1 para obtener la expresión que se presenta en la Ecuación 2.2.

$$z_0 = e^{\frac{u_2 \ln(z_1) - u_1 \ln(z_2)}{u_2 - u_1}} \quad (2.2)$$

La longitud de rugosidad es fundamental para conocer el perfil de velocidad y estimar así el recurso eólico, sin embargo, distintas investigaciones señalan que la longitud de rugosidad es variable [43], [44], lo que dificulta su estimación adecuada en la sub-

capa rugosa, [45]. En el caso de [46] se analizan los efectos del cambio de la altura promedio de los árboles en la longitud de rugosidad y en [47] se realiza un estudio similar en cuanto a su variación con los cambios de vegetación; en ambos se encuentra que la relación es sumamente variable.

Las zonas donde se instalan de forma preferente las turbinas eólicas son sitios de baja rugosidad, baja intensidad de turbulencia y de alta velocidad de viento, sin embargo, para aplicaciones en tierra, estas regiones son cada vez más escasas y se hace necesario considerar escenarios con alta rugosidad como sitios boscosos [16]. De este tipo de ambientes se conoce poco debido a la alta rugosidad y lo heterogéneo del paisaje [48]. No obstante, se ha señalado que en estas regiones la producción energética anual puede disminuir en un 17% y que los tiempos fuera de servicio debido a fallas en los aerogeneradores puede aumentar 2.2 veces [49].

En la literatura se encuentran otras opciones de modelos de velocidad del viento, distintas de la Ley Logarítmica, por ejemplo para alturas de hasta 100 m, basándose en mediciones a 10, 20 y 30 m de altura [50]. En estudios del potencial eólico, es usual instalar torres de medición a 10 m de altura con la restricción que a un radio de 300 m no existan edificios o árboles para evitar distorsionar las lecturas [51].

En terrenos propiamente boscosos, se han construido perfiles de velocidad de viento con base en mediciones de anemómetros sónicos instalados a 42 m de altura. En este estudio se concluye que los modelos actuales no son capaces de representar los datos en zonas boscosas complejas y que con rutinas de interpolación es posible reducir la cantidad de torres de gran altura para mapear el viento en estas regiones [52]. Por otra parte, en [53] proponen el uso de torres de altura idéntica al eje de las turbinas, entre 70 y 100 m, pero con un método de correlación que permite estimar el recurso con mediciones de corto plazo, entre 10 y 100 días [54].

Para modelar el recurso eólico en general, más allá del perfil de velocidad, existen propuestas metodológicas para el mapeo mediante expresiones explícitas que consideran la forma y distribución de los obstáculos en el suelo [55], en sitios o regiones específicas, también modelos semi-empíricos que se alimentan de grandes cantidades de datos y diseñados específicamente para evaluar sitios de potencial para turbinas

eólicas de pequeña escala [56]. Sin embargo, los métodos más usuales, requieren de la caracterización de la estructura completa del terreno, específicamente de la altura de los obstáculos como árboles en zonas boscosas [57], esto con herramientas muy avanzadas y costosas como mediciones láser conocidas como LiDAR (Del acrónimo en inglés Light Detection and Ranging) [58], o bien censado remoto en general [59], las cuales requieren de un alto costo de inversión.

La finalidad de conocer detalladamente el comportamiento del viento, es poder predecir el desempeño de las turbinas eólicas que sean instaladas dentro de la sub capa rugosa, donde es conocido que las velocidades del viento suelen ser mucho menores a la velocidad nominal de las turbinas en venta [60].

Además de la baja velocidad del viento, el rendimiento de una turbina eólica se puede ver afectado por el efecto de la turbulencia [61]. En [62] se reporta una pérdida del 20 % de la potencia de las turbinas eólicas debido a las condiciones de flujo turbulento. Lo anterior, contrasta con lo reportado por [63] donde la potencia entregada aumenta considerablemente conforme aumenta la turbulencia. También, es opuesto a lo indicado en [64] donde se menciona que al aumentar la intensidad de turbulencia se beneficia la recuperación de la estela debido a un aumento en la energía cinética turbulenta, lo que impacta de forma positiva el desempeño de las turbinas eólicas de ese estudio particular. Además, en [65] se concluye que, al aumentar intensidad de la turbulencia, la potencia de salida de la turbina se sobre estima en velocidades del viento moderadas y se subestima con velocidades del viento más fuertes. Por su parte, en [66] se menciona que el coeficiente de potencia depende en gran medida de la intensidad de la turbulencia del flujo de entrada, porque la turbulencia influye en la separación del flujo en el lado de succión del aspa de la turbina.

Considerando que las turbinas eólicas ofrecidas actualmente en el mercado para soluciones residenciales no están diseñadas de forma específica para aprovechar la turbulencia, se entiende su bajo desempeño en flujo turbulento [67], [68]. Por tanto, las alternativas para la mejora del aprovechamiento del recurso eólico de pequeña escala son buscar puntos que además de una alta velocidad de viento, ofrezcan baja turbulencia, considerar desde el diseño de las turbinas eólicas el desempeño en flujo turbulento

[69], o bien el uso de sistema híbridos [70]. De acuerdo con [71] el modelo de turbulencia del régimen eólico local es un factor clave para determinar el rendimiento energético y la durabilidad de las turbinas que operan bajo la influencia de los entornos urbanos.

En investigaciones en sitios montañosos, se ha estimado el recurso eólico a la altura del eje de la turbina, a 50 y 80 m del suelo, empleando la intensidad de turbulencia superficial como predictor, se reportan resultados confiables al emplear como base métodos para terrenos planos o fuera de la costa [72]. Por otro lado, cuando se estudia el recurso eólico en cañones de una profundidad considerable se obtiene como resultado que la intensidad de turbulencia se ve afectada directamente por la altura a la cual es colocada el anemómetro, por ende, el valor de la turbulencia aumenta conforme aumente el valor de la altura a la cual se hace la medición [73].

La turbulencia también se asocia al tipo de paisaje. Existen categorías ampliamente difundidas de la rugosidad de los terrenos en función de su descripción, por ejemplo, en [45] se mencionan matorrales, pastizales, tierras de cultivo y bosques. Entre tanto, en [74] se ofrece un detalle mayor en cuanto a terrenos abiertos, zonas de cultivos y ciudades con edificaciones altas. No obstante, este tipo de descripciones no permiten describir de manera específica la turbulencia, sino que dan un panorama general, en función de los obstáculos promedio de cada paisaje. Es sabido también que los árboles reducen el transporte turbulento proveniente de capas atmosféricas superiores [75].

Dado este panorama, en este capítulo se abordan tres temas, en primera instancia, considerando la amplia variabilidad que existe en la literatura para el valor de z_0 y los distintos que pueden ser sus valores para un bosque, se propone una expresión para z_0 en función de la velocidad del viento medida a una única altura, cercana al suelo.

En segundo lugar se analizan posibles expresiones para la velocidad del viento dentro de la sub capa rugosa, utilizando datos experimentales de velocidad de viento a diferentes alturas, provenientes de dos torres meteorológicas instrumentadas con anemómetros a diferentes alturas y con 500 m de separación entre ellas; y procesándolos con técnicas que han probado ser eficaces para el establecimiento de modelos y correlaciones, como lo es la regresión simbólica [76], [77], [78]. Se propone que la velocidad no solamente es función de la altura sino de otras variables atmosféricas como la temperatura y la

humedad relativa. Con lo que se pretende describir las condiciones en la que operan usualmente las turbinas eólicas de pequeña escala, que con frecuencia se instalan a alturas entre 10 y 15 m AGL (above ground level) [79].

En tercer lugar, se plantea determinar la influencia local de los obstáculos en la turbulencia y describir el desarrollo de la turbulencia en función de la altura, comparando las mismas dos torres meteorológicas: una colocada entre árboles y otra colocada en una zona sin obstáculos cercanos. De esta manera se pretende determinar si dentro de un paisaje específico pueden encontrarse lugares con menor turbulencia debido a una reducción de los obstáculos de manera local, con el fin de establecer sitios más adecuados para aerogeneradores de pequeña escala comerciales, en cuanto a su afectación por la turbulencia.

2.2. Metodología

2.2.1. Longitud de rugosidad

Se trabajó con dos conjuntos de datos de velocidad del viento, provenientes de las estaciones 5 y 6, ver Figuras 1.4 y 1.5. Se realizó la asociación de los datos en función del tiempo, con lo que se construyó una tabla con la velocidad del viento a dos alturas para cada momento del tiempo. También se identificaron y eliminaron todos los pares de datos en los que la velocidad del viento a 1.5 m era mayor que a 10 m de altura. Pues esa condición no coincide con el modelo logarítmico.

Se calculó la longitud de rugosidad para cada pareja de datos, empleando la ecuación 2.2. Luego se procesaron los datos con el software de inteligencia artificial Eureqa, de Nutonian Inc., el cual permite encontrar una relación funcional entre las variables, usando una técnica de búsqueda evolutiva llamada regresión simbólica. Se buscó obtener la longitud de rugosidad como una función de la velocidad del viento medida a 1.5 m de altura.

Por la naturaleza del fenómeno, se incluyó entre los bloques de búsqueda de Eureqa las operaciones básicas: suma, resta, multiplicación y división; además de las operaciones más complejas como el exponencial, el logaritmo, raíces, potencias y factoriales.

No se consideraron las funciones trigonométricas al ser conocido que el fenómeno no es oscilatorio, de acuerdo con los modelos encontrados en la literatura. Las búsquedas de modelos se realizaron para el conjunto completo de datos y luego para subconjuntos segregando los datos por categorías, por ejemplo, solo mediciones durante el día o la noche, solo mediciones en estación seca o lluviosa; así como combinaciones de las anteriores.

Se empleó la plataforma Windows Azure como recurso de computación en la nube, debido a la gran demanda de recursos que representa Eureqa, permitiendo correr el programa por varios días para cada búsqueda, sin comprometer los resultados por posibles interrupciones. Se ejecutó Eureqa hasta lograr convergencia en el error absoluto medio en el modelo de regresión simbólica.

2.2.2. Modelo de velocidad del viento

Se instrumentaron dos torres meteorológicas con equipos del fabricante Davis Instruments, tecnología empleada en investigaciones previas en la literatura [80]. Una torre, identificada como CIF (siglas del Centro de Innovación en Investigación Forestal del ITCR), mostrada en la Figura 2.2 ubicada en las coordenadas: 9° 51' 46.564" Norte y 83° 54' 59.861" Oeste.

Otra torre, identificada como Planta, mostrada en la Figura 2.3 y ubicada en las coordenadas: 9°51'07.0" Norte y 83°54'23.0" Oeste. Recibe este nombre debido a la planta de tratamiento de aguas negras del ITCR.

Las torres de medición están equipadas con cinco anemómetros del mismo fabricante que miden magnitudes de la velocidad del viento en el rango de 0 m/s a 80 m/s con una precisión de ± 1 m/s, una resolución de 0.1 m/s y un valor umbral de 0.4 m/s. En el caso de la torre CIF, los anemómetros están a 6, 8, 10, 12 y 14 m de altura sobre el suelo. La torre Planta tiene los anemómetros colocados a 4, 6, 8, 10 y 12 m de altura sobre el suelo.

Las variables atmosféricas en cada torre se registran con una estación Wireless Vantage Pro2 Integrated Sensor Suite del mismo fabricante. La presión se registra en el rango de 540 a 1100 hPa con una resolución de 0.1 hPa y una precisión de ± 1 hPa.



Figura 2.2: Torre meteorológica en el Centro de Investigación Forestal.

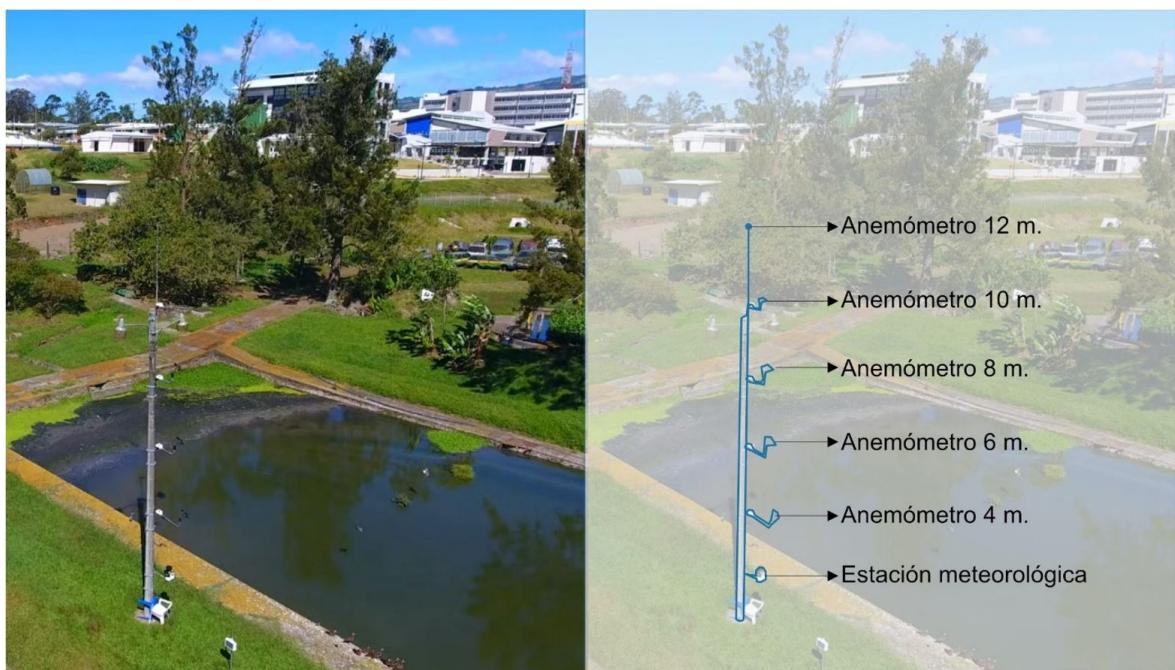


Figura 2.3: Torre Planta instrumentada con 5 anemómetros entre 4 y 12 m AGL.

La temperatura se mide en el rango de 0 a 60 °C con una precisión de ± 0.5 °C y una resolución de 0.1 °C. La humedad relativa se registra en el rango de 0 a 100 %, con una resolución de un 1 % y una precisión de ± 3 % en el rango de 0 a 90 % y de ± 4 % en el rango de 90 a 100 %.

El equipo se configura para registrar todas las variables cada 10 segundos. Los datos se obtienen de forma automática en un Datalogger conectado a un Envoy8X, del mismo fabricante. Con esa frecuencia de muestreo la memoria se llena cada 4 días y cada torre debe ser visitada en persona, para extraer los datos y crear un documento de base de datos. Se trabaja con datos de todo un año, de noviembre de 2018 a octubre de 2019.

Los meses de abril y mayo de 2019, en ambas estaciones, presentan datos faltantes. No se tiene registrada la temperatura ni la velocidad del viento a 12 m de altura. Del mes de abril solo se tienen datos de 3 días, en el caso de mayo solo se registraron datos de 11 días. Esto en ambos puntos de medición. Por esta razón se descartan ambos meses en el estudio.

Los datos originales están en un documento con extensión db. Se extraen mediante el programa Weather Data Transfer Utility para obtener documentos con extensión csv. Se organizan en tablas mensuales que pueden ser leídas por programas como Microsoft Excel. Estas tablas se disponen de forma que en cada fila solo exista una velocidad y una altura. Se descartan todas las filas con datos de velocidad menores o iguales a 0.5 m/s considerando la mitad de la incertidumbre del equipo.

Dado que se dispone de dos torres, se establece que los modelos de velocidad de viento serán analizados con los datos de la torre Planta, de modo que la torre CIF servirá para validar los resultados.

Para cada uno de los 10 meses en estudio, se busca mediante el software de inteligencia artificial Eureqa, un modelo donde la velocidad es la variable dependiente. Las variables independientes son la altura, la presión, la temperatura y la humedad relativa.

Por la naturaleza del fenómeno, se configura el programa para usar las operaciones de suma, resta, multiplicación, división, exponencial, logaritmo y potencia, dejando por fuera las funciones trigonométricas y las operaciones de variables discretas.

Posteriormente se realiza un segundo análisis con la función objetivo únicamente en dependiente de la temperatura y la altura sobre el suelo.

Con el resultado de las exploraciones, se propone una estructura general para la velocidad del viento en el eje vertical y se genera un modelo mensual en la estación Planta. Con cada modelo se emplean las mediciones de la estación CIF para identificar cuál de las expresiones de velocidad en función de la altura y la temperatura representa mejor las mediciones de campo.

2.2.3. Intensidad de turbulencia

Utilizando las mismas dos torres y equipos descritos en la sección anterior, se calcula la intensidad de turbulencia, de acuerdo con la norma IEC 61400-12-1, como la desviación estándar muestral de las mediciones de velocidades de viento cada 10 minutos, dividida entre el promedio de los datos en ese mismo periodo. Las mediciones obtenidas de las torres meteorológicas se procesan con Microsoft Excel para obtener la intensidad de turbulencia a cada altura en cada mes particular de medición y mediante histogramas se compara la evolución de la intensidad de turbulencia en función de la altura.

2.3. Resultados

2.3.1. Longitud de rugosidad

Al calcular el promedio simple de todos los resultados puntuales de longitud de rugosidad, se obtiene que $\bar{z}_0 = 0.577$ con una desviación estándar de 0.495, por lo cual, se ve la necesidad de un modelo para esta variable, considerando que la desviación es casi del tamaño del promedio.

Al ejecutar Eureqa según nueve búsquedas, con los datos tomados:

- De día, entre 6 am y 6 pm.
- De noche, entre 6 pm y 6 am.

- En la estación seca, desde diciembre hasta abril.
- En la estación lluviosa, desde mayo hasta noviembre.
- En la combinación de día con estación seca.
- En la combinación de día con estación lluviosa.
- En la combinación de noche con estación seca.
- En la combinación de noche con estación lluviosa.
- Con la totalidad de los datos.

Es posible obtener el modelo para z_0 mostrado en la Ecuación 2.3.

$$z_0 = e^{\frac{0.106 - 0.732u_1}{u_1 + 0.263}} \quad (2.3)$$

Este modelo presenta un coeficiente de correlación de 0.922 y un error absoluto promedio de 0.130. Además, exhibe una relación funcional muy similar a la mostrada en la Ecuación 2.2. El resto de combinaciones posibles de datos ofrecen múltiples modelos, pero todos con un coeficiente de correlación menor que 0.9. Es decir, los modelos segregados tienen menor coeficiente de correlación que el modelo que contempla el total de los datos. Esto se debe a que al separar los datos se pierde la continuidad del fenómeno en estudio, lo que genera una disminución en la correlación del modelo. Por lo anterior, se opta por emplear un único modelo para todo momento del tiempo y para todas las posibles condiciones como día, noche, estación lluviosa o seca. Esto resulta particularmente conveniente pues permite describir la velocidad del viento sin tomar en cuenta parámetros adicionales.

2.3.2. Modelo de velocidad del viento

Para cada mes en estudio se obtiene una función analítica que relaciona las variables, usando las mediciones de la Estación Planta. Siendo el periodo de noviembre de 2018

Tabla 2.1: Modelos simbólicos dependientes de todas las variables en Planta.

| Mes | C. Corr. | Modelos para la velocidad en el eje vertical |
|----------|----------|---|
| Nov-2018 | 0.63 | $a + bTHR + cTP + dhT + jT^2 + fHR^2 - gHR - iT$ |
| Dic-2018 | 0.53 | $aT + bTh^3 - c - dh - je^{T+(fh^2)(gT)}$ |
| Ene-2019 | 0.57 | $a + bT^2 + cTh^2 - dHR - jT - fT^3$ |
| Feb-2019 | 0.53 | $aP + bTHR + chP + dHR^2 - j - fHR - gTP - iT^2$ |
| Mar-2019 | 0.56 | $aP + bh + c/P - d - fHR - e^{(j-T)}$ |
| Jun-2019 | 0.50 | $a + bTHR + chT - dP - jHR - fTP - gT^2$ |
| Jul-2019 | 0.58 | $ahT + bTP - c - dT - jhHR - fHR^2 - gT^2$ |
| Ago-2019 | 0.53 | $a + bhT + cTP - dh - jTHR - fP^2 - gT^2$ |
| Sep-2019 | 0.52 | $(log(ah^2 + e^h) - b)^{(clog(T) + log(HR) - d)}$ |
| Oct-2019 | 0.58 | $(P + ah - b)^{(cT - d)}$ |

a octubre de 2019 y descartando los meses de abril y mayo, se obtienen los 10 modelos que se muestran en la Tabla 2.1 en forma simbólica.

Se destaca las variables del estudio son T para la temperatura, HR para la humedad relativa, h para la altura y P para la presión atmosférica. Las letras adicionales se refieren a constantes. También en esta tabla se incluye el coeficiente de correlación (C. Corr.) que tiene cada modelo, calculado por Eureqa, donde destaca que los valores están entre 0.5 y 0.63 con un promedio de 0.553 y una desviación estándar de 0.0383. Eureqa entrega un conjunto de modelos para cada mes en estudio, en adelante solo se trata con el modelo de mayor correlación encontrado por el programa para cada mes.

De la Tabla 2.1, se extrae que la velocidad no es función de todas las variables independientes en el modelo que ofrece la mejor correlación en cada mes, además se observa que las funciones son sumamente distintas entre los meses. En particular la tendencia en los últimos meses, septiembre y octubre de 2019, es notoriamente distinta en cuanto a la estructura de la función matemática que describe la velocidad.

Para conocer de qué manera participan las variables independientes en los modelos, se debe analizar la cantidad de veces que aparece un término en varios modelos en la Tabla 2.1. La temperatura elevada al cuadrado y multiplicada por una constante es el término dominante, apareciendo en 6 de los 10 modelos. Luego, las variables temperatura y humedad son las únicas que aparecen en los 10 modelos, la presión está ausente en 3 de ellos y la humedad relativa está ausente en 2 modelos.

Por tanto, se realiza con Eureqa la segunda exploración, basándose en que la temperatura es el término que más se repite entre todas las expresiones de la Tabla 2.1 y que la altura está en todos los modelos, se consideran únicamente estas dos variables.

Los resultados que entrega Eureqa según esta nueva búsqueda están en la Tabla 2.2. El coeficiente de correlación en este caso está entre 0.46 y 0.59 con un promedio de 0.5298 y una desviación estándar de 0.043. Se observa entonces que la correlación fue mayor cuando se incluyeron todas las variables

Tabla 2.2: Modelos simbólicos dependientes de la altura y la temperatura en Planta.

| Mes | C. Corr. | Modelos para la velocidad en el eje vertical |
|----------|----------|--|
| Nov-2018 | 0.59 | $a + bT^3 + ch^2T^2 - T - dh - jT^4$ |
| Dic-2018 | 0.521 | $aT + bh^2 - c - dh - je^T$ |
| Ene-2019 | 0.557 | $a + bT^2 + cTh^2 - dT - jT^3$ |
| Feb-2019 | 0.505 | $a + bhT + cT^2 - dT - jT^3$ |
| Mar-2019 | 0.46 | $a + bh - c/T - de^T$ |
| Jun-2019 | 0.473 | $a + bT^2 + ch^2T^3 - dT - jT^4$ |
| Jul-2019 | 0.566 | $a + bT^2 + ch^2 + dhT^3 - jT - fT^4$ |
| Ago-2019 | 0.528 | $aT^3 + bhT^3 - c - dT^4$ |
| Sep-2019 | 0.522 | $a + bT^3 + chT^3 - dT - jhT + fT^4$ |
| Oct-2019 | 0.576 | $h^{(a-T-bh+hT)} + cT^3e^{(dhT^2)}$ |

Una vez más se analiza la participación de los términos a través de los modelos, para el caso de la velocidad en función de la temperatura y la altura únicamente. Los términos más frecuentes tienen la forma de una constante multiplicada por T , T^2 y T^4 , también se observan términos de constante multiplicada por h y h^2 .

Con base en los resultados obtenidos, se propone una estructura general para la velocidad del viento en el eje vertical en CIF, dependiente de siete constantes, de la forma polinomial que se muestra en la Ecuación 2.4.

$$u = a + bT + cT^2 + dT^3 + jT^4 + fh + gh^2 \quad (2.4)$$

Considerando la formulación de la Ecuación 2.4, se recurre por tercera vez a Eureqa y en este caso se impone la exploración del modelo en cuanto a únicamente buscar las constantes que representen el mejor ajuste según el polinomio de la Ecuación 2.4. El resultado de este proceso se muestra en la Tabla 2.3.

Tabla 2.3: Valores mensuales de las constantes de la Ecuación 2.4 en Planta

| Mes | a | b | c | d | j | f | g |
|----------|-------|-------|---------|---------|---------|---------|---------|
| Nov-2018 | -153 | 11.2 | 0.718 | -0.0771 | 0.00164 | -0.353 | 0.0278 |
| Dic-2018 | 228 | -63.9 | 6.43 | -0.276 | 0.00428 | -0.672 | 0.0477 |
| Ene-2019 | 108 | -12.9 | 0.036 | 0.0386 | -0.0011 | 0.816 | -0.0575 |
| Feb-2019 | 105 | -25.7 | 2.23 | -0.0819 | 0.0011 | 0.587 | -0.0281 |
| Mar-2019 | 1.77 | -12.5 | 1.89 | -0.0951 | 0.00159 | 0.322 | -0.0114 |
| Jun-2019 | 431 | -93.4 | 7.48 | -0.261 | 0.00335 | -0.842 | 0.0594 |
| Jul-2019 | -139 | 22.6 | -1.26 | 0.0273 | -0.0002 | -0.365 | 0.0306 |
| Ago-2019 | -23.8 | 23.3 | -3.13 | 0.149 | -0.0024 | -0.123 | 0.0126 |
| Sep-2019 | 68.4 | -17.5 | 1.57 | -0.0598 | 0.00083 | -0.0589 | 0.00755 |
| Oct-2019 | 240 | -51.8 | 0.00192 | -0.146 | 0.00192 | -0.109 | 0.00865 |

Los modelos que representan la velocidad del viento para cada mes en la estación Planta, detallados en la Tabla 2.3, se prueban uno a uno con los datos mensuales de la estación CIF, para evaluar cuál de ellos es capaz de representar mejor la velocidad del viento en otra torre meteorológica. Al aplicar esta metodología se define como criterio de error la mitad de la precisión de los instrumentos de medición utilizados, es decir, 0.5 m/s para definir si el modelo predice o no de forma correcta la velocidad del viento para cada medición. En la Ecuación 2.5 se muestra el modelo para el mes de septiembre de 2019 en Planta, que resulta ser el que predice de mejor manera las mediciones obtenidas en la estación CIF durante todo el periodo de análisis, con una certeza del 10.6 % al predecir correctamente 833 797 velocidades del total de 7 833 908 mediciones realizadas.

$$V(h, T)_{Sep-2019} = 68.4 - 17.5T + 1.57T^2 - 0.0598T^3 + 0.00083T^4 - 0.0589h + 0.00755h^2 \quad (2.5)$$

Al graficar el modelo obtenido para diferentes temperaturas se obtiene la Figura 2.4, donde se observa que a mayor temperatura es más alta la velocidad del viento. Se ha definido como altura mínima los 4 m AGL debido a que fue el punto más bajo donde se colocaron anemómetros en esta investigación.

En la Figura 2.4 se observa que la velocidad del viento es más estable en la parte más cercana al suelo, pero que crece rápidamente conforme aumenta la altura. Esto

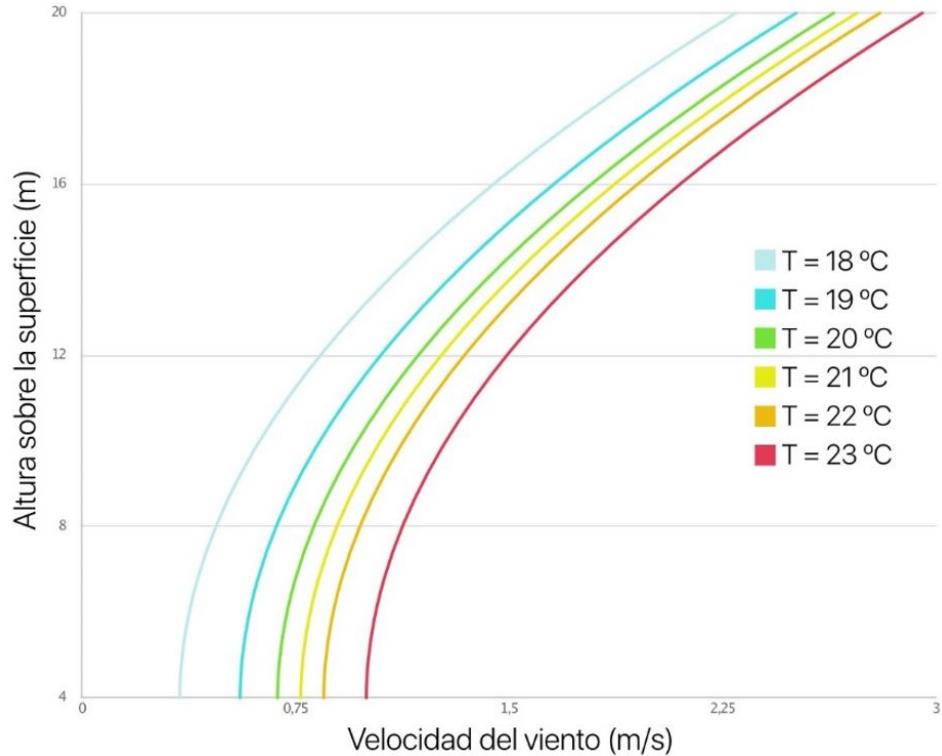


Figura 2.4: Velocidad del viento en función de la altura según el modelo propuesto en la sub capa rugosa, para varias temperaturas (indicadas en $^{\circ}\text{C}$).

debido a que a mayor distancia desde el suelo el efecto de la rugosidad superficial y los obstáculos es menor. También se puede constatar que es usual encontrar bajas velocidades en la sub capa rugosa, pues en este modelo que representa de la mejor forma los datos, las velocidades máximas no superan los 2 m/s. Se debe tener en cuenta que este modelo captura el promedio de las velocidades y no los resultados exactos de las mediciones, pues según los registros en el rango de alturas de esta investigación se encontraron velocidades de hasta 7 m/s, pero eso no es descrito por este modelo al ocurrir un número de veces poco significativo.

2.3.3. Intensidad de turbulencia

Al procesar las mediciones separadas de forma mensual, se obtuvieron doce histogramas mensuales para cada torre de medición. Aquí se presentan de mes de por medio, para evitar información redundante y a la vez mostrar la tendencia a lo largo del año en estudio. Todos los resultados se muestran agrupando la intensidad de turbulencia

en rangos de 5 %, de modo que los histogramas se componen de puntos ubicados en valores de 5 %, 10 %, 15 % y así sucesivamente hasta llegar a 95 %, lo que se debe interpretar de la siguiente forma: El punto a 35 %, por ejemplo, indica la frecuencia con la que ocurren valores de intensidad de turbulencia mayores a 30 % y menores o iguales a 35 %. Se han seleccionado puntos y no barras como es usual en los histogramas, debido a que se presentan varias tendencias en un mismo gráfico, de modo que de usarse barras quedarían estas superpuestas y se dificultaría la interpretación.

En la Figura 2.5 se comparan los resultados para el mes de noviembre de 2018. Se obtuvo una respuesta homogénea en las mediciones en la torre de Planta, donde el máximo de la intensidad de turbulencia ocurre cerca del 35 % y no hay una tendencia diferenciada en función de la altura. En cambio, para la torre CIF en ese mismo mes los valores máximos están más dispersos y las curvas tienen menor altura, pero son más alargadas. Se evidencia una clara tendencia en función de la altura en el caso de la torre CIF, el máximo de intensidad de turbulencia es mayor a menor altura, excepto para el caso de 6 m, que tiene una respuesta salida de la tendencia.

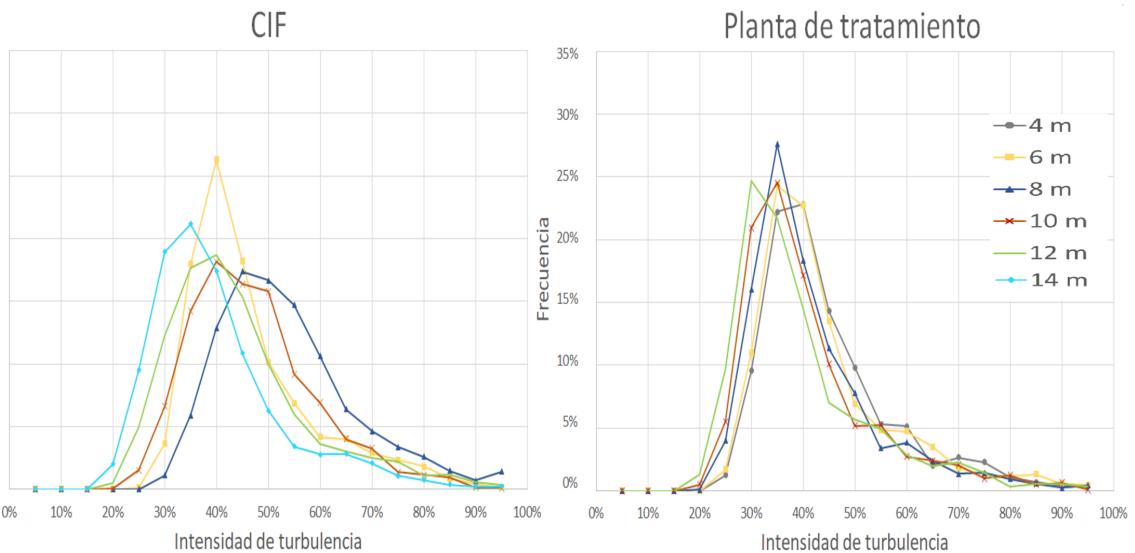


Figura 2.5: Histogramas de la intensidad de turbulencia en ambas torres de medición en el mes de noviembre de 2018, CIF a la izquierda y Planta a la derecha.

En la Figura 2.6 se comparan los resultados para el mes de enero de 2019. Al igual que en la Figura 2.5, destaca que la respuesta es función de la altura en el caso de la torre en CIF, pero no en la torre en Planta. Nuevamente se observa que los máximos

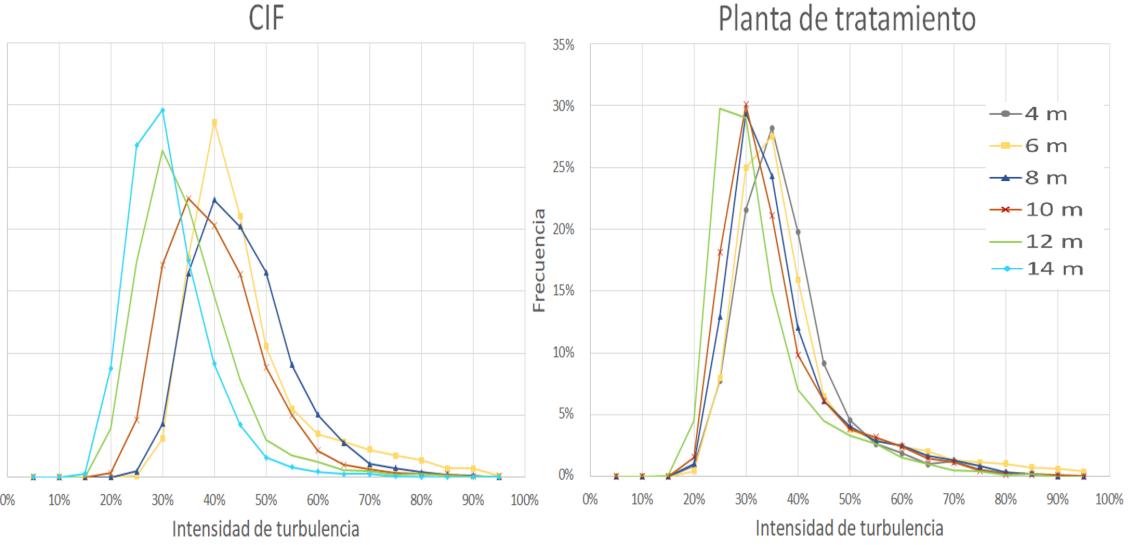


Figura 2.6: Histogramas de la intensidad de turbulencia en ambas torres de medición en el mes de enero de 2019, CIF a la izquierda y Planta a la derecha.

en Planta están más a la izquierda y son en general de mayor altura que CIF.

En la Figura 2.7 se comparan los resultados para el mes de marzo de 2019. Como en los casos anteriores se evidencia una clara dependencia de la altura en la torre CIF y una gran similitud de los resultados en la torre Planta. No obstante, en este mes los máximos tienen una altura muy similar en ambas torres, aunque en la torre CIF ocurren a una IT mayor conforme menor es la altura.

En la Figura 2.8 se comparan los resultados para el mes de mayo de 2019. Se repite la tendencia de tener resultados casi independientes de la altura en la torre Planta y resultados dependientes de la altura en la torre CIF, no obstante, en este caso los resultados para las alturas de 14 y 12 m están traslapados en CIF, lo mismo ocurre para las alturas de 10 y 8 m. Esta tendencia no se había observado los meses anteriores.

En la Figura 2.9 se comparan los resultados para el mes de julio de 2019. Se repite la tendencia de los meses anteriores, independencia de la altura para la torre Planta y una tendencia marcada en función de la altura en la torre CIF. Los resultados a 6 m de altura en CIF están fuera de la tendencia, al igual en los meses anteriores.

En la Figura 2.10 se comparan los resultados para el mes de septiembre de 2019. Se mantienen resultados homogéneos en la torre Planta y por otra parte una respuesta dependiente de la altura en la torre CIF. Una vez más la medición a 6 m de altura en

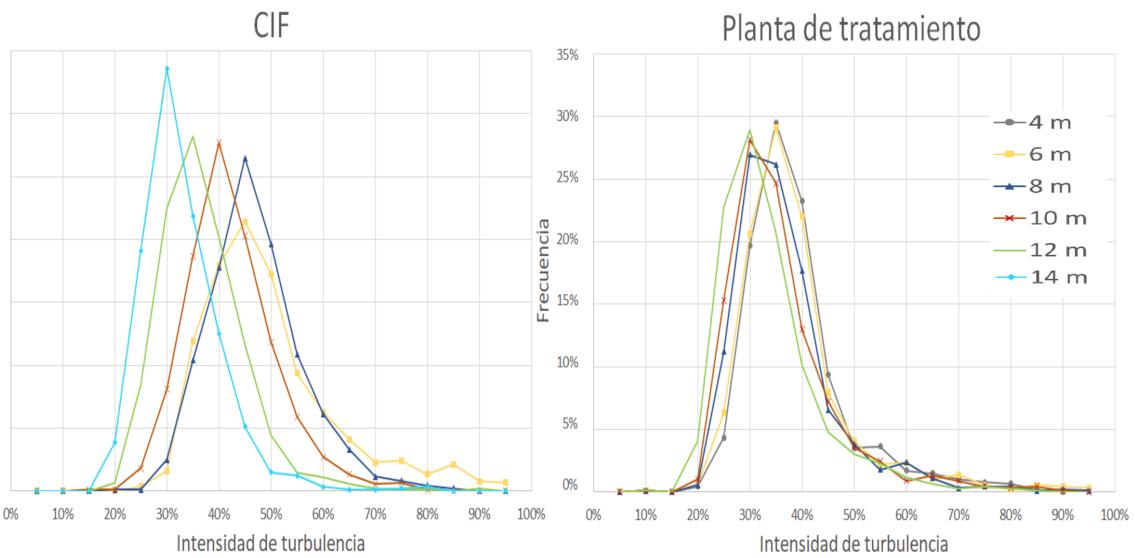


Figura 2.7: Histogramas de la intensidad de turbulencia en ambas torres de medición en el mes de marzo de 2019, CIF a la izquierda y Planta a la derecha.

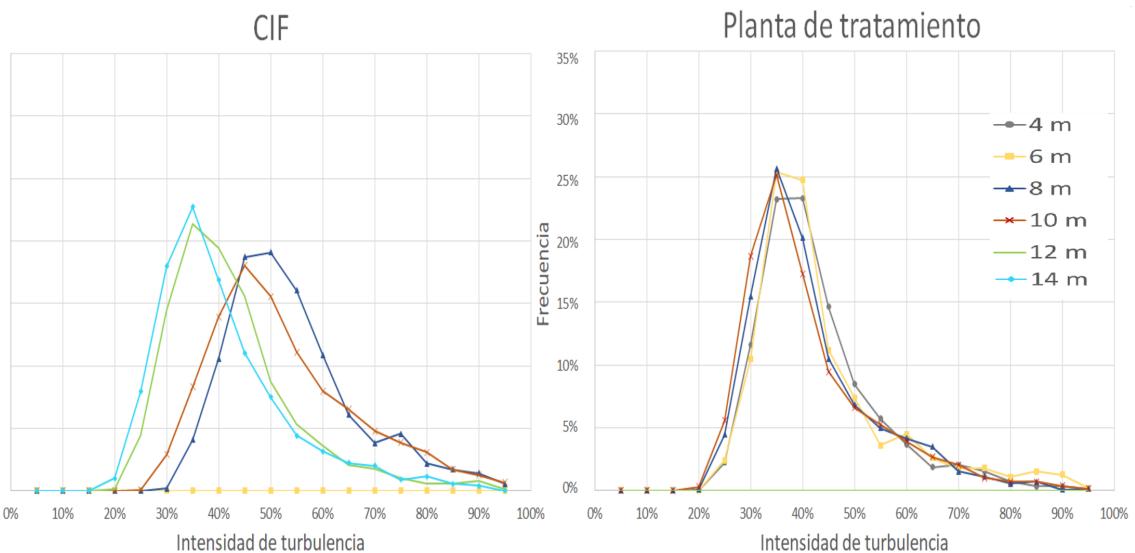


Figura 2.8: Histogramas de la intensidad de turbulencia en ambas torres de medición en el mes de mayo de 2019, CIF a la izquierda y Planta a la derecha.

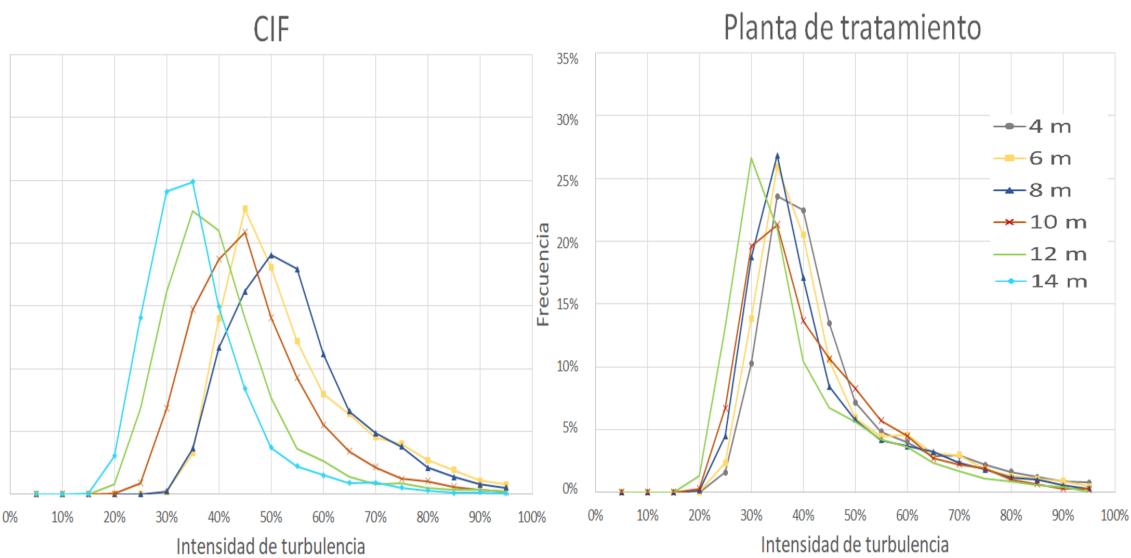


Figura 2.9: Histogramas de la intensidad de turbulencia en ambas torres de medición en el mes de julio de 2019, CIF a la izquierda y Planta a la derecha.

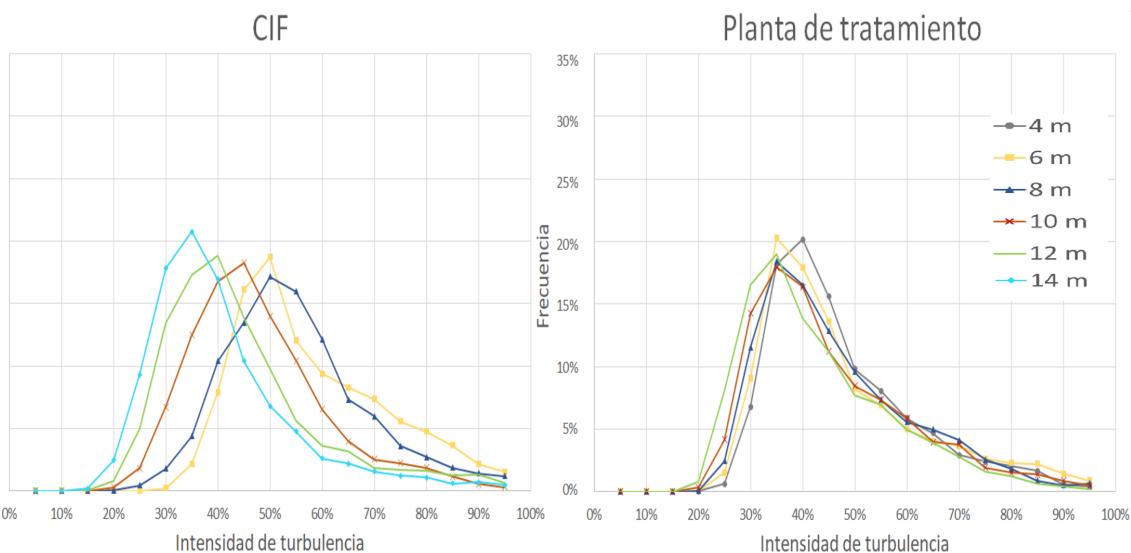


Figura 2.10: Histogramas de la intensidad de turbulencia en ambas torres de medición en el mes de septiembre de 2019, CIF a la izquierda y Planta a la derecha.

CIF está fuera de la tendencia del resto, donde a menor altura el máximo de intensidad de turbulencia es mayor

2.4. Conclusiones

Luego de analizar en este capítulo la velocidad del viento en el eje vertical, desde el punto de vista de la longitud de rugosidad, el perfil de velocidad vertical y la intensidad de turbulencia, empleando tanto datos medidos por terceros como las mediciones tomadas por torres meteorológicas propias, es posible indicar las siguientes conclusiones:

- Se validan los resultados de múltiples investigaciones que señalan que la longitud de rugosidad no es una constante.
- Es posible plantear un modelo de longitud de rugosidad en función de la velocidad del viento, el cuál representa mejor los datos si es un modelo único para todas las condiciones posibles como horas de día o de noche, así como las estaciones seca o lluviosa.
- La expresión que se propone para la longitud de rugosidad depende de tres parámetros, que para cualquier otra localidad deberán ser determinados experimentalmente, estos capturan el efecto variable de la longitud de rugosidad.
- Al realizar el análisis de velocidad en el eje vertical con todas las variables independientes, se notó que la temperatura es la de mayor peso en los modelos simbólicos. A gran escala, las gradientes de temperatura crean las corrientes de viento, por lo que su importancia en los modelos no es inesperada.
- Por medio del modelo de polinomio para la velocidad vertical, se confirma que en la subcapa rugosa ocurren bajas velocidades, así como el aumento de la velocidad con el aumento de la temperatura. Las constantes variaron en gran medida mensualmente, lo cual puede afectar la fidelidad del modelo.

- La intensidad de turbulencia es dependiente de la altura para el caso de las mediciones tomadas en una torre inmersa entre árboles, sin separación alguna de los obstáculos.
- En el caso de las mediciones tomadas en una torre localmente sin árboles a su alrededor, la intensidad de turbulencia no depende directamente de la altura y es aproximadamente constante.
- Indistintamente de la cercanía de los obstáculos, la intensidad de turbulencia alcanza niveles elevados, entre 20 % y 90 % en la mayoría de los casos.
- Se reporta un valor de intensidad de turbulencia de alrededor del 30 % como el más frecuente entre los datos tomados en los diez anemómetros de las dos torres instrumentadas de manera específica para esta investigación.
- A micro escala, estar directamente sobre árboles aumenta aún más el efecto de la turbulencia.

Se constata de esta manera que una turbina eólica en un ambiente boscoso estará sometida a bajas velocidades de viento y altos niveles de intensidad de turbulencia. También se puede afirmar que es conveniente buscar una zona localmente sin obstáculos para la colocación de turbinas eólicas de pequeña escala, para evitar el efecto local de la turbulencia, pero aun así se debe considerar que el equipo operará a niveles promedio de 30 % de intensidad de turbulencia.

Capítulo 3

Diseño del rotor para zonas boscosas

En el capítulo anterior se describió en detalle cómo es el viento en las zonas boscosas. Ahora se aborda el principal elemento de una turbina eólica: el perfil aerodinámico. Este componente del aspa se busca que sea adecuado para las condiciones de viento que han sido descritas. Del estudio de literatura existente, se ha identificado que los perfiles más utilizados en turbinas eólicas de pequeña escala son el NACA0012, el S809 y el SG6043. Para estos perfiles se han realizado simulaciones en OpenFOAM para entender su comportamiento en función del número de Reynolds e intensidad de turbulencia, considerando los valores típicos obtenidos en el estudio de viento de los capítulos precedentes. Estas simulaciones se validan confrontando con los resultados extraídos de la literatura, obtenidos de manera tanto numérica como experimental, con el fin de aprovechar el trabajo y recorrido hecho por otros autores. Los resultados de la simulación permiten seleccionar al perfil SG6043 como el que presenta la mejor relación entre sustentación y arrastre, bajo estas condiciones. Con este insumo se desarrolla propiamente el rotor de la turbina eólica, para lo cual se emplea el código Small Wind-turbine Rotor Design Code (SWRDC) desarrollado por Matias Sessarego y David Wood [81], quienes lo han facilitado para su uso.

3.1. Introducción

La demanda energética de la sociedad moderna ha crecido de manera vertiginosa en las últimas décadas. De modo que, incluso en las comunidades remotas en los países en desarrollo, se busca el acceso a la electricidad, frecuentemente con sistemas aislados solares o híbridos solares más eólicos, con baterías [82]. En este tipo de aplicaciones, así como en aplicaciones habitacionales, se emplean turbinas eólicas de pequeña escala.

El interés por la investigación en el campo de turbinas eólicas de pequeña escala no es algo reciente, por ejemplo, en [83] crean una serie de perfiles aerodinámicos específicamente para micro generación eólica, otros autores como [7] han estado involucrados en el tema en aspectos como la inercia del rotor directamente relacionada con la capacidad de arranque a bajas velocidades.

Adicionalmente, la relevancia de los estudios en condiciones con alta turbulencia, son mencionadas por [79] al destacar que las fluctuaciones del viento para turbinas eólicas de pequeña escala, a alturas sobre el suelo de 10 o 15 metros, afecta directamente su desempeño. Lo cual es respaldado por [84] donde se indica que la turbulencia juega un rol crucial en la eficiencia de las turbinas eólicas.

Este efecto de la turbulencia puede eventualmente ser positivo, según afirma [12], [85] y [86], donde se señala que a bajas velocidades un incremento en la turbulencia puede incrementar la producción de energía, de modo que la producción energética anual se puede ver favorecida por un aumento en la intensidad de turbulencia.

Este posible aumento de la eficiencia estaría relacionado con el aumento en el coeficiente de sustentación que se reporta en [15] y [87] al aumentar la turbulencia. En otros ensayos con turbulencia generada artificialmente con rejillas, se ha reportado un ligero aumento en la producción de energía en comparación al flujo sin turbulencia [86].

Existe muy poca literatura en el tema del efecto de la intensidad de turbulencia sobre los perfiles aerodinámicos, al variar el número de Reynolds [88]. Ejemplo de esto, en [89] se presenta diferentes curvas de potencia para varios valores de intensidad de turbulencia y en [90] se muestra el efecto de la turbulencia propiamente en el desempeño de las aspas.

Para estudiar el fenómeno de turbulencia, es necesario resolver las ecuaciones de Navier Stokes; las cuales describen el movimiento de cualquier fluido viscoso [91]. Una de sus características más desafiantes es que, en general, no poseen solución analítica. Por lo anterior nacen los modelos de turbulencia, para resolver de forma indirecta las ecuaciones de Navier Stokes. Uno de los más usados por su bajo costo computacional es el RANS (Reynolds Averaged Navier Stokes), el cual simplifica las ecuaciones, pero agrega términos adicionales sin agregar ecuaciones adicionales, lo que se conoce como el problema de cerradura en la turbulencia [92]. Para obtener tantas ecuaciones como incógnitas, existen diversas formulaciones que son aplicables según el fenómeno particular, por ejemplo, para turbinas eólicas de pequeña escala se han empleado los modelos $k - \omega$ SST (Shear Stress Transport) [93] y RNG $k - \epsilon$ [94].

En particular el modelo $k - \omega$ resulta adecuado para altos números de Reynolds (Re), que es una condición en la cual no ocurre separación, pues se está lejos de la región de transición. De acuerdo con [15] estos modelos no entregan resultados adecuados en casos de alta turbulencia, pues no capturan el efecto de separación de la capa límite. Para el caso de números de Reynolds por debajo de 5×10^5 el flujo sobre la cara superior de las aspas es principalmente laminar y ocurre la formación de burbujas de separación laminar, resultando en una pérdida del desempeño aerodinámico [14]. Estas burbujas son dependientes del número de Reynolds, de la curva del perfil aerodinámico y de la distribución de presiones; alrededor de $Re = 1 \times 10^5$ la burbuja es más larga y afecta al flujo drásticamente [95].

De acuerdo con [96] y [97] el modelo SST de transición $\gamma - Re_\theta$ reproduce el comportamiento del flujo en las condiciones que se generan las burbujas de separación laminar. En la literatura se pueden encontrar otras aproximaciones para determinar los puntos donde ocurre la transición entre el flujo laminar y el turbulento, como lo es el método e^N que se presenta en [98].

En este capítulo se diseña el rotor de la turbina eólica considerando el desempeño que tendría el perfil SG6043 en las condiciones de flujo turbulento. Para ellos se emplea el código SWRDC, diseñado específicamente para la optimización de rotores de turbinas eólicas de pequeña escala mediante un algoritmo genético [81].

En primera instancia se realiza, con el modelo SST de transición $\gamma - Re_\theta$, una simulación del flujo alrededor de un perfil aerodinámico, en condiciones de $Re = 1 \times 10^5$, donde usualmente se forman burbujas de separación laminar. Luego se presentan y comparan los resultados del desempeño aerodinámico de los perfiles SG6043, NACA0012 y S809 para una amplia gama de números de Reynolds y ante distintos niveles de turbulencia.

Para la selección de los tres perfiles aerodinámicos se realizó una minuciosa revisión de literatura, que se presentan a continuación. Las curvas de sustentación, arrastre y sustentación sobre arrastre que se obtienen son el insumo para el diseño del rotor, empleando el código SWRDC [81].

3.2. Revisión de literatura

Al mencionar turbinas eólicas de pequeña escala, se debe tener en cuenta que su definición no está estandarizada en la literatura [99]. A pesar que la norma de la International Electrotechnical Commission IEC 61400-2, para turbinas eólicas de pequeña escala, indica ser aplicable para rotores con un área de barrido de $200\ m^2$ o menos [100], es decir, de menos de 8 m de radio, otros autores proporcionan definiciones alternativas. Por ejemplo, en [101] se establece que las turbinas de pequeña escala poseen un radio de 5 m o menos y a su vez se subdividen en mini, medio y micro: se propone en cada caso un rango de potencia, un máximo de velocidad angular, la posible aplicación y el tipo de generador. Mientras que en [79] también se identifican las turbinas de pequeña escala como aquellas que poseen un radio menor a 5 m, pero en este caso se subdividen en domésticas, mini y micro y se establece para cada categoría un rango de potencia estándar. Otros autores se limitan a definir la pequeña escala en función de la potencia [102] y en algunos estudios se asocian las turbinas de pequeña escala con un numero de Reynolds por debajo de 5×10^5 [103]. En esta revisión de literatura se adoptará la cota de 8 m, de radio de la norma IEC, para referirse a turbinas de pequeña escala.

Existen en la literatura revisiones recientes sobre el tema de turbinas eólicas de pequeña escala [79] y sobre las aspas de este tipo de turbinas [104], así como documentos de mayor antigüedad que establecen familias completas de perfiles aerodinámicos

para las turbinas eólicas en función de su radio [105]. En estos y otros trabajos se mencionan pocas veces los efectos de la alta turbulencia en zonas boscosas. En esta sección se presenta una revisión de los distintos perfiles aerodinámicos en el campo de aerogeneradores de pequeña escala, considerando principalmente su comportamiento aerodinámico para determinar su posible aplicación en zonas boscosas. Se delimita el estudio a las turbinas de eje horizontal, debido a que usualmente presentan mayor coeficiente de potencia [106], [107].

Se efectúa una revisión literaria enfocándose en el tema de turbinas eólicas de pequeña escala y temas afines como la alta turbulencia, número de Reynolds por debajo de 5×10^5 y las condiciones de bajo potencial eólico.

Los perfiles de uso muy frecuente en la literatura son:

- SG6043 [14], [79], [83], [81], [103], [106], [108], [109], [110], [111], [1].
- NACA0012 [79], [85], [90], [93], [99], [107], [112], [113], [114], [115], [116]
- S809 [13], [107], [117], [118], [119], [120], [121], [122], [123]
- FX63-137 [14], [79], [103], [108], [124]
- S822 [103], [104], [108], [125], [126]

El perfil SG6043 fue diseñado como parte de un grupo de cuerpos aerodinámicos que podrían ser usados a lo largo de toda el aspa para turbinas eólicas de eje horizontal y velocidad variable. Pertenece a la familia de cuerpos aerodinámicos diseñados específicamente para turbinas eólicas de pequeña escala [83]. Las dos curvas mostradas en la Figura 3.1 para este perfil, elaborada propia con datos de [103], [107], [108], [118], [127], comparan el caso de la geometría base en un $Re = 10^5$ con una geometría optimizada por [108] y en un $Re = 3 \times 10^5$. El máximo de relación entre coeficiente de sustentación y coeficiente de arrastre, C_L/C_D , para este perfil tiene una importante dependencia proporcional con el número de Reynolds. Al pasar de $Re = 10^5$ a $Re = 3 \times 10^5$ el C_L/C_D máximo se duplica, aun en el caso sin optimizar ronda el valor de 120. En [109] y [106] se indica que para $Re = 2.2 \times 10^5$ el máximo C_L es de 1.22 para un ángulo de ataque de 5° .

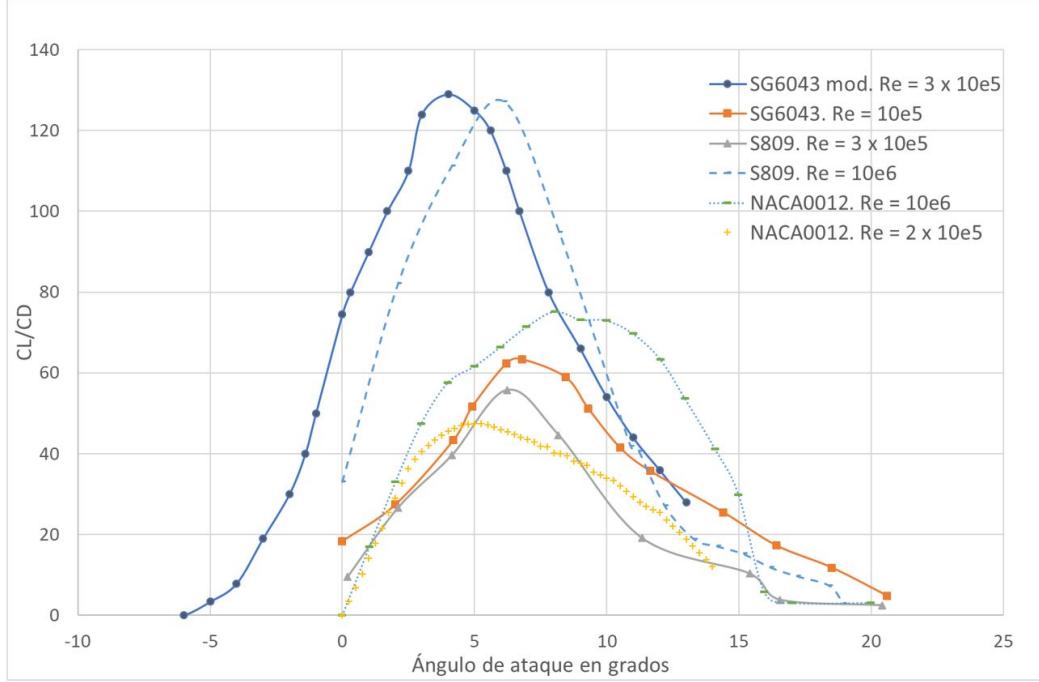


Figura 3.1: Relación de coeficiente de sustentación sobre coeficiente de arrastre para los perfiles SG6043, S809 y NACA0012 en distintas condiciones.

El perfil SG6043 es empleado en [81] para fabricar varias aspas optimizadas, de diferentes materiales, donde se obtiene que resulta adecuado para tres de los cuatro materiales utilizados, además, se afirma que el SG6043 tiene el mejor C_L/C_D conocido, para valores de Re típicos en el caso de turbinas eólicas de pequeña escala. Adicionalmente en esa investigación se presenta un gráfico que muestra la superioridad de este perfil, en cuanto a C_L/C_D , sobre otro grupo de perfiles aerodinámicos. En la Figura 3.2, elaborada con datos de [127], [128], [129], se muestra que el coeficiente de arrastre aumenta en todos los casos al disminuir el número de Reynolds, pero el efecto es menor para el perfil SG6043.

De la Figura 3.3, elaborada con datos de [127], [128], [129], se extrae que el coeficiente de sustentación crece con el número de Reynolds, para los perfiles SG6043, S809 y NACA0012.

Al combinarse estas dos tendencias en el C_L/C_D , se obtiene la Figura 3.4, elaborada con datos de [127], [128], [129] para los rangos de números de Reynolds de interés, aquí se exhibe un aumento de la relación C_L/C_D , al aumentar en número de Reynolds,

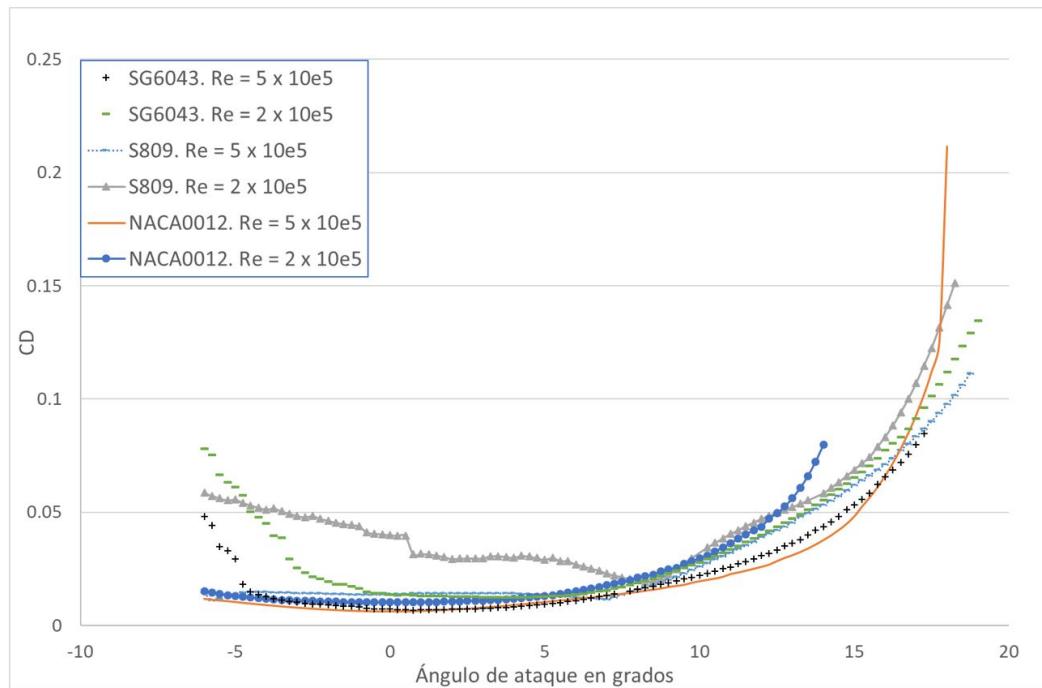


Figura 3.2: Coeficiente de arrastre para los perfiles SG6043, S809 y NACA0012.

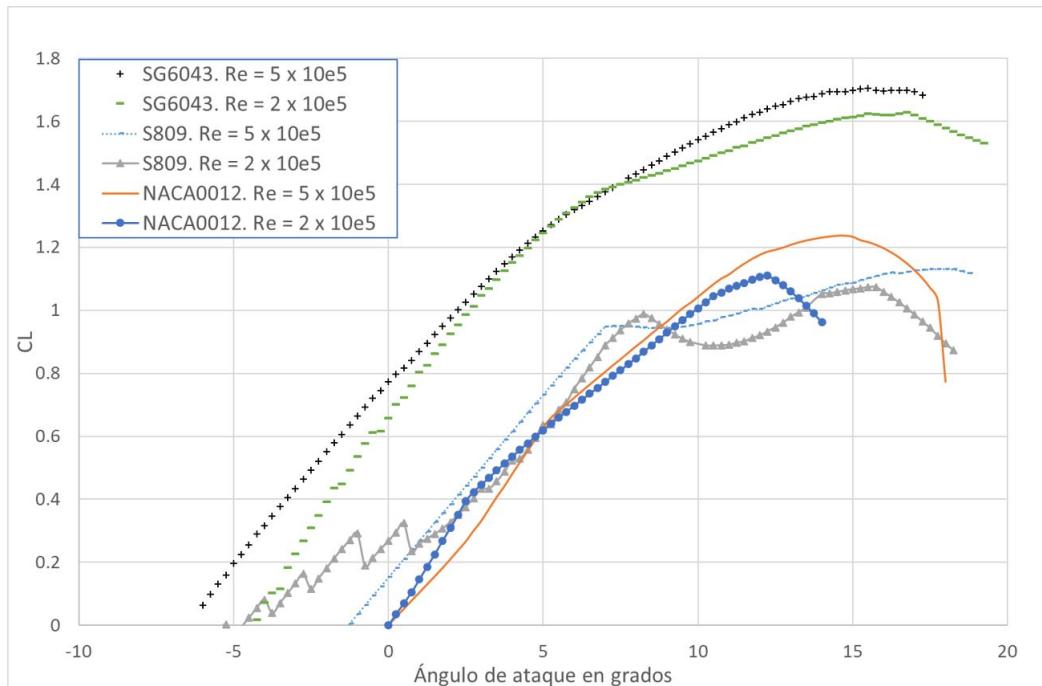


Figura 3.3: Coeficiente de sustentación para los perfiles SG6043, S809 y NACA0012.

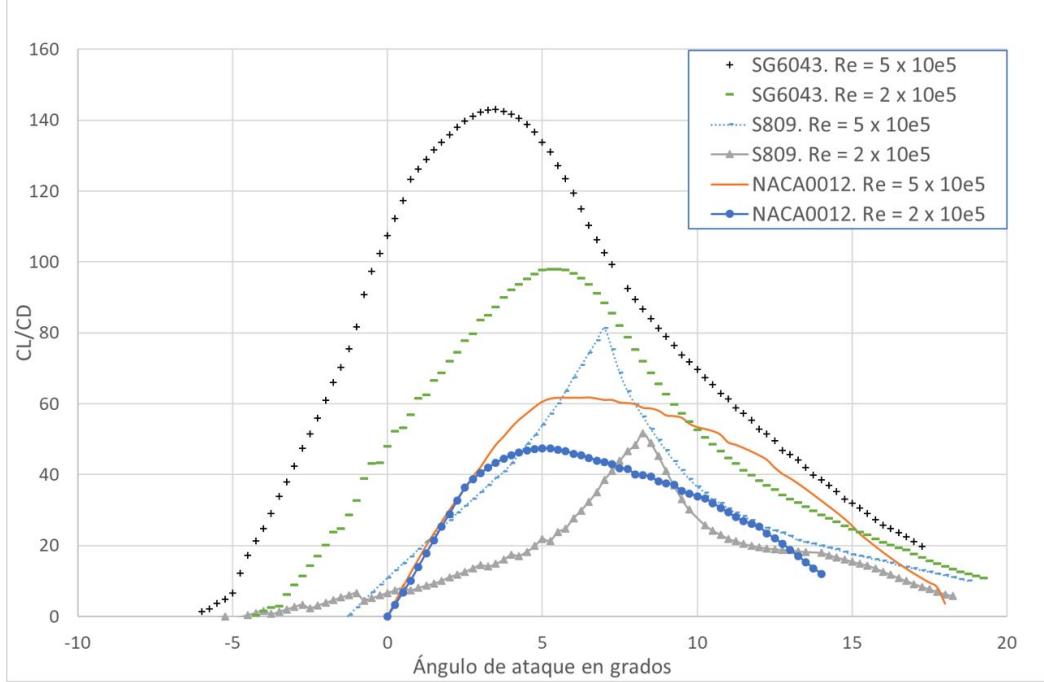


Figura 3.4: C_L/C_D para los perfiles SG6043, S809 y NACA0012 para números de Reynolds bajos.

a la vez que muestra un máximo con cambios muy bruscos en su vecindad, para el perfil S809, un bajo desempeño para el perfil NACA0012 y un comportamiento sumamente deseable para el caso del SG6043. Esto en el rango de número de Reynolds seleccionados.

El perfil simétrico NACA0012 es uno de los cuerpos aerodinámicos más estudiados y populares en el campo de las turbinas eólicas [115], tanto de eje horizontal como de eje vertical [79]. No obstante, es usado principalmente para la construcción de turbinas de gran escala o tamaño medio. En el caso de pequeña escala se encuentra con frecuencia para fines comparativos o de validación, por ser su desempeño aerodinámico ampliamente conocido [115].

En [99] se menciona, para el NACA0012, que el coeficiente de sustentación máximo decrece al reducir el número de Reynolds, a la vez que el arrastre se incrementa. Esto implica que la relación C_L/C_D cae abruptamente para números de Reynolds bajos, lo cual se ilustra también en la Figura 3.1. Por otra parte en [116] se indica que el NACA0012 fue elegido en esa investigación por tener una relación C_L/C_D moderada.

El perfil NACA0012, sin ser diseñado para turbinas pequeñas, es ampliamente utilizado. En [99] se menciona que el coeficiente de sustentación máximo para este perfil decrece al reducir el número de Reynolds, a la vez que el arrastre se incrementa. Esto implica que la relación C_L/C_D cae abruptamente para números de Reynolds bajos, tal como se ilustra en las Figuras 3.1 y 3.2. Por esta razón se esperaría un desempeño moderado en turbinas eólicas de pequeña escala construidas con este conocido perfil.

El perfil S809 está diseñado para operar a bajas velocidades [13], fue empleado en la turbina NREL Fase VI [117], la cual ha sido utilizada ampliamente en la literatura para validación de códigos computacionales. Otras características importantes del S809 es que fue desarrollado para rotores de turbina eólica controlados por stall, además, fue diseñado para lograr mantener un alto coeficiente de sustentación aun con cambios en la rugosidad superficial del aspa.

El perfil FX63-137 ha sido empleado en turbinas que alcanzan un coeficiente de potencia máximo de 0.5 [79]. Por su parte el S822 es identificado como un perfil que posee un C_L máximo que no es sensible a cambios en la rugosidad, por lo que resulta adecuado para turbinas reguladas por stall [104].

Adicionalmente, cabe destacar que el perfil SH3055 es ampliamente usado en el negocio de las turbinas eólicas debido al éxito en cuanto a satisfacción de los consumidores, según afirma [108]. El perfil AF300, además de ser diseñado para turbinas pequeñas, tiene la particularidad de considerar también un bajo número de Reynolds [103]. Por otra parte, de acuerdo con los resultados que presenta [104], destaca el perfil E387 por presentar un máximo de $C_L/C_D = 81.7$.

De esta revisión de literatura se identifica que los perfiles con mayor potencial para su uso en zonas boscosas son el SG6043, S809 y NACA0012, siendo el SG6043 el que presenta un mejor desempeño. Con el fin de evaluar el desempeño de estos tres perfiles en las condiciones de interés, en este capítulo se realizan simulaciones numéricas de estos perfiles en condiciones de alta turbulencia, considerando los valores típicos obtenidos en el Capítulo 2.

3.3. Modelo de turbulencia

Para el caso de flujo con alta turbulencia sobre perfiles aerodinámicos, resulta necesario emplear modelos de flujo en transición [97]. Específicamente el modelo SST de transición $\gamma - Re_\theta$. Este incorpora la intermitencia γ y el número de Reynolds al cual empieza la intermitencia Re_θ . La principal razón para el uso de este modelo de transición es que tiene la capacidad de simular con mayor fidelidad las burbujas de separación laminar que ocurren en los perfiles de interés en las condiciones de flujo turbulento. Estas burbujas son las responsables de los cambios en los valores de fuerza de sustentación y arrastre en flujo en transición.

En el documento [130] del autor de esta tesis doctoral, se brindan detalles de los modelos de turbulencia más usados en los programas comerciales de dinámica de fluidos computacional (CFD), entre los que se menciona el modelo $k - \omega$ SST.

El modelo SST de transición $\gamma - Re_\theta$ es similar al modelo $k - \omega$ SST, las dos ecuaciones 3.1 y 3.2 corresponden al modelo tradicional $k - \omega$ SST, se han señalado en rojo los tres términos que se deben modificar para obtener las ecuaciones de transporte correspondientes al modelo $\gamma - Re_\theta$. Para una adecuada comprensión del modelo matemático que se presenta a continuación, se sugiere revisar la sección de nomenclatura de este documento.

La Ecuación 3.1 se refiere al transporte de la energía cinética turbulenta k .

$$\frac{\partial \rho k}{\partial t} + \nabla \cdot (\rho \mathbf{U} k) = \nabla \cdot \left(\left(\mu + \frac{\mu_t}{\sigma_k} \right) \nabla k \right) + \textcolor{red}{P_k} - \textcolor{red}{D_k} \quad (3.1)$$

La Ecuación 3.2 representa el transporte de la tasa específica de disipación de energía cinética ω .

$$\frac{\partial(\rho\omega)}{\partial t} + \nabla \cdot (\rho \mathbf{U} \omega) = \nabla_\omega + \frac{\xi}{\nu_t} P_k - \beta \rho \omega^2 + 2(1 - \textcolor{red}{F_1}) \frac{\rho \sigma_\omega^2}{\omega} \nabla k : \nabla \omega \quad (3.2)$$

Donde el término ∇_ω se define según la Ecuación 3.3.

$$\nabla_\omega = \nabla \cdot \left(\left(\mu + \frac{\mu_t}{\sigma_k} \right) \nabla \omega \right) \quad (3.3)$$

En el modelo de transición $\gamma - Re_\theta$, el término de producción de energía cinética turbulenta P_k va multiplicado por la intermitencia γ , la cual representa el porcentaje de tiempo en el cual hay fluctuaciones turbulentas presentes en la capa límite. Si la intermitencia es cero, se tiene capa límite laminar, si es 1 la capa límite es turbulenta y en el rango de 0 a 1 es transición,

Luego, el término de disipación de energía cinética turbulenta D_k va multiplicado por el máximo entre 0.1 y el valor de la intermitencia. Lo que pone un límite inferior de un 10 % del valor de la disipación del modelo $k - \omega$ SST. Esto matemáticamente se expresa como $D_k * max(\gamma, 0.1)$.

La función de mezcla F_1 en el modelo $\gamma - Re_\theta$ recibe una corrección para evitar que su valor sea 0 en la capa límite laminar [131] y corresponde con la expresión que se muestra en la Ecuación 3.4. En el modelo $k - \omega$ SST existe la función de mezcla (indicada aquí como $F_{1,SST}$) y es la que define si se usa el modelo $k - \omega$ o el $k - \epsilon$, de modo que $F_{1,SST}$ vale 1 cerca de la pared ($k - \omega$) y vale 0 en la corriente libre ($k - \epsilon$).

$$F_1 = max \left(F_{1,SST}, e^{-\left(\frac{\rho d \sqrt{k}}{120\mu}\right)^3} \right) \quad (3.4)$$

El modelo $\gamma - Re_\theta$ posee una ecuación de transporte adicional, la Ecuación 3.5 para el transporte de γ .

$$\frac{\partial \rho \gamma}{\partial t} + \nabla \cdot (\rho \mathbf{U} \gamma) = \nabla \cdot \left(\left(\mu + \frac{\mu_t}{\sigma_\gamma} \right) \nabla \gamma \right) + P_\gamma - D_\gamma \quad (3.5)$$

Donde la producción de intermitencia P_γ está definida en la Ecuación 3.6.

$$P_\gamma = 2F_l \rho \sqrt{2S_{ij} S_{ij}} [\gamma F]^{0.5} (1 - \gamma) \quad (3.6)$$

El término F_l está definido según la Ecuación 3.7.

$$F_l = 0.3188 \left(1 - e^{-\left(\frac{\rho \omega d^2}{200\mu}\right)^2} \right) + 40e^{-\left(\frac{\rho \omega d^2}{200\mu}\right)^2} \quad (3.7)$$

El tensor de tasa promedio de deformaciones S_{ij} se define según la Ecuación 3.8.

$$S_{ij} = \frac{1}{2} \left(\frac{\partial u_i}{\partial x_j} + \frac{\partial u_j}{\partial x_i} \right) \quad (3.8)$$

Luego el término F está definido en la Ecuación 3.9, y a su vez depende de otros dos términos.

$$F = \max(F_2 - F_3, 0) \quad (3.9)$$

En la definición de F_2 aparece explícitamente Re_θ , como se observa en la Ecuación 3.10.

$$F_2 = \min \left(\max \left(\frac{\rho d^2 \sqrt{2S_{ij}S_{ij}}}{2.193\mu Re_\theta}, \left[\frac{\rho d^2 \sqrt{2S_{ij}S_{ij}}}{2.193\mu Re_\theta} \right]^4 \right), 2 \right) \quad (3.10)$$

Por su parte F_3 está definido en la Ecuación 3.11.

$$F_3 = \max \left[1 - \left(\frac{\rho k}{2.5\mu\omega} \right)^3, 0 \right] \quad (3.11)$$

Retomando el término que aún no han sido definido de la Ecuación 3.5, la disipación de energía cinética intermitente D_γ se presenta en la Ecuación 3.12.

$$D_\gamma = 0.06\gamma\rho\sqrt{2\Omega_{ij}\Omega_{ij}}(50\gamma - 1)e^{-\left(\frac{\rho k}{4\mu\omega}\right)^4} \quad (3.12)$$

Donde Ω_{ij} es el tensor de tasa de rotación promedio, definido según la Ecuación 3.13.

$$\Omega_{ij} = \frac{1}{2} \left(\frac{\partial u_i}{\partial x_j} - \frac{\partial u_j}{\partial x_i} \right) \quad (3.13)$$

En suma, el modelo $\gamma - Re_\theta$ consta de 4 ecuaciones, a saber, las ecuaciones 3.1 y 3.2 con las modificaciones indicadas anteriormente en los términos P_k , D_k y F_1 , la Ecuación 3.5 para el transporte de γ y la Ecuación 3.14 que define Re_θ .

$$Re_\theta = \frac{\rho U \theta}{\mu} \quad (3.14)$$

Finalmente, el término θ se define expresa según la Ecuación 3.15.

$$\theta = \int_0^\infty \frac{\rho U}{\rho_\infty U_\infty} \left(1 - \frac{U}{U_\infty} \right) dy \quad (3.15)$$

En todo el desarrollo anterior se consideró $1200 \leq Re_\theta$ y se han incorporado los valores de algunas de las constantes de calibración, para detalles del modelo para cualquier valor de Re_θ , se sugiere consultar el modelo $\gamma - Re_\theta$, también conocido como Langtry-Menter, en [131].

3.4. Metodología

3.4.1. Simulación de flujo alrededor de perfiles aerodinámicos

Se implementa una simulación en OpenFOAM para el caso de flujo incompresible alrededor de un perfil aerodinámico en 2 dimensiones. Se toma partido de las librerías que tiene el programa, como por ejemplo la que corresponde al modelo de turbulencia $\gamma - Re_\theta$.

El proceso de simulación se realiza en tres etapas. Primero el pre proceso donde se define la geometría, la malla o discretización del dominio, las condiciones de frontera y las condiciones iniciales. Segundo la simulación propiamente donde se ejecuta OpenFOAM. Tercero se realiza el post procesamiento donde se visualizan los resultados y se extraen los datos.

Los programas necesarios para realizar la simulación son: Ubuntu Bash 18.04 LTS (Esto es un parche que permite que OpenFOAM se ejecute en Windows), OpenFOAM v-1812, Python, Gmsh, ParaView, Matlab y Notepad++ (u otro editor de código que soporte C++).

El pre proceso inicia con definir la geometría como un conjunto de puntos en Notepad++. Luego se emplea Python para convertir el documento a uno que sea compatible con el programa Gmsh.

En Gmsh se realiza el mallado como se muestra en la Figura 3.5, prestando atención que OpenFOAM opera en 3 dimensiones, por lo que se debe poner un espesor de un

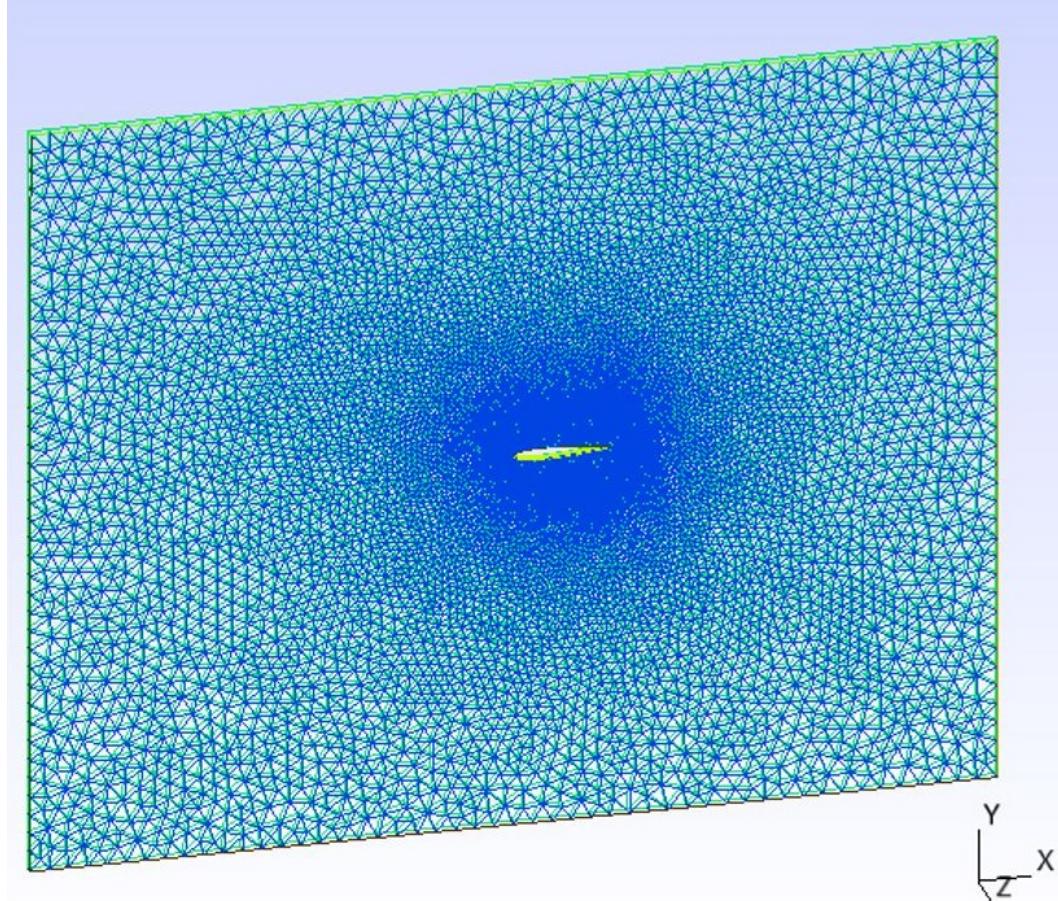


Figura 3.5: Mallado en Gmsh.

elemento al modelo en 2 dimensiones.

Luego propiamente en OpenFOAM se ingresan las condiciones de frontera e iniciales, tomando como base una simulación precargada en el programa, en la cual se ajustan los parámetros correspondientes. Para el caso de interés, se debe colocar en el archivo **transportProperties** el modelo de turbulencia **kOmegaSSTLM**, prestando especial atención a colocar la turbulencia en **on**.

Se optó por un mallado triangular por dos razones, primero porque era el mallado que estaba en la simulación base precargada en el programa; segundo porque de acuerdo con [132] una malla triangular brinda facilidad para ajustarse a superficies curvas específicamente en el caso de perfiles aerodinámicos no simétricos, tal cual es el caso del SG6043.

Para determinar los datos iniciales se escribió un código en Matlab que realizar los

cálculos según el modelo numérico descrito en la sección anterior.

La simulación se ejecuta en OpenFOAM con el comando **simpleFoam**. Es posible correr varias simulaciones en paralelo y dejar el computador trabajando sin supervisión.

El post procesamiento de los datos se puede hacer de manera visual empleando el programa ParaView, el cual permite leer los resultados que OpenFOAM genera en el directorio **postProcessing** y crear animaciones, como la que se muestra en la Figura 3.6.

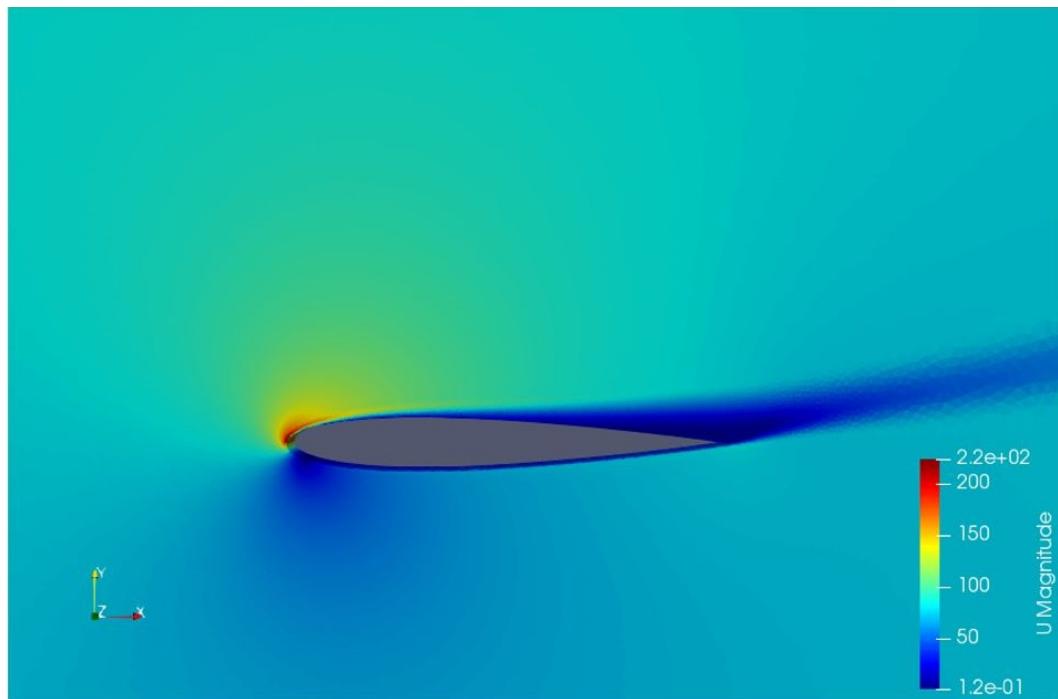


Figura 3.6: Resultados procesados en ParaView.

Finalmente, mediante un código escrito en Matlab, se extraen y promedian los valores de C_L y C_D en función del ángulo de ataque.

Para obtener el desempeño aerodinámico de los perfiles de interés y determinar cuál ofrece ventajas en flujo turbulento, se propone un diseño experimental del tipo factorial con niveles mixtos, donde las variables de respuesta serán las curvas de coeficiente de sustentación y arrastre del perfil aerodinámico. Las variables y niveles de las simulaciones están en la Tabla 3.1, en todos los casos para una intensidad de turbulencia de 30 % de acuerdo con las conclusiones obtenidas en el Capítulo 2. En la sección 3.5 se brindan detalles específicos de los parámetros y constantes físicas empleadas en la

Tabla 3.1: Diseño experimental de simulación de perfiles aerodinámicos

| Variable | Niveles | Total |
|---------------------|---|-------|
| Perfil aerodinámico | S809, NACA0012 y SG6043 | 3 |
| Re | 4×10^4 , 10^5 , 5×10^5 , y 10^6 | 4 |
| Ángulo de ataque | 0°, 5°, 10°, 15°, 20° y 25° | 6 |

simulación.

De la simulación en OpenFOAM se extraen las curvas de C_L y C_D que se ingresan en el programa SWRDC para finalmente obtener el rotor optimizado según las condiciones reales de operación de los perfiles aerodinámicos en flujo turbulento.

3.4.2. Diseño del rotor

Para realizar el diseño del rotor se emplea el código SWRDC, siglas de Small Wind-turbine Rotor Design Code, en español: código para diseño de rotores de turbinas eólicas de pequeña escala [81]. Para esto, se corre el SWRDC en Matlab, donde se abre inmediatamente la interfaz gráfica de la Figura 3.7 que contiene múltiples secciones, las cuales se detallan a continuación.

3.4.2.1. BEM code setup

Se usarán 250 iteraciones para garantizar que los cálculos aerodinámicos sean precisos, según el manual de usuario esto se garantiza con valores superiores a 200. De forma similar el factor de relajación será 0.15 pues el mismo manual sugiere valores menores a 0.2 para cálculos precisos.

En cuanto a la cantidad de elementos en los que será dividida el aspa, se debe tener en cuenta que se diseña una turbina de 3 metros de diámetro, por lo que si se asignan 30 elementos (valor predeterminado) se tienen secciones de 5 cm, en promedio.

En cuanto al espaciado de los elementos, se selecciona la opción que permite cálculos aerodinámicos más finos en la región de la punta del aspa, donde la velocidad del viento es mayor.

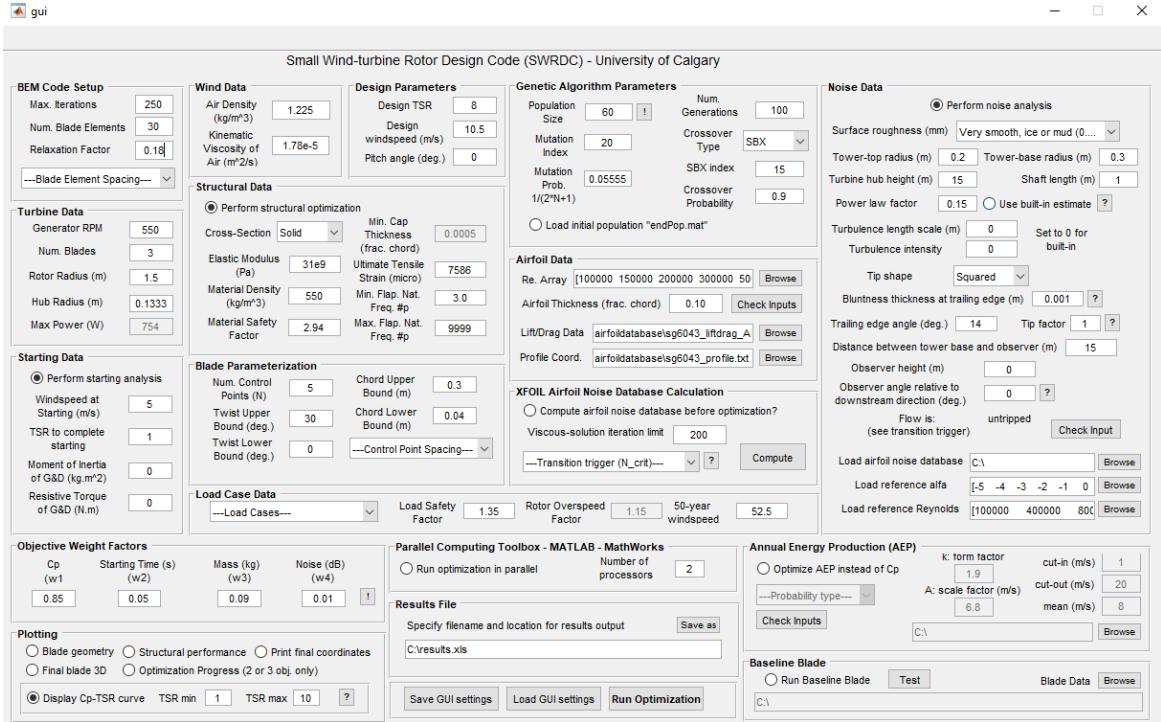


Figura 3.7: Interfaz gráfica del SWRDC.

3.4.2.2. Turbine Data

Se establece una turbina con una velocidad angular de 500 revoluciones por minuto (rpm), lo cual es una velocidad típica en generadores pequeños. Se define que tendrá entre 03 y 07 aspas, se evaluarán los resultados en cada caso. El radio será de 1.5 metros según los objetivos de este proyecto. El radio del hub será de 15 cm, lo cual se considera suficiente para anclar las aspas al rotor.

3.4.2.3. Starting Data

En esta sección se realiza un análisis del tiempo de arranque de la turbina. Se selecciona una velocidad de arranque de 2 m/s de acuerdo con las características del recurso eólico de las regiones de interés. Siguiendo lo indicado en el manual, se coloca cero en el momento de inercia y el torque resistivo del generador, debido a que no se dispone de estos datos.

3.4.2.4. Wind Data

En esta sección únicamente se indica la densidad del aire de 1.08 kg/m^3 , que corresponde a 1000 metros sobre el nivel del mar; y la viscosidad cinemática del aire de $1.516 \times 10^{-5} \text{ m}^2/\text{s}$ que corresponde a una temperatura de 20 °C. Ambos datos según las condiciones típicas de las torres de medición de los datos empleados en los apartados referentes a recurso eólico.

3.4.2.5. Design Parameters

En este apartado se indica el TSR de la turbina, calculado como el radio, por la velocidad angular, entre la velocidad del viento. Se tomará una velocidad de viento de referencia entre de 6 m/s por ser la que tiene mayor contenido energético según las características del recurso eólico de interés. Con esto, se analizan posibles TSR con velocidades de viento entre 4 y 8 m/s para velocidades de rotación de la turbina entre 200 y 500 rpm. Se obtiene un rango de TSR entre 4 y 20, por lo que se realizará el análisis iniciando en $\text{TSR} = 4$ con incrementos de 0.5, para evaluar el comportamiento del rotor.

La sección Structural Data será desactivada por estar fuera del alcance de esta investigación. Del mismo modo, no se ingresan datos en la sección Load Case Data.

3.4.2.6. Blade Parameterization

La parametrización del aspa se realiza según los valores predeterminados, se selecciona un control de los puntos de espaciamiento para que sea más refinado hacia la punta del aspa.

3.4.2.7. Genetic Algorithm Parameters

Se selecciona una población de 120 considerando que entre mayor sea la población, mejores serán los resultados. El manual del SRWDC sugiere una población mayor que 100. El número de generaciones recomendado es de más de 50, por esta razón se asignan 100 generaciones. En todo caso, se espera que el algoritmo converja a un valor óptimo

antes de llegar al máximo de generaciones. El resto de parámetros del algoritmo genético se dejan según los valores predeterminados, salvo la probabilidad de mutación, que se asigna según el resultado de $1/(2N+1)$ donde N representa el número de puntos de control indicados en la parametrización del aspa.

3.4.2.8. Airfoil Data

Esta es la sección donde se asignan los valores de los coeficientes de sustentación y arrastre para los distintos números de Reynolds. Es en esta parte del código donde se ingresan los principales resultados de esta investigación, que es el comportamiento aerodinámico del perfil SG6043, en condiciones de flujo turbulento. Para ello se construye un documento de extensión .txt con los valores de los coeficientes correspondientes y se selecciona este archivo en la casilla Lift/Drag Data.

Las secciones relacionadas con el ruido aerodinámico (Noise Data y XFOIL Airfoil Noise Database Calculation) serán desactivadas por estar fuera del alcance de esta investigación.

3.4.2.9. Objective Weight Factors

En esta sección se define el peso relativo de cada factor en el proceso de optimización. Para el caso de análisis únicamente está disponible el Cp y el tiempo de arranque. Se establece un 80 % de importancia para el Cp y un 20 % para el tiempo de arranque de la turbina.

3.4.2.10. Annual Energy Production (AEP)

Se selecciona que la optimización se realice con base en la producción anual de energía de la turbina. Los datos de viento de referencia son tomados de las mediciones de la torre de la Figura 2.2, particularmente del anemómetro ubicado a 14 metros sobre el nivel del suelo, el histograma correspondiente a estos datos de velocidad se muestra en la Figura 3.8. El rango de tiempo de los datos va desde junio de 2018 hasta enero de 2022, con lo que se garantiza una muestra representativa de velocidades de viento en un entorno boscoso. Para estos datos se obtiene que la velocidad de diseño de la

turbina debe ser de 6 m/s pues es la que tiene la mayor densidad de potencia, además, los parámetros de la curva de Weibull que mejor se ajusta a los datos son un factor de forma $k = 1.72$ y un factor de escala $c = 4.24$.

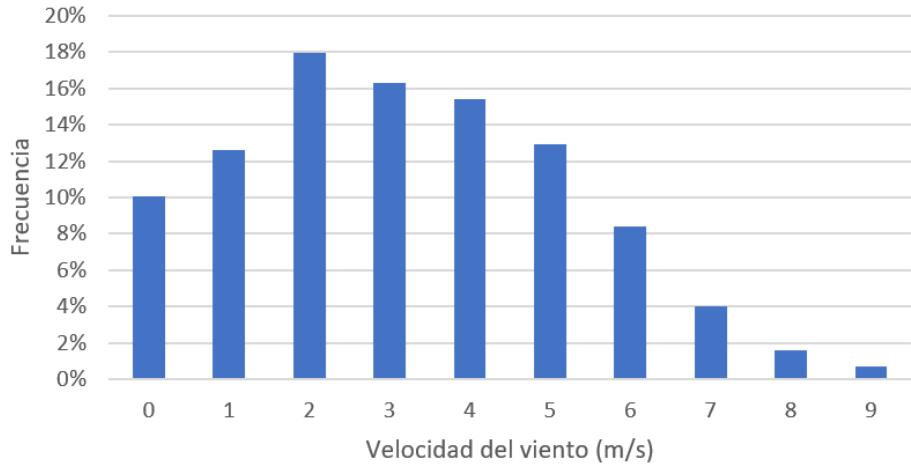


Figura 3.8: Histograma de la velocidad del viento en la torre del CIF entre 2018 y 2022.

Con toda la información anterior, se ejecuta el SWRDC para obtener el diseño del rotor que se ajusta a las condiciones de viento de interés.

3.5. Validación del modelo numérico

Para validar los resultados que se obtienen de OpenFOAM con el modelo numérico propuesto, se realiza una simulación del perfil S826 para $Re = 1 \times 10^5$ y se comparan los resultados con los disponibles en [97]. El número de Reynolds, en el caso del estudio de aspas, se define a partir de la cuerda como distancia característica; en el caso del estudio de rotores, se define a partir del diámetro como distancia característica.

Se establece un dominio computacional en dos dimensiones de 15 veces el tamaño de la cuerda entre la entrada del flujo y el perfil, así como entre el perfil y los bordes superiores e inferiores. Luego, una distancia de 20 veces el tamaño de la cuerda entre el perfil y la frontera de salida, esto de acuerdo con [97]. La única diferencia es que en el caso de la simulación que se presenta en esta investigación, el dominio computacional es rectangular y en la referencia es tipo C, pero en ambos casos los bordes del dominio están suficientemente lejos del perfil para interferir en los resultados.

Las condiciones de frontera son: velocidad de entrada fija de 11.5 m/s (para el caso de $Re = 10^5$) y en el resto del contorno se establece gradiente de presión cero. Se impone condición de no deslizamiento sobre el perfil aerodinámico. Para determinar el tiempo mínimo que debe ejecutarse cada simulación, se realizan varias pruebas y se determina que, con 4000 s, el flujo se estabiliza y la solución resulta independiente del tiempo de simulación.

Las constantes ingresadas en el modelo computacional son, un ángulo de ataque entre 0° y 14° con un paso de 2° , intensidad de turbulencia del 20 %, densidad del fluido de 1.18 kg/m^3 , cuerda del aspa de 0.1 m y viscosidad cinemática de $1.1516 \times 10^{-5} \text{ m}^2/\text{s}$.

En este punto es importante aclarar que la validación se realiza para una intensidad de turbulencia del 20 % debido a que es el dato según la referencia con la cual se realiza la comparación. No obstante, los perfiles de interés se simulan para valores de hasta 30 % de intensidad de turbulencia, que es el valor de interés según las mediciones de recurso eólico realizadas.

Se realiza un mallado triangular en el dominio computacional y se refina de forma paulatina manipulando el factor de tamaño de elemento, con el objetivo de asegurar que la simulación es independiente de la malla, como se muestra en la Figura 3.9 para el perfil S826, con un ángulo de ataque de 8° . Se encontró que a partir de 10^6 elementos la variable de respuesta, el coeficiente de sustentación en este caso, varía en menos de 0.3 % de forma sostenida, al comparar el valor actual con el obtenido al aumentar en 10^5 veces la cantidad de elementos. Se procedió a trabajar entonces con una malla de 10^6 elementos, para el resto de simulaciones de perfiles aerodinámicos.

En la Figura 3.10 se presenta la validación de resultados para el C_L al compararlos con datos tanto numéricos como experimentales. Ambas simulaciones tienen un comportamiento consistente con los datos experimentales, sobre todo a pequeños ángulos de ataque, por debajo de 6° . Una característica del modelo SST de transición $\gamma - Re_\theta$ es que el ángulo de ataque en el que ocurre la pérdida aerodinámica logra predecirse correctamente. Los datos de la simulación del presente estudio se acercan más a los datos experimentales una vez que se entra en stall, posterior al ángulo de ataque de 8° . Particularmente para ángulos de ataque iguales o mayores a 8° , la simulación

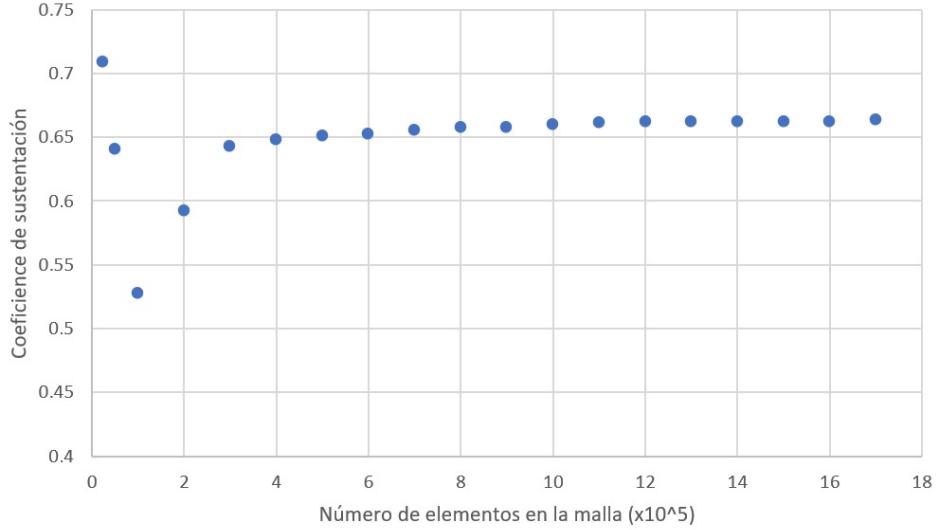


Figura 3.9: Estudio de independencia de malla.

de referencia de [97] tiende a sobre estimar el coeficiente de sustentación y la simulación que se presenta en esta investigación, empleando el modelo SST de transición $\gamma - Re_\theta$ implementado en OpenFOAM, ofrece resultados más similares a los valores experimentales.

La Figura 3.11 se observa que los resultados de ambas simulaciones son sumamente similares entre sí y con los resultados experimentales, para ángulos de ataque menores e iguales a 6° , en el caso de 8° la simulación de este estudio nuevamente predice de forma más precisa el valor del coeficiente de arrastre y de ahí en adelante la tendencia de los resultados es capturada de mejor manera por la simulación actual, aunque con una diferencia notable (del 50 %) respecto de los resultados experimentales. La subestimación del coeficiente de arrastre que se muestra para ángulos de ataque de 12° o más es muy común debido al efecto de la alta turbulencia. El porcentaje de error ponderado promedio de la simulación que aquí se presenta, con respecto a los datos experimentales del coeficiente de arrastre, es del 11 %; en el caso de la simulación de referencia de [97] el error es del 14 %.

Como se mencionó anteriormente, las burbujas de separación laminar son el efecto fundamental en el estudio de fuerzas de sustentación y arrastre en condiciones de flujo en transición. Por tanto en esta sección se presenta el resultado de la visualización del

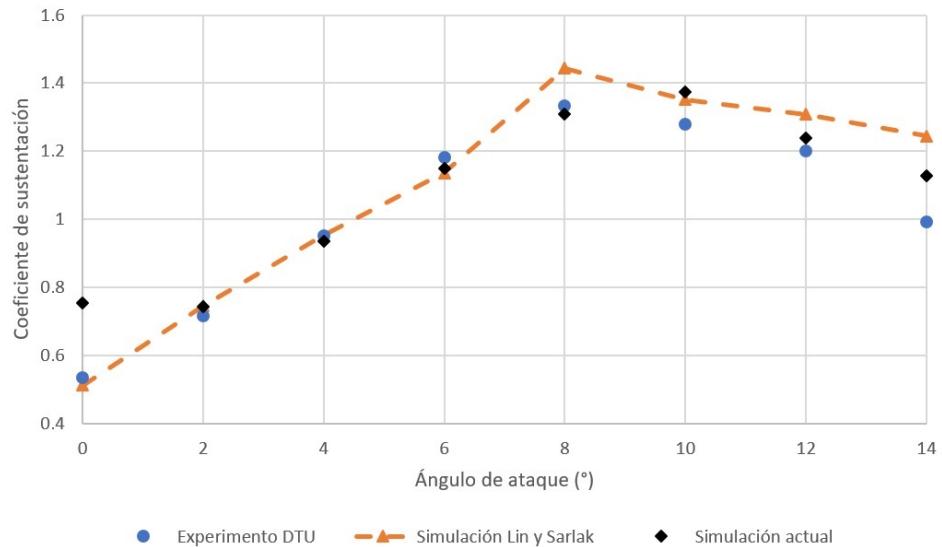


Figura 3.10: Validación de resultados con el C_L en el perfil S826.

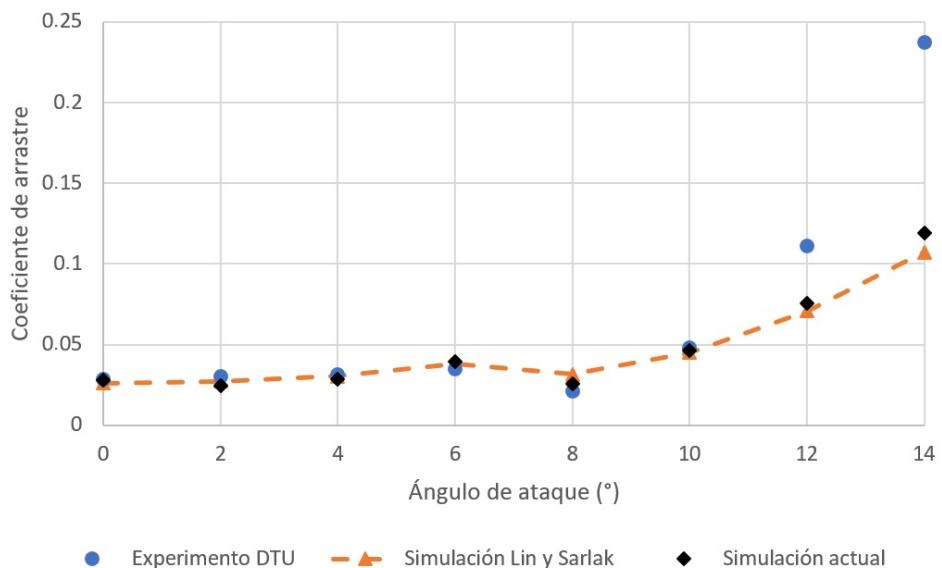


Figura 3.11: Validación de resultados con el C_D en el perfil S826.

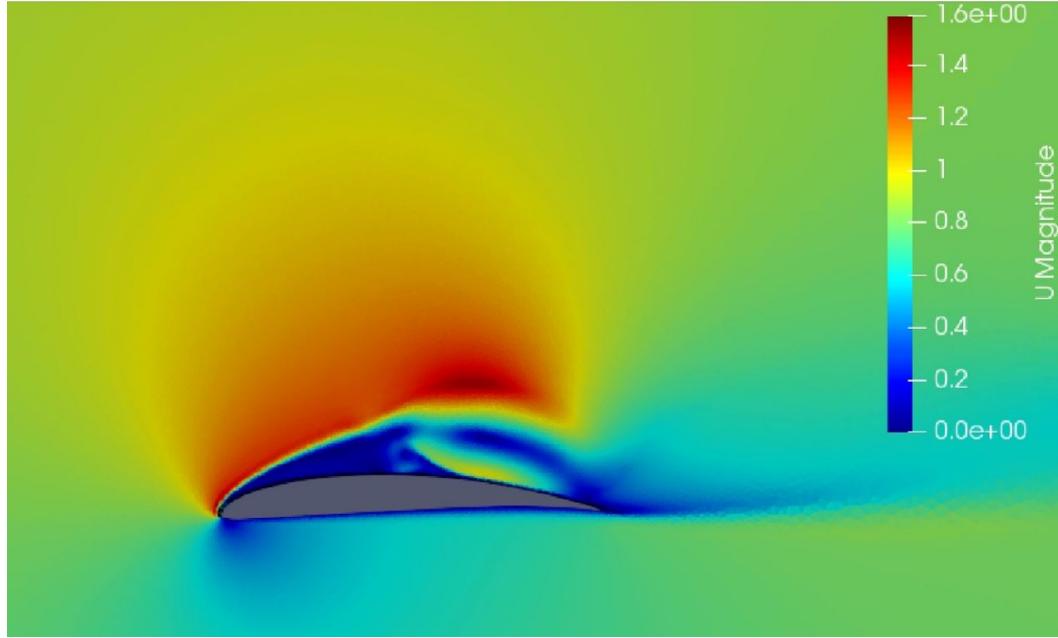


Figura 3.12: Campo de velocidad en el perfil SG6043 con el modelo $k - \omega$ SST.

campo de velocidad alrededor del perfil SG6043, comparando el modelo $k - \omega$ SST visible en la Figura 3.12, con el modelo $\gamma - Re_\theta$ cuyo campo de flujo se muestra en la Figura 3.13 . En ambos casos la velocidad está expresada en m/s, $Re = 10^4$ y el ángulo de ataque es de 15° . A pesar de que en ambas figuras se distingue la separación del flujo, el modelo SST de transición $\gamma - Re_\theta$ responsable del campo de velocidad de la Figura 3.13 muestra una mejora captura del comportamiento del flujo, pues se distinguen con mayor facilidad las burbujas de separación y por tanto la presión a lo largo de todo el perfil será más similar a la que se mediría en la realidad, lográndose así computar valores de sustentación y arrastre más realistas.

Adicionalmente, en la Figura 3.14 se presenta un caso similar, para el conocido perfil simétrico NACA0012, con $Re = 5 \times 10^5$ y un ángulo de ataque de 15° . Es posible observar una burbuja cerca del borde de ataque y desprendimiento de la capa límite hacia el medio del perfil. Lo que lo colocaría en condición de pérdida aerodinámica.

La diferencia entre los modelos $k - \omega$ SST y $\gamma - Re_\theta$ es que el de transición es capaz de modelar más fielmente la separación y la formación de la burbuja. La diferencia es crucial cuando se aproxima al ángulo de ataque al cual entra en zona de separación. En estos casos, el error del modelo de transición es menor y se puede simular ese momento

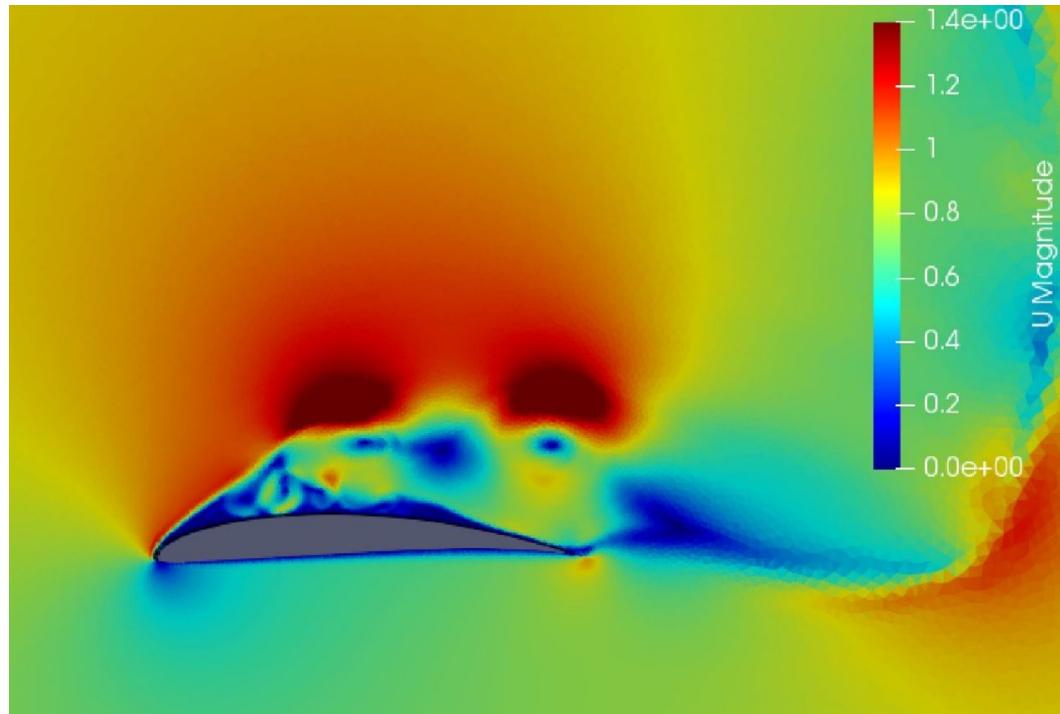


Figura 3.13: Campo de velocidad en el perfil SG6043 con el modelo $\gamma - Re_\theta$.

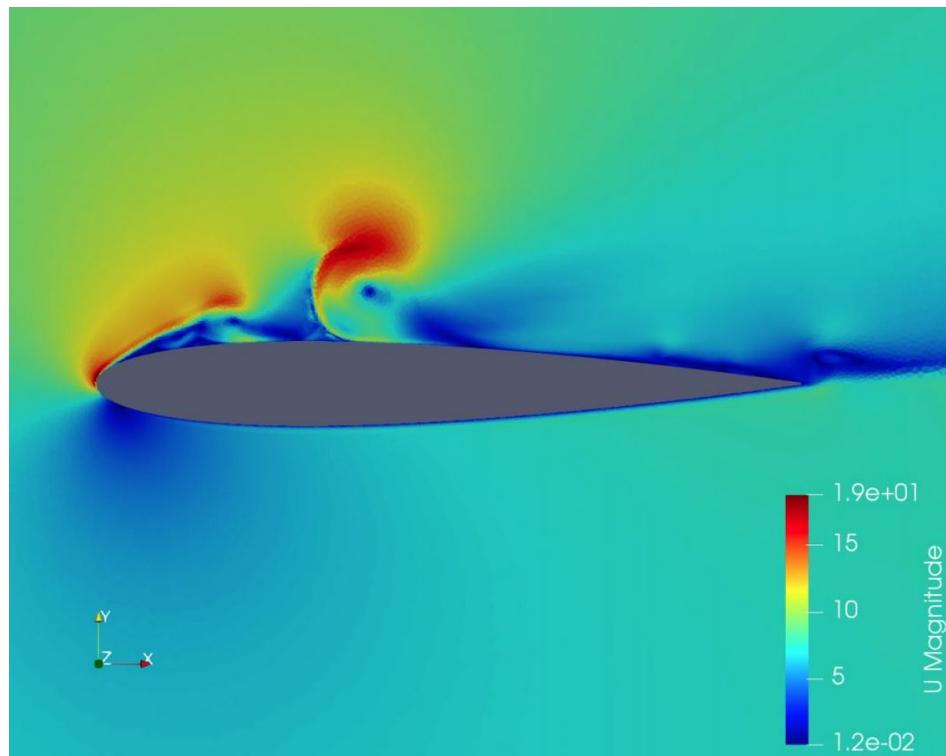


Figura 3.14: Campo de velocidad en el perfil NACA0012 con el modelo $\gamma - Re_\theta$.

de separación, mientras que el modelo SST subestima la sustentación a lo largo del perfil, por lo que la presión simulada es incorrecta en toda la zona de separación. Además, el coeficiente de arrastre es subestimado por el modelo sin transición debido a que no se capturan los vórtices en la estela, los cuales es sabido que son responsables de la distorsión en el campo de presión del fluido, la cual causa que aumentan el arrastre.

Los resultados obtenidos indican, para los perfiles y condiciones particulares de este estudio, que el modelo SST de transición $\gamma - Re_\theta$ es capaz de capturar el fenómeno de burbujas de separación laminar para números de Reynolds entre 1×10^4 y 5×10^5 . Por lo tanto, se valida que el modelo de turbulencia que contempla la transición mediante la intermitencia es capaz de simular el campo de presión y velocidad de mejor forma y logra reproducir los resultados experimentales. Esto impacta en valores de fuerzas de sustentación y arrastre más fieles a la realidad. En el caso del coeficiente de sustentación con un error menor que en el caso del coeficiente de arrastre, pero en ambos casos superando la simulación de referencia disponible en la literatura [97].

3.6. Resultados

3.6.1. Desempeño de los perfiles en flujo turbulento

Al simular en OpenFOAM el flujo alrededor de los perfiles aerodinámicos SG6043, NACA0012 y S809 en condiciones de flujo turbulento para distintos números de Reynolds, es posible observar la respuesta de los coeficientes de sustentación y arrastre en función del ángulo de ataque.

En la Figura 3.15 se presenta el comportamiento del C_L para el perfil SG6043, comparando los resultados con $IT = 30\%$ respecto del caso de $IT = 0\%$.

La sustentación es, en algunos de los resultados, más alta en el caso de alta turbulencia, respecto al caso sin turbulencia. De este modo, los resultados obtenidos concuerdan con lo indicado en la literatura en [12], [15], [85], [86] y [87]. Se puede observar también que al pasar de $Re = 10^5$ a $Re = 5 \times 10^5$ el comportamiento del C_L es muy distinto. Según la literatura [95] la burbuja de separación laminar es más larga y afecta más al flujo para $Re = 10^5$; por esta razón la curva correspondiente a ese número de Reynolds

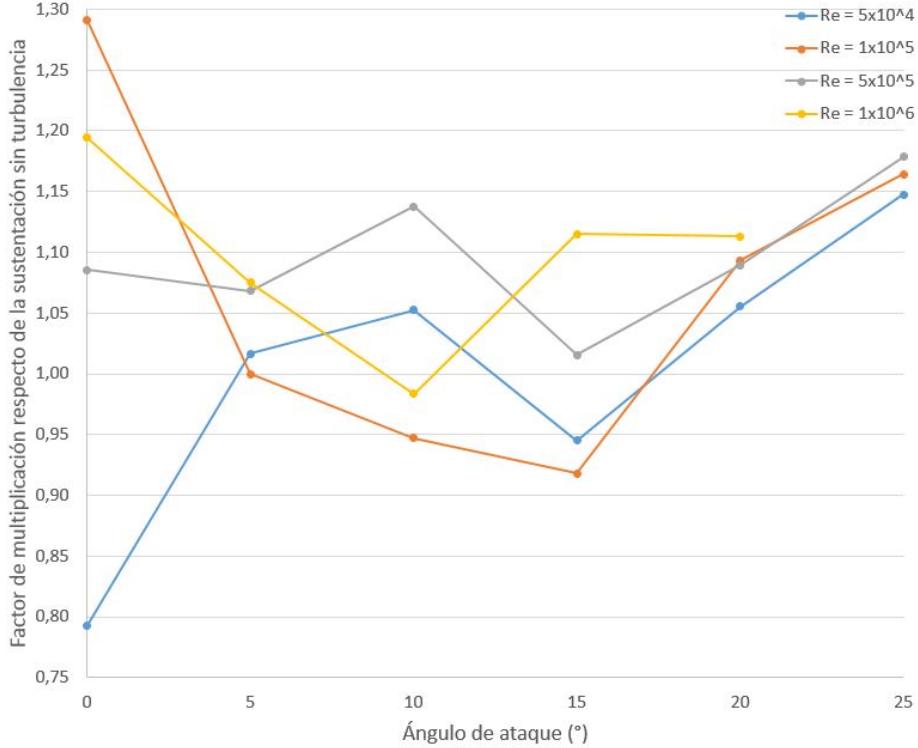


Figura 3.15: Variación del C_L del perfil SG6043 para $IT = 30\%$ respecto de $IT = 0\%$.

es la que presenta más valores por debajo de 1 en la Figura 3.15, es decir, presenta un C_L menor que en el caso de flujo con $IT = 0\%$.

En la Figura 3.16 se muestra el comportamiento del C_D para el perfil SG6043, comparando nuevamente los resultados para $IT = 30\%$ respecto del caso de $IT = 0\%$. Se encuentra que a mayor número de Reynolds el arrastre disminuye, salvo para el caso de $Re = 10^6$. Destaca de esta figura que el caso más favorable es para $Re = 5 \times 10^5$, es para ese valor donde el arrastre es más pequeño en comparación al caso de $IT = 0\%$. Si esto se combina con lo mostrado en la Figura 3.15, se puede afirmar que el régimen de $Re = 5 \times 10^5$ es muy conveniente para el perfil SG6043, esto en particular para ángulos de ataque de 10° o más.

Al combinar los resultados mostrados en las figuras 3.15 y 3.16, es posible obtener la relación entre la sustentación y el arrastre, la cual se muestra en la Figura 3.17, particularmente para los dos números de Reynolds en el orden de magnitud de 10^5 . En este caso se ha realizado una interpolación entre los valores obtenidos de las simulaciones, para identificar que a partir de 8° de ángulo de ataque, es cuando la relación C_L/C_D

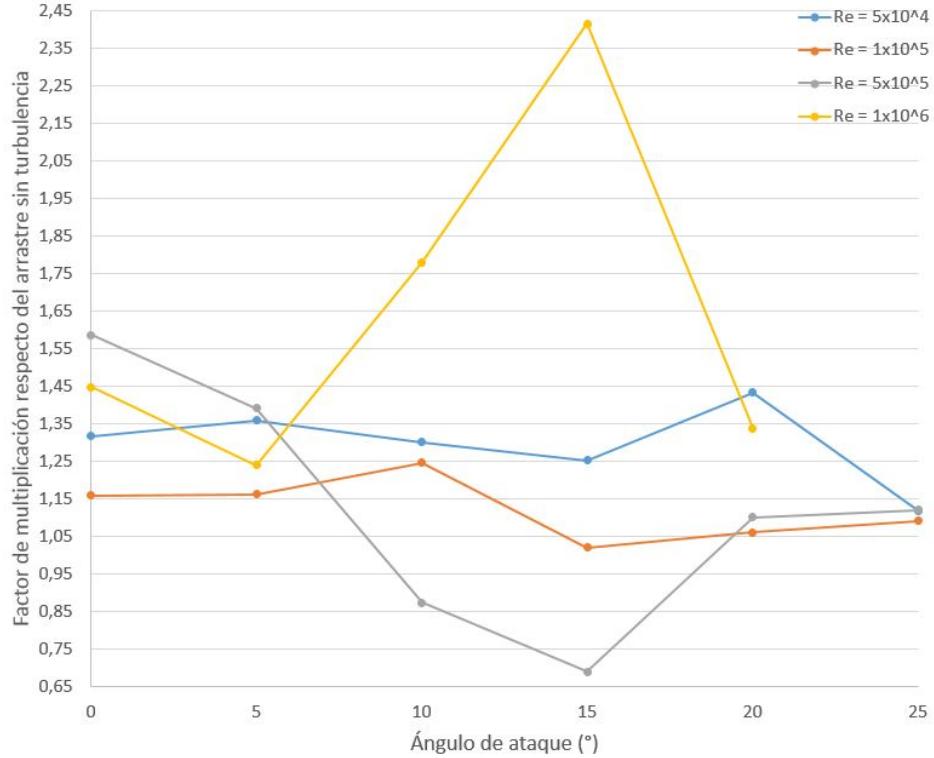


Figura 3.16: Variación del C_D del perfil SG6043 para IT = 30 % respecto de IT = 0 %.

en alta turbulencia es superior al caso sin turbulencia, únicamente para $Re = 5 \times 10^5$. Esto se debe tomar en cuenta en el diseño del rotor, para priorizar la operación en las condiciones favorables en flujo turbulento.

En el Apéndice C se muestran las curvas de coeficiente de sustentación y arrastre, por separado, para el perfil SG6043, así como para los perfiles NACA0012 y S809. En el caso del perfil NACA0012, el comportamiento del C_L al comparar los resultados de IT = 30 % respecto del caso de IT = 0 %, se muestra en la Figura 3.18.

En este escenario la sustentación para $Re = 10^5$ inicia con una ligera disminución respecto del caso sin turbulencia, pero solo para los ángulos de 5° y 10°, luego tiene una notable mejora. Para los ángulos de ataque entre 15° y 25°, este perfil alcanza hasta un 15 % más de C_L en el caso de flujo turbulento. La respuesta para $Re = 5 \times 10^5$ es igualmente de mejora en el caso de flujo turbulento, excepto para el ángulo de ataque de 20°. En esa condición, el C_L cae un 10 % respecto al caso de no turbulencia, lo que indica que para ese ángulo ocurre separación, pero el flujo se recupera con el ángulo de 25° donde el C_L vuelve a ser superior en el caso con turbulencia respecto del caso

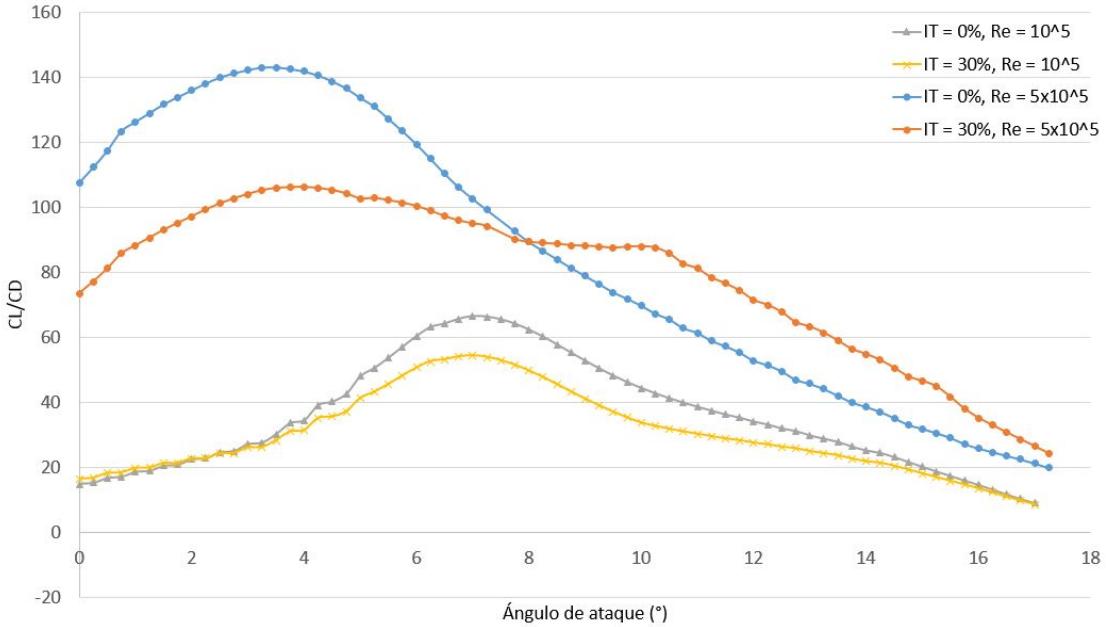


Figura 3.17: Relación entre sustentación y arrastre del perfil SG6043 para $IT = 30\%$ respecto de $IT = 0\%$.

sin turbulencia.

Luego, en la Figura 3.19 se puede apreciar que la turbulencia aumenta el arrastre en el perfil NACA0012, prácticamente para cualquier ángulo y en todos los números de Reynolds. La única excepción es para 15° en el caso de $Re = 5 \times 10^5$, cercano al punto donde tiene el mínimo de sustentación también. La diferencia desde luego es que la disminución en el C_L es indeseable mientras que la reducción en el C_D es sumamente conveniente.

El efecto combinado de la turbulencia sobre la sustentación y el arrastre en el perfil NACA0012 se muestra en la Figura 3.20. Cuando $Re = 10^5$, el efecto neto de la turbulencia es el de disminuir la relación C_L/C_D , de forma similar al perfil SG6043. Solo que para el NACA0012 la reducción es mayor que para el SG6043. Por otra parte, cuando $Re = 5 \times 10^5$, la turbulencia nuevamente genera un efecto similar al caso del SG6043, el cuales reducir la relación C_L/C_D para ángulos menores a 9° , pero mejorarla para los que son mayores a 9° .

Finalmente, la variación en el C_L para el perfil S809 se presenta en la Figura 3.21, donde destaca un aumento del 50 % para el ángulo de 15° cuando $Re = 5 \times 10^5$.

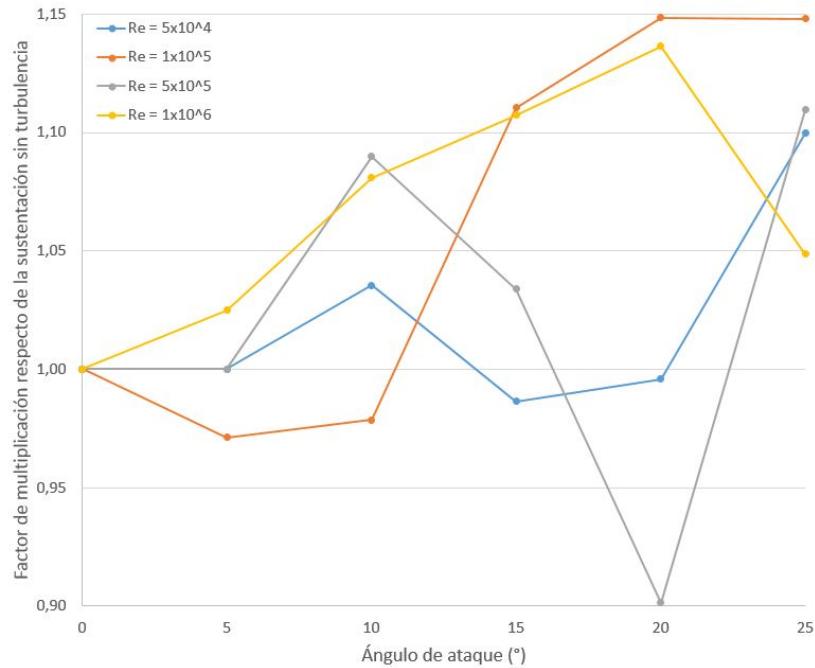


Figura 3.18: Variación del C_L del perfil NACA0012 para IT = 30 % respecto de IT = 0 %.

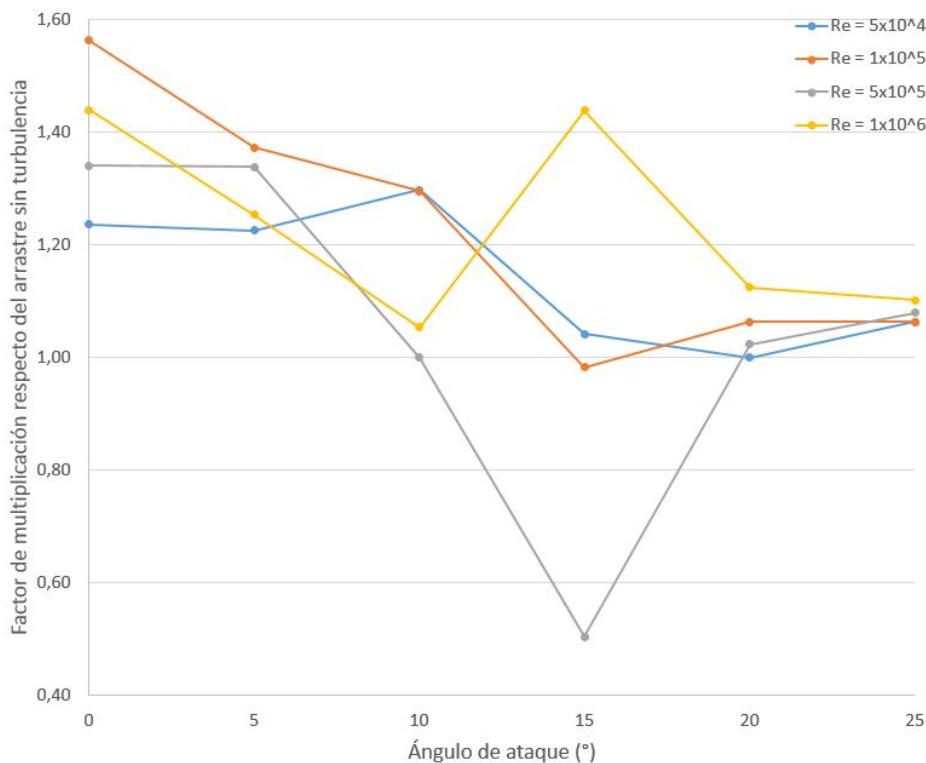


Figura 3.19: Variación del C_D del perfil NACA0012 para IT = 30 % respecto de IT = 0 %.

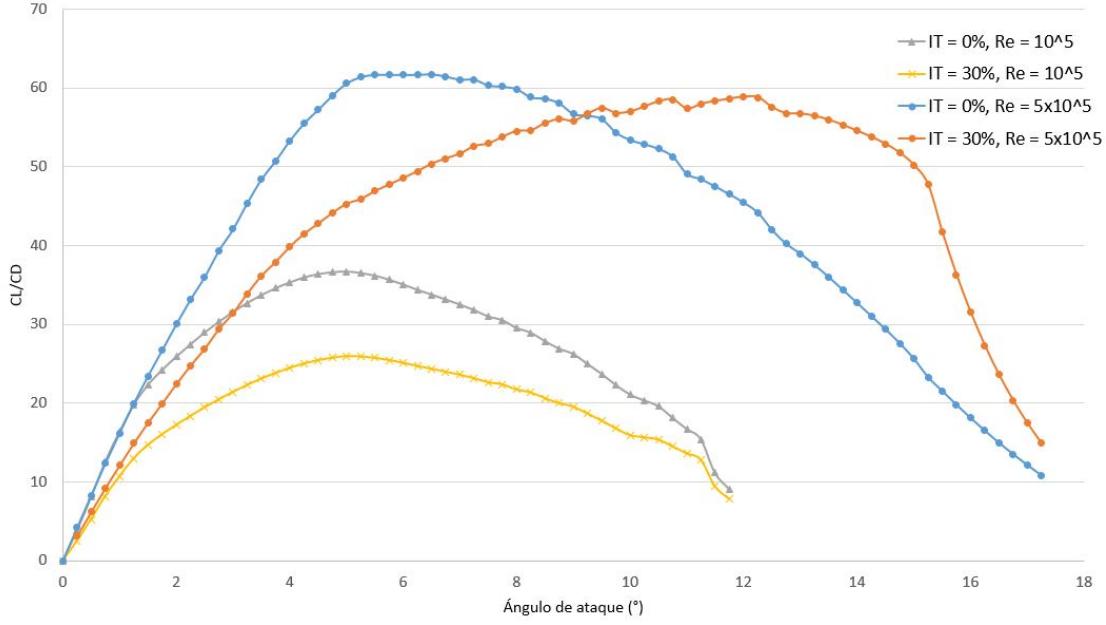


Figura 3.20: Relación entre sustentación y arrastre del perfil NACA0012 para IT = 30 % respecto de IT = 0 %.

En general, la mayor parte de las curvas está por encima de la unidad, es decir, la turbulencia mejora la respuesta de la sustentación en este perfil.

La Figura 3.22 presenta, en general, un aumento del C_D en el caso de flujo turbulento, con valores sumamente altos, lo que indica que el perfil S809 no es idóneo para condiciones de flujo con alta IT.

El efecto de la turbulencia en el cociente C_L/C_D se muestra en la Figura 3.23, donde resulta notable que sólo en una pequeña porción, las curvas con IT = 30 % superan a las curvas sin turbulencia.

Si se analizan los resultados en conjunto, se observa que la turbulencia beneficia el desempeño aerodinámico para ángulos mayores a 8° o bien 9° . Esto se puede asociar a que en esos ángulos de ataque, en el caso sin turbulencia, ocurre la separación del flujo, pero con turbulencia la capa límite se energiza nuevamente y por tanto se favorece a que el flujo se adhiera de nuevo al perfil, o bien que nunca se separe.

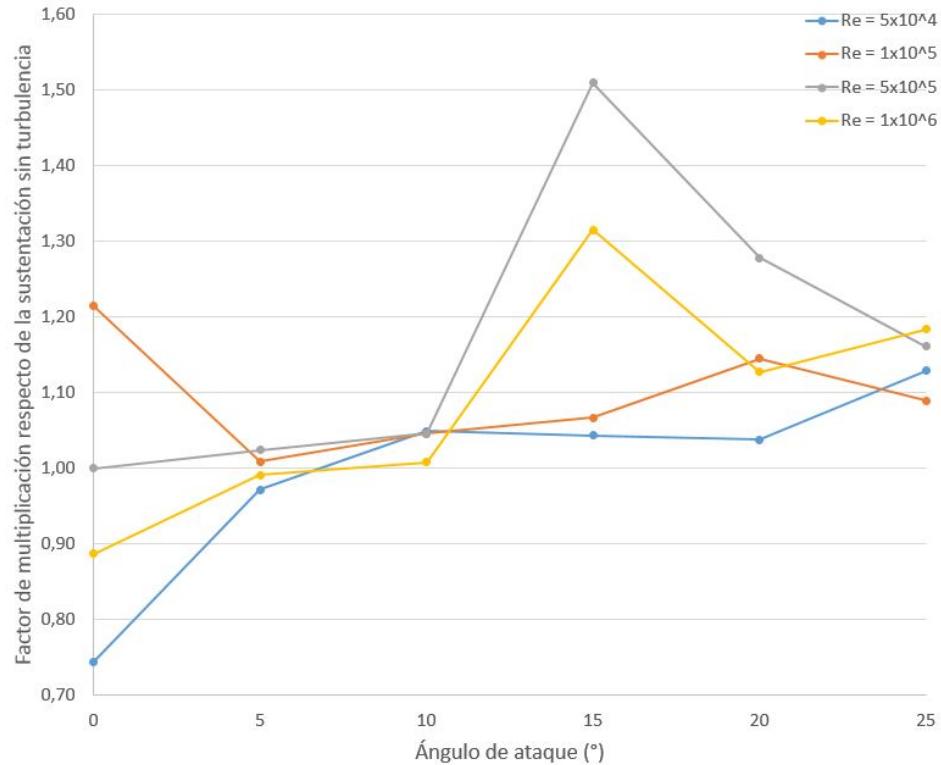


Figura 3.21: Variación del C_L del perfil S809 para IT = 30 % respecto de IT = 0 %.

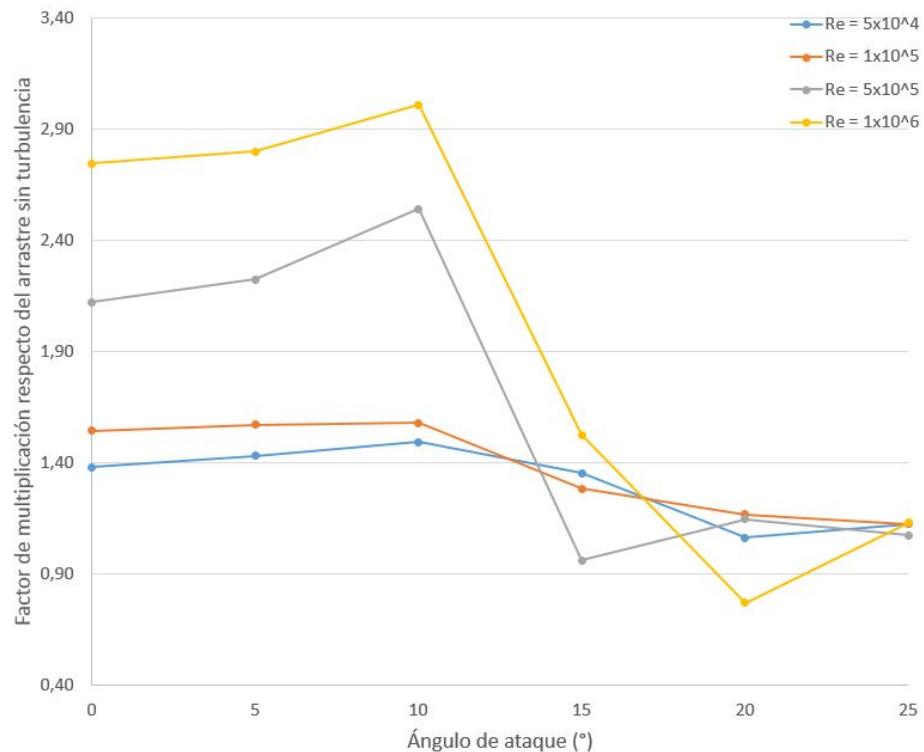


Figura 3.22: Variación del C_D del perfil S809 para IT = 30 % respecto de IT = 0 %.

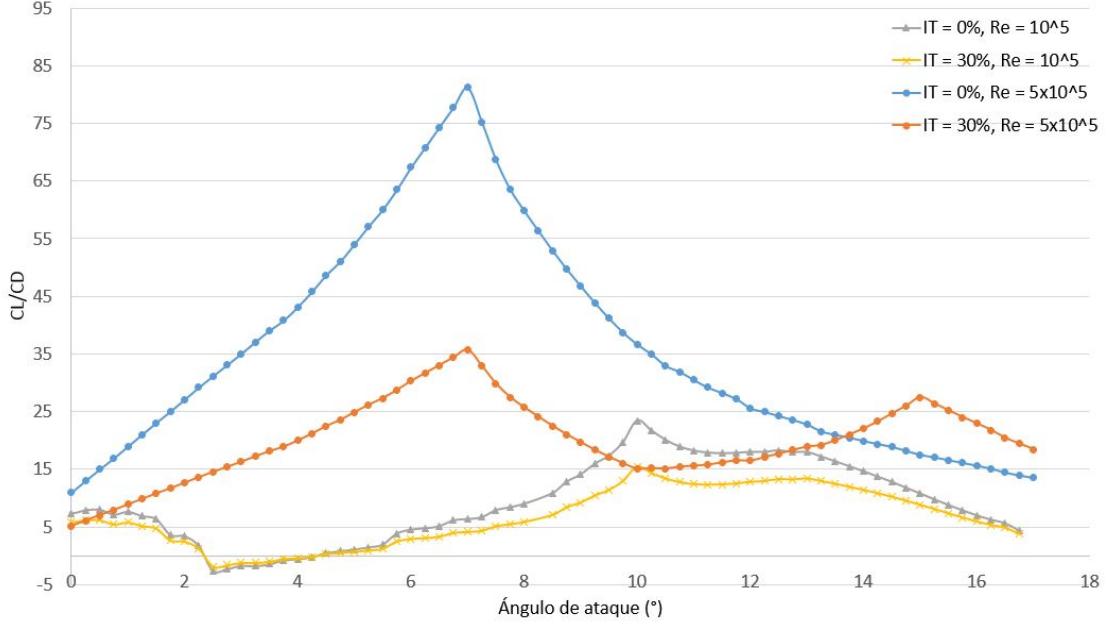


Figura 3.23: Relación entre sustentación y arrastre del perfil S809 para $IT = 30\%$ respecto de $IT = 0\%$.

3.6.2. Rotor optimizado

Los resultados de la producción anual de energía del rotor según el SWRDC se presentan en la Figura 3.24, donde destaca que el TSR se evaluó hasta 6.5 dada su tendencia a un resultado decreciente. Se obtiene además como TSR óptimo un valor de 5, lo cual deberá ser tomado en cuenta para efectos de generador eléctrico que opere en conjunto con el rotor diseñado.

En cuanto al estudio del número de aspas, se observa que entre 3 y 5 aspas no hay mayor diferencia en la producción de energía, por lo que se establece como 3 el número de aspas adecuado, para emplear la menor cantidad de material y reducir así eventuales gastos cuando sea construida la turbina.

Considerando estos resultados, el diseño final del rotor se presenta en la Tabla 3.2.

Para efectos de validar la optimización del rotor, se comparó su desempeño del rotor propuesto en esta investigación con el de la turbina comercial ATT, la cual es de pequeña escala y su curva de potencia se presenta en la Figura 3.25 de acuerdo con la investigación de [1]. Nótese que también se muestra la curva de la turbina Air-X, la cuál no está bajo análisis en esta investigación.

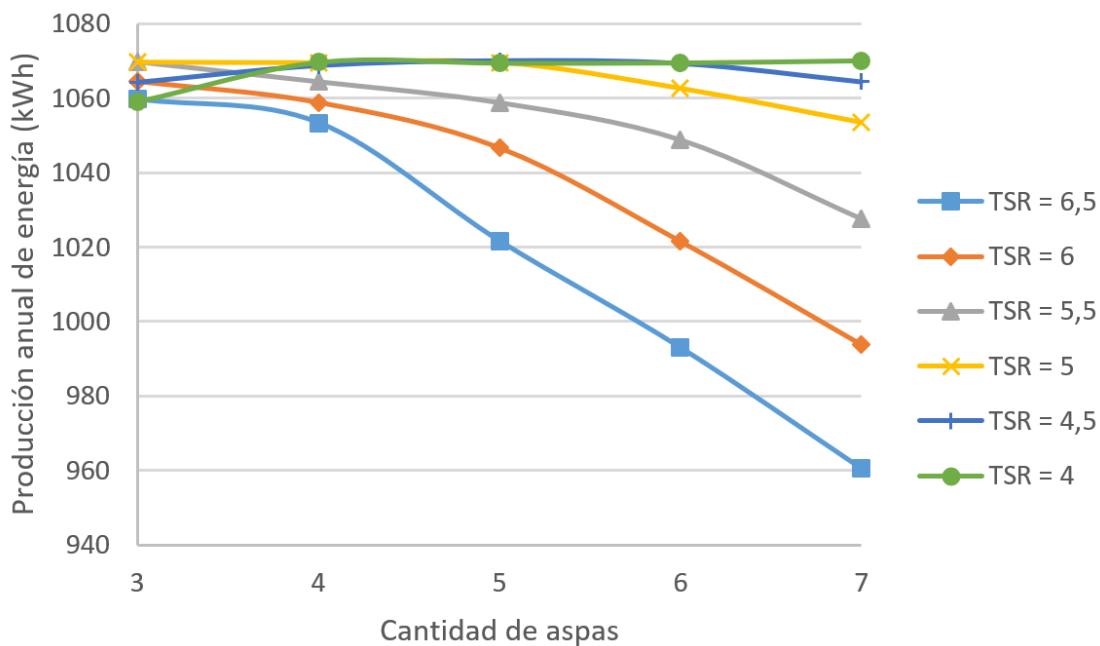


Figura 3.24: Producción anual de energía de los rotores con 3 a 7 aspas a distintos TSR.

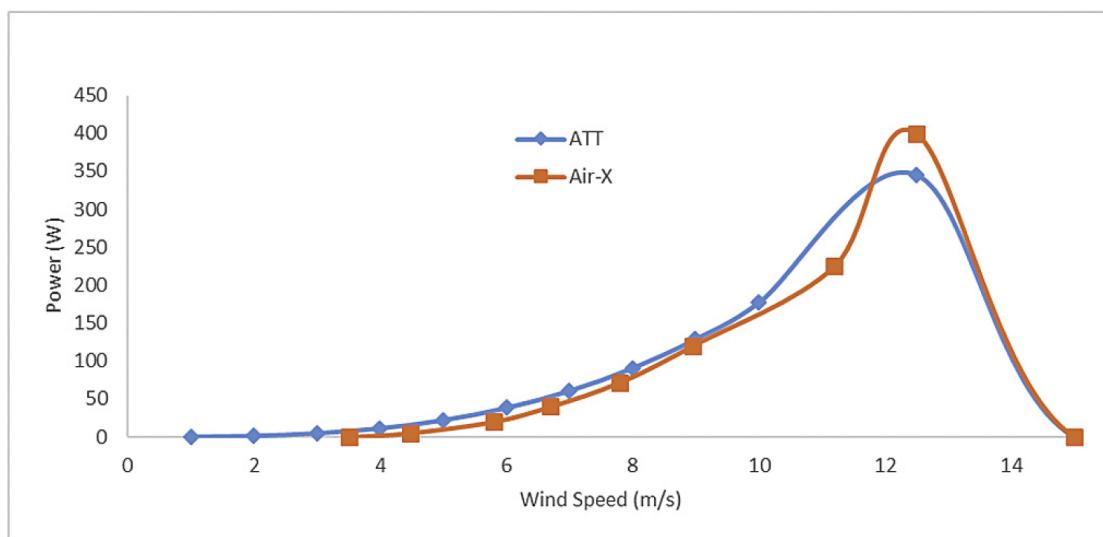


Figura 3.25: Curva de potencia de la turbina ATT [1].

Tabla 3.2: Rotor optimizado.

| Radio (m) | Cuerda (m) | Twist (°) |
|------------------|-------------------|------------------|
| 0,15 | 0,276518257 | 29,73506129 |
| 0,223087527 | 0,270976428 | 26,8077365 |
| 0,295960675 | 0,263579022 | 24,01791411 |
| 0,368405695 | 0,254131177 | 21,38869196 |
| 0,440210094 | 0,242084174 | 19,03647945 |
| 0,511163257 | 0,229222225 | 16,84298648 |
| 0,581057066 | 0,215633156 | 14,81793032 |
| 0,64968651 | 0,201442834 | 13,035534 |
| 0,716850287 | 0,187371082 | 11,42547485 |
| 0,782351395 | 0,173620013 | 9,973257302 |
| 0,845997707 | 0,160398804 | 8,683344716 |
| 0,907602538 | 0,148115441 | 7,578444184 |
| 0,966985191 | 0,136786284 | 6,600893864 |
| 1,023971484 | 0,126498402 | 5,743551057 |
| 1,078394269 | 0,117324503 | 4,996802168 |
| 1,130093914 | 0,109317755 | 4,349669738 |
| 1,178918774 | 0,102567176 | 3,792528844 |
| 1,224725639 | 0,09687002 | 3,301086305 |
| 1,267380148 | 0,092149646 | 2,864048307 |
| 1,306757188 | 0,088303647 | 2,470418597 |
| 1,34274126 | 0,085209076 | 2,110254511 |
| 1,375226817 | 0,082731004 | 1,775403325 |
| 1,404118572 | 0,080733202 | 1,460166266 |
| 1,429331781 | 0,079089773 | 1,159928391 |
| 1,45079249 | 0,077679633 | 0,873679977 |
| 1,46843775 | 0,076430494 | 0,609263357 |
| 1,482215805 | 0,075297067 | 0,371707204 |
| 1,492086242 | 0,074331101 | 0,17813294 |
| 1,498020109 | 0,073637029 | 0,047026985 |
| 1,5 | 0,073377791 | 0 |

Tabla 3.3: Producción de energía de la turbina ATT.

| Velocidad del viento (m/s) | Frecuencia | Densidad de potencia (W/m ²) | Potencia de la turbina (W) | Energía (kWh) |
|----------------------------|------------|--|----------------------------|---------------|
| 3 | 16,28 % | 2,37 | 4,8 | 6,84 |
| 4 | 15,42 % | 5,33 | 10,4 | 14,05 |
| 5 | 12,93 % | 8,73 | 21,12 | 23,92 |
| 6 | 8,38 % | 9,78 | 37,61 | 27,62 |
| 7 | 4,01 % | 7,44 | 59,04 | 20,76 |
| 8 | 1,61 % | 4,44 | 89,55 | 12,59 |
| 9 | 0,72 % | 2,82 | 129,94 | 8,17 |

La producción anual de energía de la turbina ATT se muestra en la tabla 3.3, la cual entregaría, en las mismas condiciones de viento que el rotor optimizado, un total de 114 kWh en 1 año. Este dato resulta muy por debajo a los casi 1070 kWh del rotor optimizado.

La principal razón de esta abrumadora diferencia y que resulta en el aporte de esta investigación es la siguiente: los rotores de turbinas comerciales se diseñan para velocidades alrededor de 10 m/s, aún en el caso de turbinas eólicas de pequeña escala. Como muestra de esto, la turbina ATT de la Figura 3.25 tiene el máximo de potencia cerca de los 12 m/s, a pesar de ser una turbina para regiones de baja velocidad (de acuerdo con el título de la publicación correspondiente). Ahora bien, los datos de viento en zonas boscosas, como las que son de interés en este proyecto, ofrecen una velocidad de 6 m/s como la de mayor contenido energético; de acuerdo con la frecuencia con la que ocurre cada velocidad según los datos experimentales entre 2018 y 2022 (ver Tabla 3.3). Por tanto, es necesario diseñar un rotor específico para bajas velocidades de viento, como el que se presenta en la tabla 3.2.

Finalmente, es posible comprar el desempeño de la turbina de referencia ATT con el rotor optimizado, mediante el coeficiente de potencia, según se muestra en la Figura 3.26. En este caso es posible apreciar que el valor máximo de coeficiente de potencia es mayor, además, la curva del rotor diseñado es más plana en la parte superior, es decir, se mantiene con un alto coeficiente de potencia para diferentes valores de TSR, lo que se traduce en una mejor respuesta del rotor ante variaciones de la velocidad del viento.

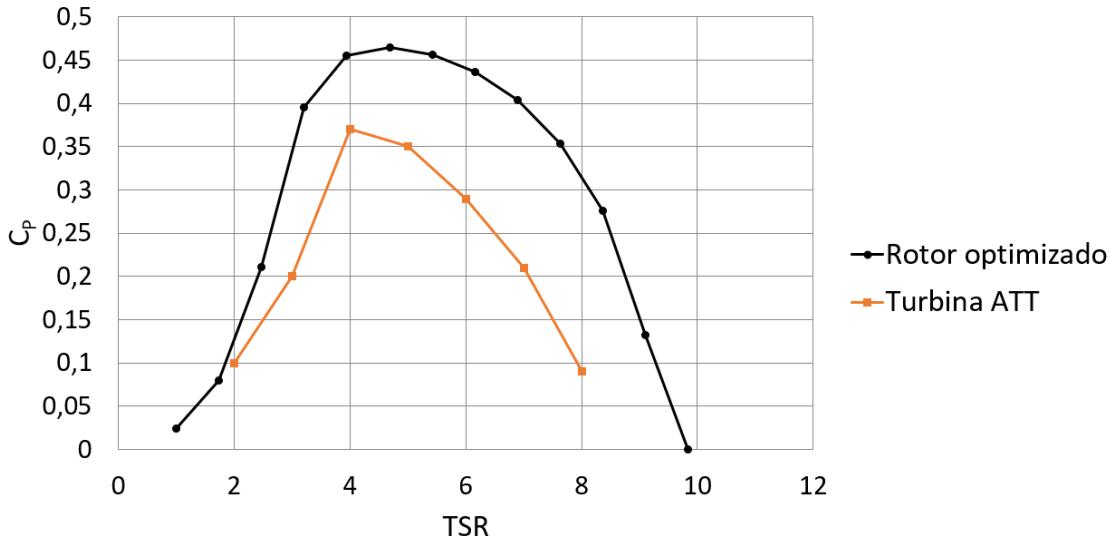


Figura 3.26: Coeficiente de potencia del rotor diseñado y de la turbina ATT.

3.7. Conclusiones

Luego de realizar en este capítulo el análisis de los perfiles aerodinámicos con mayor uso en turbinas eólicas, determinar su desempeño en flujo turbulento y diseñar un rotor de turbina eólica adecuado para flujo turbulento, es posible llegar a las siguientes conclusiones:

- El perfil SG6043 ofrece valores de coeficiente de sustentación mayores a 30 % de IT que a 0 % de IT para $Re = 5 \times 10^5$, lo que sugiere que es adecuado para su uso en rotores de turbinas eólica que operen en condiciones de flujo turbulento.
- La mejoras del desempeño del perfil SG6043 en flujo turbulento, en cuanto a fuerza de sustentación, ocurren únicamente para un rango acotado de valores del ángulo de ataque, cuando este es mayor a 8° o 9° .
- El rotor optimizado que se plantea genera 1070 kWh de energía anual, frente a los 114 kWh que podría generar una turbina eólica comercial, en las mismas condiciones de flujo.
- El rotor optimizado presenta un comportamiento muy superior, respecto a un rotor comercial, debido a que el rotor optimizado está diseñado específicamente

para velocidades de viento alrededor de 6 m/s, a diferencia de los rotores comerciales diseñados con una potencia máxima para valores de 10 m/s de velocidad de viento, o mayores. Valores de 10 m/s en la velocidad de viento no se registran con una frecuencia significativa en las zonas boscosas de interés.

- El rotor diseñado con el código SWRDC, empleando como insumo los datos de viento reales tomados entre 2018 y 2022, así como el desempeño del perfil SG6043 en flujo turbulento, presenta una curva de coeficiente de potencia en función del TSR, con valores de C_p mayores a 0,45 para el rango de TSR entre 4 y 5,5.

Una vez definido el rotor optimizado, se plantea como proyecto de investigación futura la construcción y caracterización del rotor, con el fin de validar de una forma experimental los resultados numéricos que aquí se plantean.

Capítulo 4

Efecto de un difusor en flujo turbulento

Como elemento para mejorar el desempeño de la turbina diseñada en el Capítulo anterior, ahora se explora el comportamiento del viento en un colector de flujo en condiciones de flujo turbulento, para determinar si es conveniente o no el uso de estos dispositivos en regiones boscosas. Se encuentra que, por su principio de funcionamiento, el difusor tipo Wind Lens mejora el campo de flujo en flujo turbulento y es adecuado para turbinas en ambientes boscosos.

4.1. Introducción

El aprovechamiento de la energía del viento mediante turbinas eólicas presenta hoy en día una amplia variedad de opciones como lo son las turbinas tradicionales de eje vertical y horizontal, así como otras alternativas entre las que se pueden mencionar los postes oscilantes [133], turbinas tipo tornillo [134], turbinas con una única superficie [135], turbinas de eje horizontal que utilizan cilindros en vez de aspas [76], turbinas que aprovechan la convección debida a diferencias de temperatura [136] y turbinas con concentradores de flujo; las cuales alcanzan altos coeficientes de potencia [137], pueden operar flotando en el agua [138], ofrecen beneficios de incremento de potencia en sistemas multirrotor [139] y aumentan la eficiencia aun en condiciones de baja velocidad

de viento [140].

Entre las diferentes opciones de concentradores de flujo para turbinas eólicas, existe un modelo particular llamado Wind Lens (WL), que ofrece beneficios como incremento de hasta un 25 % en el coeficiente de potencia [141, 142], control de la orientación de la turbina por el anillo del mismo WL [143], reducción de hasta un 17% del ruido [2, 144] y mejora en la seguridad [145]. Además, el WL es más amigable con las aves que las turbinas convencionales como se aprecia en [146]; lo que le hace atractivo para su uso en zonas boscosas, que de acuerdo con [16] poseen bajo potencial eólico y alta turbulencia.

Precisamente en [141] se evalúa el desempeño del WL en ambiente de alta turbulencia y velocidades relativamente bajas y se concluye que existe una mejora cuantitativa de la turbina con WL frente a la turbina convencional, en flujo turbulento. Un resultado similar se reporta en [61], donde se evalúa la influencia del flujo turbulento en una micro turbina eólica equipada con un difusor, tanto de forma experimental en túnel de viento como mediante dinámica de fluidos computacional (CFD). Otros autores señalan desventajas del WL como aumento de los esfuerzos en las aspas [147] y, en contraste con autores previamente citados, discuten un aumento del ruido [148].

Con el fin de caracterizar el efecto del WL, existen en la literatura estudios del flujo a través del propio WL sin presencia de la turbina, donde se aprecia cómo se concentran las líneas de flujo [142, 143, 145, 149, 150], sin embargo, no ha sido reportado el caso de mediciones de la velocidad del viento en un campo de flujo turbulento con y sin el WL, para evaluar el efecto de este concentrador en condiciones de turbulencia.

Por lo anterior, el objetivo de este capítulo es describir la velocidad del viento en un flujo turbulento, en diferentes secciones transversales de un túnel de viento, con presencia y ausencia de un concentrador de flujo del tipo WL.

4.2. Metodología

Los experimentos se llevaron a cabo en el túnel de viento de capa límite del Instituto de Investigación en Mecánica Aplicada (RIAM por sus siglas en inglés Research

Institute for Applied Mechanics) de la Universidad de Kyushu, Japón.

El túnel de viento empleado se muestra esquemáticamente en la Figura 4.1, tomada de [151]. La sección de pruebas del túnel posee 15 m de largo, 3.6 m de ancho y 2 m de alto. Los detalles técnicos del túnel se pueden consultar en [152]. En la sección de pruebas hay 9 paneles removidos con el objetivo de minimizar el efecto de bloqueo [152, 153], los paneles laterales y el panel superior de los tramos 3, 4 y 5 de la Figura 4.1. En el caso del panel 3 del lado derecho (visto en la dirección del flujo), está removido solo parcialmente.

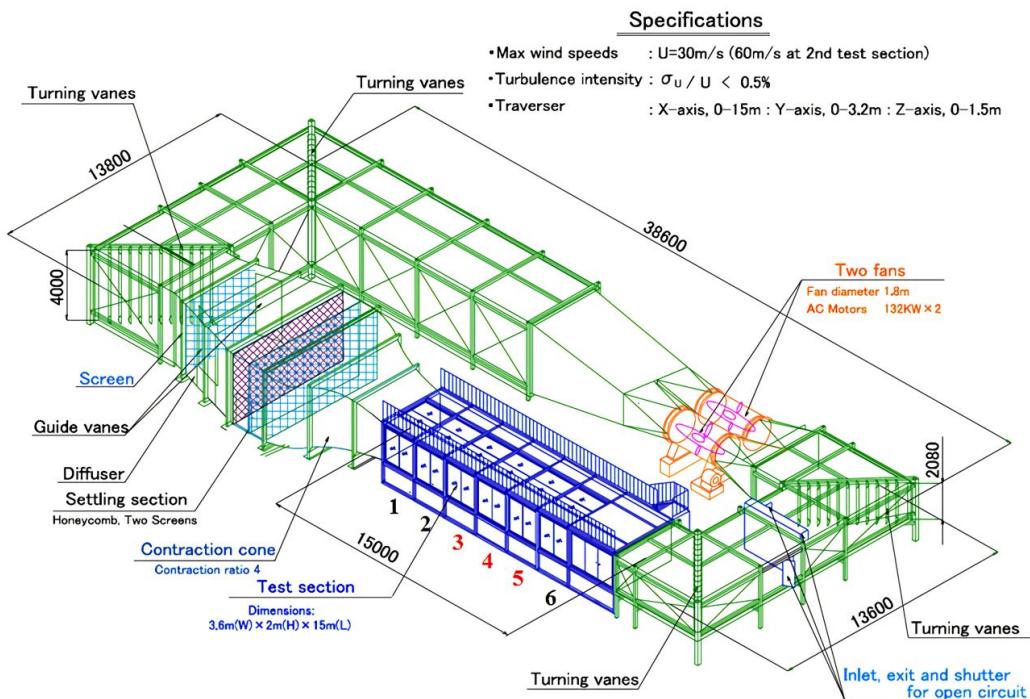


Figura 4.1: Túnel de viento de la Universidad de Kyushu.

La turbulencia se generó con una rejilla de madera, la cual se muestra instalada, junto con el resto del montaje experimental dentro del túnel de viento, en la Figura 4.2. En el recuadro inferior derecho de la misma Figura 4.2 se detallan las dimensiones específicas de la rejilla, que son $M = 156.2$ mm, $b = 43.5$ mm y $t = 29.9$ mm.

En la Figura 4.3 se resaltan algunos detalles de la Figura 4.2, como lo es el WL, la ubicación del anemómetro de hilo caliente, que está montado en un mecanismo móvil dentro del WL y el anemómetro ultrasónico en el piso del túnel del lado derecho, el cual



Figura 4.2: Rejilla para generación de turbulencia.

se empleó para la calibración del anemómetro de hilo caliente. Dicha calibración consiste en determinar la función lineal que correlaciona el voltaje que registra el anemómetro de hilo caliente, con el valor de velocidad del viento registrada por el anemómetro ultrasónico. Para esta calibración se acciona el propio túnel de viento y se regula la velocidad de rotación de los ventiladores hasta que en el anemómetro ultrasónico se mida una velocidad de 2 m/s, se anota el voltaje correspondiente que entrega el anemómetro de hilo caliente y esto se repite para valores pares de velocidad del viento hasta 14 m/s.

La velocidad del viento fue medida con un anemómetro de hilo caliente del fabricante Kanomax Japan Inc. como el que se muestra en la Figura 4.4. En el experimento realizado se utilizó el modelo 0251R-T5 con un filamento de tungsteno de 5 micrómetros de diámetro. El catálogo se puede consultar en [154]. El tiempo de medición en cada punto fue de 60 s, la frecuencia de muestreo empleada fue de 1 kHz con un filtro pasa bajos de 200 Hz. Estos valores son los recomendados por el personal técnico y

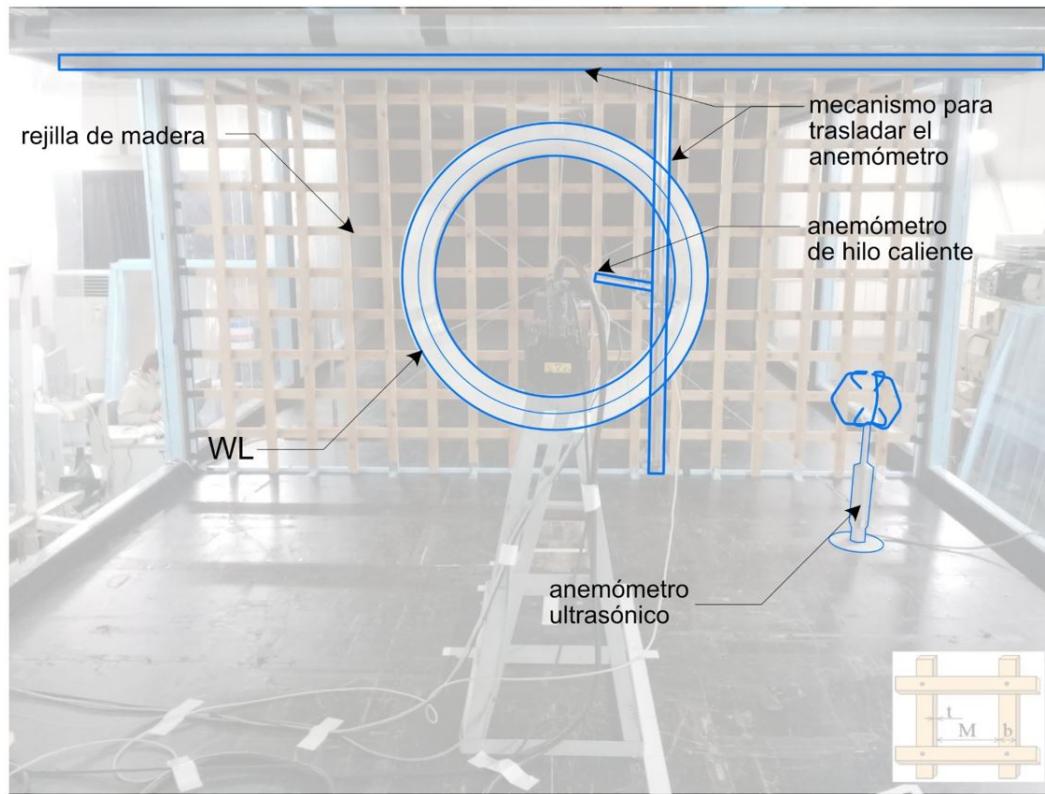


Figura 4.3: Elementos del montaje experimental.

los investigadores del RIAM, con base en su experiencia utilizando estos equipos en experimentos similares al que se presenta en este capítulo, como por ejemplo en [143].

El WL empleado es el CiiB5, cuya geometría es similar a CiiB10 detallado en [143], la única diferencia es el valor de h (ver Figura 4.5, que es adaptada de [143]), que en el CiiB5 es de 5 cm y en el CiiB10 es de 10 cm.

Los parámetros geométricos del WL CiiB5 empleado en este capítulo e indicados en la Figura 4.5, se detallan en la Tabla 4.1.

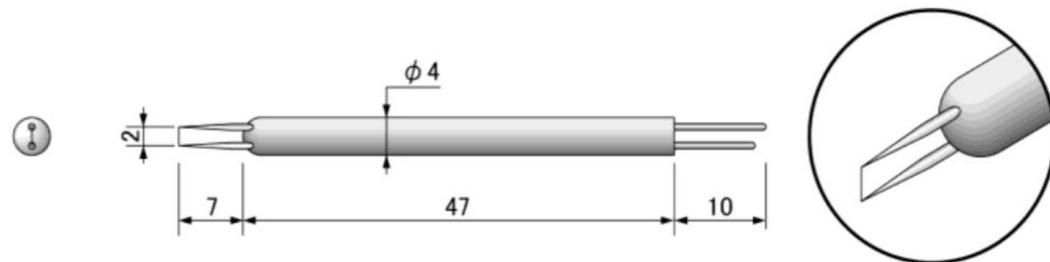


Figura 4.4: Anemómetro de hilo caliente, acotación en mm.

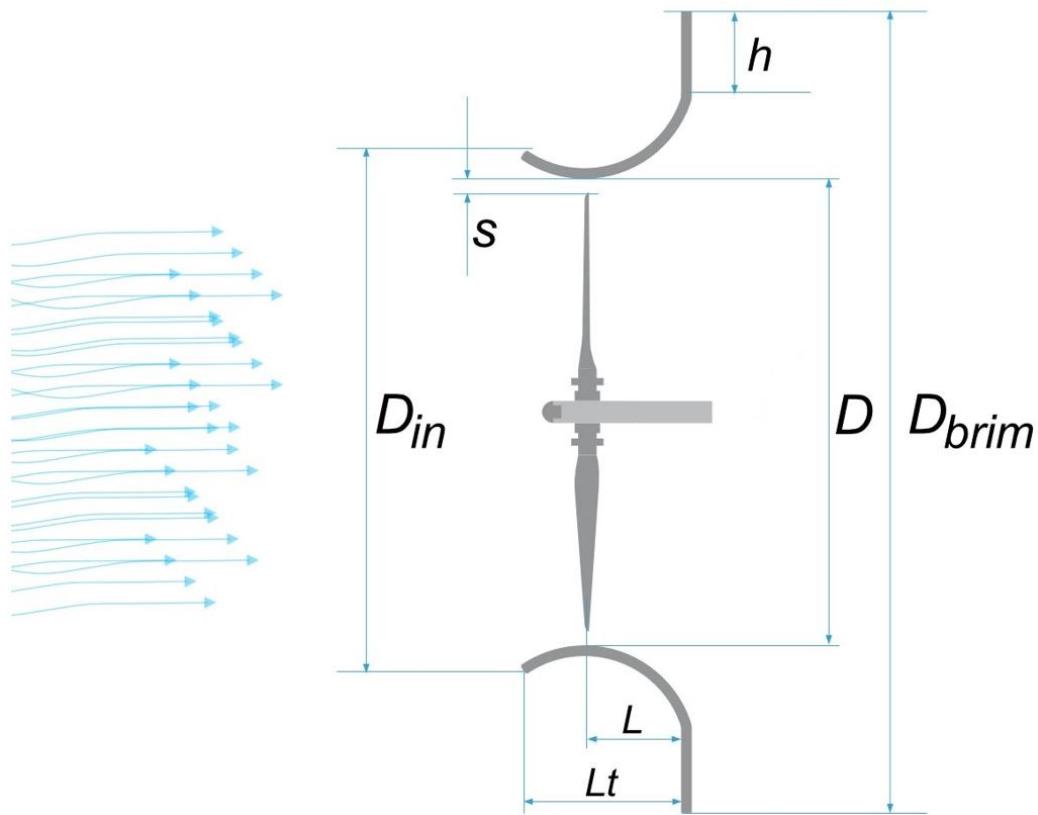


Figura 4.5: Esquema y dimensiones del Wind Lens.

Tabla 4.1: Parámetros geométricos del Wind Lens CiiB5

| Parámetro geométrico | Identificador en la Figura 4.5 | Cota (mm) |
|--|--------------------------------|-----------|
| Diámetro exterior parte trasera (incluyendo el anillo) | D_{brim} | 1263 |
| Diámetro exterior parte frontal | D_{in} | 1080 |
| Separación promedio de las aspas respecto de la estructura | s | 13 |
| Ancho del anillo posterior | h | 50 |
| Longitud del concentrador | L_t | 224 |
| Ubicación del aspa | L | 107 |
| Diámetro interior libre | D | 1030 |

Se realizan tres pruebas, primero se mide la velocidad en el eje del túnel de viento, sin la rejilla de turbulencia instalada. En segundo lugar, se coloca la rejilla de turbulencia y se mide la intensidad de turbulencia en el eje del túnel de viento. En tercer lugar, se determina el efecto del WL en la velocidad del viento incidente, siendo este flujo turbulento por estar colocada la rejilla.

Para determinar la velocidad del viento en el eje del túnel sin la rejilla instalada, se mide la velocidad del viento en el eje de la sección de pruebas del túnel de viento, con el anemómetro de hilo caliente, sin rejilla de generación de turbulencia y sin ningún WL instalado.

Un esquema de la sección de pruebas y las estaciones de medición se muestra en la Figura 4.6, cada estación está separada medio metro de la anterior, centrada en la coordenada vertical y a lo ancho del túnel. En la Figura 4.6 se incluye la rejilla en la ubicación prevista con fines ilustrativos (en el marco estructural del túnel entre los paneles 2 y 3), pero en esta prueba la rejilla no estaba colocada durante las mediciones.

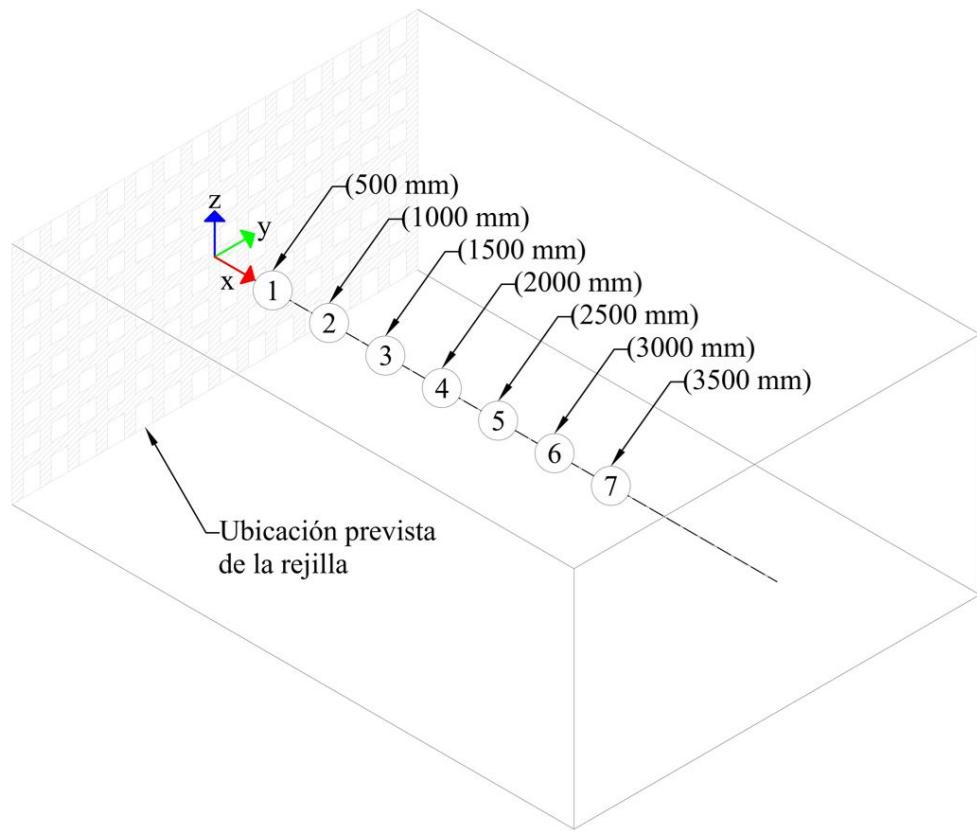


Figura 4.6: Estaciones de medición de la velocidad en el eje del túnel.

Para la intensidad de turbulencia en el eje del túnel de viento con la rejilla instalada, se coloca la rejilla para generar turbulencia en el marco estructural del túnel entre los paneles 2 y 3 y se mide el valor de la velocidad del viento con el anemómetro de hilo caliente, para calcular posteriormente la intensidad de turbulencia. Las mediciones se realizan en las mismas siete estaciones a lo largo del eje del túnel, mostradas en la Figura 4.6, las cuales coinciden con las siete estaciones donde se midió la velocidad del viento en el túnel sin la rejilla de turbulencia.

Para determinar el efecto del Wind Lens en la velocidad del viento en flujo turbulento, se mide en cuatro estaciones donde la IT tiene valores de interés, estos son 5 %, 10 %, 15 % y el valor máximo dentro de los límites del experimento, que corresponde a 28.6 %.

Considerando los resultados de las mediciones descritas anteriormente, las coordenadas de estas estaciones, desde la rejilla de turbulencia, son respectivamente 3.1 m, 1.32 m, 0.93 m y 0.5 m. En la Figura 4.7 se muestra de forma esquemática la ubicación de las cuatro estaciones donde se mide el efecto del WL en el flujo turbulento, con los valores correspondientes de distancia desde la rejilla de turbulencia y el valor de IT.

La nomenclatura de la figura 4.7 mantiene el número 1 en la estación más cercano a la rejilla porque coincide con la estación 1 de las siete donde se realizaron las mediciones iniciales. Se nombran como A, B y C (en las coordenadas $x = 930$ mm, $x = 1320$ mm y $x = 3100$ mm respectivamente) las otras tres estaciones donde se medirá el efecto del WL en el flujo turbulento. En el caso de A, B y C, sus coordenadas no coinciden con ninguna de las siete estaciones donde se realizaron las mediciones iniciales.

Para determinar propiamente el efecto del WL sobre el flujo, se mide la velocidad del viento con el anemómetro de hilo caliente en cinco puntos, para cada una de las estaciones 1, A, B y C; tanto con el WL como sin el WL. En cada estación se abarca una distancia de 500 mm aguas arriba del plano del rotor que operaría dentro del WL. La distancia radial se define a 75 % del radio del rotor, que para el WL CiiB5 sería de 500 mm, por lo que el anemómetro se coloca a 375 mm del eje del WL. Esta configuración se muestra en la Figura 4.8, para el caso de la estación 1. El posicionamiento del sensor a 75 % del radio del rotor obedece a las restricciones impuestas por los soportes

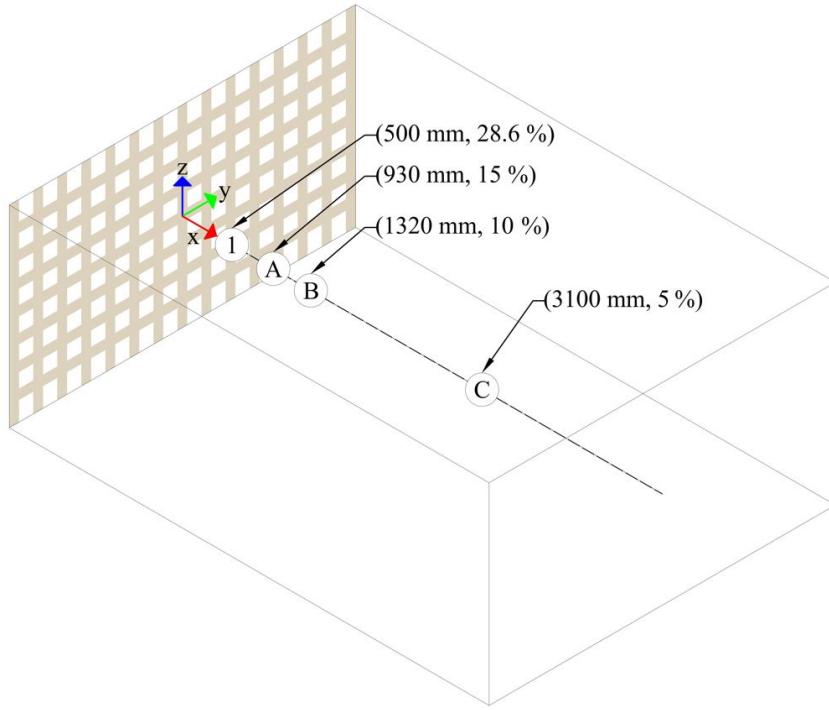


Figura 4.7: Estaciones de medición del efecto del WL en el flujo turbulento.

del mecanismo para trasladar el anemómetro de hilo caliente, de modo que solo en esa posición es posible que el anemómetro sobresalga del WL aguas arriba, hasta las coordenadas de interés.

Dado que en la estación 1 el WL está precisamente a 500 mm de la rejilla de turbulencia, solo se mide el viento aguas arriba hasta 450 mm de distancia del WL, como se muestra en la Figura 4.9. En las estaciones A, B y C la separación entre cada uno de los cinco puntos de medición fue de 125 mm. Tanto en la Figura 4.8 como en la Figura 4.9 se muestra el WL, pero las mediciones se realizaron con y sin el WL, precisamente para determinar el efecto de la presencia del WL en el flujo turbulento.

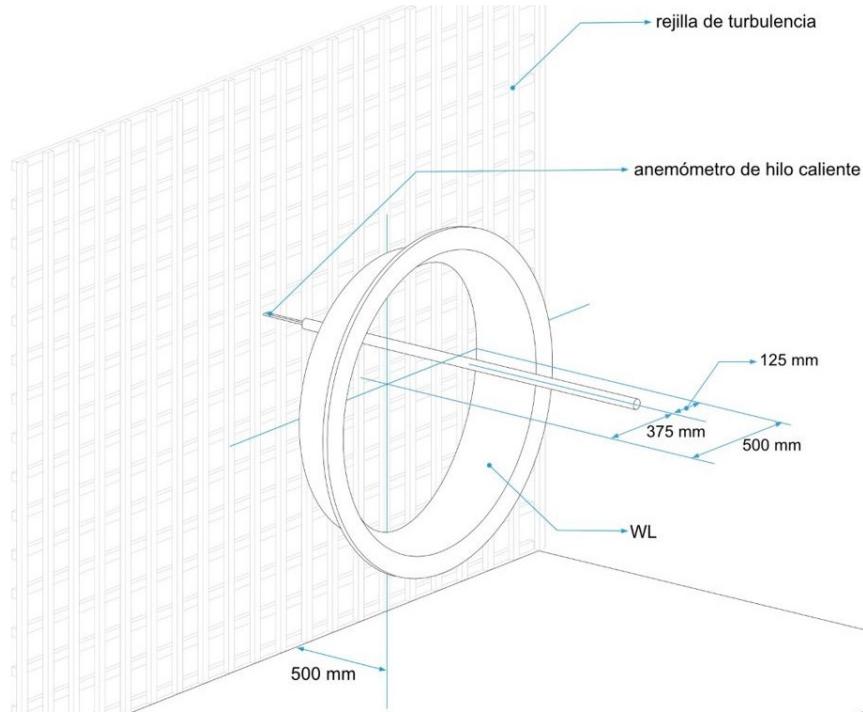


Figura 4.8: Perspectiva axonométrica de la colocación del hilo caliente dentro del WL.

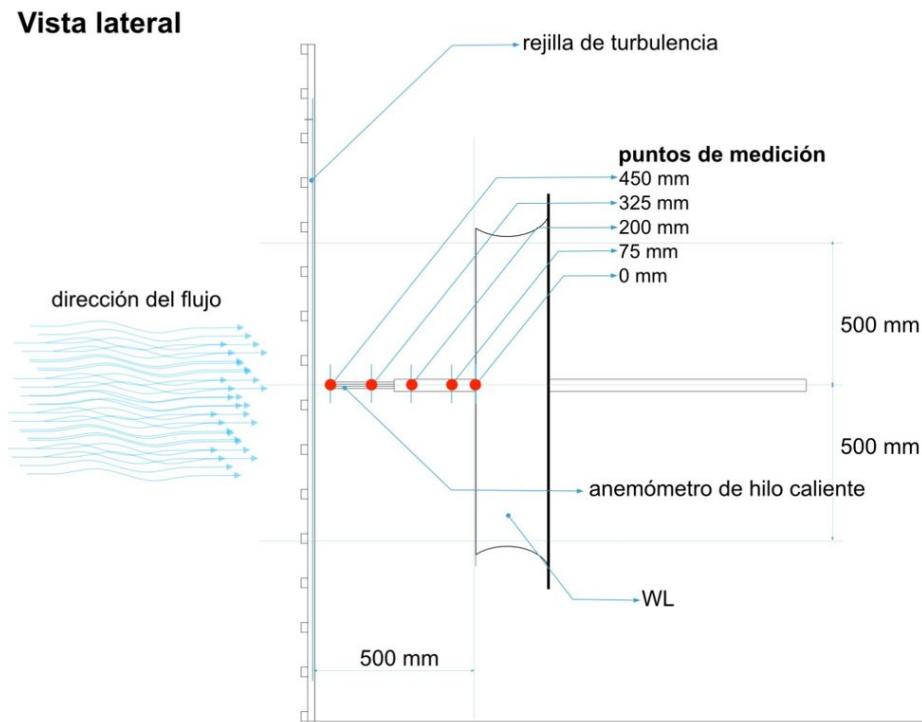


Figura 4.9: Puntos de medición del efecto del WL en el flujo turbulento, estación 1.

4.3. Resultados

Los resultados y su análisis se dividen en tres secciones, a saber, velocidad del viento en el eje del túnel sin la rejilla instalada, intensidad de turbulencia en el eje del túnel de viento con la rejilla instalada y efecto del Wind Lens en la velocidad del viento en flujo turbulento. En el primer caso se presenta una gráfica de la velocidad del viento, que es sumamente estable a lo largo del túnel de viento, con una magnitud alrededor de 9.6 m/s. En el segundo caso se muestra la gráfica de IT y cómo esta decae de forma asintótica conforme se realizan mediciones alejándose de la rejilla de turbulencia. En el tercer caso se detalla cómo el WL genera un aumento en la velocidad del viento en flujo turbulento. Se presenta una gráfica compuesta por las mediciones en las cuatro estaciones de interés, en la que se observa que el efecto del WL es mayor en las estaciones de mayor turbulencia.

4.3.1. Velocidad del viento en el eje del túnel sin la rejilla instalada

Los resultados de la velocidad del viento medida en el eje del túnel sin rejilla de turbulencia, en las siete estaciones indicadas en la Figura 4.6, se muestran en la Figura 4.10. En la cual se ha colocado la rejilla con fines ilustrativos, pues su posición prevista define el origen del sistema de coordenadas, el cual está 4 metros aguas abajo del inicio de la zona de pruebas del túnel de viento. Debe notarse que en la Figura 4.10 el eje vertical es la velocidad del viento en metros por segundo y no la coordenada vertical del túnel de viento, esta construcción artificial de superponer la rejilla de turbulencia se ha hecho para poder comparar los resultados de esta gráfica con los obtenidos en las secciones posteriores, manteniendo un mismo formato en la presentación de los resultados.

La estación de menor velocidad en la Figura 4.10 es de 9.57 m/s, en la posición de 2000 mm, y coincide con la transición entre el panel lateral 3 (parcialmente removido) y el panel lateral 4 (totalmente removido). Esto explica porqué esa es la estación que tiene una ligera disminución en la velocidad respecto de sus vecinas. En las otras tres

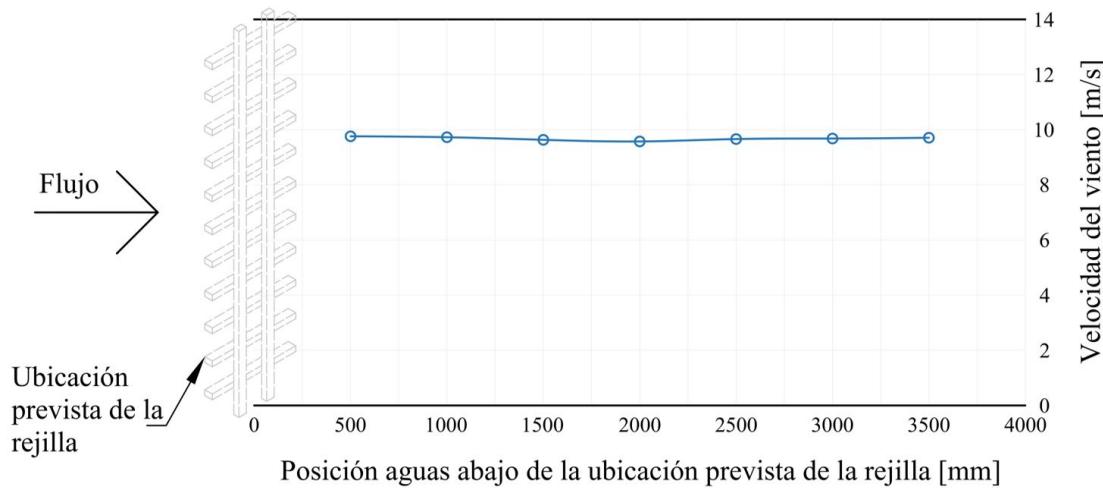


Figura 4.10: Velocidad del viento en el eje del túnel sin rejilla de turbulencia.

mediciones aguas abajo, se observa una ligera recuperación de la velocidad, esto porque el túnel es de circuito cerrado y en esas posiciones debe estar regresando el aire que salió por los paneles removidos. La mayor velocidad registrada en el túnel sin rejilla es de 9.76 m/s y corresponde con la coordenada de 500 mm, lo cual es de esperarse pues esa estación es la más cercana a la descarga sin paneles removidos de la sección de pruebas, de modo que por ahí debe pasar la mayor cantidad de viento en comparación con el resto. La velocidad mínima obtenida es ligeramente mayor que 98 % de la velocidad máxima, por lo que se puede afirmar que hay una variación de al menos 2 % de la velocidad, esto para las condiciones descritas en esta investigación.

4.3.2. Intensidad de turbulencia en el eje del túnel de viento con la rejilla instalada

Los resultados de IT, calculada con base en las mediciones de velocidad de viento realizadas en las siete estaciones indicadas en la Figura 4.6, se muestran en la Figura 4.11. En este caso las mediciones se tomaron con la rejilla de turbulencia instalada. Se debe notar que al igual que en la Figura 4.10, el eje vertical no es la coordenada vertical del túnel, en este caso es la intensidad de turbulencia.

De los resultados mostrados en la Figura 4.11, se obtienen las cuatro estaciones donde se medirá el efecto del WL en el flujo turbulento (ver Figura 4.7), que corres-

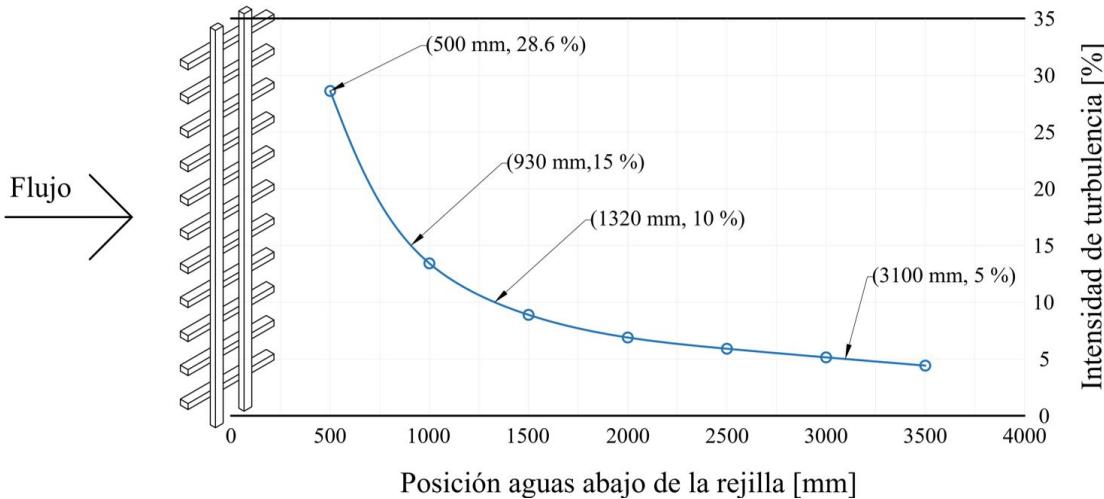


Figura 4.11: Intensidad de turbulencia en el eje del túnel con rejilla de turbulencia.

ponden a valores de IT de 5 %, 10 %, 15 % y 28.6 %. La turbulencia se genera al pasar el viento por la rejilla, donde se pierde el estado de flujo turbulento desarrollado de baja IT, menor que 0.5 % de acuerdo con [151]. Esta condición de flujo uniforme y suave se impone por las mallas con forma de panal de abejas que son parte del túnel y están diseñadas para ese fin, indicadas en la Figura 4.1 en el *Settling section*. Considerando que la turbulencia es un fenómeno que requiere energía para generarse y que en la naturaleza los procesos y sistemas siempre tienden al estado de menor energía posible, es de esperar que la IT decaiga al alejarse de la rejilla por los procesos de disipación viscosa, que causan que el viento vaya perdiendo el estado de desorden y tienda a ser menor la desviación estándar de las mediciones, conforme se avanza aguas abajo. La rejilla genera una alta turbulencia en sus alrededores, pero esta es rápidamente amortiguada debido a que la fricción interna es proporcional a la IT, este rápido decaimiento es evidente en la Figura 4.11. A una distancia de 1500 mm de la rejilla, la pendiente es más suave, aunque siempre decreciente, pues al ser menor la IT el proceso de disipación viscosa tiene menor efecto sobre el flujo, por lo que se dará un comportamiento asintótico a un flujo turbulento desarrollado de baja IT.

4.3.3. Efecto del Wind Lens en la velocidad del viento en flujo turbulento

Una vez realizadas las pruebas descritas anteriormente, es posible determinar el efecto del WL sobre el flujo turbulento, en las estaciones donde la IT tiene valores de 5 %, 10 %, 15 % y 28.6 %, mostradas en la Figura 4.7 y Figura 4.11.

La Figura 4.12 muestra de forma combinada el efecto del WL en el flujo turbulento, al realizar las mediciones en estas cuatro estaciones. La escala vertical es la velocidad del viento y coincide con la mostrada en la Figura 4.10. La escala horizontal se ha superpuesto artificialmente a conveniencia. Se han colocado los resultados de las cuatro pruebas en la misma gráfica para comparar de mejor forma el efecto del WL en el flujo, sin embargo, cada prueba fue realizada de forma independiente y excluyente, es decir, cuando el WL estaba en $x = 500$ mm, no había ningún otro WL en el túnel; lo mismo aplica para las otras tres estaciones. También se debe destacar que, aunque en la Figura 4.12 aparece la silueta del WL, las mediciones fueron realizadas en los mismos puntos con y sin el WL, precisamente para determinar el efecto del concentrador de flujo en la velocidad del viento.

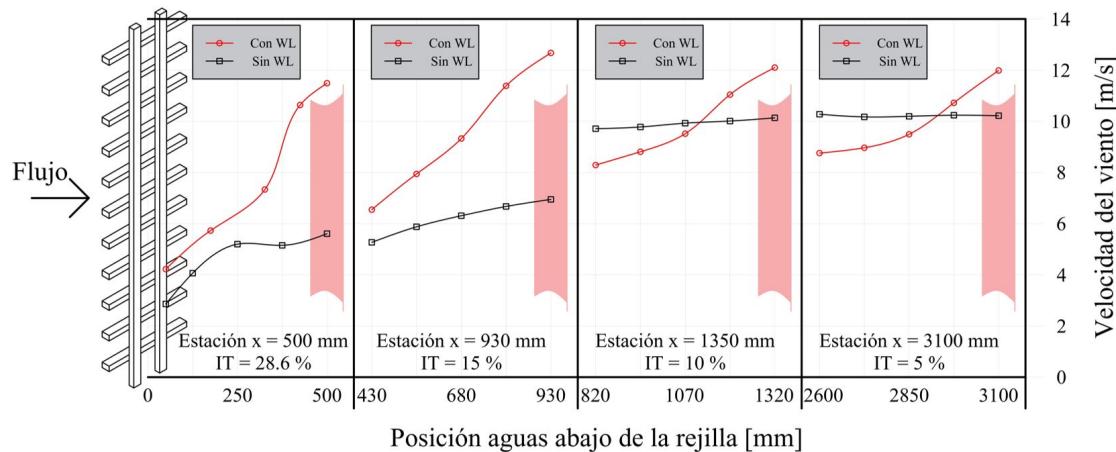


Figura 4.12: Efecto del Wind Lens en cuatro estaciones en flujo turbulento.

En las cuatro estaciones analizadas resulta evidente que el WL aumenta la velocidad del viento, también es notorio que el aumento ocurre de forma progresiva conforme el flujo se aproxima al WL. En los casos de IT = 5 % y 10 %, el WL genera una velocidad en el plano del rotor de 12 m/s, siendo 20 % mayor que la velocidad en el mismo plano

en ausencia del WL, que ronda los 10 m/s. En las estaciones de mayor IT el efecto del WL es mayor, lo cual se debe analizar de dos maneras. Por una parte, el flujo aún sin WL se va recuperando luego de pasar por la rejilla, el caudal luego del WL debe ser el mismo que antes del WL, pero el desorden en el flujo causa que existan regiones con mayor o menor velocidad, asociado precisamente a un aumento en la turbulencia. En las estaciones más alejadas de la rejilla el flujo está más ordenado y se tiende al comportamiento mostrado en la Figura 4.10. De este modo, parte del aumento de la velocidad del flujo en las estaciones con mayor IT no es debido al WL. Por otra parte, el WL genera una reducción de la presión en su parte posterior, esta reducción de presión se debe al desprendimiento de vórtices que causa el anillo posterior del WL, tal como lo detalla [2] (ver Figura 4.13).

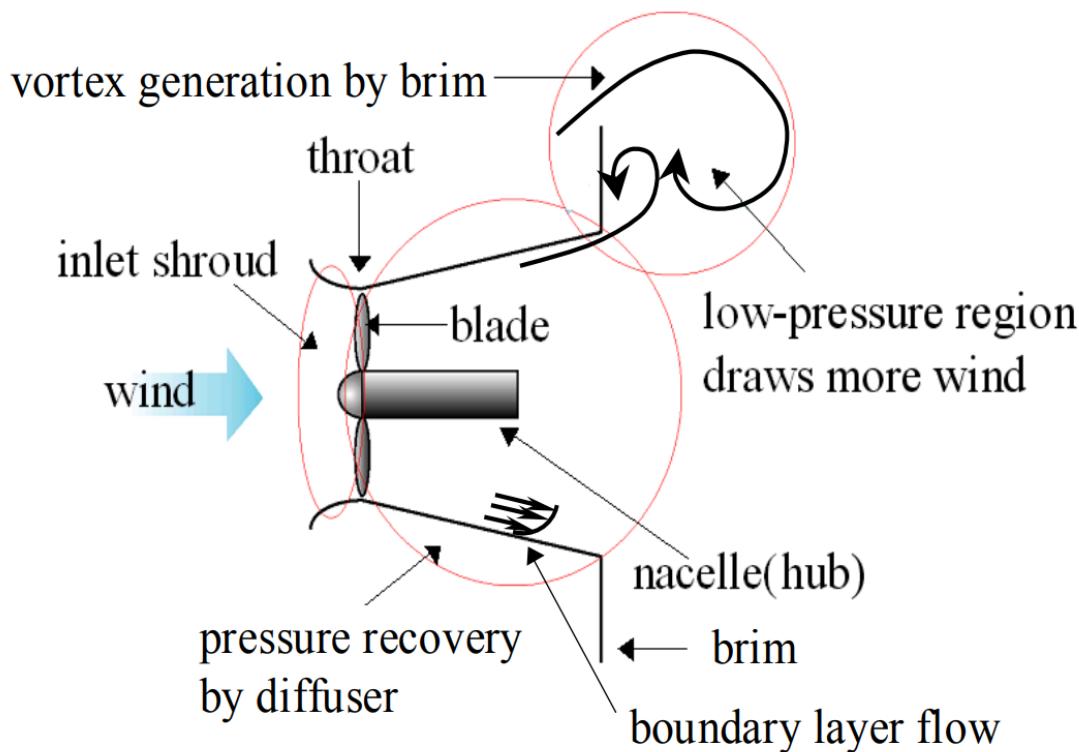


Figura 4.13: Flujo alrededor de una turbina equipada con un Wind Lens [2].

El desprendimiento de vórtices se ve favorecido en el flujo turbulento, por lo que se puede afirmar y se confirma con los resultados, que el WL genera un mayor aumento de velocidad en el caso de flujo con mayor IT. Por la naturaleza del flujo turbulento, los

resultados poseen cierta aleatoriedad que se muestra en una falta de continuidad en la recuperación del flujo, particularmente entre las estaciones de $x = 930$ mm y $x = 1350$ mm. Esto puede estar relacionado al hecho de tomar mediciones únicamente en el eje del túnel y no en un área. Si se tomaran mediciones, sin el WL, y se realizaran promedios en toda el área de sección transversal del túnel, se obtendrían resultados idénticos a los de la Figura 4.10, pues el caudal total de aire no puede disminuir y luego aumentar dentro del túnel, sino que debe ser una constante, a menos que se presentaran efectos de flujo compresible, que están fuera del rango de velocidades de este experimento. No obstante, con las mediciones realizadas se puede analizar el efecto del WL en el flujo turbulento, que resulta en un mayor aumento de la velocidad a mayor turbulencia. Al afirmar esto se debe tener en cuenta que las mediciones se hacen siempre sin la turbina eólica presente. Al existir un rotor en movimiento se vería alterado todo el campo de flujo pues la velocidad del viento disminuye al acercarse al rotor, según se explica en la teoría del disco actuador, de modo que este efecto estaría superpuesto al aumento de velocidad debido al WL. Otro efecto que está por fuera de este estudio es la variación de la IT debido a la presencia del WL, pues los valores de referencia de IT en la Figura 4.12 se midieron sin el difusor en el túnel. Este tipo de análisis corresponderá a un trabajo futuro.

Finalmente, en el caso de flujo turbulento también es posible medir el comportamiento de una turbina eólica equipada con el WL. Por ejemplo, para $TSR = 4$ e $IT = 15\%$, el C_p aumenta de 0.42 a 0.78 al colocar el WL [155]. Aquí se debe notar que un C_p de 0.78 no viola el límite de Betz pues se calcula con base en el área del rotor, y no con el área del rotor más el WL, por tanto es un valor de alguna manera ficticio, pero es la manera en la que se reporta usualmente en la literatura referente a turbinas eólicas con concentradores de flujo.

4.4. Conclusiones

Luego de realizar en este capítulo mediciones del viento en un túnel de viento con dimensiones para albergar turbinas eólicas de hasta 1 m de diámetro y caracterizar la

turbulencia dentro la zona de pruebas del túnel al colocar una rejilla de madera, es posible llegar a las siguientes conclusiones:

- El efecto de un difusor tipo Wind Lens en un flujo turbulento, en el plano del rotor de una turbina eólica, en condiciones de intensidad de turbulencia de 5 %, 10 %, 15 %; y 28.6 %, siempre es favorable, es decir, en todos los casos se registró un aumento en la velocidad del viento
- El efecto positivo del Wind Lens en el flujo se ve potenciado por la turbulencia, pues en las estaciones de mayor intensidad de turbulencia el aumento en la velocidad del viento fue mayor. Por lo que se concluye que el Wind Lens es un concentrador de flujo adecuado para turbinas que operan en condiciones de flujo turbulento.
- En las estaciones de menor intensidad de turbulencia, de 5 % y 10 %, el flujo es más estable y el Wind Lens produce un aumento en la velocidad del 20 %. Sin embargo, no se puede afirmar que ese 20 % de aumento ocurrirá en condiciones reales de operación, donde la presencia de un rotor en movimiento interactúa con el campo de flujo.

El efecto de un difusor tipo WL estará acoplado al rendimiento del rotor, por lo que una vez concluida esta investigación, será necesario validar experimentalmente el desempeño del rotor optimizado operando con el WL, donde posiblemente será necesario evaluar las dimensiones del WL que favorezcan el rendimiento para el rotor específico que fue diseñado durante esta investigación.

Conclusiones

A continuación, se presentan las principales conclusiones que se obtienen después de estudiar el recurso eólico en Costa Rica, el comportamiento del viento cerca del suelo, los perfiles aerodinámicos que ofrecen un buen desempeño en flujo turbulento, el diseño de un rotor de turbina eólica de eje horizontal que sea adecuado para regiones boscosas y el impacto de usar un colector de flujo en una turbina eólica en flujo turbulento.

1. En promedio, los valores del viento en Costa Rica se encuentran entre los 3 y 5 m/s, esto a una altura de 10 m sobre la superficie. Se reporta un valor de intensidad de turbulencia de alrededor del 30 % como el más frecuente.
2. Es posible plantear un modelo de longitud de rugosidad en función de la velocidad del viento y de tres parámetros, que deberán ser determinados en cada locación particular. Este modelo representa mejor los datos si es un modelo único para todas las mediciones disponibles, en comparación a generar modelos segregados según condiciones como día o de noche, así como las estaciones seca o lluviosa.
3. Por medio del modelo de polinomio para la velocidad vertical, se confirma que en la subcapa rugosa ocurren bajas velocidades, así como el aumento de la velocidad con el aumento de la temperatura. Las constantes variaron en gran medida mensualmente, lo cual puede afectar la fidelidad del modelo.
4. El perfil SG6043 ofrece valores de coeficiente de sustentación mayores a 30 % de IT que a 0 % de IT para $Re = 5 \times 10^5$, lo que sugiere que es adecuado para su uso en rotores de turbinas eólica que operen en condiciones de flujo turbulento.

5. El rotor optimizado que se plantea genera 1070 kWh de energía anual, frente a los 114 kWh que podría generar una turbina eólica comercial, en las mismas condiciones de flujo.
6. El rotor optimizado presenta un comportamiento muy superior, respecto a un rotor comercial, debido a que el rotor optimizado está diseñado específicamente para velocidades de viento alrededor de 6 m/s, a diferencia de los rotores comerciales diseñados con una potencia máxima para valores de 10 m/s de velocidad de viento, o mayores. Valores de 10 m/s en la velocidad de viento no se registran con una frecuencia significativa en las zonas boscosas de interés.
7. El efecto de un difusor tipo Wind Lens en un flujo turbulento, en el plano del rotor de una turbina eólica, en condiciones de intensidad de turbulencia de 5 %, 10 %, 15 %; y 28.6 %, siempre es favorable, es decir, en todos los casos se registró un aumento en la velocidad del viento. El efecto positivo del Wind Lens en el flujo se ve potenciado por la turbulencia, pues en las estaciones de mayor intensidad de turbulencia el aumento en la velocidad del viento fue mayor. Por lo que se concluye que el Wind Lens es un concentrador de flujo adecuado para turbinas que operan en condiciones de flujo turbulento.

A pesar de llegar a estas conclusiones estudiando una región geográfica específica, son generalizables a cualquier punto con condiciones similares, particularmente en cuanto a la cobertura boscosa.

Recomendaciones

Algunas recomendaciones que se pueden enunciar después de la experiencia de investigación desarrollada durante este doctorado son las siguientes:

- Para las regiones de muy bajo potencial eólico se sugiere como una posible alternativa, el uso de sistemas híbridos eólico-solar [70].

- Impulsar en Costa Rica la investigación en el campo de energía eólica, de manera similar a como se ha desarrollado la instalación de numerosos parques eólicos desde los años 90.
- Evaluar el modelo de polinomio de velocidad del viento en otras torres de medición y valorar una posible calibración de las constantes en función del punto específico de estudio.
- Continuar con la construcción del rotor propuesto en esta investigación y realizar pruebas experimentales con miras a un escalamiento a nivel comercial.

Se espera que el aporte de esta investigación al desarrollo de energías limpias, se transforme en bienestar para las actuales y futuras generaciones.

Referencias bibliográficas

- [1] S. N. Akour, M. Al-Heymari, T. Ahmed, y K. A. Khalil, “Experimental and theoretical investigation of micro wind turbine for low wind speed regions,” *Renewable Energy*, vol. 116, pp. 215–223, 2018.
- [2] S. Takahashi, Y. Hata, Y. Ohya, T. Karasudani, y T. Uchida, “Behavior of the blade tip vortices of a wind turbine equipped with a brimmed-diffuser shroud,” *Energies*, vol. 5, no. 12, pp. 5229–5242, 2012.
- [3] S. Abdallah, S. Thompson, J. Michaelson, N. Marks, y N. Steuer, “The happy planet index 2.0: Why good lives don’t have to cost the earth,” *The New Economics Foundation*, 2009.
- [4] M. Avendaño Arce, “La utopía de una Costa Rica carbono neutral en 2021,” 2017, Último acceso 2021-08-12. [En línea]. Disponible en: <https://www.elfinancierocr.com/economia-y-politica/la-utopia-de-una-costa-rica-carbono-neutral-en/IYM5MH2PNZCP7BOHSZ5NV7CAQM/story/>
- [5] G. Murillo Zumbado y G. Richmond-Navarro, “Características del recurso eólico en Costa Rica,” Instituto Tecnológico de Costa Rica, Reporte técnico, 2019.
- [6] M. M. A. Bhutta, N. Hayat, A. U. Farooq, Z. Ali, S. R. Jamil, y Z. Hussain, “Vertical axis wind turbine—a review of various configurations and design techniques,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 16, no. 4, pp. 1926–1939, 2012.
- [7] A. Wright y D. Wood, “The starting and low wind speed behaviour of a small

- horizontal axis wind turbine,” *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, vol. 92, no. 14-15, pp. 1265–1279, 2004.
- [8] F. Wang, L. Bai, J. Fletcher, J. Whiteford, y D. Cullen, “The methodology for aerodynamic study on a small domestic wind turbine with scoop,” *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, vol. 96, no. 1, pp. 1–24, 2008.
- [9] T. Burton, N. Jenkins, D. Sharpe, y E. Bossanyi, *Wind Energy Handbook*. John Wiley & Sons, 2011.
- [10] J. F. Manwell, J. G. McGowan, y A. L. Rogers, *Wind Energy Explained: Theory, Design and Application*. John Wiley & Sons, 2010.
- [11] M. Islam, D. S.-K. Ting, y A. Fartaj, “Aerodynamic models for darrieus-type straight-bladed vertical axis wind turbines,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 12, no. 4, pp. 1087–1109, 2008.
- [12] W. D. Lubitz, “Impact of ambient turbulence on performance of a small wind turbine,” *Renewable Energy*, vol. 61, pp. 69–73, 2014.
- [13] A. Gomes, R. Brito, H. Rosa, J. Campos, A. Tibiriça, y P. Treto, “Experimental analysis of an S809 airfoil,” *Revista de Engenharia Térmica*, vol. 13, no. 2, pp. 28–32, 2014.
- [14] R. K. Singh y M. R. Ahmed, “Blade design and performance testing of a small wind turbine rotor for low wind speed applications,” *Renewable Energy*, vol. 50, pp. 812–819, 2013.
- [15] P. Devinant, T. Laverne, y J. Hureau, “Experimental study of wind-turbine airfoil aerodynamics in high turbulence,” *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, vol. 90, no. 6, pp. 689–707, 2002.
- [16] S. Mertens, “Wind energy in the built environment: Concentrator effects of buildings,” Tesis doctoral, Technische Universiteit Delft, 2006.

- [17] P. Clausen y D. Wood, “Research and development issues for small wind turbines,” *Renewable Energy*, vol. 16, no. 1-4, pp. 922–927, 1999.
- [18] M. O. L. Hansen, J. N. Sørensen, S. Voutsinas, N. Sørensen, y H. A. Madsen, “State of the art in wind turbine aerodynamics and aeroelasticity,” *Progress in Aerospace Sciences*, vol. 42, no. 4, pp. 285–330, 2006.
- [19] S. Stankovic, N. Campbell, y A. Harries, *Urban Wind Energy*. Routledge, 2009.
- [20] A. Ali, S. Golde, F. Alam, y H. Moria, “Experimental and computational study of a micro vertical axis wind turbine,” *Procedia Engineering*, vol. 49, pp. 254–262, 2012.
- [21] K. Torres-Castro, C. Torres-Quirós, y G. Richmond-Navarro, “Microgeneración de energía eólica en un entorno boscoso en Costa Rica: estudio de caso,” *Revista Tecnología en Marcha*, vol. 34, no. 3, pp. 61–69, 2021.
- [22] G. Richmond-Navarro, G. Murillo-Zumbado, P. Casanova-Treto, y J. F. Piedra-Segura, “Estado actual de la investigación sobre turbinas eólicas en Costa Rica,” *Revista Tecnología en Marcha*, vol. 32, no. 2, pp. 54–67, 2019.
- [23] G. Richmond-Navarro, R. Madriz-Vargas, N. Ureña-Sandí, y F. Barrientos-Johansson, “Research opportunities for renewable energy electrification in remote areas of Costa Rica,” *Perspectives on Global Development and Technology*, vol. 18, no. 5-6, pp. 553–563, 2019.
- [24] G. Jiménez, “Potencial eólico en centroamérica,” en *Foro: Encuentro de la Unión Europea con Latinoamérica en Energías Renovables*, 2006.
- [25] E. Torres Romero, “Generación distribuida: Estudio de requerimientos para la interconexión a la red de distribución,” Ciudad Universitaria Rodrigo Facio, Reporte técnico, 2011.
- [26] M. Brower, J. Zack, B. Bailey, M. Schwartz, y D. Elliott, “Mesoscale modeling as a tool for wind resource assessment and mapping,” National Renewable Energy Laboratory, Colorado, Reporte técnico, 2004.

- [27] R. E. Díaz Bolaños, “El desarrollo de los proyectos de energía eólica en Costa Rica (1979-2005),” Centro de Investigaciones Geofísicas, San Pedro, Reporte técnico, 2006.
- [28] J. B. Morales, “Energías renovables no convencionales,” en *Foro Iberoamericano*. ICE, MICITT and CYTED, 2015.
- [29] T. Ackerman, F. Fernández, P. Schierhorn, y F. Montoya, “Estudio de red Costa Rica,” Energynautics, Darmstadt, Reporte técnico, 2017.
- [30] J. De la Cruz Buelvas, G. Valencia Ochoa, y M. Vanegas Chamorro, “Estudio estadístico de la velocidad y la dirección del viento en los departamentos de atlántico y bolívar en colombia,” *Ingeniare. Revista Chilena de Ingeniería*, vol. 26, no. 2, pp. 319–328, 2018.
- [31] J. Millward-Hopkins, A. Tomlin, M. Pourkashanian, D. Ingham, y L. Ma, “Mapping the urban wind resource over uk cities using an analytical downscaling method,” en *Proceedings of the EWEA Annual Conference*. EWEA, 2012.
- [32] P. Enevoldsen y F.-H. Permien, “Mapping the wind energy potential of sweden: A sociotechnical wind atlas,” *Journal of Renewable Energy*, p. 11, 2018.
- [33] D. Fadare, “The application of artificial neural networks to mapping of wind speed profile for energy application in nigeria,” *Applied Energy*, vol. 87, no. 3, pp. 934–942, 2010.
- [34] K. Ono y T. Uchida, “High-performance parallel simulation of airflow for complex terrain surface,” *Modelling and Simulation in Engineering*, pp. 1–10, 2019.
- [35] M. Landry, Y. Ouedraogo, Y. Gagnon, y A. Ouedraogo, “On the wind resource mapping of burkina faso,” *International Journal of Green Energy*, vol. 14, no. 2, pp. 150–156, 2017.
- [36] A. A. Prasad, R. A. Taylor, y M. Kay, “Assessment of solar and wind resource synergy in australia,” *Applied Energy*, vol. 190, pp. 354–367, 2017.

- [37] L. Li, X. Wang, L. Luo, Y. Zhao, X. Zong, y N. Bachagha, “Mapping of wind energy potential over the gobi desert in northwest china based on multiple sources of data,” *Frontiers of Earth Science*, vol. 12, no. 2, pp. 264–279, 2018.
- [38] IMN, “El clima, su variabilidad y cambio climático en Costa Rica,” Instituto Meteorológico Nacional, San José, Reporte técnico, 2008.
- [39] R. Villalobos y J. Solano, “Regiones y subregiones climáticas de Costa Rica,” Instituto Meteorológico Nacional, San José, Reporte técnico, 2012.
- [40] FAO, “El estado de los bosques del mundo 2016. los bosques y la agricultura: desafíos y oportunidades en relación con el uso de la tierra,” 2016.
- [41] J. D. Holmes, *Wind Loading of Structures*. CRC Press, 2018.
- [42] T. Foken y C. J. Napo, *Micrometeorology*. Springer, 2008.
- [43] L. Kang, J. Zhang, X. Zou, H. Cheng, C. Zhang, y Z. Yang, “Experimental investigation of the aerodynamic roughness length for flexible plants,” *Boundary-Layer Meteorology*, vol. 172, no. 3, pp. 397–416, 2019.
- [44] E. S. Miles, J. F. Steiner, y F. Brun, “Highly variable aerodynamic roughness length (z_0) for a hummocky debris-covered glacier,” *Journal of Geophysical Research: Atmospheres*, vol. 122, no. 16, pp. 8447–8466, 2017.
- [45] A. Rigden, D. Li, y G. Salvucci, “Dependence of thermal roughness length on friction velocity across land cover types: A synthesis analysis using ameriflux data,” *Agricultural and Forest Meteorology*, vol. 249, pp. 512–519, 2018.
- [46] K. D. Maurer, B. S. Hardiman, C. S. Vogel, y G. Bohrer, “Canopy-structure effects on surface roughness parameters: Observations in a great lakes mixed-deciduous forest,” *Agricultural and Forest Meteorology*, vol. 177, pp. 24–34, 2013.
- [47] C. W. Kent, K. Lee, H. C. Ward, J.-W. Hong, J. Hong, D. Gatey, y S. Grimmond, “Aerodynamic roughness variation with vegetation: Analysis in a suburban

- neighbourhood and a city park,” *Urban Ecosystems*, vol. 21, no. 2, pp. 227–243, 2018.
- [48] K. Sunderland, T. Woolmington, J. Blackledge, y M. Conlon, “Small wind turbines in turbulent (urban) environments: A consideration of normal and weibull distributions for power prediction,” *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, vol. 121, pp. 70–81, 2013.
- [49] M. Zendehbad, N. Chokani, y R. S. Abhari, “Impact of forested fetch on energy yield and maintenance of wind turbines,” *Renewable energy*, vol. 96, pp. 548–558, 2016.
- [50] M. Mohandes, S. Rehman, y S. Rahman, “Estimation of wind speed profile using adaptive neuro-fuzzy inference system (ANFIS),” *Applied Energy*, vol. 88, no. 11, pp. 4024–4032, 2011.
- [51] V. Katinas, D. Sankauskas, A. Markevičius, y E. Perednis, “Investigation of the wind energy characteristics and power generation in lithuania,” *Renewable energy*, vol. 66, pp. 299–304, 2014.
- [52] R. Queck y C. Bernhofer, “Constructing wind profiles in forests from limited measurements of wind and vegetation structure,” *Agricultural and forest meteorology*, vol. 150, no. 5, pp. 724–735, 2010.
- [53] M. A. Lackner, A. L. Rogers, J. F. Manwell, y J. G. McGowan, “A new method for improved hub height mean wind speed estimates using short-term hub height data,” *Renewable Energy*, vol. 35, no. 10, pp. 2340–2347, 2010.
- [54] W. Tong, “Fundamentals of wind energy,” *Wind Power Generation and Wind Turbine Design*, pp. 3–48, 2010.
- [55] J. Millward-Hopkins, A. Tomlin, L. Ma, D. Ingham, y M. Pourkashanian, “Mapping the wind resource over uk cities,” *Renewable Energy*, vol. 55, pp. 202–211, 2013.

- [56] S. Weekes y A. Tomlin, “Evaluation of a semi-empirical model for predicting the wind energy resource relevant to small-scale wind turbines,” *Renewable Energy*, vol. 50, pp. 280–288, 2013.
- [57] L.-É. Boudreault, A. Bechmann, N. N. Sørensen, A. Sogachev, y E. Dellwik, “Canopy structure effects on the wind at a complex forested site,” en *Journal of Physics: Conference Series*, vol. 524, no. 1. IOP Publishing, 2014, p. 012112.
- [58] L.-É. Boudreault, A. Bechmann, L. Tarvainen, L. Klemmedsson, I. Shendryk, y E. Dellwik, “A LiDAR method of canopy structure retrieval for wind modeling of heterogeneous forests,” *Agricultural and Forest Meteorology*, vol. 201, pp. 86–97, 2015.
- [59] D. Hu, S. Cao, S. Chen, y N. Feng, “Mapping aerodynamic roughness length with multi-source remote sensing data,” en *2016 4th International Workshop on Earth Observation and Remote Sensing Applications (EORSA)*. IEEE, 2016, pp. 373–376.
- [60] Z. Simic, J. G. Havelka, y M. B. Vrhovcak, “Small wind turbines—a unique segment of the wind power market,” *Renewable Energy*, vol. 50, pp. 1027–1036, 2013.
- [61] B. Kosasih y H. S. Hudin, “Influence of inflow turbulence intensity on the performance of bare and diffuser-augmented micro wind turbine model,” *Renewable Energy*, vol. 87, pp. 154–167, 2016.
- [62] T. Rogers y S. Omer, “Yaw analysis of a micro-scale horizontal-axis wind turbine operating in turbulent wind conditions,” *International Journal of Low-Carbon Technologies*, vol. 8, no. 1, pp. 58–63, 2013.
- [63] Y. Kamada, T. Maeda, J. Murata, N. Yusuke *et al.*, “Effect of turbulence on power performance of a horizontal axis wind turbine in yawed and no-yawed flow conditions,” *Energy*, vol. 109, pp. 703–711, 2016.

- [64] M. Tahani, T. Maeda, N. Babayan, S. Mehrnia, M. Shadmehri, Q. Li, R. Fahimi, y M. Masdari, “Investigating the effect of geometrical parameters of an optimized wind turbine blade in turbulent flow,” *Energy Conversion and Management*, vol. 153, pp. 71–82, 2017.
- [65] L. J. L. Stival, A. K. Guetter, y F. O. de Andrade, “The impact of wind shear and turbulence intensity on wind turbine power performance,” *Espaço Energia*, vol. 27, pp. 11–20, 2017.
- [66] M. Talavera y F. Shu, “Experimental study of turbulence intensity influence on wind turbine performance and wake recovery in a low-speed wind tunnel,” *Renewable Energy*, vol. 109, pp. 363–371, 2017.
- [67] K. Torres-Castro, C. Torres-Quirós, y G. Richmond-Navarro, “Microgeneración de energía eólica en un entorno boscoso en Costa Rica: estudio de caso,” *Revista Tecnología en Marcha*, pp. 61–69, 2021.
- [68] G. Richmond-Navarro, M. Montenegro-Montero, y C. Otárola, “Revisión de los perfiles aerodinámicos apropiados para turbinas eólicas de eje horizontal y de pequeña escala en zonas boscosas,” *Revista Lasallista de Investigación*, vol. 17, no. 1, pp. 233–251, 2020.
- [69] G. Richmond-Navarro, P. Casanova-Treto, y F. Hernández-Castro, “Efecto de un difusor tipo wind lens en flujo turbulento,” *Uniciencia*, vol. 35, no. 2, pp. 1–18, 2021.
- [70] V. M. Salas-Mora y G. Richmond-Navarro, “Safety design of a hybrid wind-solar energy system for rural remote areas in Costa Rica,” *International Journal of Renewable Energy Research (IJRER)*, vol. 10, no. 1, pp. 33–44, 2020.
- [71] K. Anup, J. Whale, y T. Urmee, “Urban wind conditions and small wind turbines in the built environment: A review,” *Renewable Energy*, vol. 131, pp. 268–283, 2019.

- [72] G. Gualtieri, "Surface turbulence intensity as a predictor of extrapolated wind resource to the turbine hub height: Method's test at a mountain site," *Renewable Energy*, vol. 120, pp. 457–467, 2018.
- [73] J. Zhang, M. Zhang, Y. Li, y C. Fang, "Comparison of wind characteristics at different heights of deep-cut canyon based on field measurement," *Advances in Structural Engineering*, vol. 23, no. 2, pp. 219–233, 2020.
- [74] M. R. Abbas, T. R. Abbas, B. B. Ahmad, H. S. Dutsenwai *et al.*, "Assessment of aerodynamic roughness length using remotely sensed land cover features and MODIS," en *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*, vol. 722, no. 1. IOP Publishing, 2021, p. 012015.
- [75] M. G. Giometto, A. Christen, P. E. Egli, M. Schmid, R. Tooke, N. Coops, y M. B. Parlange, "Effects of trees on mean wind, turbulence and momentum exchange within and above a real urban environment," *Advances in Water Resources*, vol. 106, pp. 154–168, 2017.
- [76] G. Richmond-Navarro, W. R. Calderón-Munoz, R. LeBoeuf, y P. Castillo, "A magnus wind turbine power model based on direct solutions using the blade element momentum theory and symbolic regression," *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 8, no. 1, pp. 425–430, 2016.
- [77] G. Richmond-Navarro, N. Ureña-Sandí, y G. Rodríguez, "High correlation models for small scale magnus wind turbines," en *2018 5th International Conference on Renewable Energy: Generation and Applications (ICREGA)*. IEEE, 2018, pp. 11–15.
- [78] J. Žegklitz y P. Pošík, "Symbolic regression in dynamic scenarios with gradually changing targets," *Applied Soft Computing*, vol. 83, p. 105621, 2019.
- [79] A. Tummala, R. K. Velamati, D. K. Sinha, V. Indraja, y V. H. Krishna, "A review on small scale wind turbines," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 56, pp. 1351–1371, 2016.

- [80] A. Bowen, N. Zakay, y R. Ives, “The field performance of a remote 10 kW wind turbine,” *Renewable energy*, vol. 28, no. 1, pp. 13–33, 2003.
- [81] M. Sessarego y D. Wood, “Multi-dimensional optimization of small wind turbine blades,” *Renewables: Wind, Water, and Solar*, vol. 2, no. 1, pp. 1–11, 2015.
- [82] R. Madriz-Vargas, A. Bruce, M. Watt, L. G. Mogollón, y H. R. Álvarez, “Community renewable energy in panama: a sustainability assessment of the “boca de lura” pv-wind-battery hybrid power system,” *Renewable Energy and Environmental Sustainability*, vol. 2, p. 18, 2017.
- [83] P. Giguere y M. S. Selig, “New airfoils for small horizontal axis wind turbines,” *Journal of Solar Energy Engineering*, vol. 120, no. 2, pp. 108–114, 1998.
- [84] L. C. Pagnini, M. Burlando, y M. P. Repetto, “Experimental power curve of small-size wind turbines in turbulent urban environment,” *Applied Energy*, vol. 154, pp. 112–121, 2015.
- [85] S. Wang, Y. Zhou, M. M. Alam, y H. Yang, “Turbulent intensity and reynolds number effects on an airfoil at low reynolds numbers,” *Physics of Fluids*, vol. 26, no. 11, p. 115107, 2014.
- [86] C.-R. Chu y P.-H. Chiang, “Turbulence effects on the wake flow and power production of a horizontal-axis wind turbine,” *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, vol. 124, pp. 82–89, 2014.
- [87] C. Sicot, P. Devinant, S. Loyer, y J. Hureau, “Rotational and turbulence effects on a wind turbine blade. investigation of the stall mechanisms,” *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, vol. 96, no. 8-9, pp. 1320–1331, 2008.
- [88] Y. Kamada, T. Maeda, J. Murata, Y. Nishida *et al.*, “Visualization of the flow field and aerodynamic force on a horizontal axis wind turbine in turbulent inflows,” *Energy*, vol. 111, pp. 57–67, 2016.

- [89] Q. Li, J. Murata, M. Endo, T. Maeda, y Y. Kamada, “Experimental and numerical investigation of the effect of turbulent inflow on a horizontal axis wind turbine (part i: Power performance),” *Energy*, vol. 113, pp. 713–722, 2016.
- [90] S.-w. Li, S. Wang, J.-p. Wang, y J.-c. Mi, “Effect of turbulence intensity on airfoil flow: Numerical simulations and experimental measurements,” *Applied Mathematics and Mechanics*, vol. 32, no. 8, pp. 1029–1038, 2011.
- [91] Y. Cengel y J. Cimbala, *Mecánica de Fluidos Fundamentos y Aplicaciones*. México: McGraw-Hill, 2018.
- [92] D. C. Wilcox *et al.*, *Turbulence modeling for CFD*, 3rd ed. DCW industries La Canada, CA, 2006.
- [93] P. C. Rocha, H. B. Rocha, F. M. Carneiro, M. V. da Silva, y C. F. de Andrade, “A case study on the calibration of the $k-\omega$ sst (shear stress transport) turbulence model for small scale wind turbines designed with cambered and symmetrical airfoils,” *Energy*, vol. 97, pp. 144–150, 2016.
- [94] N. Ahmed, “A novel small scale efficient wind turbine for power generation,” *Renewable Energy*, vol. 57, pp. 79–85, 2013.
- [95] S. Aftab, A. Mohd Rafie, N. Razak, y K. Ahmad, “Turbulence model selection for low reynolds number flows,” *PloS One*, vol. 11, no. 4, p. e0153755, 2016.
- [96] F. Menter, R. Langtry, S. Likki, Y. Suzen, P. Huang, y S. Vo“lker, “A correlation-based transition model using local variables: Part i—model formulation,” en *Turbo Expo: Power for Land, Sea, and Air*, vol. 41693, 2004, pp. 57–67.
- [97] M. Lin y H. Sarlak, “A comparative study on the flow over an airfoil using transitional turbulence models,” en *AIP Conference Proceedings*, vol. 1738, no. 1. AIP Publishing LLC, 2016, p. 030050.
- [98] J. Windte, R. Radespiel, U. Scholz, y B. Eisfeld, “RANS simulation of the transitional flow around airfoils at low reynolds numbers for steady and uns-

- steady onset conditions,” Technical Univ Braunschweig (Germany) Inst Of Fluid Mechanics, Reporte técnico, 2004.
- [99] R. A. Kishore, T. Coudron, y S. Priya, “Small-scale wind energy portable turbine (SWEPT),” *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, vol. 116, pp. 21–31, 2013.
- [100] International Electrotechnical Commission (IEC), *IEC 61400-2. Wind turbines – Part 2: Small wind turbines*, 3rd ed., IEC, 2013, p. 278.
- [101] P. Clausen y D. Wood, “Recent advances in small wind turbine technology,” *Wind Engineering*, vol. 24, no. 3, pp. 189–201, 2000.
- [102] M. L. Surve, “A comprehensive review of developing horizontal axis wind turbine rotor blade for domestic applications,” *Int. Res. J. Eng. Technol*, vol. 4, no. 6, pp. 984–990, 2017.
- [103] R. K. Singh, M. R. Ahmed, M. A. Zullah, y Y.-H. Lee, “Design of a low reynolds number airfoil for small horizontal axis wind turbines,” *Renewable Energy*, vol. 42, pp. 66–76, 2012.
- [104] N. Karthikeyan, K. K. Murugavel, S. A. Kumar, y S. Rajakumar, “Review of aerodynamic developments on small horizontal axis wind turbine blade,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 42, pp. 801–822, 2015.
- [105] J. L. Tangler y D. M. Somers, “NREL airfoil families for hawts,” National Renewable Energy Lab., Golden, CO (United States), Reporte técnico, 1995.
- [106] A. Pourrajabian, R. Ebrahimi, y M. Mirzaei, “Applying micro scales of horizontal axis wind turbines for operation in low wind speed regions,” *Energy Conversion and Management*, vol. 87, pp. 119–127, 2014.
- [107] X. Shen, H. Yang, J. Chen, X. Zhu, y Z. Du, “Aerodynamic shape optimization of non-straight small wind turbine blades,” *Energy Conversion and Management*, vol. 119, pp. 266–278, 2016.

- [108] T. Göçmen y B. Özerdem, “Airfoil optimization for noise emission problem and aerodynamic performance criterion on small scale wind turbines,” *Energy*, vol. 46, no. 1, pp. 62–71, 2012.
- [109] D. Wood, “Dual purpose design of small wind turbine blades,” *Wind Engineering*, vol. 28, no. 5, pp. 511–527, 2004.
- [110] A. Pourrajabian, M. Mirzaei, R. Ebrahimi, y D. Wood, “Effect of air density on the performance of a small wind turbine blade: A case study in iran,” *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, vol. 126, pp. 1–10, 2014.
- [111] A. Pourrajabian, M. Dehghan, A. Javed, y D. Wood, “Choosing an appropriate timber for a small wind turbine blade: A comparative study,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 100, pp. 1–8, 2019.
- [112] P. C. Rocha, H. B. Rocha, F. M. Carneiro, M. V. da Silva, y A. V. Bueno, “ $k-\omega$ sst (shear stress transport) turbulence model calibration: A case study on a small scale horizontal axis wind turbine,” *Energy*, vol. 65, pp. 412–418, 2014.
- [113] M. Akbari y S. Price, “Simulation of dynamic stall for a NACA 0012 airfoil using a vortex method,” *Journal of Fluids and Structures*, vol. 17, no. 6, pp. 855–874, 2003.
- [114] D. H. Wood, “A blade element estimation of the cut-in wind speed of a small turbine,” *Wind Engineering*, vol. 25, no. 2, pp. 125–130, 2001.
- [115] Y. Khalil, L. Tenghiri, F. Abdi, y A. Bentamy, “Efficiency of a small wind turbine using BEM and CFD,” en *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*, vol. 161, no. 1. IOP Publishing, 2018, p. 012028.
- [116] J. R. Vaz y D. H. Wood, “Aerodynamic optimization of the blades of diffuser-augmented wind turbines,” *Energy Conversion and Management*, vol. 123, pp. 35–45, 2016.

- [117] L. Menegozzo, A. Dal Monte, E. Benini, y A. Benato, “Small wind turbines: A numerical study for aerodynamic performance assessment under gust conditions,” *Renewable Energy*, vol. 121, pp. 123–132, 2018.
- [118] C. Thumthae y T. Chitsomboon, “Optimal angle of attack for untwisted blade wind turbine,” *Renewable Energy*, vol. 34, no. 5, pp. 1279–1284, 2009.
- [119] D. Hu, O. Hua, y Z. Du, “A study on stall-delay for horizontal axis wind turbine,” *Renewable Energy*, vol. 31, no. 6, pp. 821–836, 2006.
- [120] A. Hassanzadeh, A. H. Hassanabad, y A. Dadvand, “Aerodynamic shape optimization and analysis of small wind turbine blades employing the viterna approach for post-stall region,” *Alexandria Engineering Journal*, vol. 55, no. 3, pp. 2035–2043, 2016.
- [121] Z. Du y M. Selig, “The effect of rotation on the boundary layer of a wind turbine blade,” *Renewable Energy*, vol. 20, no. 2, pp. 167–181, 2000.
- [122] C. Huang, K. Yang, Q. Liu, L. Zhang, J. Bai, y J. Xu, “A study on performance influences of airfoil aerodynamic parameters and evaluation indicators for the roughness sensitivity on wind turbine blade,” *Science China Technological Sciences*, vol. 54, no. 11, pp. 2993–2998, 2011.
- [123] V. Maldonado, L. Castillo, A. Thormann, y C. Meneveau, “The role of free stream turbulence with large integral scale on the aerodynamic performance of an experimental low reynolds number S809 wind turbine blade,” *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, vol. 142, pp. 246–257, 2015.
- [124] M. Refan y H. Hangan, “Aerodynamic performance of a small horizontal axis wind turbine,” *Journal of Solar Energy Engineering*, vol. 134, no. 2, 2012.
- [125] S. A. Kale y R. N. Varma, “Aerodynamic design of a horizontal axis micro wind turbine blade using NACA 4412 profile,” *International Journal of Renewable Energy Research (IJRER)*, vol. 4, no. 1, pp. 69–72, 2014.

- [126] J. Robin, D. Solomon, y C. Suresh, “Design optimization and aerodynamic performance analysis of a small wind turbine blade,” *International Journal of Engineering Trends and Technology*, vol. 44, no. 1, pp. 32–41, 2017.
- [127] Airfoil Tools, “NACA 0012 airfoils (n0012-il),” 2019, Último acceso 2021-08-12. [En línea]. Disponible en: <http://airfoiltools.com/airfoil/details?airfoil=n0012-il>
- [128] ——, “SG6043 (sg6043-il),” 2019, Último acceso 2021-08-12. [En línea]. Disponible en: <http://airfoiltools.com/airfoil/details?airfoil=sg6043-il>
- [129] ——, “NREL’s s809 airfoil (s809-nr),” 2019, Último acceso 2021-08-12. [En línea]. Disponible en: <http://airfoiltools.com/airfoil/details?airfoil=s809-nr>
- [130] G. Richmond-Navarro, “Modelos de turbulencia introductorio,” Instituto Tecnológico de Costa Rica, Reporte técnico, 2019.
- [131] C. Rumsey, “Turbulence modeling resource,” 2021, Último acceso 2021-08-12. [En línea]. Disponible en: https://turbmodels.larc.nasa.gov/langtrymenter_4eqn.html
- [132] W. Yossri, S. B. Ayed, y A. Abdelkefi, “Airfoil type and blade size effects on the aerodynamic performance of small-scale wind turbines: Computational fluid dynamics investigation,” *Energy*, vol. 229, p. 120739, 2021.
- [133] A. El-Shahat, M.-M. Hasan, y Y. Wu, “Vortex bladeless wind generator for nano-grids,” en *2018 IEEE Global Humanitarian Technology Conference (GHTC)*. IEEE, 2018, pp. 1–2.
- [134] H. Jang, D. Kim, Y. Hwang, I. Paek, S. Kim, y J. Baek, “Analysis of archimedes spiral wind turbine performance by simulation and field test,” *Energies*, vol. 12, no. 24, p. 4624, 2019.
- [135] A. Aouini, “System for converting wind energy, patent WO2012039688,” 2012, Último acceso 2021-08-12. [En línea]. Disponible en: [https://patentscope.wipo.int/search/en/detail.jsf?docId=WO2012039688&recNum=25&docAn=TN2010000005&queryString=\(IC/F03D\)%20&maxRec=4314](https://patentscope.wipo.int/search/en/detail.jsf?docId=WO2012039688&recNum=25&docAn=TN2010000005&queryString=(IC/F03D)%20&maxRec=4314)

- [136] K. Watanabe, S. Fukutomi, Y. Ohya, y T. Uchida, “An ignored wind generates more electricity: A solar updraft tower to a wind solar tower,” *International Journal of Photoenergy*, vol. 2020, 2020.
- [137] N. K. Siavash, G. Najafi, T. T. Hashjin, B. Ghobadian, y E. Mahmoodi, “Mathematical modeling of a horizontal axis shrouded wind turbine,” *Renewable Energy*, vol. 146, pp. 856–866, 2020.
- [138] H. Zhu, M. Sueyoshi, C. Hu, y S. Yoshida, “A study on a floating type shrouded wind turbine: Design, modeling and analysis,” *Renewable Energy*, vol. 134, pp. 1099–1113, 2019.
- [139] Y. Ohya y K. Watanabe, “A new approach toward power output enhancement using multirotor systems with shrouded wind turbines,” *Journal of Energy Resources Technology*, vol. 141, no. 5, 2019.
- [140] N. A. Riyanto, R. Febriyanto, K. M. Wibowo, N. D. Setyawan, N. S. Wardani, L. H. Saw, B. Rudiyanto *et al.*, “The performance of shrouded wind turbine at low wind speed condition,” *Energy Procedia*, vol. 158, pp. 260–265, 2019.
- [141] L. Clements y A. Chowdhury, “Performance evaluation of wind lens in turbulent environment,” *Energy Procedia*, vol. 160, pp. 777–782, 2019.
- [142] H. A. Heikal, O. S. Abu-Elyazeed, M. A. Nawar, Y. A. Attai, y M. M. Mohamed, “On the actual power coefficient by theoretical developing of the diffuser flange of wind-lens turbine,” *Renewable Energy*, vol. 125, pp. 295–305, 2018.
- [143] Y. Ohya y T. Karasudani, “A shrouded wind turbine generating high output power with wind-lens technology,” *Energies*, vol. 3, no. 4, pp. 634–649, 2010.
- [144] Y. Ohya, T. Karasudani, T. Nagai, y K. Watanabe, “Wind lens technology and its application to wind and water turbine and beyond,” *Renewable Energy and Environmental Sustainability*, vol. 2, p. 2, 2017.
- [145] T. A. Khamlaj y M. P. Rumpfkeil, “Analysis and optimization of ducted wind turbines,” *Energy*, vol. 162, pp. 1234–1252, 2018.

- [146] J.-F. Hu y W.-X. Wang, "Upgrading a shrouded wind turbine with a self-adaptive flanged diffuser," *Energies*, vol. 8, no. 6, pp. 5319–5337, 2015.
- [147] W.-X. Wang, T. Matsubara, J. Hu, S. Odahara, T. Nagai, T. Karasutani, y Y. Ohya, "Experimental investigation into the influence of the flanged diffuser on the dynamic behavior of CFRP blade of a shrouded wind turbine," *Renewable Energy*, vol. 78, pp. 386–397, 2015.
- [148] I. Hashem, M. H. Mohamed, y A. A. Hafiz, "Aero-acoustics noise assessment for wind-lens turbine," *Energy*, vol. 118, pp. 345–368, 2017.
- [149] A. Nasution y D. W. Purwanto, "Optimized curvature interior profile for diffuser augmented wind turbine (DAWT) to increase its energy-conversion performance," en *2011 IEEE Conference on Clean Energy and Technology (CET)*. IEEE, 2011, pp. 315–320.
- [150] N. Maftouni y H. Parsa, "Effects of implementing a diffuser around the wind turbine," en *2019 International Conference on Power Generation Systems and Renewable Energy Technologies (PGSRET)*. IEEE, 2019, pp. 1–4.
- [151] Y. Ohya, J. Miyazaki, U. Göltenbott, y K. Watanabe, "Power augmentation of shrouded wind turbines in a multirotor system," *Journal of Energy Resources Technology*, vol. 139, no. 5, 2017.
- [152] K. Watanabe y Y. Ohya, "Multi-rotor systems using five ducted wind turbines for power output increase (multi lens turbine)," en *AIAA Scitech 2019 Forum*, 2019, p. 1296.
- [153] U. Göltenbott, Y. Ohya, S. Yoshida, y P. Jamieson, "Aerodynamic interaction of diffuser augmented wind turbines in multi-rotor systems," *Renewable Energy*, vol. 112, pp. 25–34, 2017.
- [154] KANOMAX, "Hot-wire anemometer smart CTA," Último acceso 2021-08-12. [En línea]. Disponible en: <https://bit.ly/32XJu7c>

- [155] G. Richmond-Navarro, T. Uchida, y W. R. Calderón-Muñoz, “Shrouded wind turbine performance in yawed turbulent flow conditions,” *Wind Engineering*, vol. 46, no. 2, pp. 518–528, 2022.

Apéndice A

Códigos para obtener histogramas, rosa de los vientos y series temporales

Histograma

El histograma muestra cuáles son los valores de magnitud del viento en los que se encuentran el mayor porcentaje de datos acumulado.

Se calcula la frecuencia relativa (AJS_porc) para las categorías de magnitud del viento que van del valor mínimo al máximo (AJS_cat), luego se realiza un gráfico de barras.

```
% Histograma
xSize=20;ySize=15;
xLeft=(21-xSize)/2;yTop=(30-ySize)/2;
f2=figure('units','centimeter','position',
[xLeft yTop xSize ySize],'color','w');
lw=1;
fz=12;

dateFormat=12;
AJS_hist=hist(AJS(:,9),nanmin(AJS(:,9)):nanmax(AJS(:,5)));
AJS_porc=(AJS_hist./n1).*100;
% bar(nanmin(AJS(:,5)):nanmax(AJS(:,5)),AJS_porc)
AJS_cat=(nanmin(AJS(:,5)):nanmax(AJS(:,5)))';
```

```
AJS_porc=(AJS_hist ./ n1).*100;
bar(AJS_cat,AJS_porc')
title(file(1:(end-4)))
ylabel('Frecuencia (%)','fontsize', fz)
xlabel('Rapidez del viento (m/s)', 'fontsize', fz)
```

Rosa de los vientos

Toma la dirección y la magnitud de los datos y realiza un histograma de frecuencias relativas polar. La rosa de los vientos muestra la dirección de donde proviene el viento, se muestra la dirección de mayor incidencia del viento en cada estación.

En el caso de Costa Rica y por la ubicación del país es usual contar con los vientos alisios afectando todas las regiones, lo que permite ver como incidencia predominante en la mayoría de las estaciones del país, los vientos del norte y del este.

```
% Rosa de los vientos
xSize=20; ySize=15;
xLeft=(21-xSize)/2; yTop=(30-ySize)/2;
f4=figure('units','centimeter','position',
[xLeft yTop xSize ySize], 'color', 'w');
lw=1;
fz=12;

n=8;
dateFormat=12;
wind_rose(AJS(:,10), AJS(:,9), n)
datetick('x', dateFormat)
set(gcs, 'Fontsize', fz)
title(file(1:(end-4)))
```

Código general

El siguiente código genera una lista de los nombres de todas las estaciones meteorológicas disponibles, lee uno a uno cada nombre y carga la estación correspondiente, para cada estación leída calcula, los promedios mensuales, diarios, horarios (si los datos lo permiten). Posteriormente genera los gráficos de series temporales totales, mensuales, diarias y horarias, también histogramas y rosa de los vientos.

```

clear all

path_='C:\Datos'; %Carpeta con datos
horas=1:24;
mes=1:12;
dias=1:31;

lista=ls([path_ '*.txt']); [n m]=size(lista); i=2;
for i=1:n

file=lista(i,:);

AJS=load([path_ file]); [n1 m1]=size(AJS);

ceros=zeros(size(AJS(:,1)));
fecha_ajs=datenum(AJS(:,3),AJS(:,2),AJS(:,1),AJS(:,4),
ceros,ceros);

% Promedios horario
for i=1:24
    indx=find(AJS(:,4)==horas(i));
    if (i==1)

```

```

    prom_horas=mean(AJS(indx,9));
else
    prom_horas=[prom_horas mean(AJS(indx,9))];
end
end

% Promedios diarios
for i=1:31
    indx=find(AJS(:,1)==dias(i));
    if (i==1)
        prom_dias=mean(AJS(indx,9));
    else
        prom_dias=[prom_dias mean(AJS(indx,9))];
    end
end

% Promedios por mes
for i=1:12
    indx=find(AJS(:,2)==mes(i));
    if (i==1)
        prom_mes=mean(AJS(indx,9));
    else
        prom_mes=[prom_mes mean(AJS(indx,9))];
    end
end

% Promedio diario
groupvar=[AJS(:,3) AJS(:,2) AJS(:,1)];
AJS_day=grpstats(AJS(:,[5:end]),groupvar);
time_ajs_day=grpstats(fecha_ajs,groupvar);

```

```
% Promedio mensual de los datos
groupvar=[AJS(:,1) AJS(:,2)];
AJS_month=grpstats(AJS(:,[5:end]),groupvar);
time_ajs_month=grpstats(fecha_ajs,groupvar);
indx=find(AJS(:,9)>10.0);AJS(indx,9)=NaN;

%% Graficas
% Serie de tiempo (Datos originales)
xSize=20;ySize=15;
xLeft=(21-xSize)/2;yTop=(30-ySize)/2;
f1=figure('units','centimeter','position',
[xLeft yTop xSize ySize],'color','w');
lw=1;
fz=12;

dateFormat=12;
plot(fecha_ajs,AJS(:,9))
datetick('x',dateFormat)
set(gcs,'FontSize',fz)
title(file(1:(end-4)))
ylabel('Rapidez del viento (m/s)', 'FontSize', fz)
xlabel('Tiempo (mmmyy)', 'FontSize', fz)

export_fig([file '_serie_tiempo'], '-pdf', '-painters');
export_fig([file '_serie_tiempo'], '-r300', '-tif', '-painters');
close(f1)

% Horas
```

```

xSize=20;ySize=15;
xLeft=(21-xSize)/2;yTop=(30-ySize)/2;
f4=figure('units','centimeter','position',
[xLeft yTop xSize ySize],'color','w');
lw=1;
fz=12;
plot(horas,prom_horas)
xlim([min(horas) max(horas)]);
title(file(1:(end-4)))
xlabel('Horas','fontsize',fz)
ylabel('Rapidez del viento (m/s)','fontsize',fz)

export_fig([file '_horas'], '-pdf',' -painters');
export_fig([file '_horas'], '-r300',' -tif',' -painters');
close(f4)

% Dias
xSize=20;ySize=15;
xLeft=(21-xSize)/2;yTop=(30-ySize)/2;
f5=figure('units','centimeter','position',
[xLeft yTop xSize ySize],'color','w');
lw=1;
fz=12;
plot(dias,prom_dias)
xlim([min(dias) max(dias)]);
title(file(1:(end-4)))
xlabel('Dias','fontsize',fz)
ylabel('Rapidez del viento (m/s)','fontsize',fz)

export_fig([file '_dias'], '-pdf',' -painters');

```

```

export_fig ([ file '_dias' ], '-r300', '-tif', '-painters');
close(f5)

% Mes
xSize=20;ySize=15;
xLeft=(21-xSize)/2;yTop=(30-ySize)/2;
f5=figure ('units', 'centimeter', 'position',
[xLeft yTop xSize ySize], 'color', 'w');
lw=1;
fz=12;
plot(mes,prom_mes)
xlim([min(mes) max(mes)]);
title(file(1:(end-4)))
xlabel('Meses', 'fontsize', fz)
ylabel('Rapidez del viento (m/s)', 'fontsize', fz)

export_fig ([ file '_mes' ], '-pdf', '-painters');
export_fig ([ file '_mes' ], '-r300', '-tif', '-painters');
close(f5)

% Histograma
xSize=20;ySize=15;
xLeft=(21-xSize)/2;yTop=(30-ySize)/2;
f2=figure ('units', 'centimeter', 'position',
[xLeft yTop xSize ySize], 'color', 'w');
lw=1;
fz=12;

dateFormat=12;
AJS_hist=hist(AJS(:,9),nanmin(AJS(:,9)):8.0);

```

```

AJS_porc=(AJS_hist ./ n1).*100;
AJS_cat=nanmin(AJS(:,5)):8.0';
bar(AJS_cat,AJS_porc')
title( file(1:(end-4)))
ylabel('Frecuencia (%)','fontsize', fz)
xlabel('Rapidez del viento (m/s)', 'fontsize', fz)

export_fig([ file '_histograma'], '-pdf', '-painters');
export_fig([ file '_histograma'], '-r300', '-tif', '-painters');
close(f2)

% Rosa de los vientos
xSize=20;ySize=15;
xLeft=(21-xSize)/2;yTop=(30-ySize)/2;
f4=figure('units','centimeter','position',
[xLeft yTop xSize ySize], 'color','w');
lw=1;
fz=12;

n=8;
dateFormat=12;
wind_rose(AJS(:,10),AJS(:,9),n)
datetick('x', dateFormat)
set(gcs,'Fontsize', fz)
title( file(1:(end-4)))

export_fig([ file '_perturbaciones'], '-pdf', '-painters');
export_fig([ file '_perturbaciones'], '-r300', '-tif', '-painters');
close(f4)
end

```

Apéndice B

Histogramas y rosas de los vientos

Con referencia a las 37 estaciones meteorológicas detalladas en la figura 1.3, de la cuales se muestra su distribución en el territorio de Costa Rica en la figura 1.4, se presenta a continuación la distribución de frecuencias de la velocidad del viento y su dirección mediante histogramas y rosas de los vientos.

Para la correcta interpretación se debe tener en cuenta lo siguiente:

- El histograma muestra cuáles son los valores de magnitud del viento en los que se encuentran el mayor porcentaje de datos acumulado.
- La rosa de los vientos toma la dirección y la magnitud de los datos y realiza un histograma de frecuencias relativas polar. La rosa de los vientos muestra la dirección de mayor incidencia del viento en cada estación. Se indica en una paleta de colores la velocidad del viento, en m/s.

Para ampliar información sobre este tema y tener acceso a las series de tiempo horarias, diarias y mensuales, resultantes del procesamiento de los datos, así como la serie de tiempo de todo el periodo disponible para cada estación meteorológica, se puede consultar en [5].

Adicionalmente, existe un recurso en línea interactivo donde se puede visualizar el mapa de Costa Rica y las estaciones, así como la información gráfica de cada estación, en el sitio <https://informe-vientos.web.app/>

Juan Santamaría

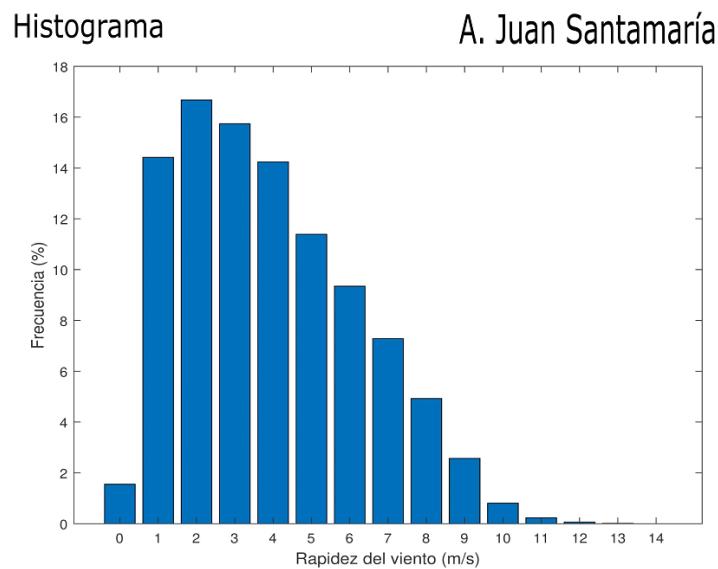


Figura B.1: Histograma de la velocidad del viento en Aeropuerto Juan Santamaría.

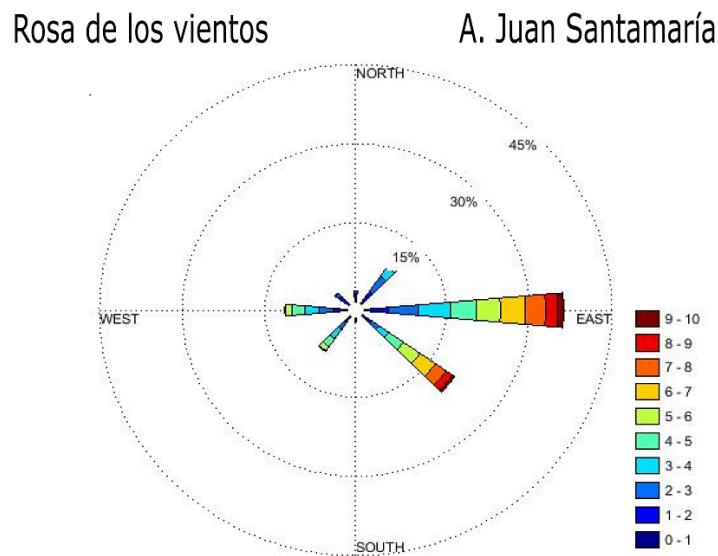


Figura B.2: Rosa de los vientos en estación Aeropuerto Juan Santamaría.

Laguna Fraijanes

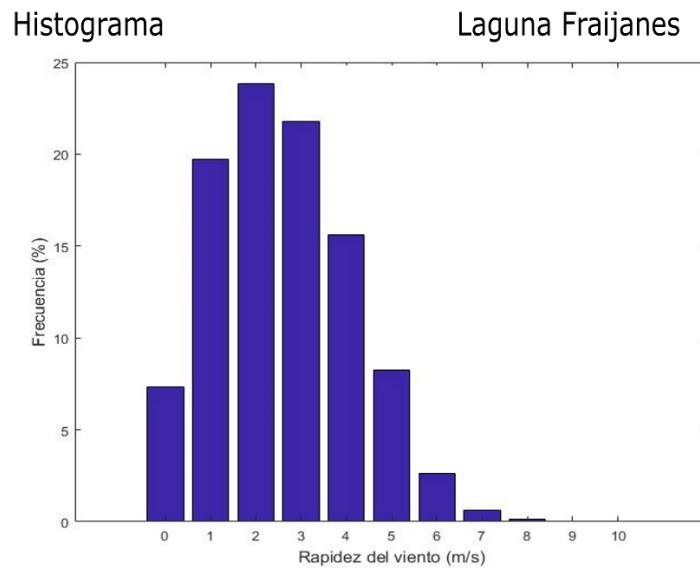


Figura B.3: Histograma de la velocidad del viento en Laguna Fraijanes.

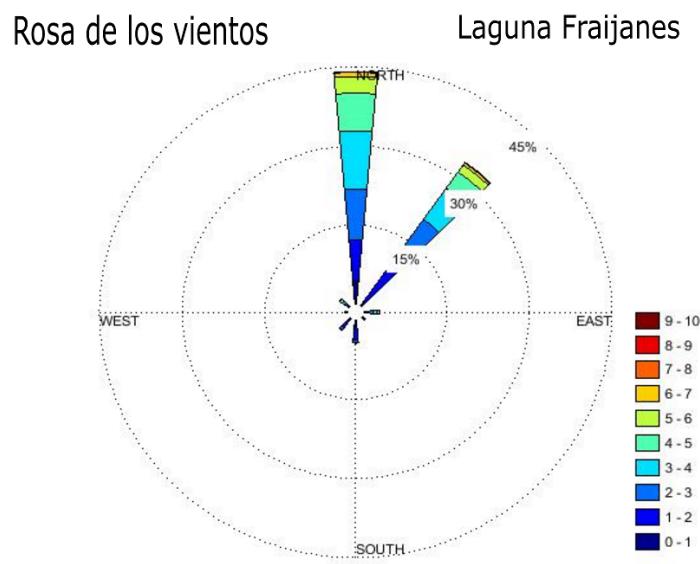


Figura B.4: Rosa de los vientos en estación Laguna Fraijanes.

RECOPE La Garita

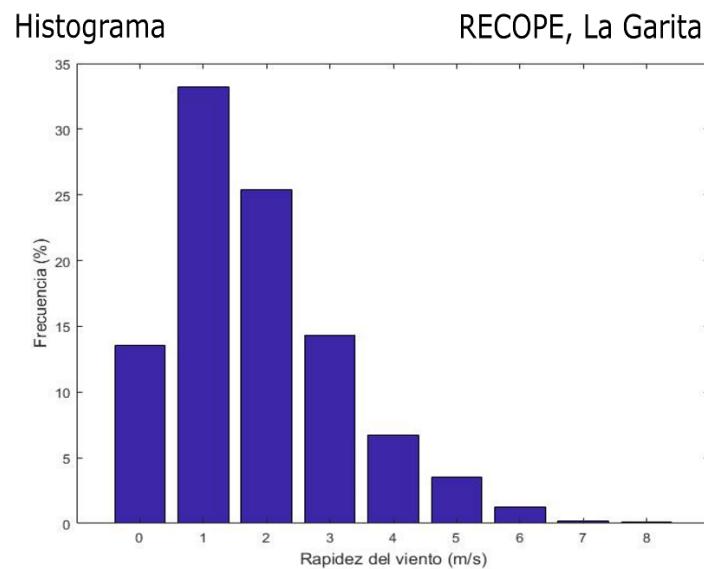


Figura B.5: Histograma de la velocidad del viento en RECOPE La Garita.

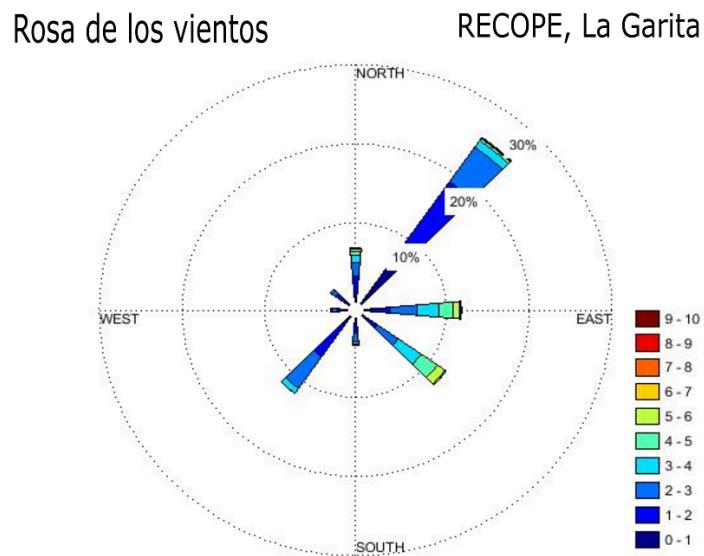


Figura B.6: Rosa de los vientos en estación RECOPE La Garita.

Campamento

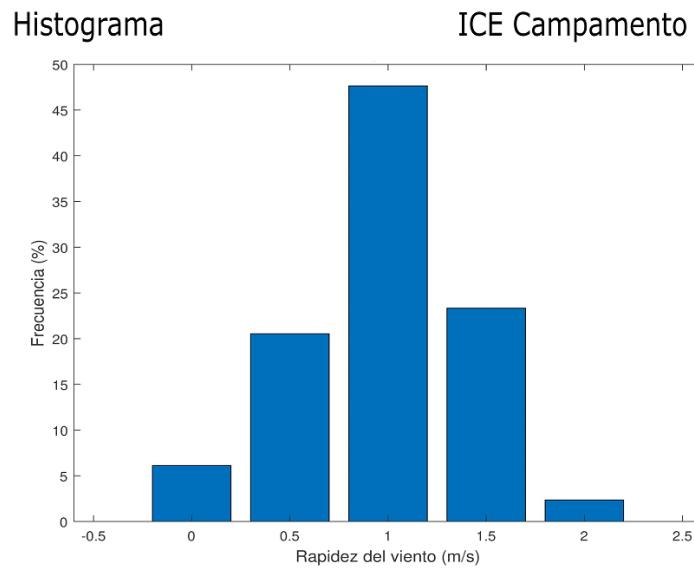


Figura B.7: Histograma de la velocidad del viento en Campamento.

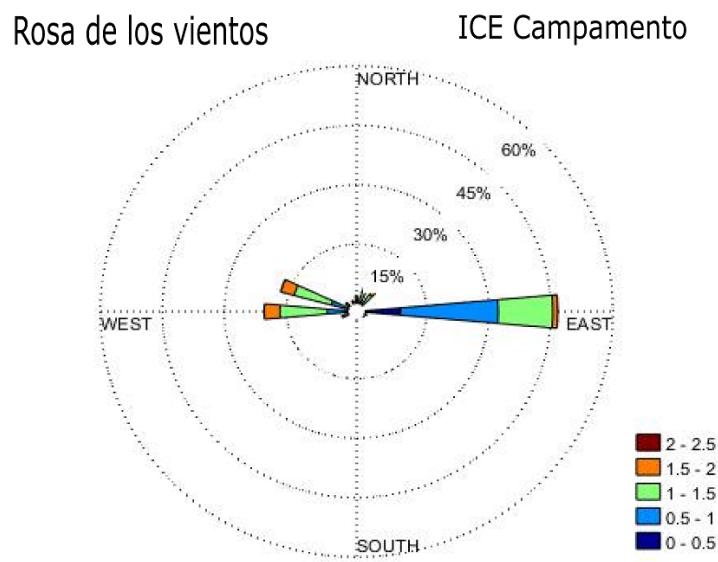


Figura B.8: Rosa de los vientos en estación Campamento.

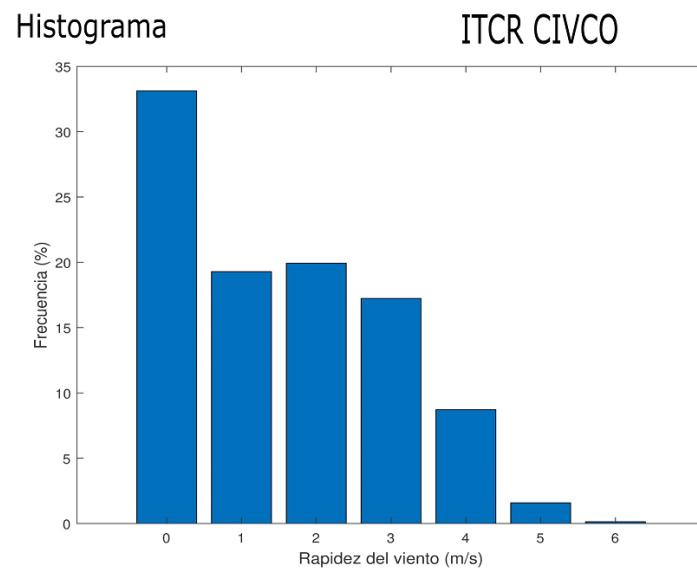
CIVCO

Figura B.9: Histograma de la velocidad del viento en CIVCO.

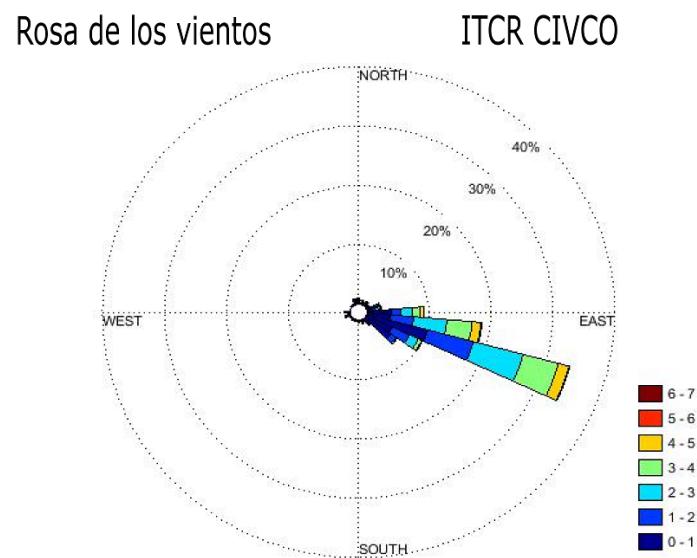


Figura B.10: Rosa de los vientos en estación CIVCO.

ITCR

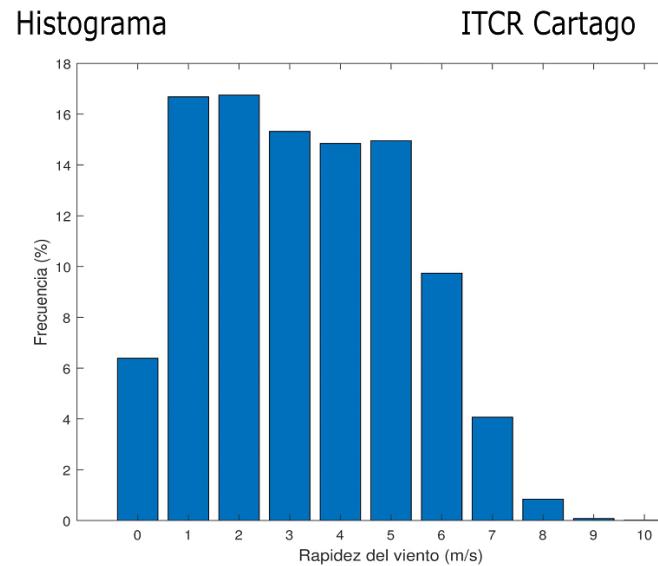


Figura B.11: Histograma de la velocidad del viento en ITCR.

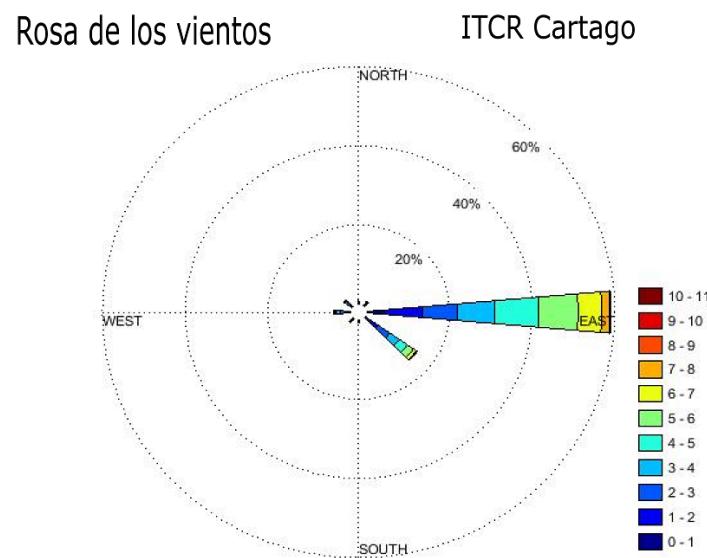


Figura B.12: Rosa de los vientos en estación ITCR.

RECOPE Ochomogo

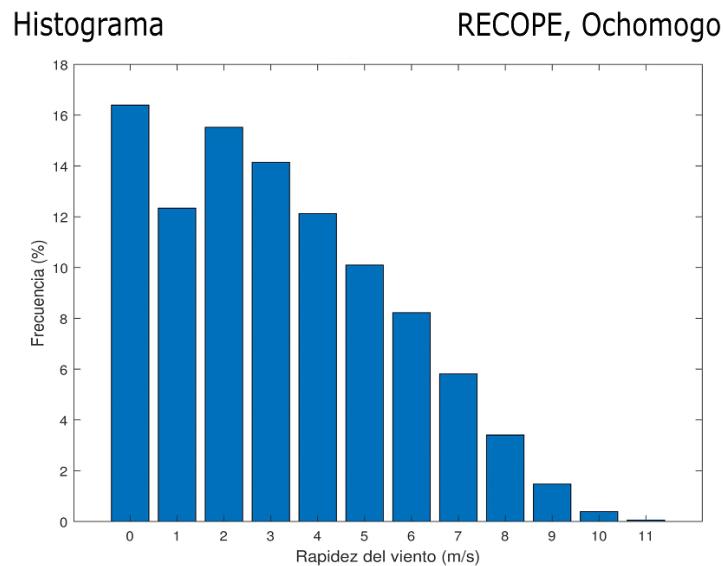


Figura B.13: Histograma de la velocidad del viento en RECOPE Ochomogo.

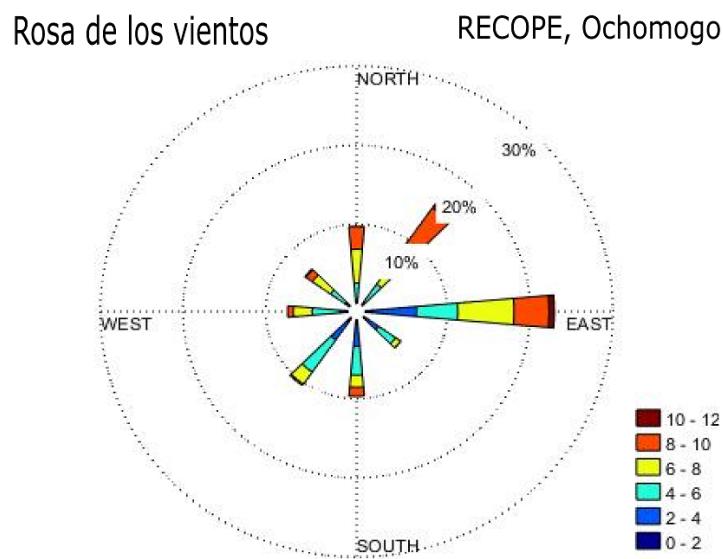


Figura B.14: Rosa de los vientos en estación RECOPE Ochomogo.

San Pablo de Cot

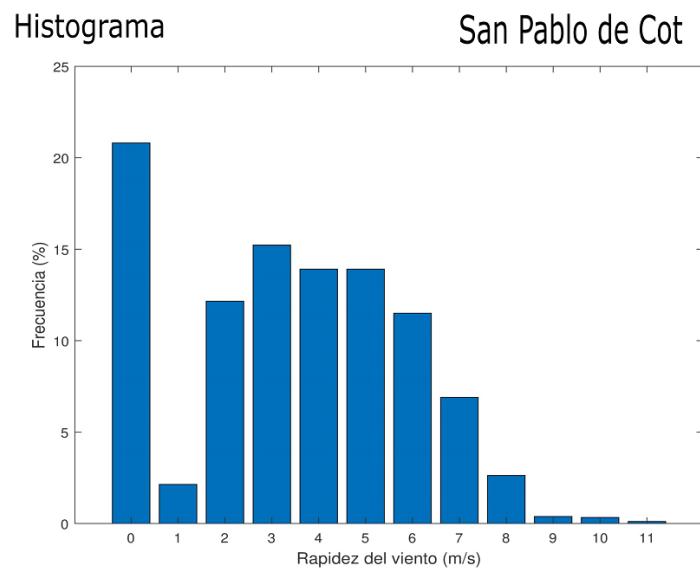


Figura B.15: Histograma de la velocidad del viento en San Pablo de Cot.

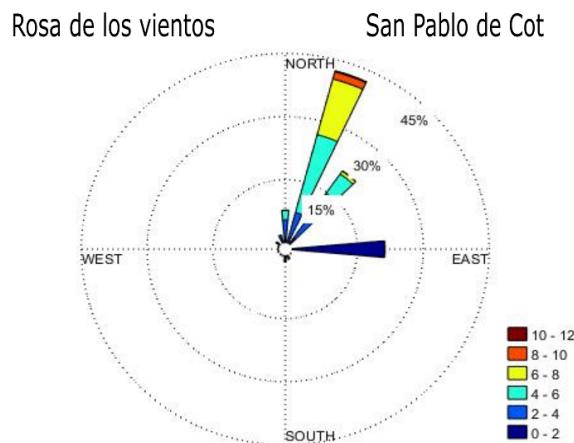


Figura B.16: Rosa de los vientos en estación San Pablo de Cot.

Tierra Blanca

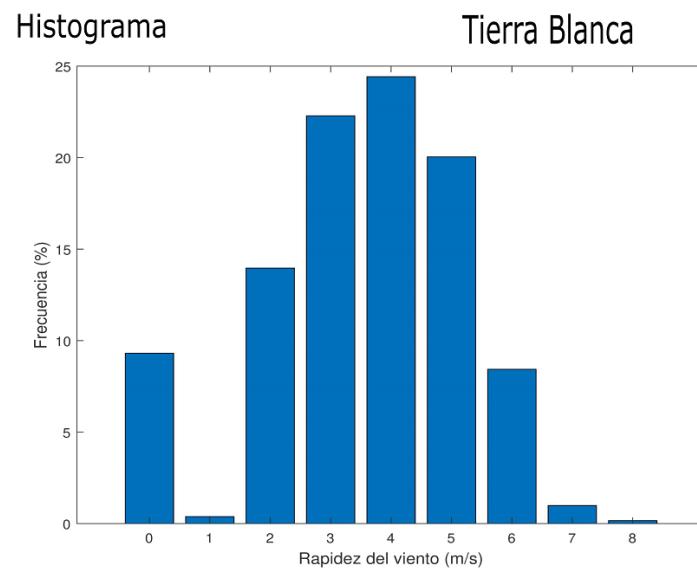


Figura B.17: Histograma de la velocidad del viento en Tierra Blanca.

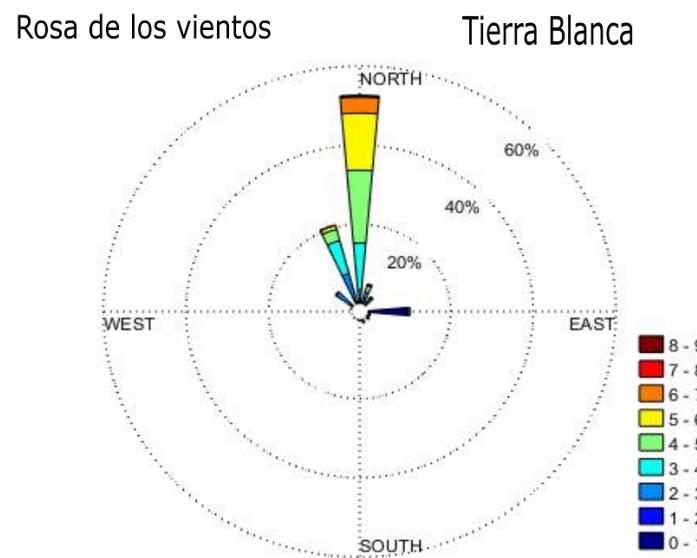


Figura B.18: Rosa de los vientos en estación Tierra Blanca.

Terrena Guatuso

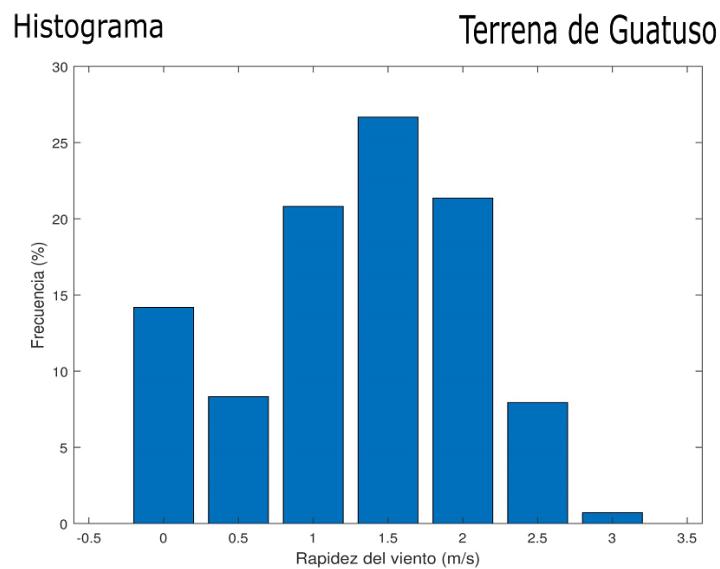


Figura B.19: Histograma de la velocidad del viento en Terrena Guatuso.

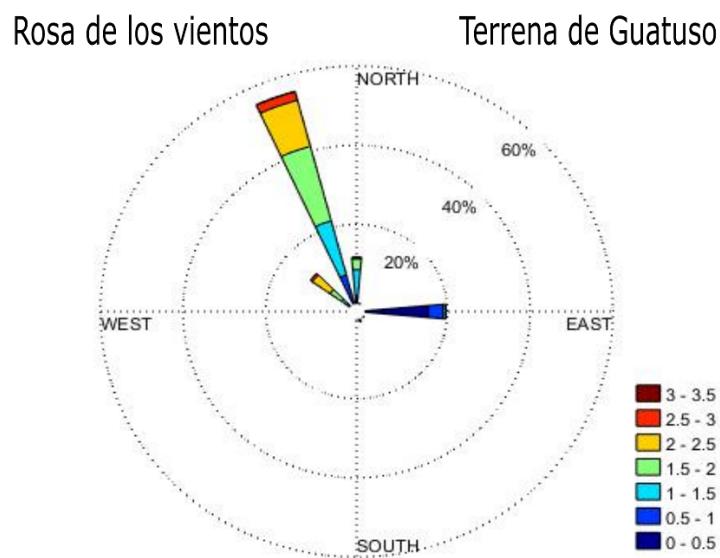


Figura B.20: Rosa de los vientos en estación Terrena Guatuso.

Volcán Irazú

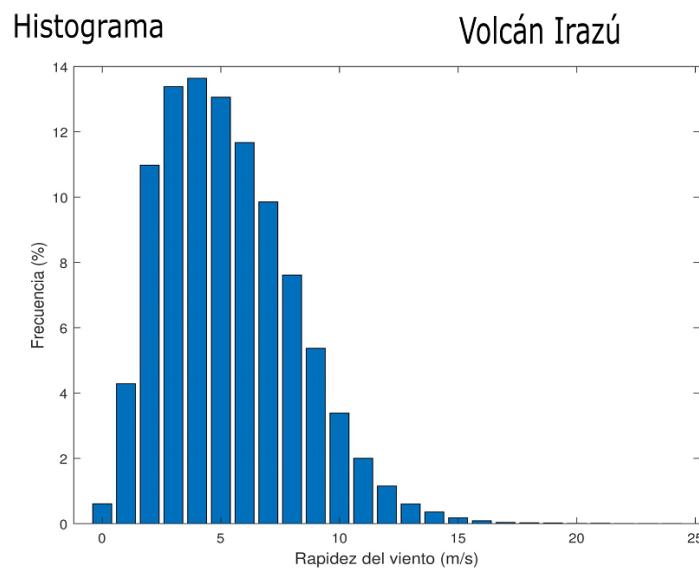


Figura B.21: Histograma de la velocidad del viento en Volcán Irazú.

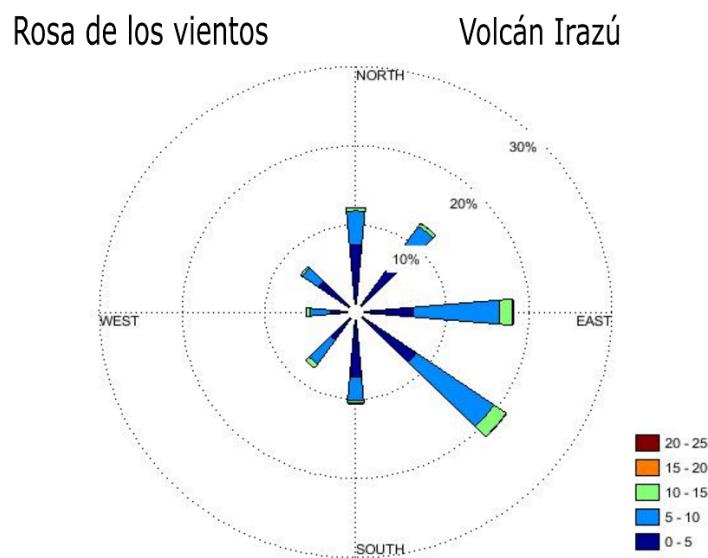


Figura B.22: Rosa de los vientos en estación Volcán Irazú.

Santa Bárbara

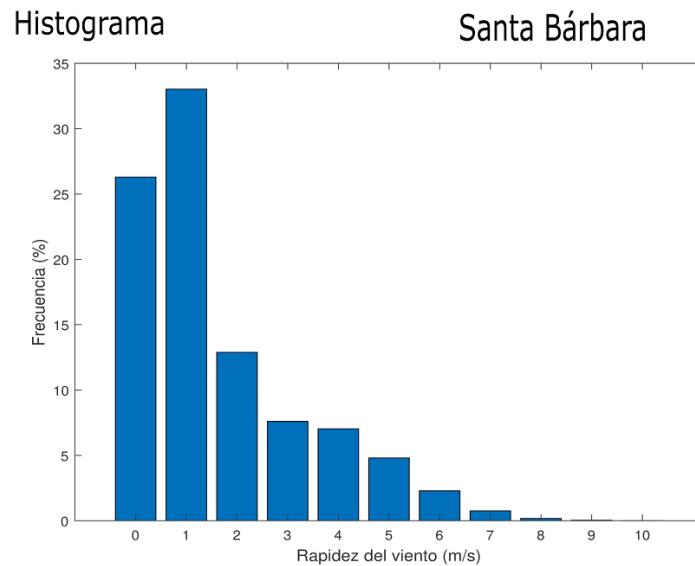


Figura B.23: Histograma de la velocidad del viento en Santa Bárbara.

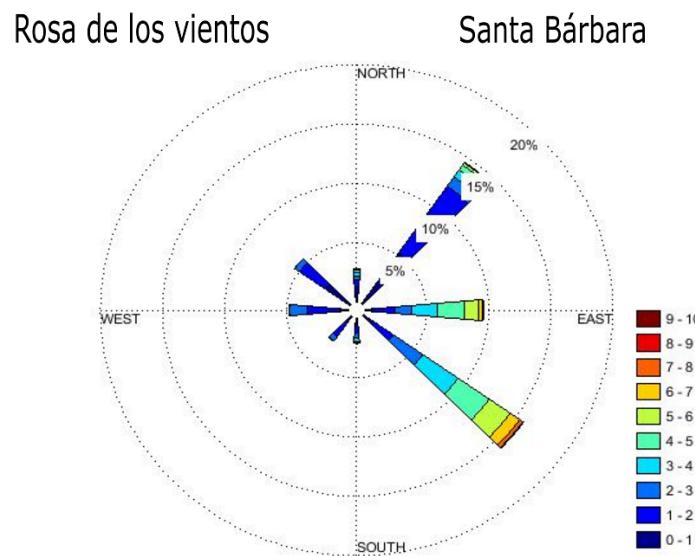


Figura B.24: Rosa de los vientos en estación Santa Bárbara.

Aranjuez

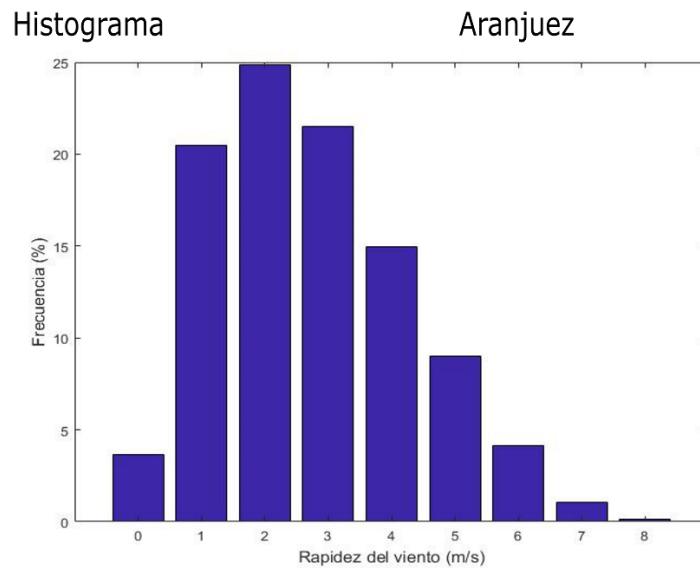


Figura B.25: Histograma de la velocidad del viento en Aranjuez.

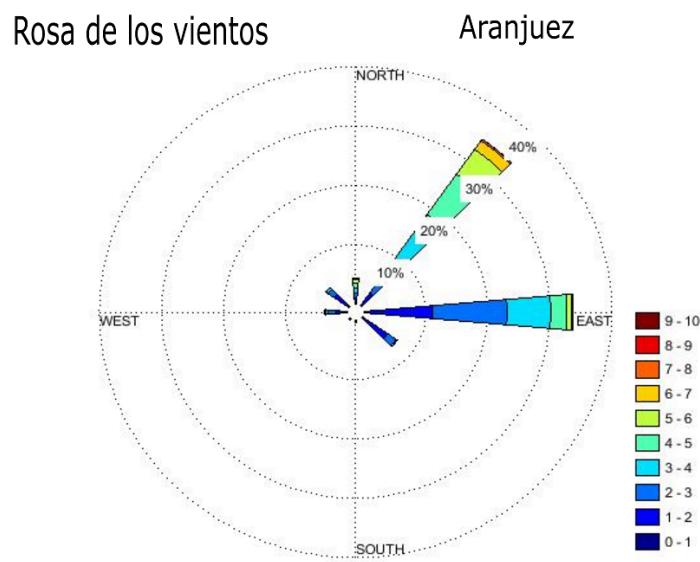


Figura B.26: Rosa de los vientos en estación Aranjuez.

Ciudad Quesada

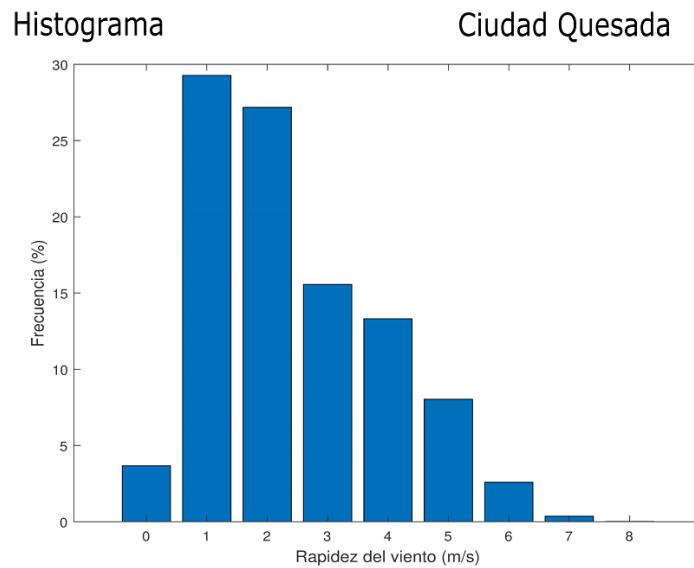


Figura B.27: Histograma de la velocidad del viento en Ciudad Quesada.

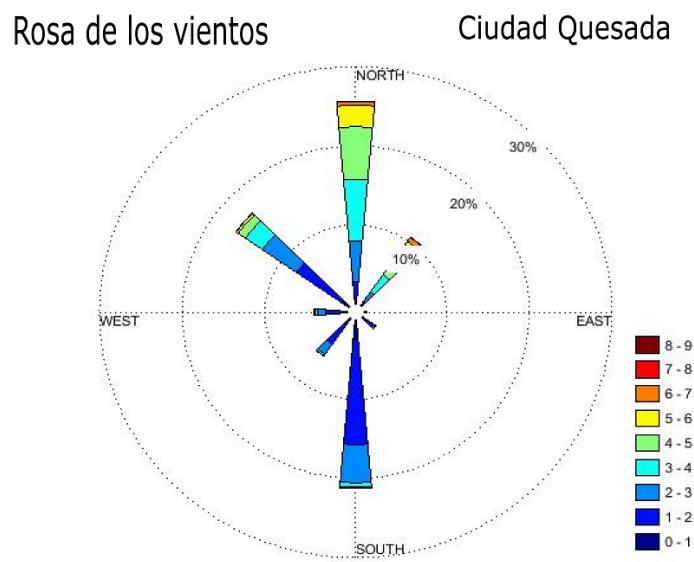


Figura B.28: Rosa de los vientos en estación Ciudad Quesada.

Los Chiles

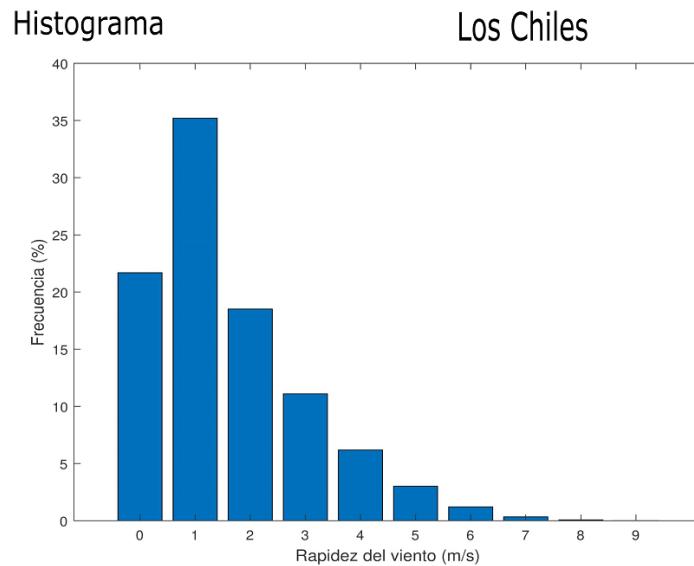


Figura B.29: Histograma de la velocidad del viento en Los Chiles.

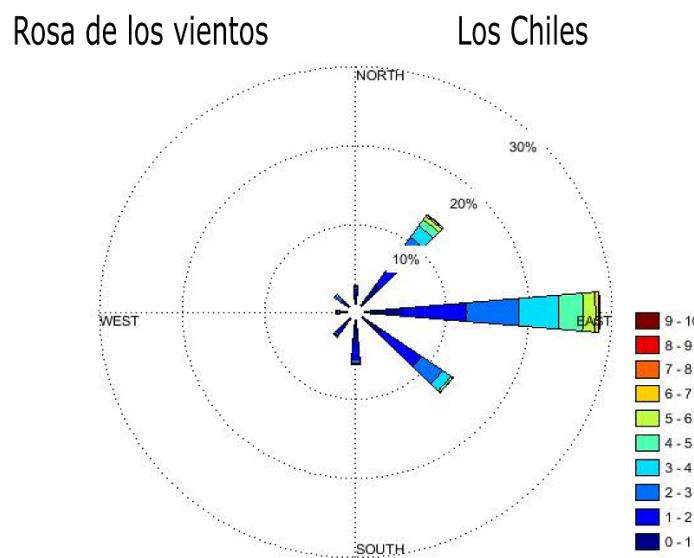


Figura B.30: Rosa de los vientos en estación Los Chiles.

Aeropuerto Limón

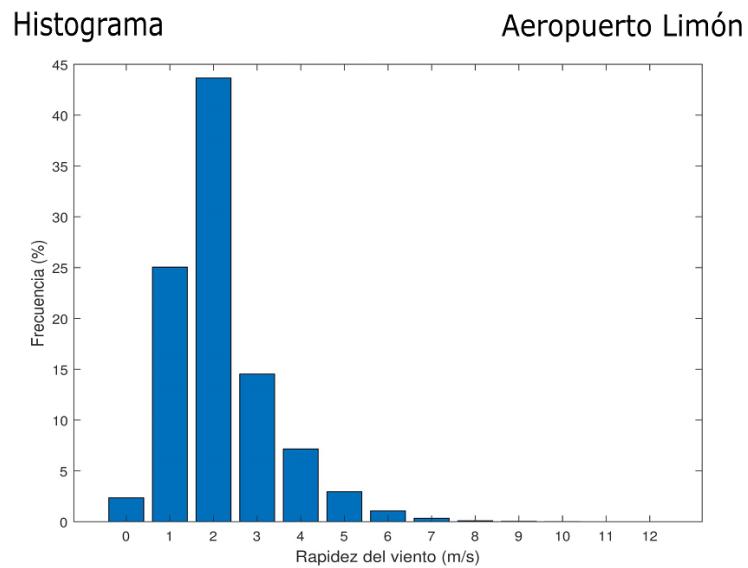


Figura B.31: Histograma de la velocidad del viento en Aeropuerto Limón.

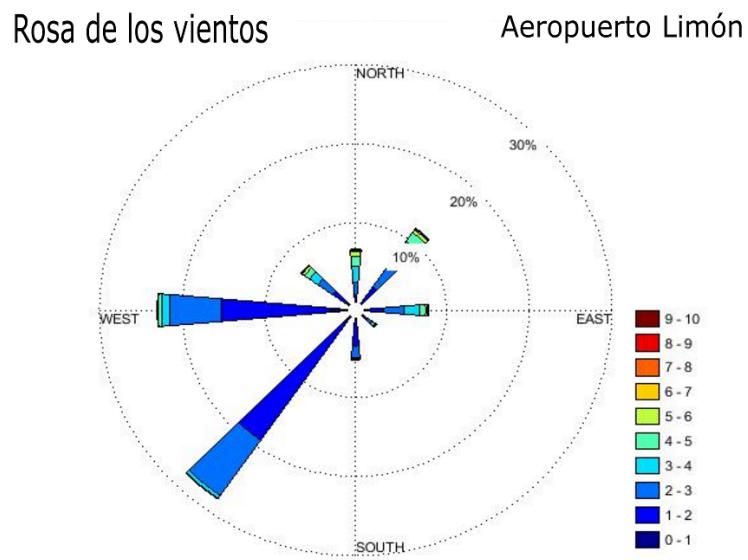


Figura B.32: Rosa de los vientos en estación Aeropuerto Limón.

Canta Gallo

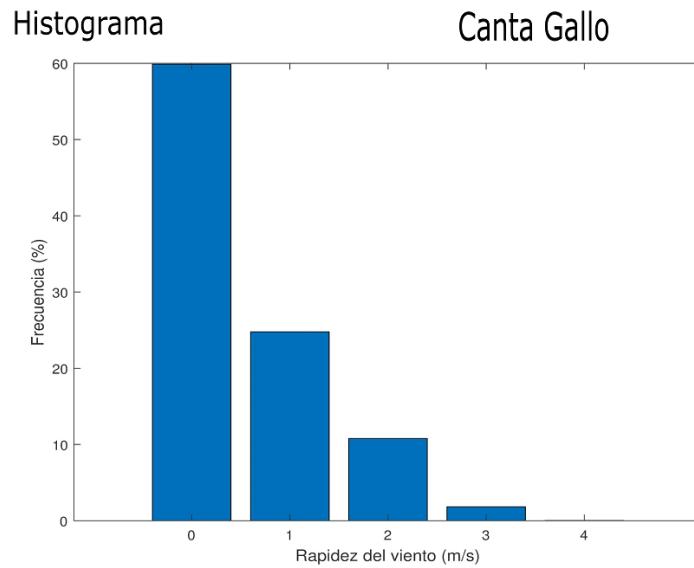


Figura B.33: Histograma de la velocidad del viento en Canta Gallo.

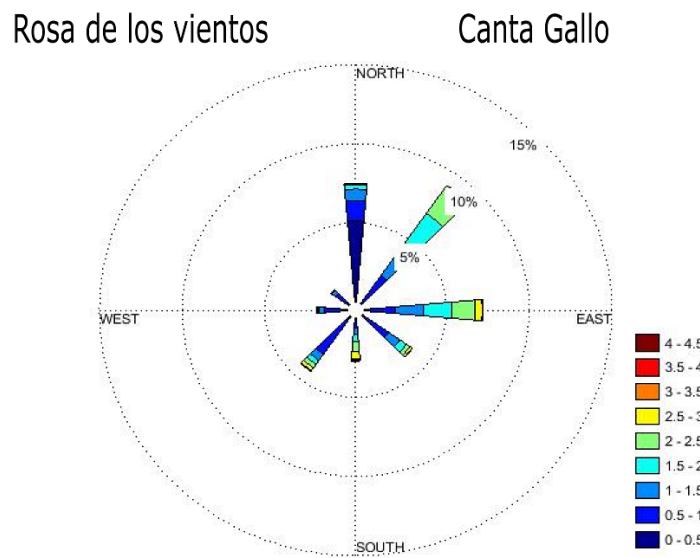


Figura B.34: Rosa de los vientos en estación Canta Gallo.

La Rebusca

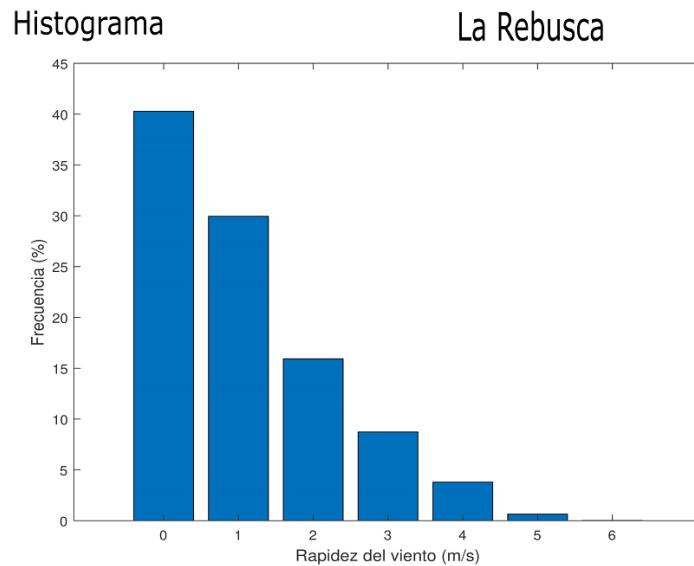


Figura B.35: Histograma de la velocidad del viento en La Rebusca.



Figura B.36: Rosa de los vientos en estación La Rebusca.

Manzanillo

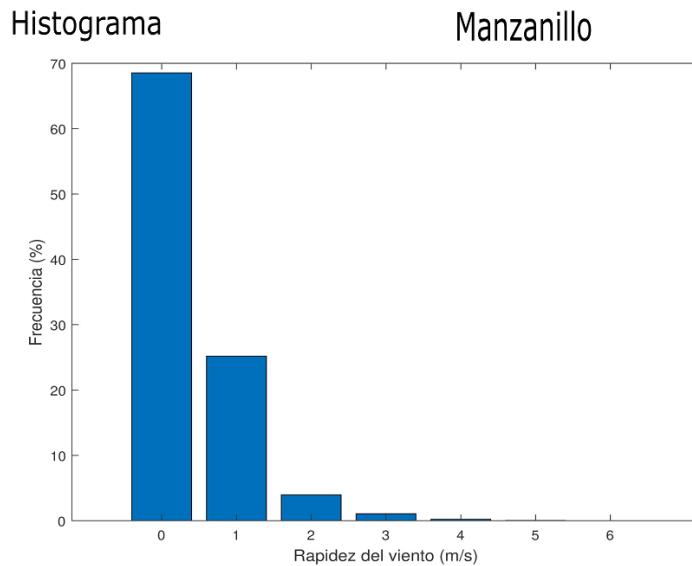


Figura B.37: Histograma de la velocidad del viento en Manzanillo.



Figura B.38: Rosa de los vientos en estación Manzanillo.

Sixaola

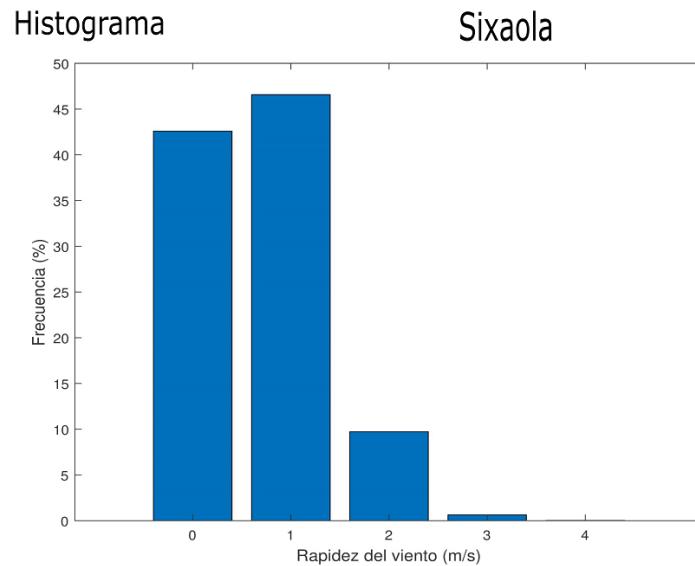


Figura B.39: Histograma de la velocidad del viento en Sixaola.

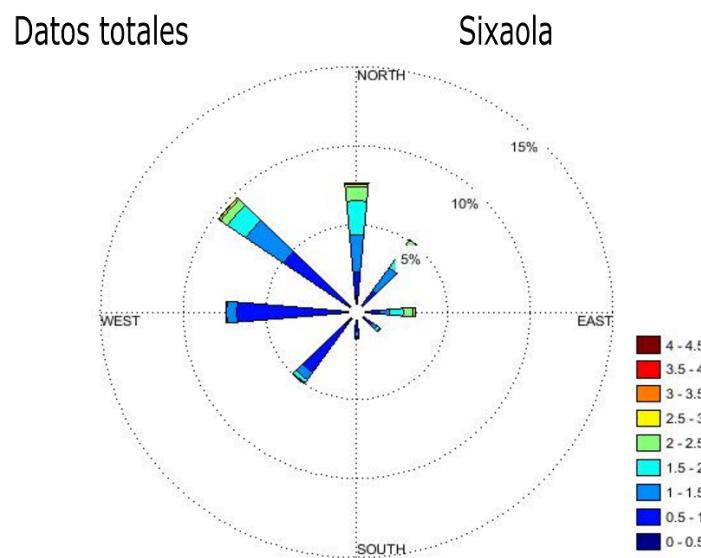


Figura B.40: Rosa de los vientos en estación Sixaola.

Finca Brasilia del Oro

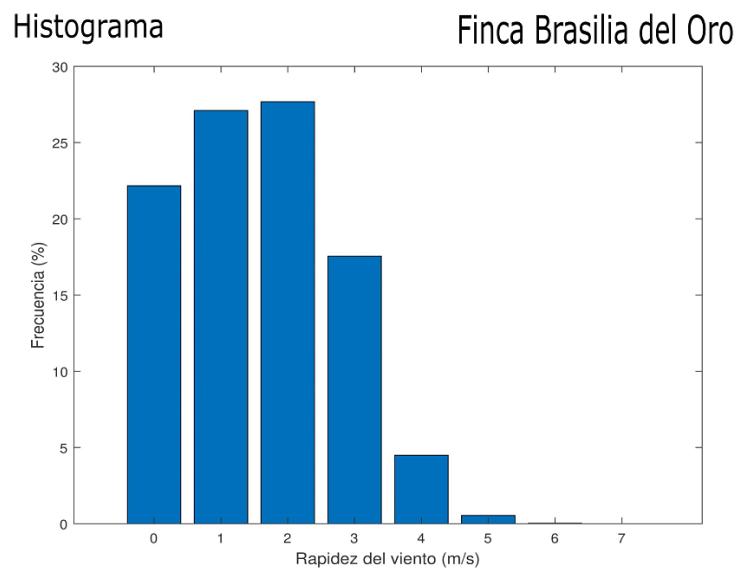


Figura B.41: Histograma de la velocidad del viento en Finca Brasilia del Oro.

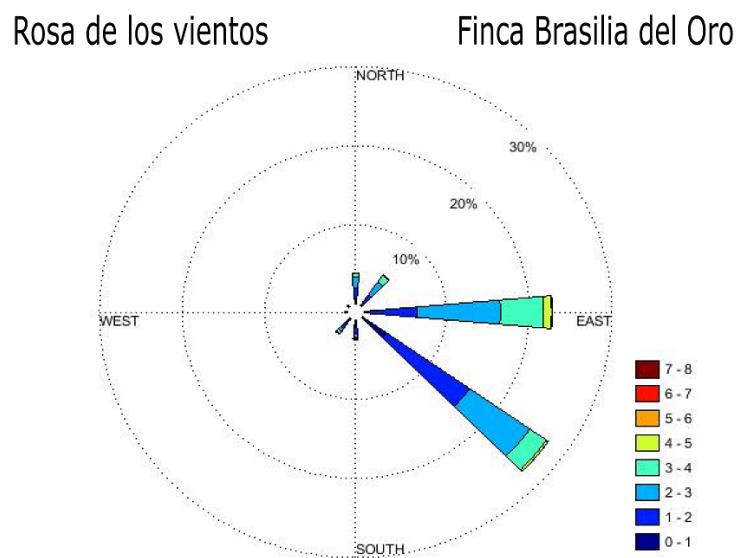


Figura B.42: Rosa de los vientos en estación Finca Brasilia del Oro.

Hacienda Mojica

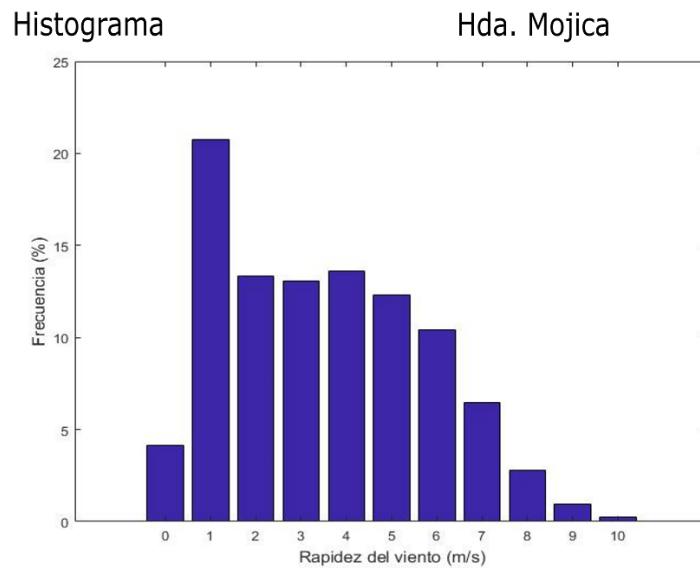


Figura B.43: Histograma de la velocidad del viento en Hacienda Mojica.

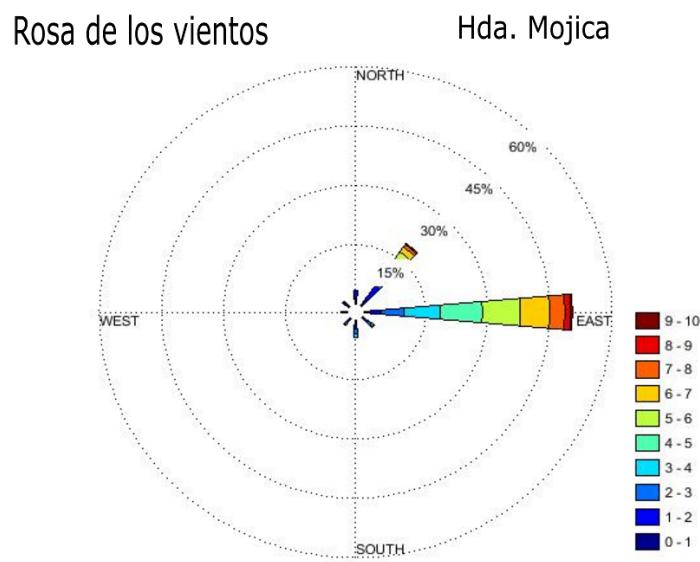


Figura B.44: Rosa de los vientos en estación Hacienda Mojica.

Pinilla

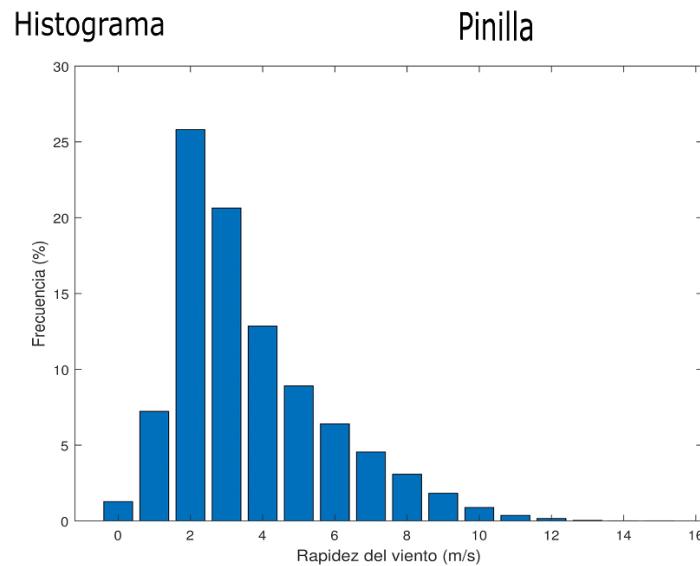


Figura B.45: Histograma de la velocidad del viento en Pinilla.

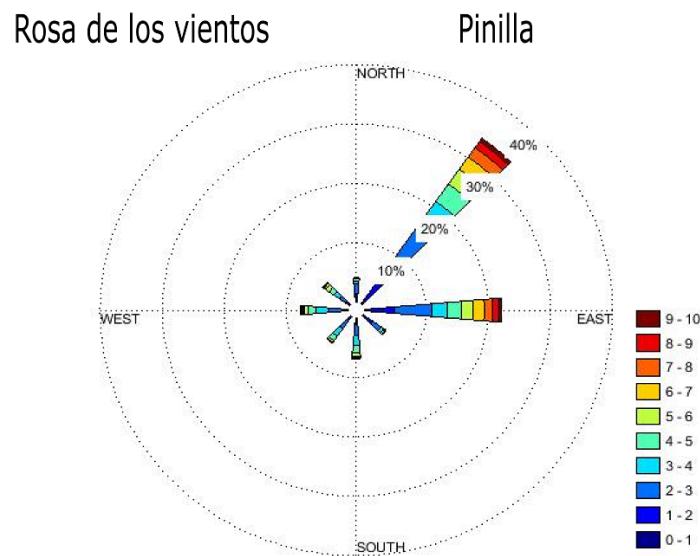


Figura B.46: Rosa de los vientos en estación Pinilla.

Santa Elena, La Cruz

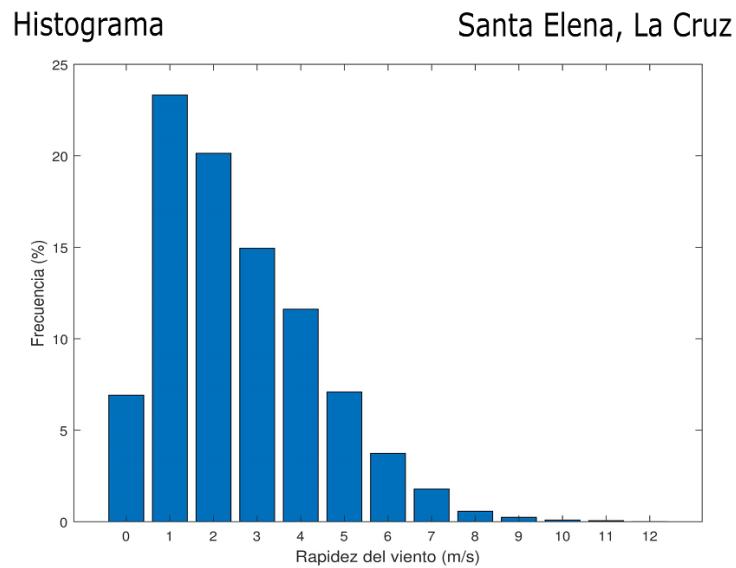


Figura B.47: Histograma de la velocidad del viento en Santa Elena, La Cruz.

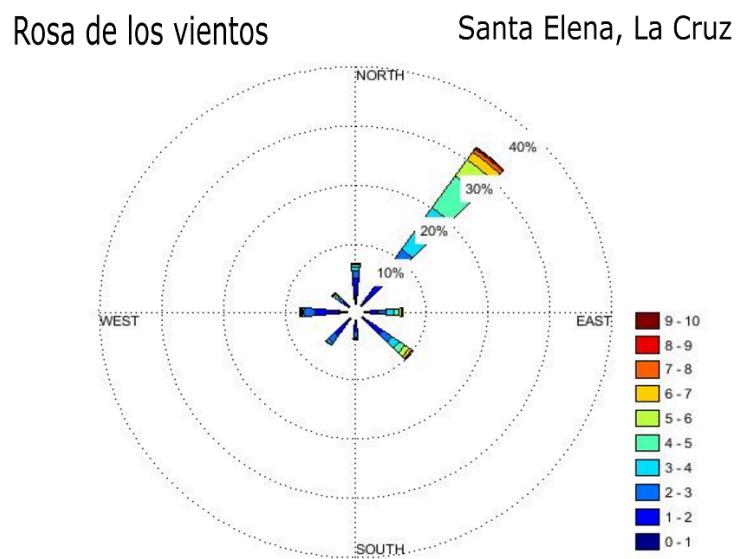


Figura B.48: Rosa de los vientos en estación Santa Elena, La Cruz.

Finca La Ceiba

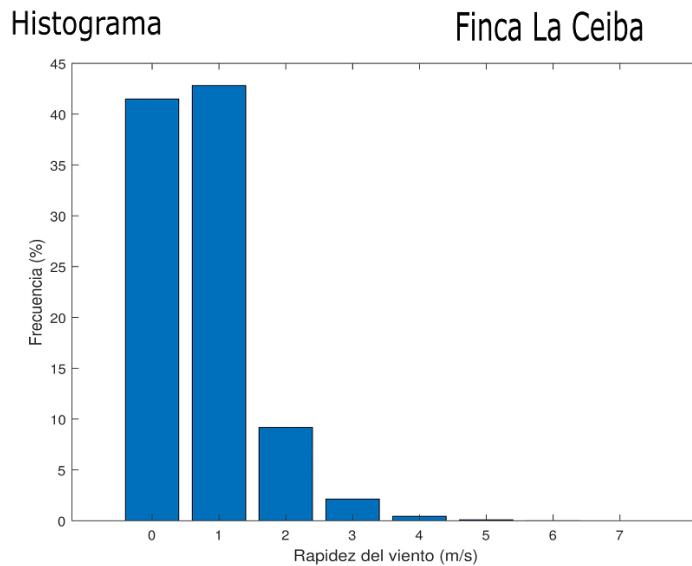


Figura B.49: Histograma de la velocidad del viento en Finca La Ceiba.

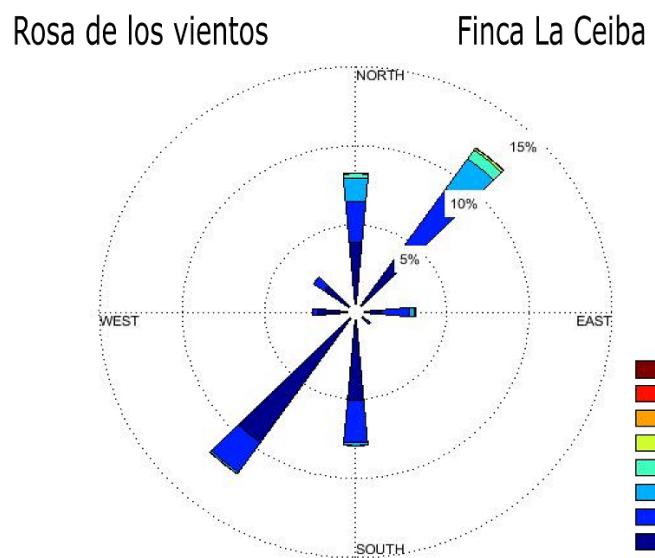


Figura B.50: Rosa de los vientos en estación Finca La Ceiba.

Aeropuerto Liberia

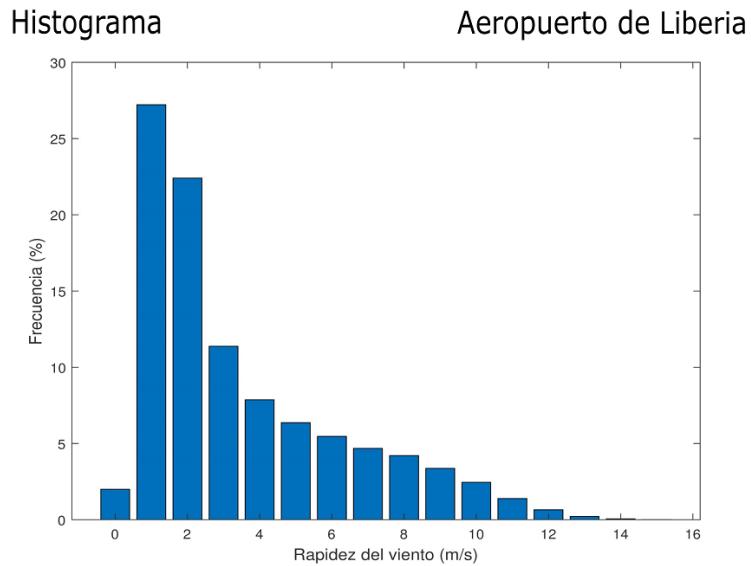


Figura B.51: Histograma de la velocidad del viento en Aeropuerto Liberia.

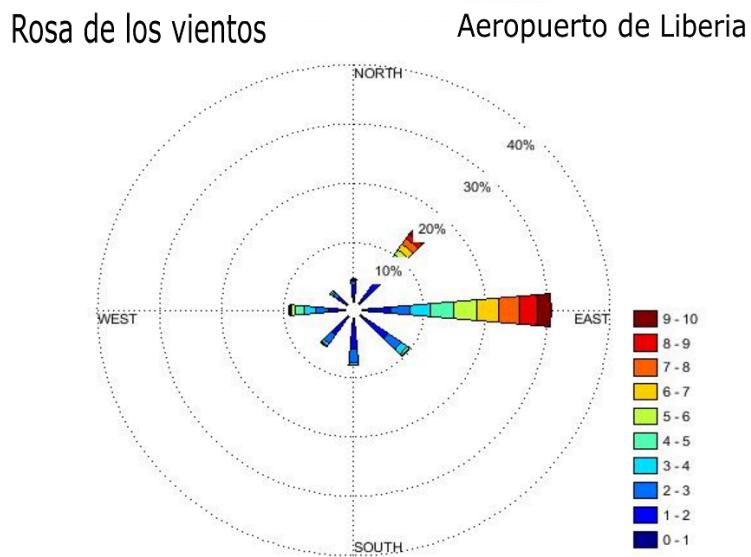


Figura B.52: Rosa de los vientos en estación Aeropuerto Liberia.

Santa Cruz

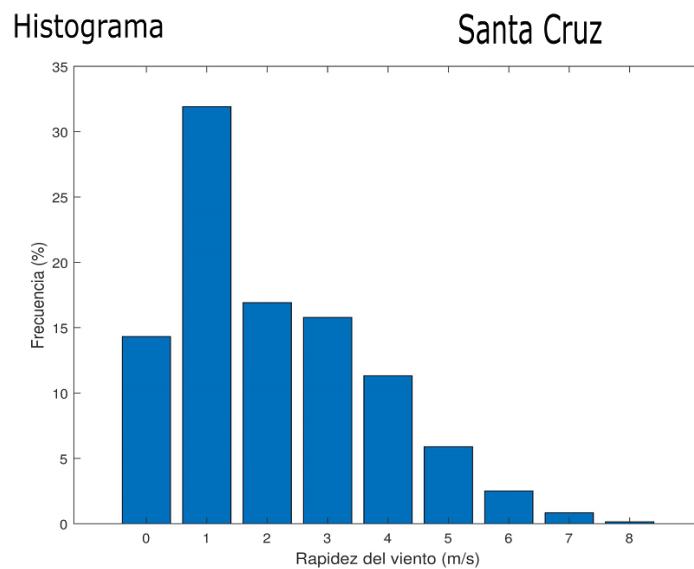


Figura B.53: Histograma de la velocidad del viento en Santa Cruz.

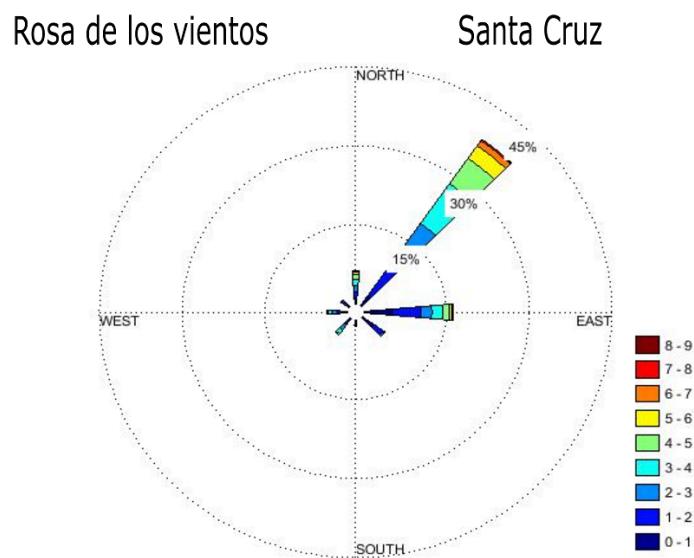


Figura B.54: Rosa de los vientos en estación Santa Cruz.

Puntarenas

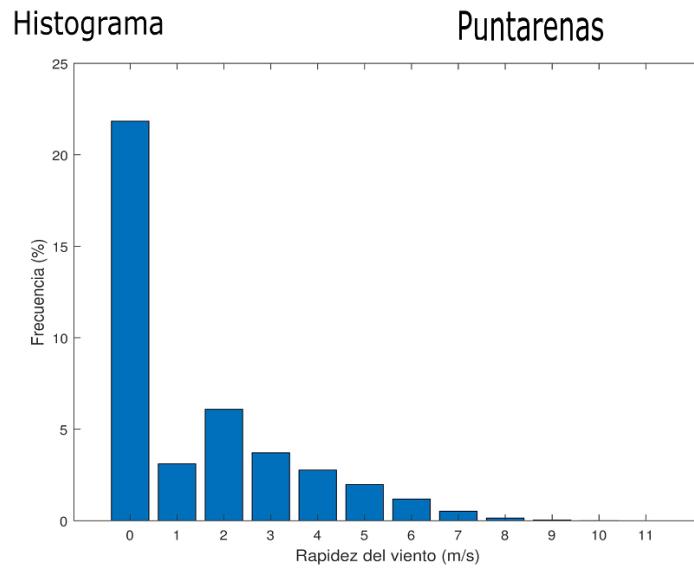


Figura B.55: Histograma de la velocidad del viento en Puntarenas.

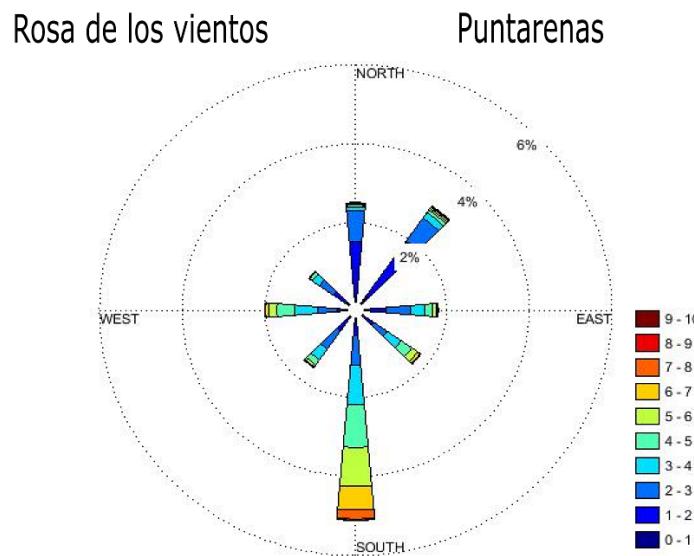


Figura B.56: Rosa de los vientos en estación Puntarenas.

La Lucha 2

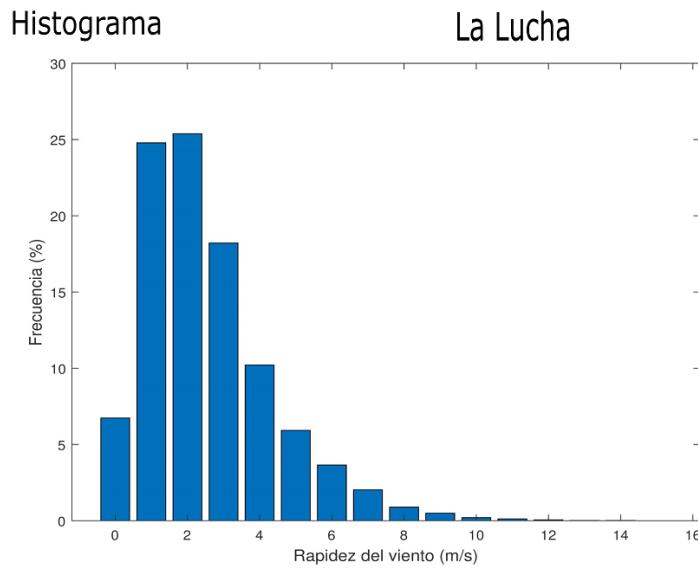


Figura B.57: Histograma de la velocidad del viento en La Lucha 2.

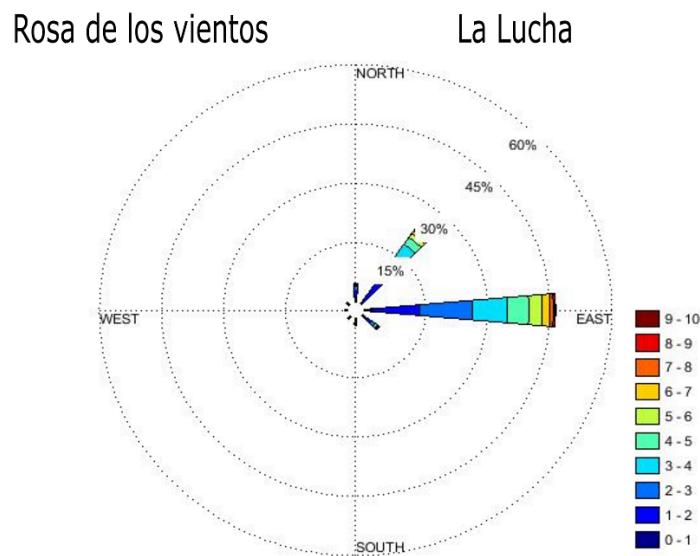


Figura B.58: Rosa de los vientos en estación La Lucha 2.

Finca Damas

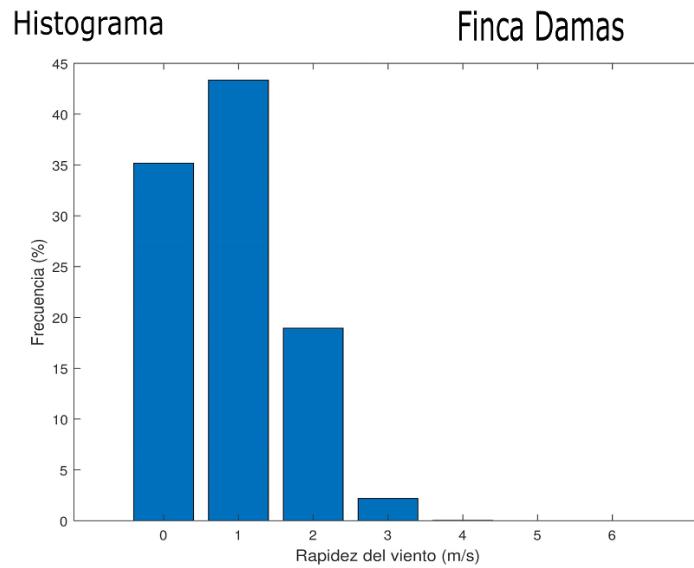


Figura B.59: Histograma de la velocidad del viento en Finca Damas.

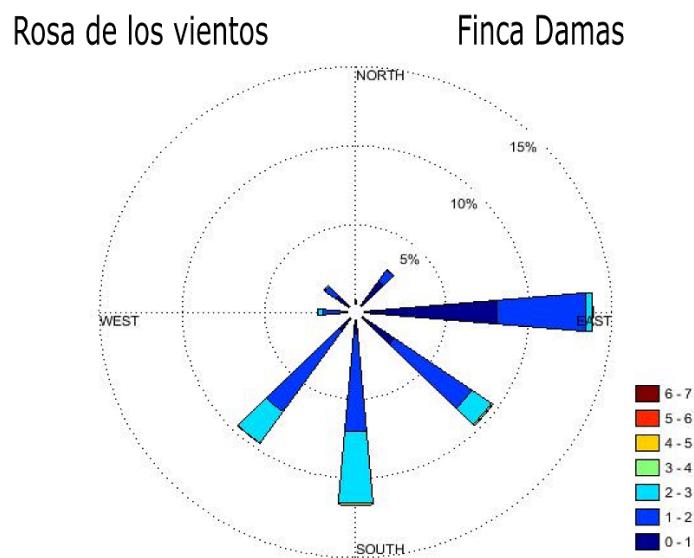


Figura B.60: Rosa de los vientos en estación Finca Damas.

Río Claro

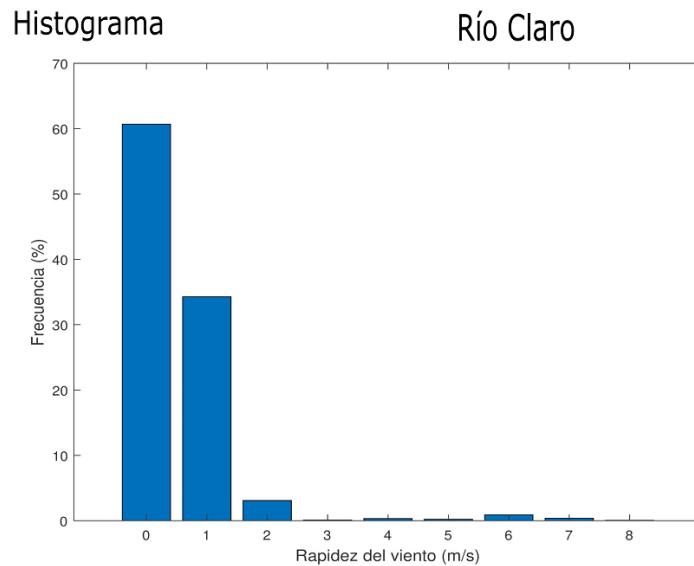


Figura B.61: Histograma de la velocidad del viento en Río Claro.

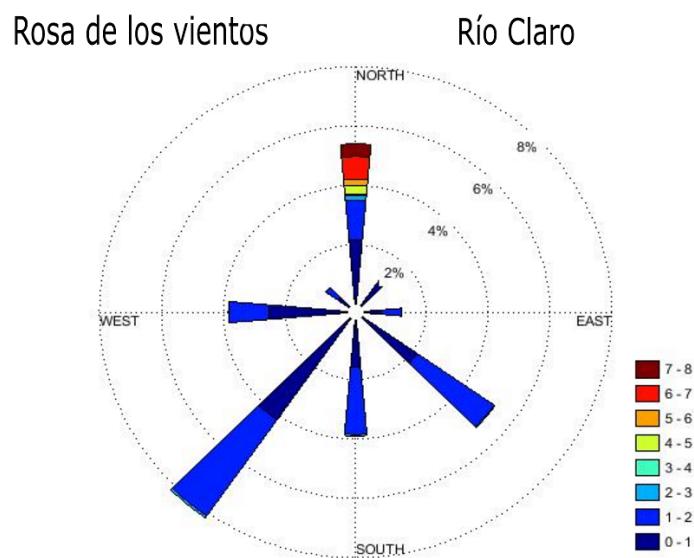


Figura B.62: Rosa de los vientos en estación Río Claro.

Las Brisas, Sabalito

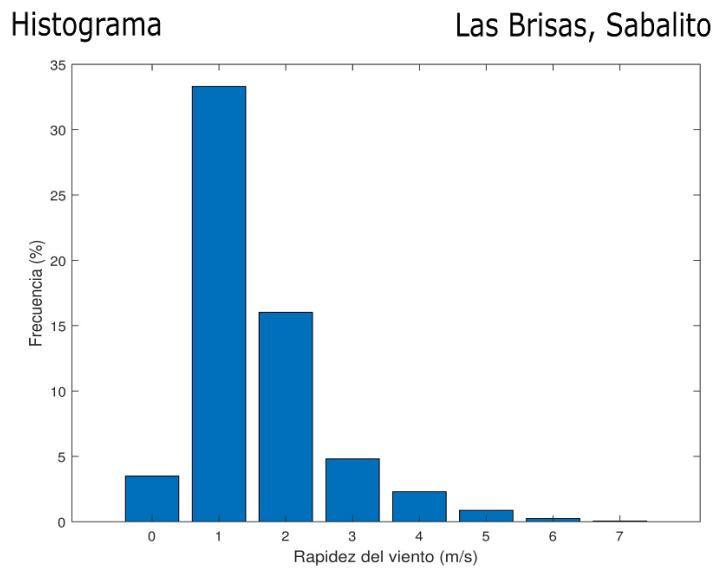


Figura B.63: Histograma de la velocidad del viento en Las Brisas, Sabalito.

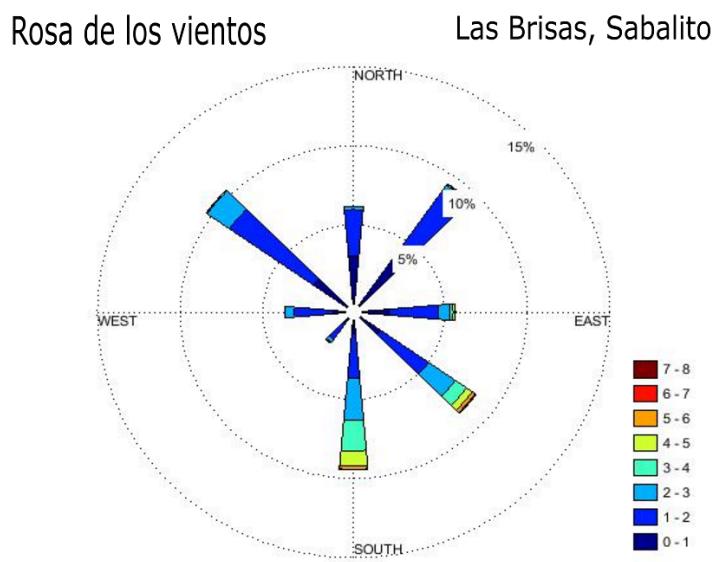


Figura B.64: Rosa de los vientos en estación Las Brisas, Sabalito.

PINDECO

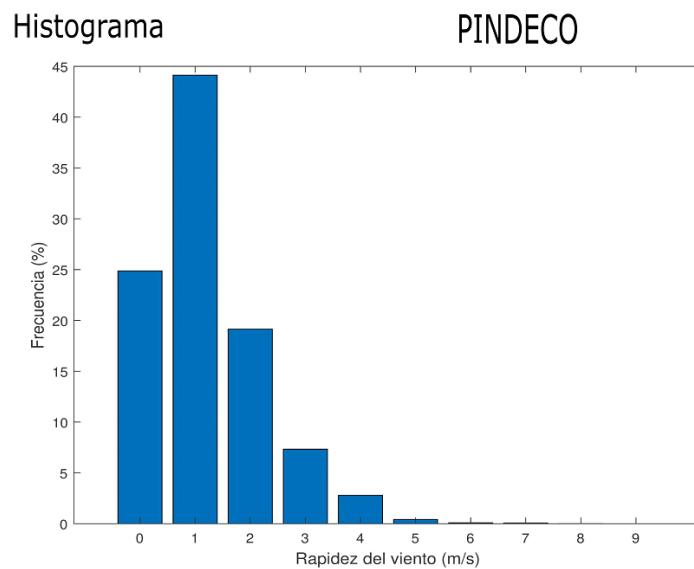


Figura B.65: Histograma de la velocidad del viento en PINDECO.

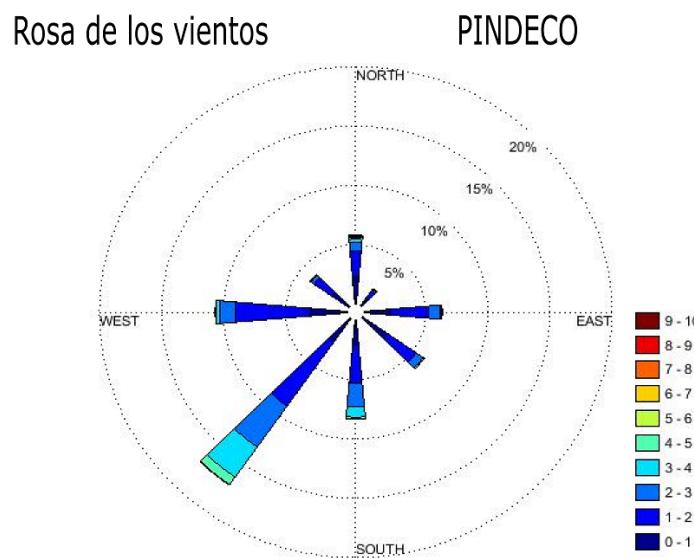


Figura B.66: Rosa de los vientos en estación PINDECO.

Montecarlo

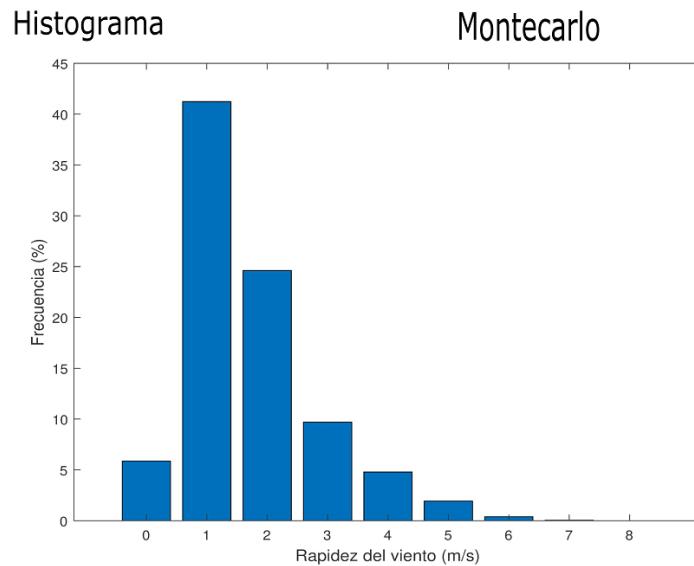


Figura B.67: Histograma de la velocidad del viento en Montecarlo.

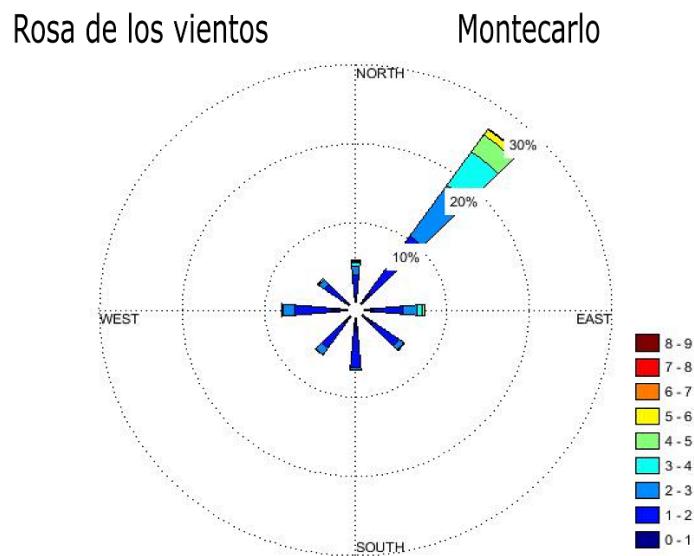


Figura B.68: Rosa de los vientos en estación Montecarlo.

Finca el Patio, Puerto Jiménez

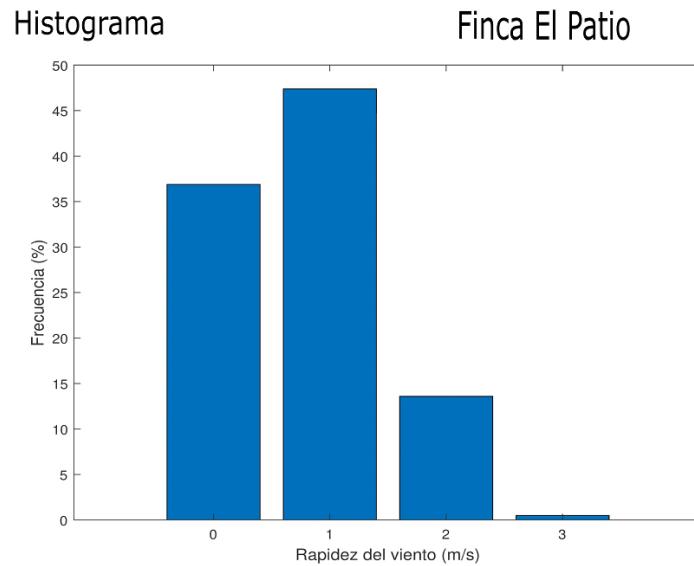


Figura B.69: Histograma de la velocidad del viento en Finca el Patio, Puerto Jiménez.

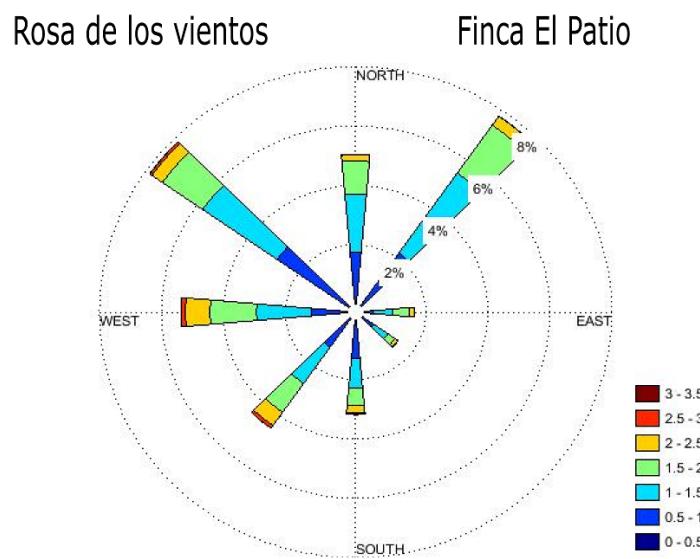


Figura B.70: Rosa de los vientos en estación Finca el Patio, Puerto Jiménez.

Laurel

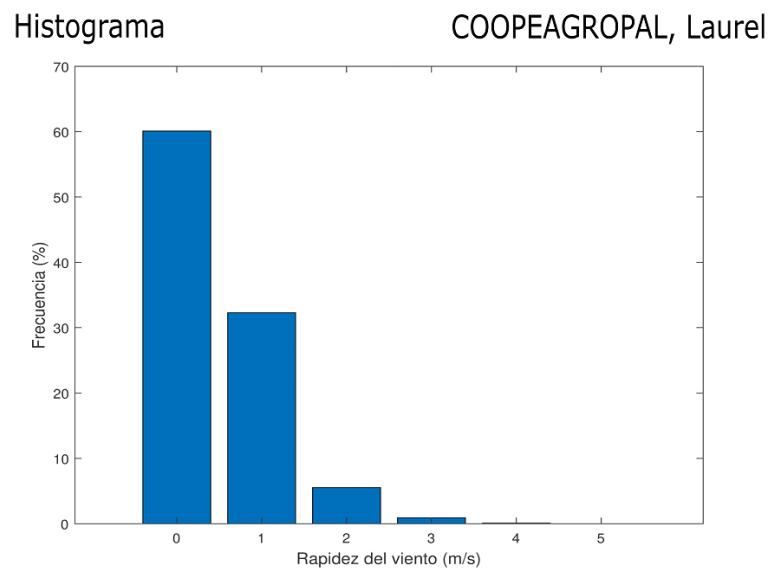


Figura B.71: Histograma de la velocidad del viento en Laurel.

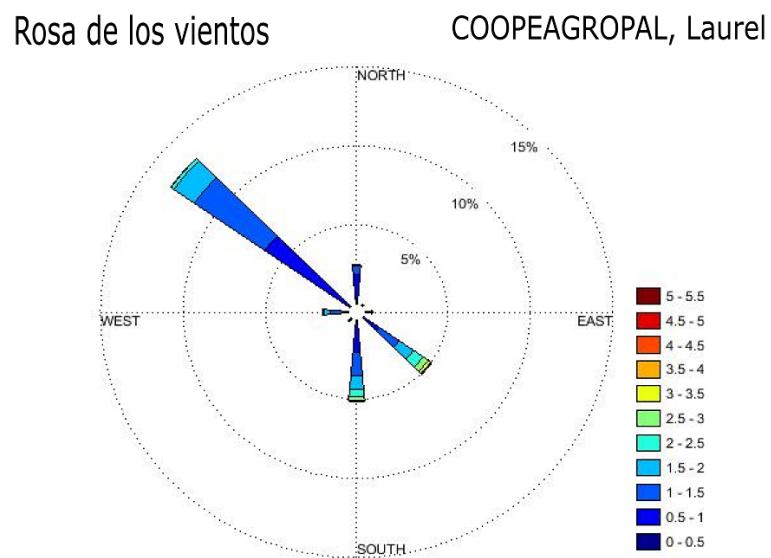


Figura B.72: Rosa de los vientos en estación Laurel.

Rancho Quemado

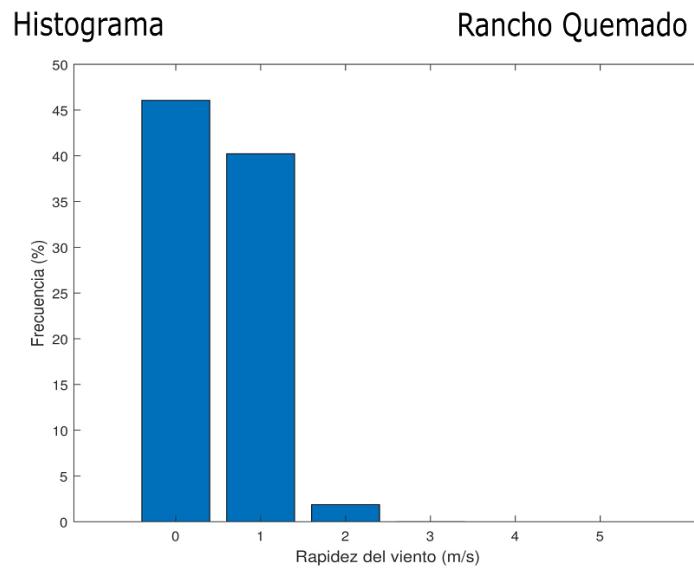


Figura B.73: Histograma de la velocidad del viento en Rancho Quemado.

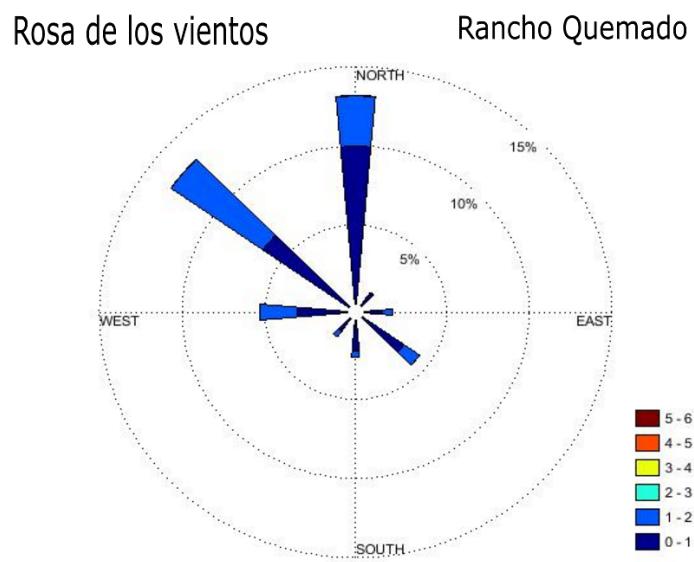


Figura B.74: Rosa de los vientos en estación Rancho Quemado.

Apéndice C

Coeficientes de sustentación y arrastre para los perfiles SG6043, NACA0012 y S809

En este apéndice se muestran las curvas de sustentación y arrastre para los perfiles SG6043, NACA0012 y S809, considerando los valores de intensidad de turbulencia 0 % y 30 %. Los números de Reynolds seleccionados son 10^5 y 5×10^5 .

Los valores de sustentación y arrastre base fueron tomados de:

- SG6043: <http://airfoiltools.com/airfoil/details?airfoil=sg6043-il>
- NACA0012: <http://airfoiltools.com/airfoil/details?airfoil=n0012-il>
- S809: <http://airfoiltools.com/airfoil/details?airfoil=s809-nr>

Se opta por presentar cada curva en un gráfico independiente para ajustar la escala en cada caso y poder apreciar mejor las diferencias de la respuesta aerodinámica para cada número de Reynolds.

SG6043

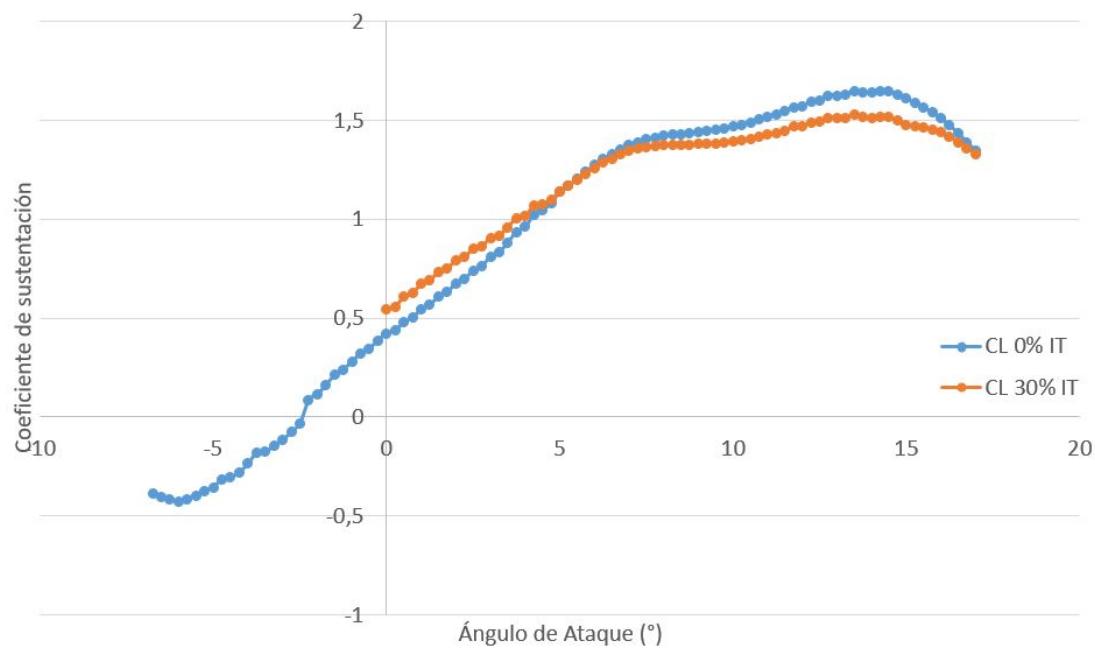


Figura C.1: Coeficiente de sustentación del perfil SG6043 para $Re = 10^5$.

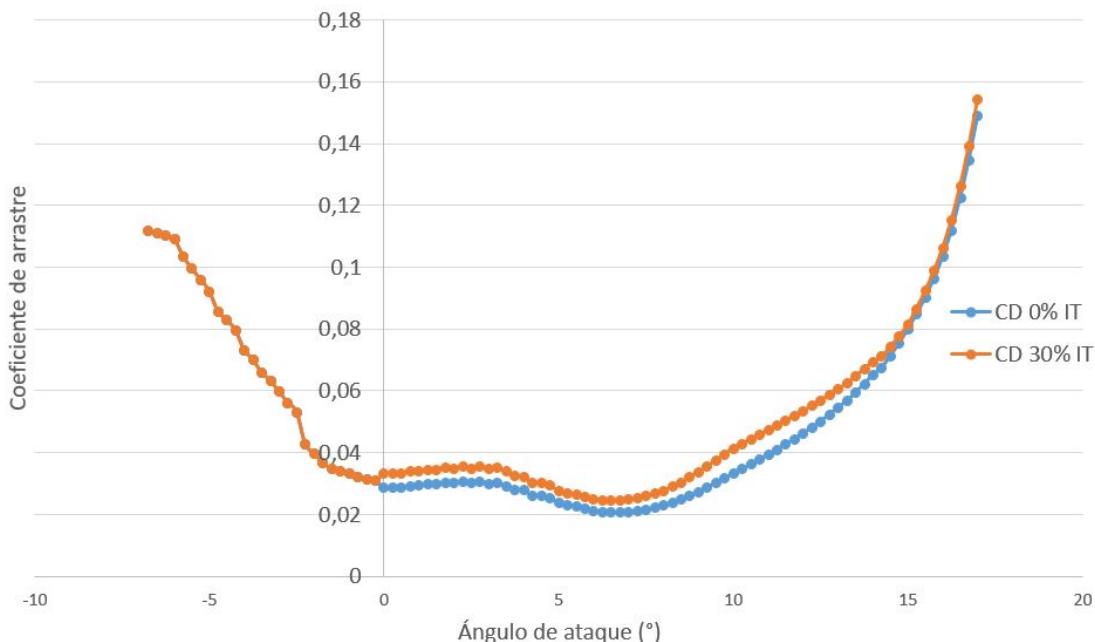


Figura C.2: Coeficiente de arrastre del perfil SG6043 para $Re = 10^5$.

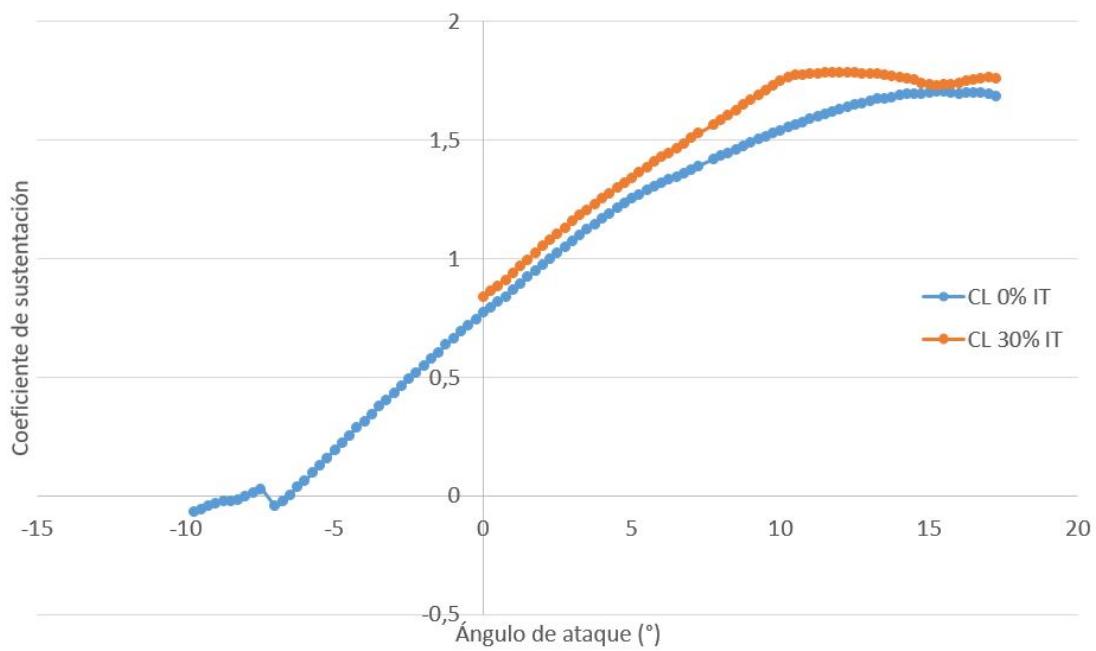


Figura C.3: Coeficiente de sustentación del perfil SG6043 para $Re = 5 \times 10^5$.

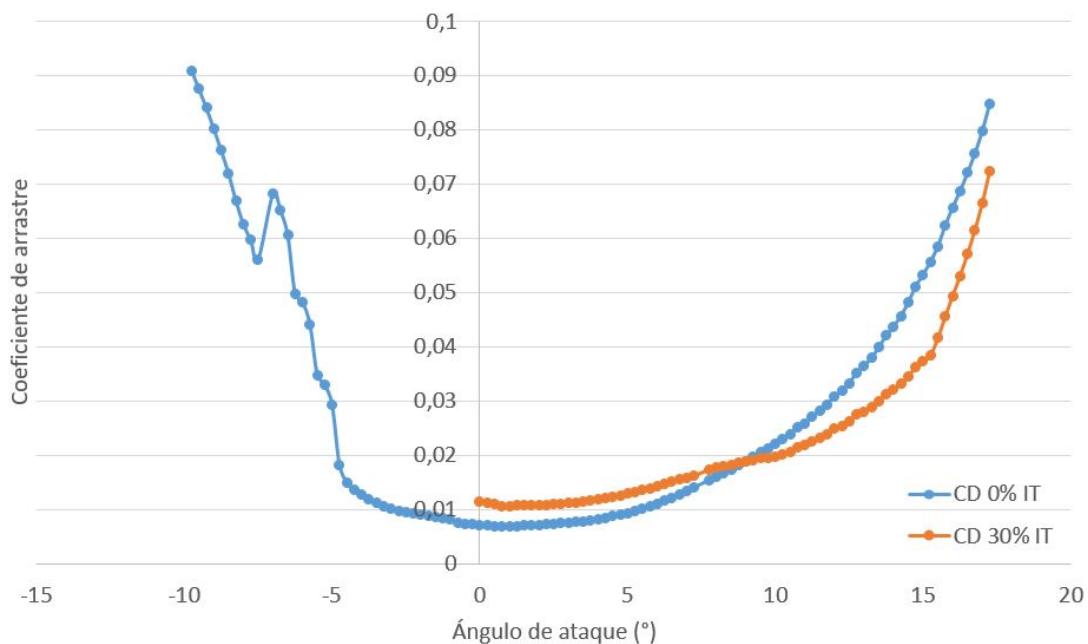


Figura C.4: Coeficiente de arrastre del perfil SG6043 para $Re = 5 \times 10^5$.

NACA0012

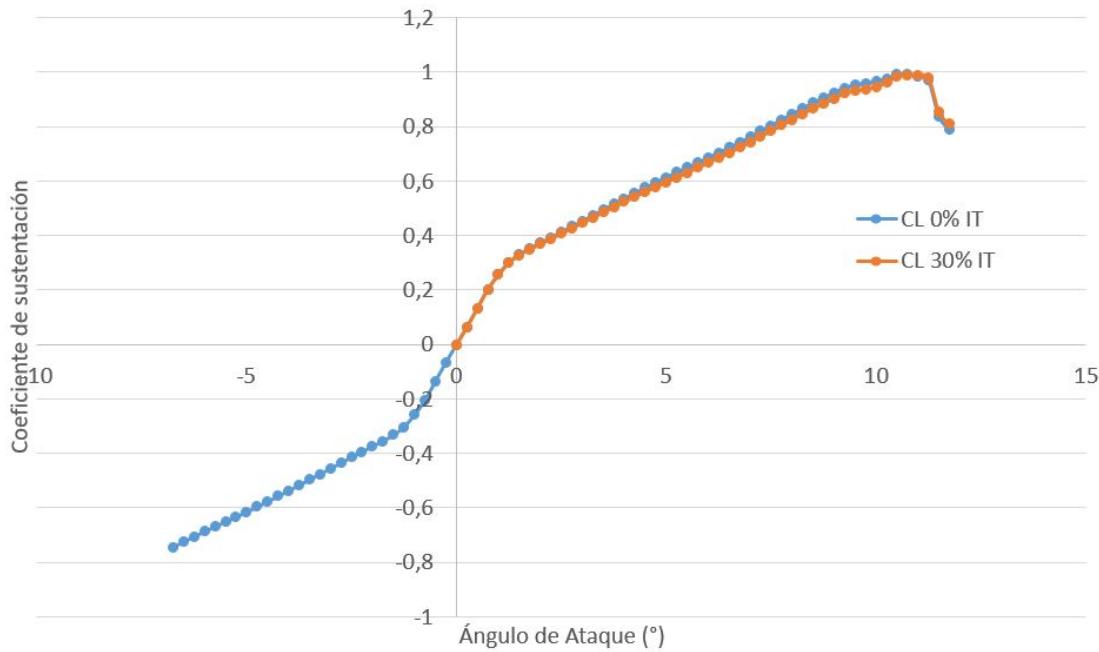


Figura C.5: Coeficiente de sustentación del perfil NACA0012 para $Re = 10^5$.

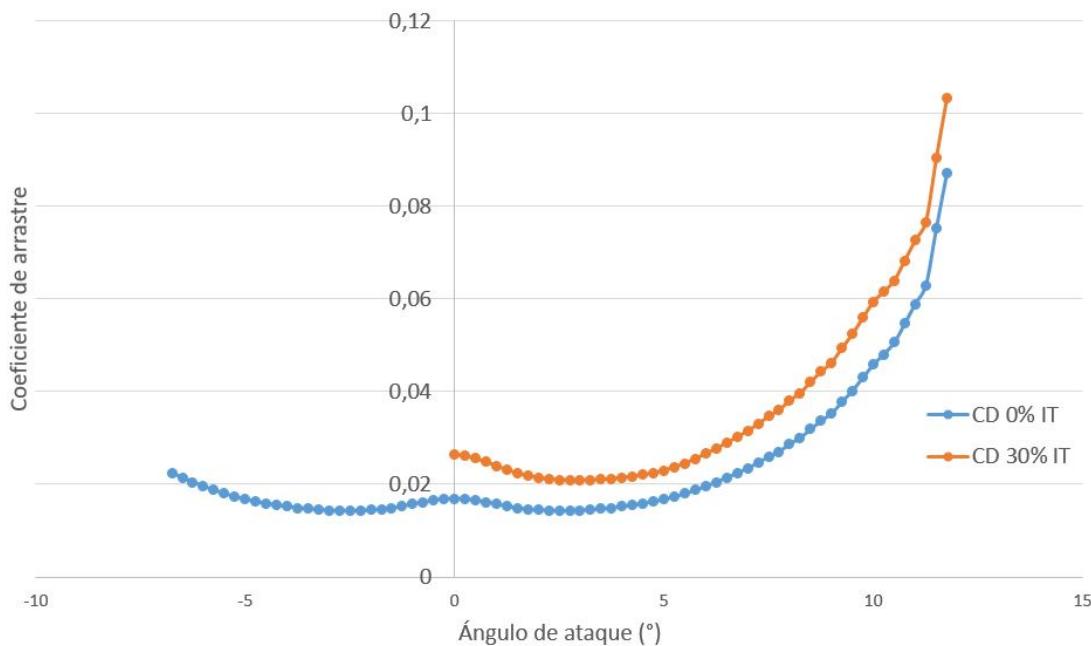


Figura C.6: Coeficiente de arrastre del perfil NACA0012 para $Re = 10^5$.

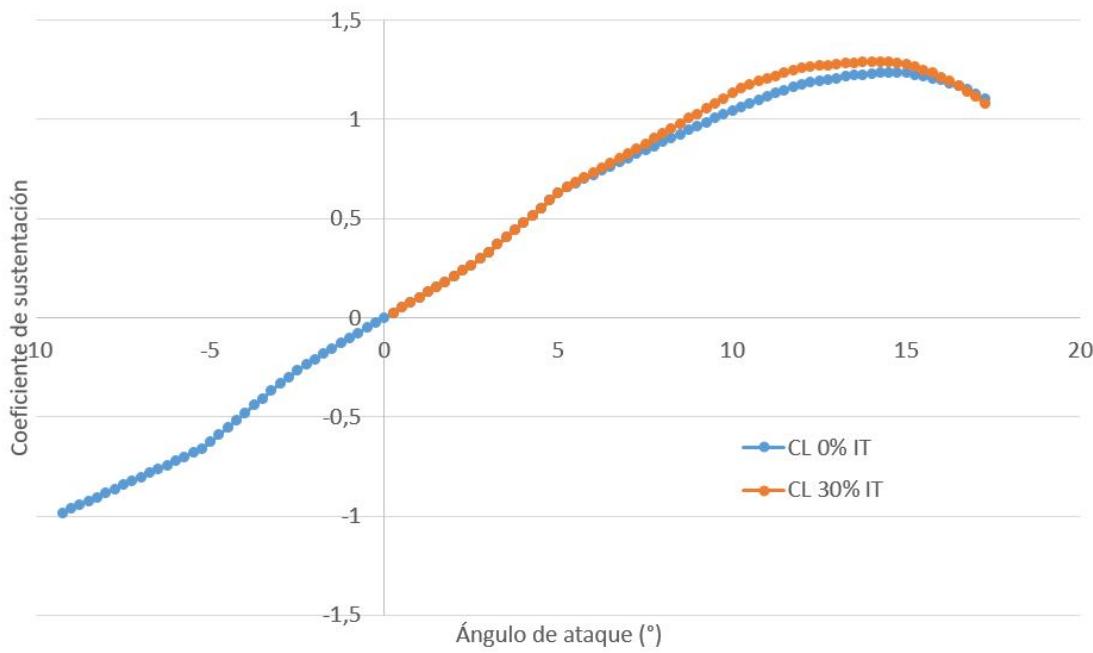


Figura C.7: Coeficiente de sustentación del perfil NACA0012 para $Re = 5 \times 10^5$.

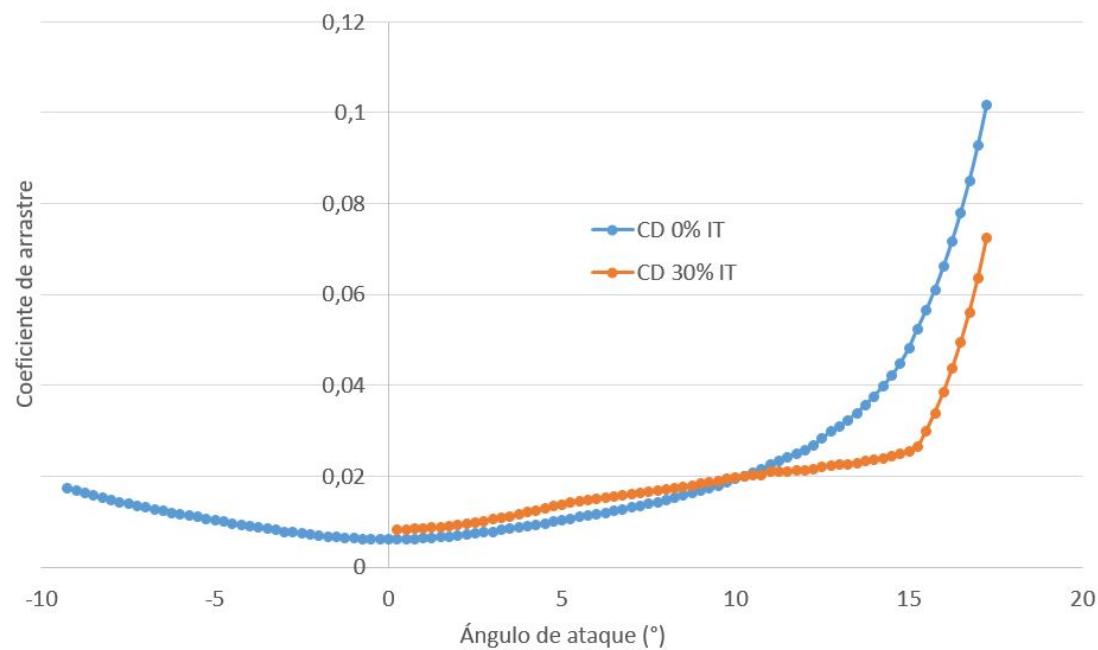


Figura C.8: Coeficiente de arrastre del perfil NACA0012 para $Re = 5 \times 10^5$.

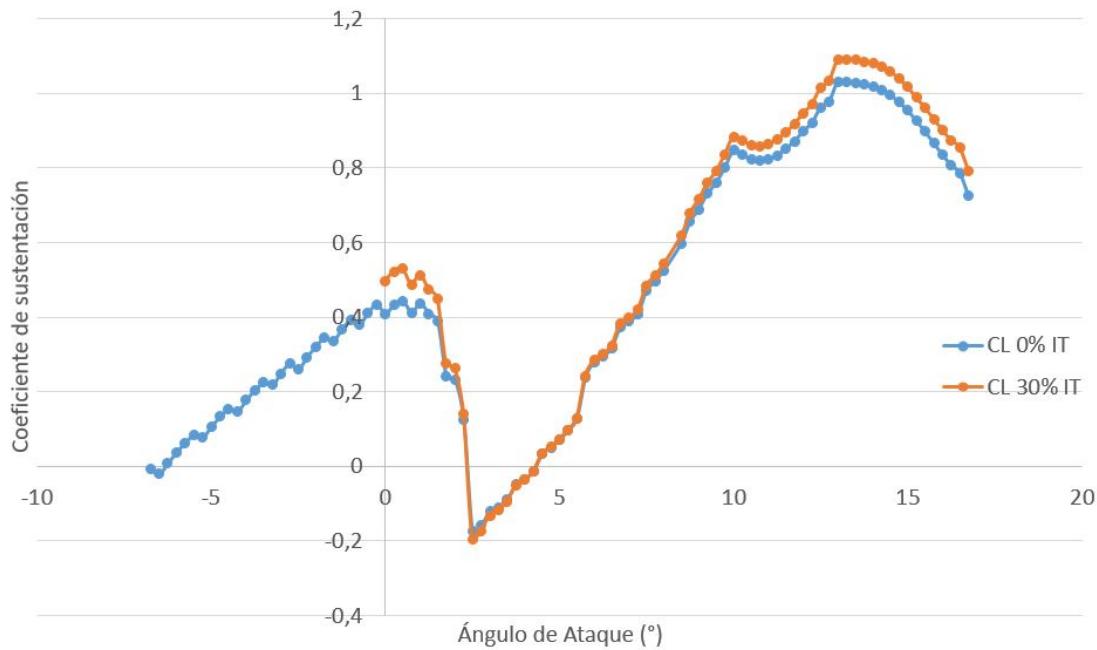
S809

Figura C.9: Coeficiente de sustentación del perfil S809 para $Re = 10^5$.

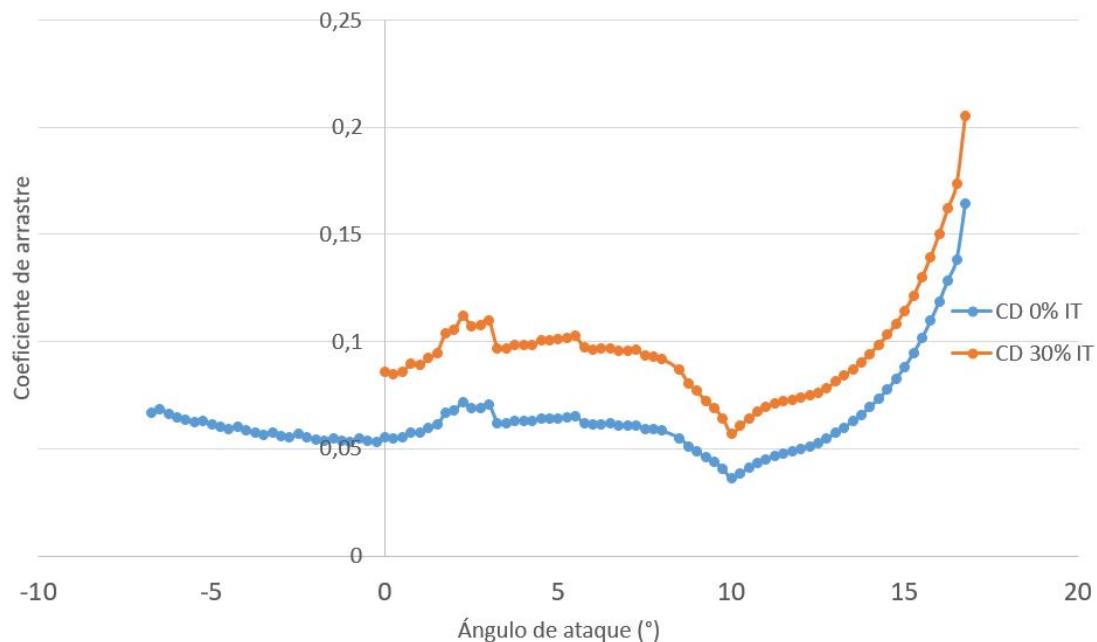


Figura C.10: Coeficiente de arrastre del perfil S809 para $Re = 10^5$.

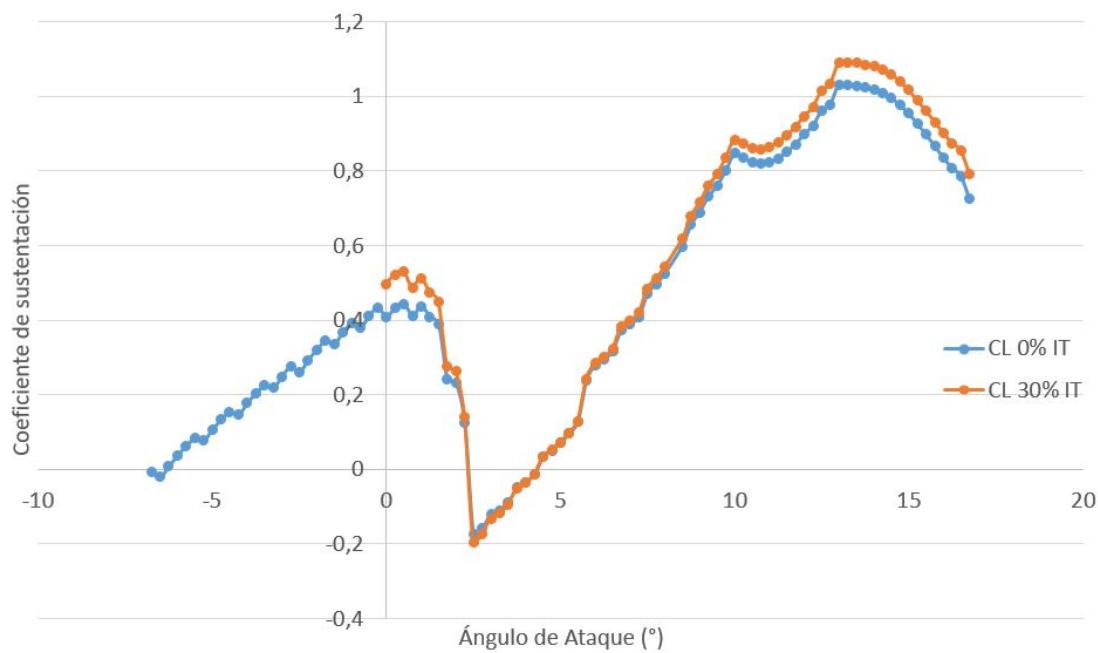


Figura C.11: Coeficiente de sustentación del perfil S809 para $Re = 5 \times 10^5$.

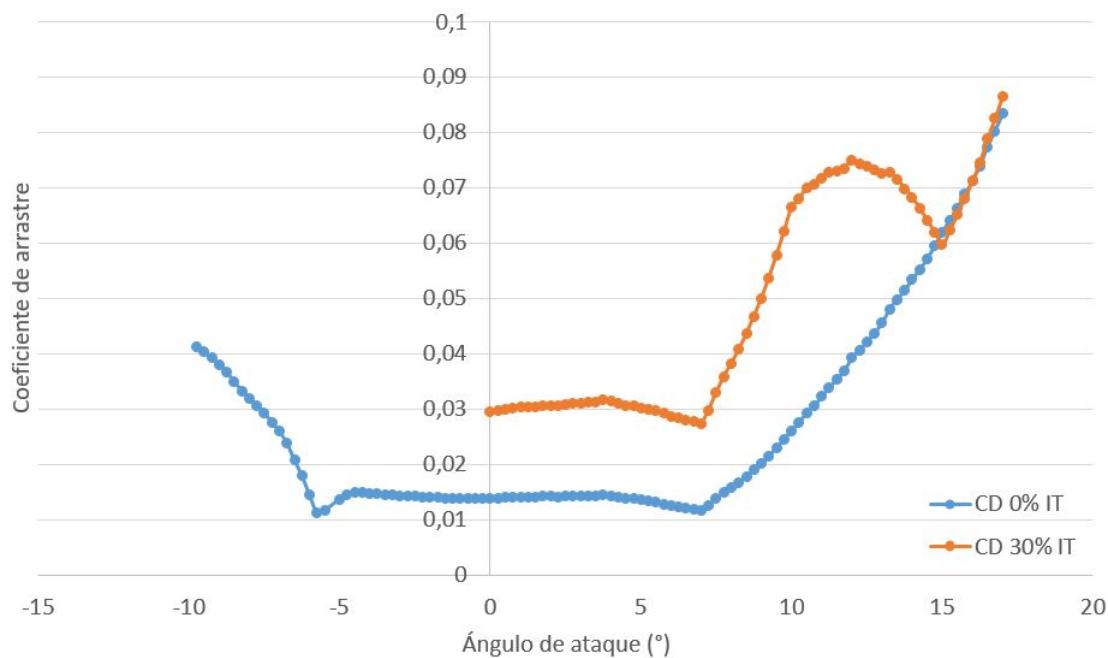


Figura C.12: Coeficiente de arrastre del perfil S809 para $Re = 5 \times 10^5$.