



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
PROGRAMA DE MAESTRÍA Y DOCTORADO EN INGENIERÍA
ENERGÍA - PROCESOS Y USO EFICIENTE DE LA ENERGÍA

CARACTERIZACIÓN DE LA INTENSIDAD DE TURBULENCIA Y
ENERGÍA CONTENIDA EN RÁFAGAS PARA APLICACIONES EN
ENERGÍA EÓLICA

T E S I S

QUE PARA OPTAR EL GRADO DE:
DOCTOR EN INGENIERÍA

PRESENTA:

M.E.R. CARLOS ALBERTO LÓPEZ VILLALOBOS

TUTOR PRINCIPAL:

DR. RAFAEL CAMPOS AMEZCUA

PROGRAMA DE MAESTRÍA Y DOCTORADO EN INGENIERÍA

COTUTOR:

DR. OSVALDO RODRÍGUEZ HERNÁNDEZ

PROGRAMA DE MAESTRÍA Y DOCTORADO EN INGENIERÍA

CIUDAD DE MÉXICO, JULIO 2019



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

JURADO ASIGNADO:

Presidente: Dr. Ramos Mora Eduardo

Secretario: Dr. Rodríguez Hernández Osvaldo

1^{er.} vocal: Dr. Campos Amezcua Rafael

2^{do.} vocal: Dr. Jaramillo Salgado Oscar Alfredo

3^{er.} vocal: Dr. Arias Montaña Alfredo

Lugar donde se realizó la tesis:

Instituto de Energías Renovables, UNAM
Temixco Morelos México

FIRMA TUTOR DE TESIS
DR. RAFAEL CAMPOS AMEZCUA

FIRMA COTUTOR DE TESIS
DR. OSVALDO RODRÍGUEZ HERNÁNDEZ

Resumen

La energía eólica aprovecha el flujo de aire para la producción de energía eléctrica, se caracteriza por ser una fuente renovable y limpia, y puede ayudar a disminuir el impacto de los combustibles fósiles al medio ambiente. Para garantizar la viabilidad de un proyecto eólico y de garantizar que la tecnología eólica puede sobrevivir dentro del ambiente del sitio, es importante, primero, llevar a cabo la caracterización del recurso eólico. La región del Istmo de Tehuantepec es el sitio con la mayor capacidad eólica instalada en México, con fuerte vientos característicos de la región.

En La Ventosa, parte de la región del Istmo de Tehuantepec, se desarrollaron campañas experimentales para caracterizar la velocidad del viento a partir de dos anemómetros ultrasónicos y un equipo de tecnología LIDAR, permitiendo consolidar una base de datos experimentales de alta frecuencia únicas para la región. En la literatura, para México, no se ha reportado el estudio del espectro de energía para la región, esto fue una motivación para analizar la densidad del espectro de energía del viento. De los resultados, se logra visualizar la zona de mínima energía, y los picos de microescala y de la escala sinóptica.

Para agregar conocimiento en el diseño estructural de turbinas de viento para una de las zonas con mayor velocidad del viento, se estudia la intensidad de turbulencia, ya que se ha reportado que es una fuente de daños por cargas por fatiga en la estructura de aerogeneradores, para esto se se compara con un modelo normal de turbulencia descrito en la IEC61400, se encontró que este modelo no representa a la condiciones meteorológicas imperantes en la región.

Se analiza el efecto del periodo de promedio bajo condiciones de atmósfera inestable en la intensidad de turbulencia, en la evaluación del recurso eólico, en las escalas integrales de longitud y escalas de tiempo y en la energía contenida en ráfagas para una atmósfera inestable. La intensidad de turbulencia en el plano horizontal es sensible al periodo de promedio, pero así no lo es para la componente vertical. Las escalas de longitud determinadas en el presente trabajo superan a los diámetros de las turbinas de pequeña capacidad. Lo que implica que llevar a cabo la evaluación del recurso eólico cada 10 minutos, es probable que se subestime estructuras turbulentas con mayor energía presentes en entornos urbanos.

La ultima parte del estudio, se enfoca a analizar la energía contenida (GEC) y el exceso de energía contenida (EEC) en ráfagas. Para las escalas de tiempo donde un aerogenerador de

pequeña escala opera, al analizar los efectos del tiempo promedio, EEC y GEC se encuentra que para el tiempo promedio de un minuto, puede ser una mejor manera de llevar a cabo la evaluación del recurso eólico, el cual disminuye la sobre estimación del recurso eólico. De los estudios del coeficiente de energía en ráfagas (GEC) y el exceso de energía contenida (EEC) en ráfagas se concluye que una gran parte de la energía disponible en ráfagas esta siendo subestimada en la evaluación del recurso eólico y que una parte de esta energía podría ser capturada.

*Yo nací en una cuna de papel,
envuelto con pañales de crepé,
luz y sombras me rodearon,
nacieron en mí honor grandes deseos,
aunque no alcance laureles,
alcance a ser lo que soy.*

Valdemar López Enriquez

Agradecimientos

Quiero agradecer a mis hermanos, Valdemar, Enriqueta y Ulises, por el continuo apoyo y consejos. A mis padres, Valdemar y María Guadalupe, por ser la base de lo que soy ahora, por los años de esfuerzo y trabajo duro que me demostraron y me enseñaron.

Quiero agradecer a mi novia, Dulce Ruiz, por el amor y apoyo incondicional que siempre me ha dado, te estoy agradecido por hacer mis días más felices.

Quiero agradecer a la familia Campos Vázquez, a Rafael, Edna, María Inés y José Manuel, en especial a Rafael, mi tutor, ya que me brindó apoyo que me permitió continuar con mis estudios de postgrado, es algo de lo que estoy muy agradecido.

Quiero agradecer a Osvaldo Hernández, ya que sus consejos y guía al final de mi proyecto fueron de mucha ayuda. Quiero agradecer al técnico académico Guillermo Hernández Cruz por su valiosa colaboración en una etapa temprana pero crucial para mi proyecto de doctorado; su experiencia fue fundamental para el desarrollo técnico de mi investigación. Además, agradezco a los doctores Eduardo Ramos, Alfredo Arias y Oscar Jaramillo por sus comentarios y observaciones durante el desarrollo del presente trabajo.

Quiero agradecer a mis amigos del cubo 30, Isaias Moreno, Rodolfo Perez y Carlos Arreola, por los momentos de distracción y platicas muy entretenidas, hicieron que el estrés fuera menos durante el desarrollo de la tesis. Así mismo, le agradezco al buen amigo Jesús Monjardín por la buena amistad.

Quiero agradecer al Instituto de Energía Renovables de la Universidad Nacional Autónoma de México (IER-UNAM) por darme cobijo en sus instalaciones y así poder alcanzar un objetivo profesional y un logro personal. Quiero agradecer al Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología (CONACYT) por el apoyo económico, con número de beca 460098, otorgado para mis estudios de doctorado. Sin este apoyo hubiese sido imposible pensar en continuar con mi crecimiento profesional. Quiero agradecer al proyecto 272063 "Fortalecimiento del campo de Energía Eólica en el Programa de Doctorado en Ingeniería Campo de conocimiento en Energía con sede en el Instituto de Energías Renovables de la Universidad Nacional Autónoma de México" por el apoyo otorgado al desarrollo de la presente tesis.

Contenido

Resumen	I
Lista de Figuras	IX
Lista de Tablas	XIII
Introducción	1
Objetivo general	1
Objetivos específicos	1
1. Revisión bibliográfica y descripción matemática de los modelos físicos	5
1.1. Revisión bibliográfica	5
1.1.1. Aprovechamiento de la energía eólica a nivel internacional y en México	5
1.1.2. Espectro de la velocidad del viento	7
1.1.3. Modelo normal de turbulencia e intensidad de turbulencia	9
1.1.4. Efecto del periodo de promedio	11
1.1.5. Exceso de energía contenido en ráfagas	12
1.2. Descripción matemática de los modelos físicos	13
1.2.1. Espectro de la velocidad del viento	13
1.2.2. Intensidad de la turbulencia del viento	17
1.2.3. Estabilidad atmosférica	21
1.2.4. Función de distribución de velocidades	28
2. Mediciones en sitio y procesamiento de datos	31
3. Estudio del comportamiento del viento en la región de La Ventosa	37
3.1. Escalas atmosféricas y espectro de energía en La Ventosa, Oaxaca	37
3.2. Intensidad de la turbulencia del viento en La Ventosa, México	43
3.2.1. Extrapolación por ley de potencia	43
3.2.2. Caracterización de la intensidad de turbulencia	45
3.3. Efecto del periodo de promedio en el análisis...	54
3.3.1. Efecto del promedio en la intensidad de turbulencia	55
3.3.2. Evaluación del recurso eólico	59

3.3.3.	Escalas de turbulencia: efecto del periodo de promedio	69
3.3.4.	Coefficiente de energía en ráfagas (GEC) y exceso de energía contenida (EEC)	71
3.3.5.	Energía contenida en ráfagas y su relación con la intensidad de la turbulencia	74
	Conclusión	79
	Referencias	81

Lista de Figuras

1.1.	Capacidad instalada de energía eólica en México, 2018. Adaptada de la Asociación Mexicana de Energía Eólica (AMDEE) [5]	6
1.2.	Espectro de energía de la velocidad del viento cerca del suelo de Van der Hoven (1957). Adaptada de B. A. Harper et al. [22].	8
1.3.	Método para calcular la autocorrelación. Adaptada de P. K. Kundu et al. [56]	16
1.4.	Función de autocorrelación y la escala de longitud integral. Adaptada de P. K. Kundu et al. [56]	16
1.5.	Ilustración de una ráfaga: a) amplitud, b) tiempo de subida, c) variación máxima de la ráfaga y d) el lapso de ráfaga. Adaptada de J. F. Manwell et al. [60]	20
1.6.	Estabilidad estática atmosférica: condiciones inestables y estables. Adaptada de R. B. Stull [16]	25
2.1.	Fotografía de torre anemométrica, de 43 m de altura, ubicada en La Ventosa, Oaxaca.	31
2.2.	Equipos de medición del viento, adquisición y comunicación remota	32
2.3.	La rosa de los vientos muestra que la velocidad y la dirección del viento se distribuyen predominantemente hacia la dirección norte y noroeste-noroeste (N-NNW).	34
2.4.	Velocidad promedio mensual del viento en La Ventosa, Oaxaca, México para una altura de 40 m para el periodo Agosto del 2017 a Julio del 2018	35
3.1.	Velocidad mensual máxima del viento en La Ventosa, Oaxaca, México para una altura de 40 m para el periodo agosto del 2017 a julio del 2018. Se observa que para el mes de Enero ocurre la velocidad máxima del viento, con velocidades iguales a un huracán de categoría 1, además las barras muestran una dispersión considerable de los datos, el valor máximo de la barra presenta valores de velocidades de viento superiores a los otros meses.	38
3.2.	Espectro de energía de la velocidad del viento del mes de Enero del 2018 para una altura de 40 metros. Se visualiza 3 picos característicos en periodos al rededor de los 2 días, 19 horas y alrededor de los 5 minutos, zonas que caracterizan este tipo de espectros: escalas sinópticas, mesoescala y microescala.	39

-
- 3.3. Espectro de energía de la velocidad del viento para el periodo de septiembre del 2017 a enero del 2018 para una altura de 40 metros. se observa el espectro de energía con las zonas a microescala y brecha de energía claramente definidas, así como los efectos diurnos a las 12 horas y otro pico más que corresponde al periodo de 24 días. Existen otros dos picos claramente definidos a los 14 días y a los 5 días. 40
- 3.4. Ejemplo ilustrativo de la variación de la cizalladura del viento con la hora del día en La Ventosa, Oaxaca, México. Periodo presentado del 9 al 10 de octubre de 2017. 44
- 3.5. Variación por hora del exponente de cizalladura del viento para un día típico en La Ventosa, Oaxaca, México. 44
- 3.6. Distribuciones de frecuencia de velocidad del viento a partir de diferentes mediciones de datos y datos extrapolados de 75 m de altura en La Ventosa, Oaxaca, México. 45
- 3.7. Intensidad de turbulencia, σ/\bar{U} , variación a través de alturas medidas: 17.5 y 40 m. 46
- 3.8. La grafica de caja con NTM usando $I_{15} = 0.18$ (línea azul) para datos medidos a 17.5 m de altura. La forma de diamante ubicada dentro de la caja muestra el valor de intensidad de turbulencia promedio, y el histograma representa la distribución de frecuencia de la velocidad del viento. 47
- 3.9. La grafica de caja con NTM usando $I_{15} = 0.18$ (línea azul) para datos medidos a 40 m de altura. La forma de diamante ubicada dentro de la caja muestra el valor de intensidad de turbulencia promedio, y el histograma representa la distribución de frecuencia de la velocidad del viento. 47
- 3.10. La grafica de caja con NTM usando $I_{15} = 0.18$ (línea azul), datos sin procesar (puntos rojos) y la distribución de probabilidad superpuesta, a una altura de 40 m. 48
- 3.11. La grafica de caja con NTM usando $I_{15} = 0.18$ (línea azul), datos sin procesar (puntos rojos) y la distribución de probabilidad superpuesta a una altura de 17.5 m. 48
- 3.12. Estimación de la intensidad de turbulencia característica I_{15} utilizando la extrapolación de un ajuste lineal para medir la desviación estándar frente a los datos de velocidad media del viento (componente longitudinal) a alturas de 17,5 y 40 m durante un tiempo promedio de 10 minutos. El ajuste lineal se ajusta a la ecuación lineal $I_{15} = (K_0/15) + k1$. (a) $K_0 = 0.0$, $K_1 = 0.18$, $I_{15} = 0.181$ y $r = 0.952$ y (b) $K_0 = 0.0$, $K_1 = 0.1693664$, $I_{15} = 0.17$ y $r = 0.9487$ 50
- 3.13. Grafica de caja con el modelo NTM de IEC61400-1 utilizando diferentes clases para datos extrapolados a 75 metros de altura. La forma de diamante ubicada dentro de la caja muestra el valor de intensidad de turbulencia promedio, y el histograma representa la distribución de frecuencia de la velocidad del viento. 51
-

3.14. Diagrama de caja con el modelo NTM de IEC61400-1 que usa diferentes clases para datos LIDAR medidos a 75 metros de altura. La forma de diamante ubicada dentro de la caja muestra el valor de intensidad de turbulencia promedio, y el histograma representa la distribución de frecuencia de la velocidad del viento.	52
3.15. Efecto de dos edificios en la velocidad del viento	54
3.16. Comportamiento de la intensidad de turbulencia longitudinal para diferentes clasificaciones de estabilidad atmosférica para una altura de 17.5 metros. . .	56
3.17. Comportamiento de la intensidad de turbulencia lateral para diferentes clasificaciones de estabilidad atmosférica para una altura de 17.5 metros.	57
3.18. Comportamiento de la intensidad de turbulencia vertical para diferentes clasificaciones de estabilidad atmosférica para una altura de 17.5 metros.	58
3.19. Función Weibull y curva de potencia del aerogenerador West wind de 3 kW de eje horizontal con un diámetro de 3.7 metros.	61
3.20. Función de densidad de probabilidad de Weibull (línea) y punto medio de clase(punto rojo)	63
3.21. Función de densidad de probabilidad de Weibull (línea) y punto medio de clase(punto rojo)	64
3.22. Curvas de potencia para los diferentes aerogeneradores de pequeña capacidad para los ejes vertical y horizontal	66
3.23. Producción de energía de aerogeneradores para 40 metros de altura sobre el suelo.	67
3.24. Comparación de los promedios con los datos de 1 segundo en la producción de energía del aerogenerador	68
3.25. Correlogramas para un minuto para un periodo de tiempo de 1 hora. La Línea roja es el promedio para ese conjunto de correlogramas	70
3.26. Autocorrelación promedio para diferentes periodos de promedio	70
3.27. Coeficiente de energía en ráfagas para diferentes periodos de promedio para una altura de 17.5 metros	72
3.28. Exceso de energía contenida en ráfagas para diferentes periodos de promedio para una altura de 17.5 metros	73
3.29. Gráfica de dispersión del exceso de energía contenida en ráfagas y la intensidad de turbulencia, la ecuación 3.9 es graficada (línea sólida azul) para diferentes periodos de promedio para una altura de 17.5 metros	75

Lista de Tablas

1.1.	Definición de escalas atmosféricas [17]	8
1.2.	Parámetros básicos para las clases de aerogeneradores [9].	18
1.3.	Estratificación atmosférica	27
1.4.	Clasificación de estabilidad exponencial de cizalladura del viento [63].	28
2.1.	Parámetros estadísticos de los dos anemómetros ultrasónicos (1 Hz) y el LI-DAR [†] (0.06 Hz).	35
3.1.	Parámetro propuesto exponente de cizalladura del viento.	45
3.2.	Valores calculados de I_{15} para diferentes intervalos de velocidad promedio del viento (frecuencia de muestreo de 1 Hz).	49
3.3.	Factores de forma (k) y escala (c) de la función de Weibull, el valor promedio (μ) y el valor de la desviación estándar (σ) de la velocidad del viento.	60
3.4.	Datos de correlación	62
3.5.	Característica de los aerogeneradores	65
3.6.	Escalas integrales de tiempo y de longitud	71

Introducción

En energía eólica, se aprovecha la energía cinética contenida en el viento a través de dispositivos rotativos llamados aerogeneradores. Estos dispositivos transforman la energía del viento en energía mecánica y finalmente en energía eléctrica. Estos pueden variar en tamaño en función de la disponibilidad del recurso eólico. Los grandes dispositivos se encuentran en terrenos abiertos, con alturas superior a 80 metros y con diámetros de rotor por encima de los 80 metros. Existen otros dispositivos más pequeños que tienen diámetros menores a los 10 metros, que usualmente se encuentran instalados en entornos urbanos para aprovechar vientos localizados que se caracterizan por ser altamente turbulentos y con presencia de ráfagas.

El viento presenta un comportamiento aleatorio que causa cargas dinámicas en el aerogenerador, las cuales podrían poner en riesgo la integridad estructural de la misma. Existen diferentes mecanismos que provocan que la atmósfera tenga un comportamiento turbulento o inestable, por ejemplo, el calentamiento de la superficie de la tierra que provoca plumas térmicas, o los efectos de la cizalladura del viento. Esto implica que la turbulencia sea el resultado de que la atmósfera intenta deshacer la causa de la inestabilidad, por lo tanto, se genera turbulencia a diferentes escalas, variando desde varios kilómetros hasta algunos milímetros, que finalmente se disipa en forma de calor.

Una forma de caracterizar a la turbulencia es a partir de la intensidad de turbulencia, esta depende, entre otros factores, de la rugosidad del terreno, presentando diferentes valores para zonas con diferentes características como: altos follajes, topografías accidentadas o en un ambiente urbano; así mismo, serán diferentes los patrones de la velocidad del viento. Los aerogeneradores pequeños que son instalados en zonas urbanas están sometidos a cargas dinámicas, originadas por fluctuaciones rápidas del viento, conocidas como ráfagas. La presencia de obstáculos en el paso del flujo de aire tiene como consecuencia que el recurso eólico en un ambiente urbano sea mucho menor, sin embargo, existe la posibilidad de capturar aceleraciones del viento provocadas por edificaciones contiguas (efecto Venturi), así como vientos localizados debido a puntos de calor que provocan efectos convectivos debido a la acción de vientos boyantes. La energía contenida en estas ráfagas pueden ser aprovechadas a partir del control dinámico o control de rastreo de ráfagas, que pueden cumplir un doble propósito: proteger a la turbina de viento y aprovechar la energía contenida en estas ráfagas.

Desde la perspectiva de planeación de proyectos eólicos, es importante primero conocer qué

tipo de sitio es: entorno urbano, complejo o abierto. Esto con la finalidad de seleccionar la turbina de viento que mejor se ajusta a las características orográficas. Además, es necesario llevar a cabo la evaluación del recurso eólico, que involucra: selección del sitio, adquisición de equipo especializado (torres, anemómetros, sistemas de adquisición, etc.), definición de frecuencias de muestreo y la velocidad de almacenamiento de datos, entre otras cuestiones técnicas como el de acceso a la información almacenada, así como el resguardo de los equipos de medición. Una vez adquirida la información, se procede al análisis estadístico de las velocidades de viento, y a partir de lo anterior, decidir la viabilidad de instalar turbinas de viento en el sitio, así como para determinar si el aerogenerador podría sobrevivir bajo las condiciones meteorológicas del sitio. Esta información, es útil para etapas tempranas del diseño de aerogeneradores por cargas extremas, cargas por fatiga, entre otros casos de cargas.

En este trabajo de tesis se estudió la región de La Ventosa, Oaxaca, a partir de anemómetros ultrasónicos de alta resolución a dos alturas, 17.5 y 40 metros. Además se utilizó un equipo con tecnología LIDAR para medir los parámetros del viento simultáneamente a diez alturas diferentes. Usualmente, para aplicaciones en energía eólica, se recomienda que tanto la frecuencia de muestreo y la frecuencia con la que se guarda la información sea cada segundo y promedios cada 10 minutos, respectivamente. Esta recomendación es a partir del espectro de densidad de energía del viento de Van der Hoven, en el cual aparece una brecha espectral centrada a 1 hora, el cual es una región de mínima energía o variabilidad del viento. A pesar de que la región de La ventosa es una de las zonas con la mayor capacidad eólica instalada en el país, aún se requieren estudios para caracterizar el comportamiento del viento en la zona.

Se obtuvo un espectro de densidad de energía de la región de La Ventosa. Para esto, se analizaron dos casos de estudio: para un mes y para un año completo. Se seleccionó el mes enero debido a que se registró la máxima velocidad del viento. Para el caso del mes de enero, se visualiza 3 picos característicos en periodos al rededor de 2 días, 19 horas y 5 minutos. Además, se visualiza claramente la brecha espectral, la zona de mínima energía. Para los datos de 12 meses, se identificó las zonas de microescala y la brecha de energía, así como los efectos diurnos a las 12 horas y otro pico más que corresponde al periodo de 24 días. Este estudio mostró el comportamiento a lo largo del tiempo de la variación del recurso local y se encontró cómo es la influencia de las características topográficas locales con comportamientos meteorológicos a gran escala.

Se caracterizó la intensidad de turbulencia a partir de los datos medidos por los dos anemómetros ultrasónicos y la tecnología LIDAR. Los resultados fueron comparados con el modelo normal de turbulencia (NTM) definido en la norma IEC61400 para el diseño de cargas por fatiga en aerogeneradores. El análisis se realizó para una altura de 75 metros que coincide con la altura más común del cubo de los aerogeneradores. Se propone clasificar el exponente de cizalladura de la ecuación de ley de potencia en términos de la estabilidad atmosférica y luego calcular un valor promedio del exponente para ser utilizado en la extrapolación por la ley de potencia. Para calcular la intensidad de la turbulencia longitudinal, se asumió que

la dirección del viento a 75 metros es igual a la de un anemómetro instalado a una altura de 40 metros. Los resultados se comparan con los datos medidos por el LIDAR. Además, para estudiar si es posible realizar un diseño estructural de un aerogenerador utilizando datos extrapolados, se calculó el modelo NTM para grandes aerogeneradores utilizando datos extrapolados. Los resultados fueron comparados calculando el modelo NTM utilizando los datos medidos con el LIDAR.

Finalmente, es importante mencionar que no todas las escalas de turbulencia son importantes en aplicaciones de energía eólica, ya que depende de las dimensiones de la turbina. Desde un punto de vista de cargas aerodinámicas, un remolino de escala de longitud integral de 50 metros no presenta mayor problema para aerogeneradores de gran capacidad con diámetros por encima de los 80 metros, pero sí para aerogeneradores de pequeña capacidad con diámetros menores a los 10 metros. Además, se ha reportado que la intensidad de turbulencia tiene un impacto considerable en la producción de energía de turbinas. Entonces, para llevar a cabo la evaluación del recurso eólico, ¿cuál es la influencia de la selección del periodo de promedio? Para responder a esta pregunta se estudió la influencia del periodo de promedio en los valores de intensidad de turbulencia y en la evaluación del recurso eólico. Así mismo, se cuantificó el exceso de energía contenido en las ráfagas a través de un modelo reducido y se vinculó con la intensidad de turbulencia. El modelo reducido presentó un comportamiento de intensidad de turbulencia cuadrático que se ajusta de manera adecuada con los datos medidos.

Objetivo general

Caracterizar y analizar la intensidad de turbulencia, la energía contenida en ráfagas y el comportamiento de estas variables a distintos tiempos promedio para un conjunto de velocidades de viento medidos en la región del Istmo de Tehuantepec.

Objetivos específicos

- Desarrollar e implementar campañas experimentales en La Ventosa, Oaxaca, México.
- Analizar el espectro de energía de la velocidad del viento.
- Caracterizar la intensidad de turbulencia del viento
- Analizar el efecto del periodo de promedio de la velocidad del viento en la intensidad de turbulencia, exceso de energía en ráfagas y en la evaluación del recurso eólico.

Las secciones están organizadas de la siguiente manera: en primer lugar, se presenta la revisión bibliográfica y los elementos teóricos relacionados con los cálculos de intensidad de turbulencia, el coeficiente de energía en ráfagas (GEC) y el exceso de energía contenida (EEC), temas que se abordarán a lo largo del trabajo, posteriormente se describe el aspecto

técnico para el desarrollo de las mediciones del viento y la adquisición y procesamiento de datos, finalmente, se presentara resultados relacionado con el estudio del espectro de energía de la velocidad del viento, la caracterización de la intensidad de turbulencia y el efecto del periodo de promedio en el cálculo del recurso eólico y la energía contenida en las ráfagas.

Revisión bibliográfica y descripción matemática de los modelos físicos

1.1. Revisión bibliográfica

1.1.1. Aprovechamiento de la energía eólica a nivel internacional y en México

La energía eléctrica producida a partir del uso de energía renovables puede reducir el impacto nocivo del uso de combustibles fósiles hacia el medio ambiente, el cual se supone propicia el incremento del calentamiento global. La capacidad eólica instalada ha ido en aumento rápidamente en todo el mundo; la capacidad global instalada de energía eólica en 2018 es de 591 GW, un crecimiento del 9 % comparado con el año 2017 [1]. La energía eólica se ha convertido en una fuente de generación eléctrica cada vez más importante en los sistemas de energía y tendrá un papel importante en el futuro del suministro de energía mundial [2].

En México, la capacidad instalada de energía eólica es cercana a 5 GW, que corresponde a aproximadamente 4 % de la generación eléctrica del país [3]. Gracias al objetivo del gobierno mexicano para el sector eolieléctrico, la industria apunta a una capacidad instalada de alrededor de 16.56 GW [4] para 2031. La Figura 1.1 ejemplifica la distribución a lo largo del país de la capacidad instalada y generación eléctrica a partir del viento del 2018. El mapa muestra la ubicación de los parques eólicos instalados en los estados de Baja California, Zacatecas, Chiapas, Jalisco, Nuevo León, Oaxaca, San Luis Potosí, Tamaulipas, Yucatán y Puebla [5]. El estado de Oaxaca, particularmente el istmo de Tehuantepec, tiene alrededor del 56 % de la capacidad total instalada del país. Esta región tiene un potencial eólico superior a 40 GW, aunque si se considera solo las áreas con mayor potencial eólico es de aproximadamente 6 GW [6].

Lo que se ha reportado hasta el momento de la capacidad instalada en México corresponde a parques eólicos con aerogeneradores de gran capacidad. Sin embargo, existen otras alternativas como la generación distribuida utilizando energía eólica de pequeña capacidad. Proyectos de pequeños aerogeneradores (SWT) no están documentados a pesar de presentar un impor-

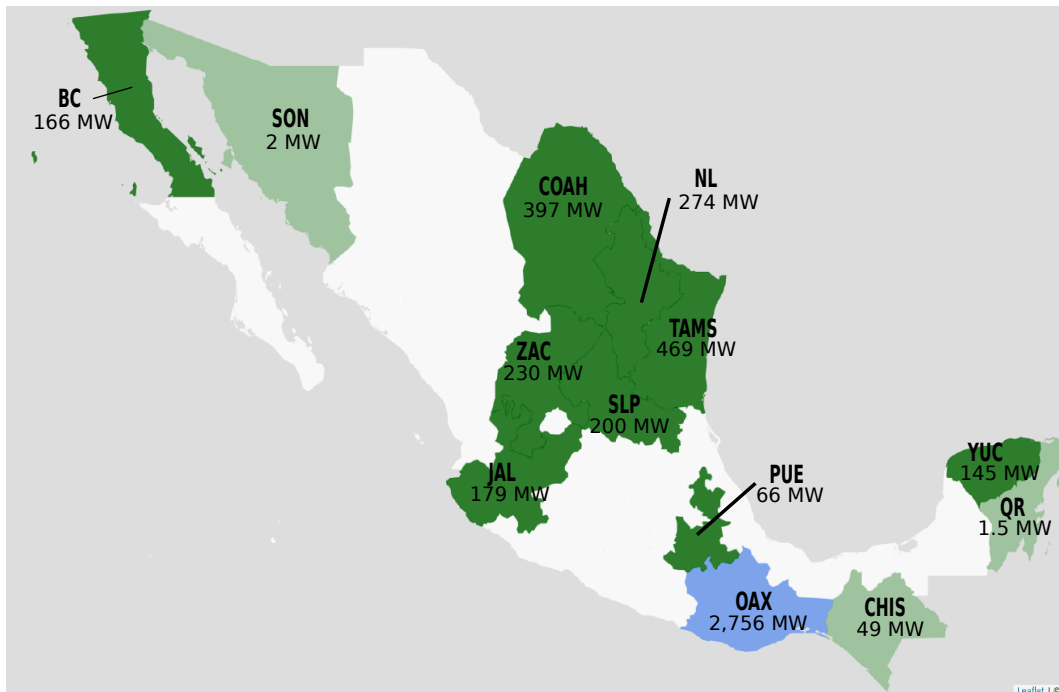


Figura 1.1: Capacidad instalada de energía eólica en México, 2018. Adaptada de la Asociación Mexicana de Energía Eólica (AMDEE) [5]

tante potencial eólico [4]. Esta situación muestra la importancia de redoblar los esfuerzos para fomentar la tecnología eólica como una opción atractiva para los inversores y el usuario final.

Existen varios esfuerzos para incrementar el conocimiento de la fenomenología presente en la región de La Ventosa, por ejemplo Lopez-Villalobos et al. [7] se investigó la intensidad de turbulencia a partir de datos medidos para evaluar un parámetro de diseño por fatiga para aerogeneradores, descrito en el estándar IEC61400 [8, 9], se concluyó que la variabilidad del recurso local no se adecua en lo descrito por el estándar. Además, E. Cadenas et al. [10] evaluaron técnicas de predicción de la velocidad del viento para la zona del Istmo de Tehuantepec, y O. A. Jaramillo et al. [11] se analizó la distribución de frecuencias de la velocidad del viento de datos medidos en La Ventosa, los autores encontraron que la distribución presenta una bimodalidad y ajustaron una función de Weibull&Weibull a los datos. Sin embargo, no hay trabajos relacionados al análisis del espectro de energía de la velocidad del viento en México, y en especial en La Ventosa, Oaxaca, el cual es la zona con el mayor potencial eólico y con cerca del 56 % de la capacidad instalada en el país.

La mayoría de los trabajos relacionados con el estudio de los efectos del viento para el diseño de aerogeneradores, evaluación del recurso eólico, entre otros, se encuentran basados en el trabajo pionero de Van der Hoven [12]. En este trabajo se demostró que si la velocidad del

viento se asume que es una cantidad continua no dependiente del tiempo, se puede observar que el espectro de energía presenta dos picos característicos, en la microescala y en la escala sinóptica.

A pesar de que la energía del viento es un señal estocástica y aleatoria, el espectro de energía siempre presenta un comportamiento cualitativo similar entre diferentes latitudes. Existen patrones que pueden ser identificados y predichos a partir de modelos físicos [13, 14]. Esto puede ser provechoso debido a que la intermitencia del recurso eólico continua siendo un desafío que afecta en la calidad de la producción de la energía, así como en la operación y mantenimiento de los aerogeneradores. En este sentido, se han desarrollado varias técnicas de pronóstico para estimar la velocidad del viento en el corto, mediano y largo plazo, como discute E. Cadenas et al. [15].

1.1.2. Espectro de la velocidad del viento

Las estructuras atmosféricas pueden tener longitudes de onda horizontales del orden de 100 metros a varios kilómetros, tales como celdas convectivas, que pueden incluir tormentas, y remolinos impulsados por la generación de turbulencia mecánica [16]. En estos sistemas, su energía se deriva a partir de inestabilidades de Kelvin-Helmholtz e inestabilidades hidrostáticas, los cuales dependen de gradientes verticales de viento y temperatura. Así mismo, también se pueden asociar con inestabilidades barotrópicas o baroclínicas, los cuales dependen de gradientes horizontales de temperatura o de viento [17]. Estos movimientos atmosféricos ocurren sobre un rango de escalas con remolinos de dimensiones de milímetros a cientos de miles de metros; y escalas de tiempo desde una fracción de un segundo a cientos de años.

La energía cinética turbulenta atmosférica (espectro de densidad de energía) no se encuentra difundida uniformemente sobre todas las longitudes de onda, sin embargo, tiene ciertas escalas preferentes con espacios intermedios (brecha espectral) [18]. El espectro de la velocidad del viento mide la distribución de la varianza sobre longitudes de onda o periodos.

El espectro de energía usualmente presenta el tiempo (periodo) en el eje de las abscisas en una escala logarítmica y el producto del periodo con el espectro de energía en el eje de las ordenadas. El área bajo la curva entre periodos representa la contribución de la varianza entre estos periodos.

Para construir el espectro sobre grandes periodos, usualmente se realiza mediante la unión de espectros individuales sobre rangos más pequeños. Una técnica para unir estos espectros ha sido descrito por H.L. Griffith et al. [19], y abordado en otros artículos de H. A. Panofsky et al. [20, 21]. Esta misma metodología puede ser encontrado en el espectro de energía de Van der Hoven [12] mostrada en la figura 1.2, este espectro de energía cinética turbulenta es ampliamente citada y aceptada en el área de la energía eólica.

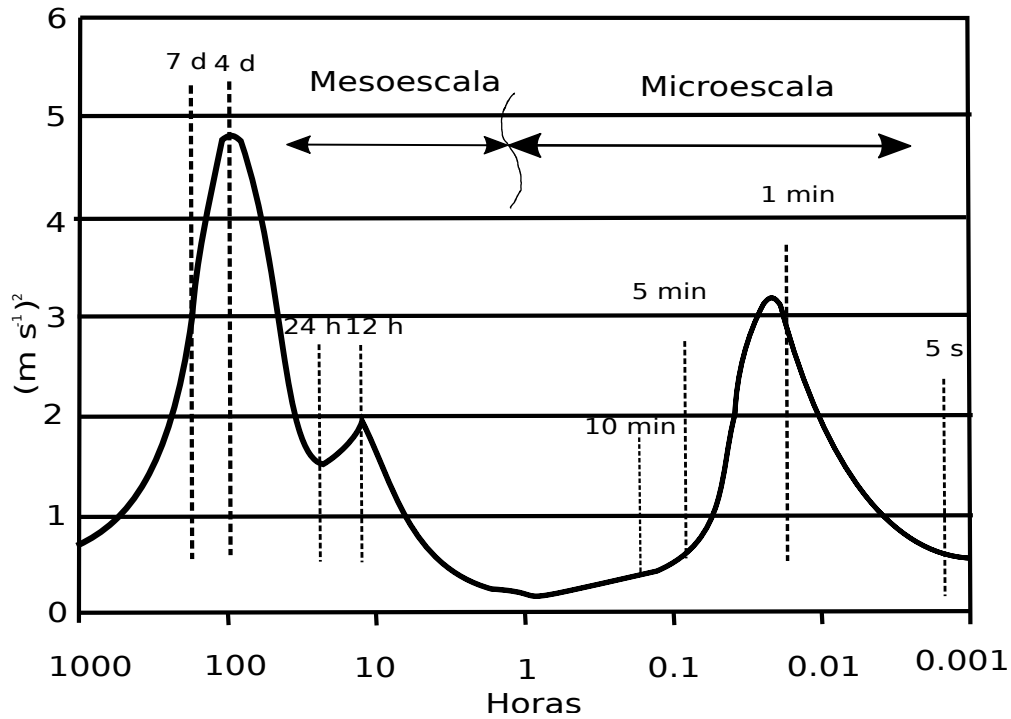


Figura 1.2: Espectro de energía de la velocidad del viento cerca del suelo de Van der Hoven (1957). Adaptada de B. A. Harper et al. [22].

Sin embargo, no importa cuan cuidadoso se encuentre hecho el proceso de juntar los diferentes espectros obtenidos a diferentes promedios, existen algunas objeciones al resultado; particularmente, diferentes porciones del espectro no pertenecen a la misma base de datos, un hecho que hace la interpretación difícil.

Escalas atmosféricas

En esta sección se abordan las escalas espaciales y temporales en términos de longitudes de onda y periodos, respectivamente. En la tabla 1.1 se presentan las características de los 3 principales grupos de escalas de sistemas atmosféricos: microescala, mesoescala y escala sinóptica [17]. Existen muchas otras clasificaciones, pero en el presente trabajo es por la que se optó.

Tabla 1.1: Definición de escalas atmosféricas [17]

	Microescala	Mesoescala	Sinóptica
Periodo	<1 h	1 h - 48 h	>48 h
Longitud de onda	<20 km	20 km - 500 km	>500 km

La escala sinóptica comprende longitudes de onda que exceden los 500 km y sus periodos son del orden de días o mayores. Todos los sistemas cuyas velocidades verticales y horizontales son del mismo orden de magnitud se conocen como sistemas de microescala. Estos tienen periodos generalmente de una hora y longitudes de onda menores a 20 km. Tales sistemas son usualmente remolinos impulsados mecánicamente o células convectivas causadas por diferencias de temperatura verticales. Estas celdas convectivas pueden llegar a ser visibles cuando son marcadas por nubes cúmulus (nubes de buen clima) o incluso como celdas individuales de tormentas. Finalmente, la mesoescala ocurre entre las escalas microescala y sinóptica. Incluyen sistemas con fuertes variaciones diurnas, tales como brisas marinas, flujo de valle montaña y chorro de bajo nivel.

1.1.3. Modelo normal de turbulencia e intensidad de turbulencia

La potencia de salida de un aerogenerador depende, entre otros factores, de la estabilidad atmosférica, que afecta a los perfiles de la velocidad media del viento, la dirección del viento y la turbulencia que a su vez interactúa con el disco actuador [23, 24]. Se ha demostrado que la potencia de salida se puede sobreestimar en aproximadamente 10 % si no se tiene en cuenta el efecto de la turbulencia [25, 26]. Por otra lado, la turbulencia contribuye considerablemente a la fatiga de los elementos principales del aerogenerador [27, 28, 29, 30].

La turbulencia es un fenómeno a microescala, que depende principalmente de los parámetros de estabilidad atmosférica y de rugosidad de la superficie. La interacción de la turbina eólica y el flujo de viento corriente arriba generan una estela en la dirección corriente abajo. Al mismo tiempo, existe intercambio de momento entre la estela y el viento libre presente en la capa límite atmosférica, dando como resultado una región de mezcla y la expansión de la estela causada por un transporte de momento turbulento. En los parques eólicos, la contribución e interacción de la estela de las turbinas eólicas lleva al aumento de la turbulencia de todo el parque eólico. El estudio de la estela es importante para predecir la potencia de salida, la fatiga y el ciclo de vida de las turbinas eólicas instaladas aguas abajo de una turbina [31]. La rugosidad de la superficie es el principal factor que aumenta las cargas de fatiga en un aerogenerador [32], y la estabilidad de la capa límite de la atmósfera (ABL) tiene una influencia menor [33]. Estas cargas son sensibles a la estructura de ABL [34], y sus efectos pueden cambiar en entornos urbanos o forestales [35], estos efectos se consideran en la norma internacional IEC61400 para el diseño de aerogeneradores.

La IEC 61400 es una norma internacional publicada por la Comisión Electrotécnica Internacional, la cual es un conjunto de requisitos de diseño para garantizar que los aerogeneradores se diseñen adecuadamente contra daños causados por peligros dentro de la vida útil planificada. La norma se refiere a la mayoría de los aspectos de la vida útil del aerogenerador, desde las condiciones del sitio antes de la construcción, a los componentes del equipo que se están probando, bajo diferentes condiciones de operación y sometido a diferentes cargas sobre la estructura. Para el diseño de aerogeneradores, la norma IEC61400 tiene diferentes clases

basadas en parámetros de velocidad de viento e intensidad de turbulencia para describir diferentes condiciones ambientales. Para condiciones de viento normales, la norma considera la distribución de la velocidad del viento, el modelo de perfil de viento normal (NWP) y el modelo normal de turbulencia (NTM). Sólo este último será discutido en el presente trabajo. Para el NTM, el valor representativo de la desviación estándar, σ_1 , de la velocidad horizontal del viento viene dado por el percentil 95th de la velocidad promedio de 10 minutos del viento a la altura del cubo, U_{hub} , y el valor de referencia de la intensidad de la turbulencia, I_{ref} [9, 8].

Los perfiles de velocidad de viento dependen de la estabilidad atmosférica y de la rugosidad del sitio; sin embargo, la norma IEC asume que la atmósfera es neutra y que el exponente de cizalladura del viento es igual a 1/7 [8, 9]. Este perfil se utiliza para calcular las cargas del rotor de la turbina eólica. Se han realizado algunos estudios para evaluar el impacto de la estabilidad atmosférica en la evaluación de recurso eólico, el desempeño de los aerogeneradores y las cargas de fatiga [28]. El impacto de la estabilidad atmosférica en la extrapolación de la velocidad del viento se puede estudiar con base en datos medidos. Esto se puede hacer clasificando la estabilidad atmosférica y luego extrapolando esta información.

La intensidad de turbulencia se encuentra asociado con cargas acumulada por fatiga y también tiene un papel activo en las fuerzas y los momentos de flexión que actúan sobre su estructura [36], por lo que la intensidad de la turbulencia debe considerarse en el diseño de la turbina eólica. Sin embargo, las escalas significativas de tiempo y espacio representan grandes desafíos; en el largo y corto plazo son relevantes para la operación y economía de los parques eólicos [37]. Aunque no todas las escalas de turbulencia afectan la salida de potencia [38] o la estructura de la turbina eólica [38], las características espectrales de turbulencia son un aspecto importante para estudiar las características del viento en esta ubicación específica para determinar las posibles fuentes de falla. También se informó que la turbulencia modula el comportamiento del rendimiento del aerogenerador [39]. Por lo tanto, entender y cuantificar la respuesta de la turbina a diferentes escalas de turbulencia atmosférica son requisitos previos críticos para mejorar el diseño de las turbinas eólicas [40].

Los aerogeneradores pequeños de eje horizontal (SHAWT) están diseñados para hacer frente a las fluctuaciones a corto plazo de la velocidad del viento tales como: la turbulencia y las ráfagas, que producen cargas inestables. La norma internacional IEC61400-2 proporciona los requisitos mínimos necesarios para el análisis de casos de carga [8]. Para la IEC61400-2, hay clases con diferentes velocidades de viento, pero el parámetro de intensidad turbulencia se considera constante para todos ellos. Sin embargo, se ha demostrado en la literatura que el modelo NTM apenas se ajusta a la intensidad de turbulencia de referencia, I_{ref} , estimada a velocidades del viento inferiores a 15 m/s, mientras que parece ser más conservador para velocidades del viento superiores a 15 m/s, excepto en sitios complejos [41].

Al momento de instalar aerogeneradores en entornos urbanos, es importante reducir la emisión de ruido así como las vibraciones durante su funcionamiento. El primero se refiere a

una cuestión relacionada con la comodidad, y el segundo esta relacionado con cuestiones de seguridad, ya que en un entorno urbano, está sujeto a fuertes cargas variables que tienen el riesgo de daños y roturas del dispositivo [42].

Además, la intensidad de turbulencia presentada en las clases del modelo normal de turbulencia (NTM) no es válida para entornos complejos, áreas urbanas y forestales, y debe modificarse para estimar las cargas aerodinámicas que afectan a las turbinas en este tipo de sitios [35].

Las pautas de diseño de las grandes turbinas eólicas de eje horizontal (LHAWT) se presentan en la norma IEC61400-1, cuya metodología de diseño por cargas por fatiga muestra el modelo NTM. La norma tiene en cuenta una variedad de condiciones ambientales que proporcionan clases con diferentes velocidades de viento y valores de intensidad de turbulencia [9]. Hay algunos reportes en los que el modelo NTM no se ajusta a los datos medidos y se propone un nuevo modelo de intensidad de turbulencia, como se presenta en G. Ren et al. [25]. Además, las cargas de fatiga pueden ser significativamente más grandes que las prescritas por la norma IEC61400-1, para las cuales se descuida el cambio durante el día de la estabilidad atmosférica, donde las cargas de fatiga más altas se producen bajo regímenes convectivos fuertes e inestables [43].

1.1.4. Efecto del periodo de promedio

Las inestabilidades dentro de la capa límite atmosférica presentan un vasto rango de escalas de tiempo que varía de días a segundos, como se muestra en la figura 1.2, donde las condiciones de velocidades de viento estables podrían ser representadas por periodos de promedio de 10 minutos [44]. Es una practica común en la industria para mediciones en campo utilizar periodos de promedio de 10 minutos de la velocidad del viento y la energía producida por una turbina de viento. Esto presenta la ventaja de promediar sobre un periodo suficientemente largo para incorporar fluctuaciones de viento pero es lo suficientemente corto para estar en un rango de promedio de velocidad del viento casi constante [22].

Muchos estudios han sido llevados a cabo para investigar los efectos de la frecuencia de muestreo y el periodo de promedio en la intensidad de turbulencia. En A. B. Tabrizi et al. [45] se llevaron a cabo mediciones del flujo de aire en un ambiente urbano utilizando diferentes velocidades de muestreo y después se calculó la intensidad de turbulencia y el modelo NTM de la estándar IEC (I_{15}) a diferentes periodos de promedio. Se encontró que la frecuencia de muestreo no afecta significativamente los valores de intensidad de turbulencia, lo contrario ocurre con la intensidad de turbulencia calculada a diferentes periodos de promedio, ya que presenta sensibilidad al periodo de promedio. En O. Rodriguez-Hernandez et al. [44] se midieron la velocidad del viento en un ambiente urbano y se calcularon parámetros estadísticos para un conjunto de diferentes periodos de promedio, 1, 4 y 10 minutos. Se encontró que el promedio 1 y 10 minutos genera una diferencia al rededor del 17 %. Adicionalmente, O. Rodriguez-

Hernandez et al. [46] mostró que la evaluación del recurso eólico basado en velocidades del viento con promedios representativos de 10 minutos podría provocar una subestimación de la energía producida para muchos casos y también no reproducir la distribución original del conjunto de datos de la velocidad del viento. La estándar internacional IEC61400-12 anexo H utiliza promedio de 1 minutos de acuerdo con los procedimientos de medición energético de pequeños aerogeneradores [47]. La estándar internacional IEC-61400-2 recomienda el uso de 10 minutos para el periodo de promedio para medir la velocidad del viento, la potencia eléctrica generada y la turbulencia [8]. En [48] mostró que los resultados de la prueba de micro viento del Reino Unido emprendido por Energy Saving Trust en los años 2008-2009, que consistió en monitorear el desempeño de 39 turbinas de eje horizontal en localidades urbanas, suburbanas y rurales, donde los datos fueron guardados con promedios de 5 minutos. Un problema reportado en este trabajo fue la captura de energía relacionada con la turbulencia asociada solamente con cambios en la velocidad del viento.

1.1.5. Exceso de energía contenido en ráfagas

Usualmente, las turbinas de viento de pequeña capacidad son instaladas en ambientes complejos, tales como ambientes urbanos y semiurbanos, donde existe una gran variabilidad de la velocidad del viento y dirección, ráfagas, debido a construcciones de edificios complejos, inestabilidades atmosféricas causado por fuentes de calentamiento locales [45]. Esta energía contenida en los cambios rápidos en la velocidad del viento podría no ser capturado por las turbinas de viento, y perder la oportunidad de producir energía a partir de estas ráfagas. Sin embargo, para que las turbinas de viento puedan responder a las fluctuaciones de la velocidad del viento, estas dependen de las escalas de tiempo de la fluctuación y la característica de respuesta de la misma turbina [49, 48]. El control de las turbinas de viento tiene que asegurar que sobreviva a estos ambientes turbulentos en una área urbana y maximizar la extracción de energía [40, 45].

Los Remolinos turbulentos en microescala tienen una duración de 10 segundos a 10 minutos, con un tamaño aproximado de 50 metros. Dentro de esta escala de tiempo, existe un pico espectral de 1 minuto que contiene más energía que en escalas de 10 minutos. El periodo de promedio de 10 minutos es usualmente seleccionado cuando es medida la velocidad del viento y la energía producida por una turbina de viento. Sin embargo, existe energía extra contenida en frecuencias más cortas que usualmente son despreciadas debido al uso del promedio de la velocidad del viento cuando se calcula la energía del viento para un periodo dado [40, 50, 51].

Este contenido de energía extra se calcula utilizando el coeficiente de energía en ráfagas (GEC), que está estrechamente relacionado con la intensidad de la turbulencia. Esta relación está representada por un modelo simplificado que relaciona el exceso de energía con la intensidad de la turbulencia. Para cada análisis, se utilizan diferentes periodos de promedio, enfatizando la importancia de considerar el tiempo promedio de menos de 10 minutos para maximizar la producción de energía y garantizar que una turbina eólica pueda soportar las

condiciones de viento turbulento de la región.

1.2. Descripción matemática de los modelos físicos

1.2.1. Espectro de la velocidad del viento

Las fluctuaciones en el viento se pueden considerar como el resultado de la superposición de variaciones sinusoidales de viento sobre el viento medio. Estas variaciones sinusoidales tendrán una variedad de frecuencias y amplitudes. El término espectro se utiliza para describir funciones de frecuencia. Por lo tanto, la función que caracteriza la turbulencia como una función de la frecuencia se conoce como una función de densidad espectral. Las amplitudes se caracterizan en términos de sus valores cuadrados medios. El nombre completo de la función que describe la relación entre la frecuencia y las amplitudes de las ondas variables sinusoidales que componen la velocidad del viento fluctuante es, por lo tanto, el espectro de densidad de energía.

Es bien sabido que cualquier función continua puede describirse mediante una serie infinita de Fourier, es decir, la suma de un número infinito de términos de senos y cosenos. En el caso de una serie de tiempo discreta, con un número limitado de puntos, es necesario tener únicamente solo un número finito de términos de senos y cosenos para ajustar exactamente nuestros puntos, como se ejemplifica en la ecuación 1.1.

$$F_u(n) = \sum_{k=0}^{N-1} \left[\frac{u(k)}{N} \right] e^{-i2\pi nk/N} \quad (1.1)$$

donde n es la frecuencia o número de ciclos, $u(k)$ es la serie de tiempo original y $F_u(n)$ es la transformada discreta de Fourier. Se tiene N conjunto de puntos que varían desde $k = 0$ a $N - 1$.

En aplicaciones de energía eólica o en el área de la meteorología en general, se busca asociar la variación de una serie de tiempo a una frecuencia particular. Para la turbulencia, anticipamos que la señal original no es físicamente como una onda en absoluto, pero resulta útil dividir la señal en componentes de diferentes frecuencias que se asocia con diferentes tamaños de turbulencia. Si tomamos el cuadrado de la ecuación 1.1, el resultado es igual a la varianza de la serie de tiempo original, como se muestra en la ecuación 1.2

$$S_u(n) = \sigma_u^2 = \frac{1}{N} \sum_{k=0}^{N-1} (u(k) - \bar{u})^2 = \sum_{n=1}^{N-1} |F_u|^2 \quad (1.2)$$

Es así que se puede interpretar $|F_u|^2$ como la porción de varianza, σ_u^2 , explicada por la frecuencia n . Hay que notar que la suma sobre las frecuencias no incluye $n = 0$, porque $|F_u(0)|$

es el valor promedio y no contribuye con ninguna información sobre la variación de la señal sobre el promedio.

Después de implementar la transformada de Fourier es importante suavizar el espectro, esto es debido a que la confiabilidad de la señal producida directamente de la transformada de Fourier es reducida en la estimación de la varianza para cada frecuencia, es decir, usualmente se ve con mucha variabilidad, además, las estimaciones espectrales de cualquier frecuencia están contaminadas con algunas amplitudes espectrales que se filtran desde frecuencias vecinas, presentando incertidumbre y sesgo [52].

La naturaleza de la transformada de Fourier asume que la señal es infinita y continua, sin embargo, la acción de medir, por ejemplo, variables meteorológicas, genera una señal discreta y finita, ver ecuación 1.1. Esta acción de truncamiento de una señal infinita a finita, genera filtraciones de la energía espectral a otras frecuencias cercanas (contaminación)[53]. Así mismo, este efecto también ocurre debido a la implementación de una función de ventaneo, que es truncar tu espectro de energía a la forma de una función determinada.

Una técnica bastante utilizada para reducir los efectos de filtrado es aplicar una función de ventaneo a la serie de tiempo, lo que implicaría multiplicar $u(t)$ por una función cuidadosamente seleccionada $\phi(t)$, el filtro, antes de aplicar la transformada de Fourier. El resultado es un espectro, que es la convolución del periodograma, ecuación 1.2, con $|\phi(f)|^2$, donde $\phi(f)$, ver ecuación 1.3, es la transformada de Fourier de ϕ [54].

$$S(n) = \left| \sum_{t=0}^{N-1} u(t)\phi(t)e^{-i2\pi nt} \right|^2 \quad (1.3)$$

En el presente trabajo se utilizó una función prescrita cuya metodología se encuentra descrita en , A. J. Barbour et al. [54] en el cual se presenta la estimación del espectro de densidad de energía utilizando una función de multiventaneo (multitaper). El multiventaneo intenta reducir la variación del cálculo espectral a partir de utilizar un conjunto de ventanas en vez de una sola. Esta metodología se encuentra basado en los trabajo de D. J. Thomson [52] que considera un conjunto de cálculos independientes del espectro de energía, multiplicando los datos por medio de ventanas ortogonales, ϕ_t^k , que están construidos para minimizar el filtrado espectral debido a la longitud finita del conjunto de datos. Lo antes mencionado se ejemplifica en la ecuación 1.4:

$$\widehat{S}_k(n) = \left| \sum_{t=0}^{N-1} u(t)\phi_t^k e^{-i2\pi nt} \right|^2 \quad (1.4)$$

Las ventanas óptimas o autoventanas, ϕ_t^k , pertenecen a una familia de funciones conocidas como secuencias esféricas discretas (DPSS) o secuencias de Slepian, los cuales están de-

finidas como un autovector que puede ser resuelto como un problema de minimización. Las estimaciones espectrales individuales, $\widehat{S}_k(n)$, son posteriormente promediadas, como se observa en la ecuación 1.5 .

$$\bar{S}_k(n) = \frac{1}{K} \sum_{t=0}^{K-1} \widehat{S}_k(n) \quad (1.5)$$

Esta metodología produce una mejor y más estable espectro de energía, con una menor variación o menos ruido que con métodos de un solo ventaneo [53].

Espectro de la velocidad del viento y escalas de turbulencia

El espectro de energía de la velocidad del viento puede ser determinado de igual manera a partir de la autocorrelación de la velocidad del viento (para un proceso aleatorio estacionario) [55]. El procedimiento se puede describir de la siguiente manera: primero, se calcula las autocorrelaciones para diferentes promedios con su respectiva corrección debido a los efectos del promedio, después se aplica la transformada de Fourier y es suavizado para obtener el espectro de energía [19, 12]. Dada la autocorrelación mostrada en la ecuación 1.6, es posible determinar el espectro normalizado de la siguiente manera:

$$\int_{\tau=0}^{\tau=\infty} R_{uu}(\tau) \cos(2\pi n\tau) d\tau = \frac{S(n)}{\sigma^2} \quad (1.6)$$

donde R_{uu} es el coeficiente de autocorrelación para un periodo de retraso τ , σ es la desviación estándar, $S(n)$ es el espectro de energía, y n es la frecuencia.

Al igual que la covarianza, $\frac{1}{N} \sum_1^N (X - \bar{X})(Y - \bar{Y})$, el coeficiente de correlación, cuantifica la cantidad de variación común entre dos variables diferentes. Extendiendo esta idea, el grado de variación común entre una variable x muestreada a un tiempo t y esa misma variable muestreada en un momento posterior $t + \tau$, donde τ es el tiempo de retardo. Tal correlación de una variable consigo misma se llama autocorrelación, $R_{uu}(L)$, definida como:

$$R_{uu}(\tau) = \frac{R(u(t), u(t + \tau))}{\sigma_u^2} \quad (1.7)$$

En la figura 1.3, se muestra gráficamente la metodología para la obtención de la autocorrelación, donde se muestra claramente el atraso, $u(t + \tau)$, que sufre la serie original, $u(t)$ para ser comparada.

Un gráfica típica de autocorrelación es mostrada en la figura 1.4. Bajo condiciones normales r tiende a 0 a medida que $\tau \rightarrow \infty$, esto es debido a que un proceso llega a ser no correlacionado consigo mismo después de un periodo largo de tiempo.

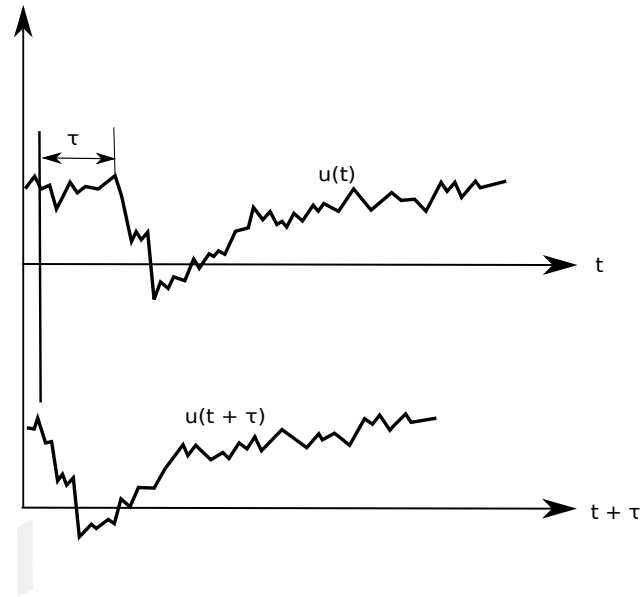


Figura 1.3: Método para calcular la autocorrelación. Adaptada de P. K. Kundu et al. [56]

Una medida del ancho de la función de correlación puede ser obtenida por medio de reemplazar la medida de la distribución de autocorrelación por el rectángulo de altura 1 y ancho T_{int} , la cual se encuentra dado por la ecuación 1.8. Esto es llamado escala de tiempo integral, el cual es una medida del tiempo en el cual $u(t)$ es altamente correlacionado consigo mismo. Esta expresión se podría considerar como una medida de la memoria del proceso.

$$T_{int} = \int_{\tau=0}^{\tau(R_{uu}(\tau)=0)} R_{uu} d\tau \quad (1.8)$$

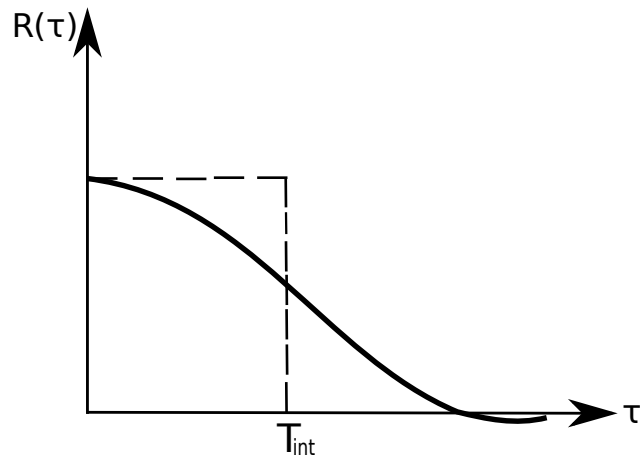


Figura 1.4: Función de autocorrelación y la escala de longitud integral. Adaptada de P. K. Kundu et al. [56]

A partir de la hipótesis de Taylor, el cual asume que el remolino turbulento a medida que se desplaza por el sensor de medición y el tamaño del mismo se puede determinar a partir de la velocidad promedio, \bar{u} , con que se advecta el remolino. Se puede determinar la escala de longitud integral, descrita por la siguiente expresión:

$$L_{int} = \bar{u}T_{int} \quad (1.9)$$

1.2.2. Intensidad de la turbulencia del viento

En energía eólica, la turbulencia es un proceso de transporte que es intrínseco a la capa límite atmosférica que afecta la energía producida por un aerogenerador. Las fluctuaciones del viento inducen cargas inestables en las aspas de los aerogeneradores, lo que puede causar fluctuaciones en la potencia eléctrica, así como problemas estructurales y de transmisión de la energía eléctrica. Además, la turbulencia atmosférica en el flujo de entrada induce inestabilidad alrededor de la superficie que conduce a la propagación del sonido [57].

En la ecuación 1.10 se describe la potencia promedio disponible en términos de intensidad de turbulencia y velocidad promedio del viento [58].

$$P_W = \frac{1}{2}\rho A (1 + 3I^2) \bar{U}_\infty^3 \quad (1.10)$$

donde ρ es la densidad del aire, \bar{U}_∞ es el viento libre promedio, I es la intensidad de la turbulencia y A es el área barrida por el rotor. La ecuación 1.10 sugiere un incremento en la potencia disponible como resultado de la turbulencia inherente en el flujo del viento.

La rugosidad del terreno, los gradientes verticales de temperatura y los efectos orográficos son factores que determinan la turbulencia y la producción de energía de un aerogenerador. La turbulencia es un factor importante a considerar cuando se determinan magnitudes de carga inestable en las palas, así como los niveles generales de vibración en los elementos mecánicos del aerogenerador.

Una técnica común para caracterizar la turbulencia de la velocidad del viento es asumir que los fenómenos son normalmente distribuidos. La velocidad del viento comúnmente se mide a 1 Hz y se registran en tiempos promedio más largos, en donde también se calcula la desviación estándar correspondiente al periodo de muestreo. La intensidad de la turbulencia, ecuación 1.11, se puede estimar como la relación de la desviación estándar y el promedio de la velocidad del viento para el mismo período de tiempo.

$$I = \frac{\sigma}{\bar{U}} \quad (1.11)$$

donde \bar{U} y σ son el valor promedio y la desviación estándar de la velocidad del viento, respectivamente.

Las cargas de fatiga están influenciadas, entre otros factores, por la turbulencia del viento que actúa sobre los aerogeneradores, por lo que es importante modelar estas fluctuaciones de una forma que represente de manera adecuada lo que ocurre en la realidad. El modelo normal de turbulencia descrita en la norma IEC 61400-2 [8] para pequeña capacidad define la turbulencia bajo condiciones normales de operación. La norma tiene diferentes clases basadas en la velocidad del viento e intensidad de turbulencia de referencia para representar diferentes condiciones medioambientales. Para cada clase, hay diferentes valores de velocidad del viento de referencia, pero el parámetro de intensidad de turbulencia de referencia es constante, tomando el valor de 0.18 [8]. Para el NTM, ecuación 1.12, el valor representativo de la desviación estándar, σ_1 , de la velocidad horizontal del viento viene dado por el percentil 95th de la velocidad promedio del viento de 10 minutos a la altura del cubo, U_{hub} , y el valor de referencia de la intensidad de la turbulencia, I_{ref} [8].

$$\sigma_{1(95\%)} = \frac{I_{ref} (15 + aU_{hub})}{(a + 1)} \quad (1.12)$$

donde I_{ref} es el valor esperado de la intensidad de turbulencia a 15 m/s, U_{hub} es la velocidad promedio a 10 minutos a la altura del cubo y el parámetro a es el parámetro del modelo para estimar el valor medio y la desviación estándar σ_1 .

Este modelo se ajusta para diseñar turbinas por análisis de cargas con niveles de turbulencia dentro del rango de velocidades del viento entre 10 y 25 m/s [59].

Un enfoque similar es seguido por la norma IEC 61400-1 [9] donde el modelo normal de turbulencia, ecuación 1.13, puede escribirse de la siguiente manera:

$$I_{90\%} = \frac{\sigma_{1(95\%)}}{\bar{U}} = I_{ref} \left[a + 1.28\alpha + \frac{(b + 1.28\beta)}{\bar{U}} \right] \quad (1.13)$$

donde \bar{U} es la velocidad media del viento a 10 minutos, I_{ref} es la intensidad de turbulencia a 15 m/s y los parámetros a , b , α y β son los parámetros del modelo para estimar el valor promedio y la desviación estándar de σ_1 . Las variables de la ecuación (1.13) se resume en la tabla 1.2, donde la diferencia entre los estándares IEC para aplicaciones de pequeños y grandes aerogeneradores es la intensidad de referencia de la turbulencia, I_{ref} [9].

Tabla 1.2: Parámetros básicos para las clases de aerogeneradores [9].

	I_{ref}	a	b	α	β
A	0.16				
B	0.14	0.75	3.8	0	1.4
C	0.12				

Un enfoque común para el análisis de la turbulencia es dividir la velocidad del viento en dos partes: el valor promedio y la parte fluctuante. La turbulencia a microescala es un fenómeno tridimensional y, por lo tanto, puede describirse por sus componentes longitudinal, $u = \bar{u} + u'$, lateral, $v = \bar{v} + v'$, y vertical, $w = \bar{w} + w'$ [16].

El valor de la velocidad promedio del viento, \bar{u} , así como los componentes \bar{v} y \bar{w} se pueden definir mediante [16]:

$$\bar{u} = \frac{1}{N} \sum_{i=0}^N u_i \quad (1.14)$$

donde N es el número de elementos en el conjunto de datos de velocidad del viento. En la ecuación 1.15 se define la desviación estándar como la raíz cuadrada de la varianza:

$$\sigma_1 = \left(\frac{1}{N} \sum_{i=0}^N (u')^2 \right)^{1/2} \quad (1.15)$$

Cerca del suelo, podría esperarse que la intensidad de la turbulencia aumente a medida que aumenta la velocidad promedio del viento, \bar{U} . La intensidad de la turbulencia, I_1 se define como:

$$I_1 = \frac{\sigma_1}{\bar{U}} \quad (1.16)$$

Se aplican definiciones similares a las velocidades lateral y vertical, v y w :

$$I_2 = \frac{\left(\overline{(v')^2} \right)^{1/2}}{\bar{U}} = \frac{\sigma_2}{\bar{U}} \quad (1.17)$$

$$I_3 = \frac{\left(\overline{(w')^2} \right)^{1/2}}{\bar{U}} = \frac{\sigma_3}{\bar{U}} \quad (1.18)$$

Energía contenida en ráfagas

Las variaciones de la velocidad del viento a corto plazo incluyen a la turbulencia y a las ráfagas. Estas variaciones de corto plazo usualmente son intervalos de tiempo del orden de 10 minutos o menos. Promedios de 10 minutos son típicamente calculado a partir de usar frecuencias de muestreo de 1 segundo. Es así que generalmente es aceptado que las variaciones de la velocidad del viento con periodos desde menos de un segundo a 10 minutos y que tienen un carácter estocástico se utilizan para representar a la turbulencia. Para aplicaciones en energía eólica, la turbulencia en el flujo necesita ser determinada para las consideraciones de diseño basadas en: la máxima predicción de carga y fatiga, sistema de control y calidad de la energía.

Una ráfaga, es un evento discreto de un campo de velocidad viento turbulento. En la figura 1.5 se presenta una manera de caracterizar a una ráfaga: a) la amplitud, b) tiempo de subida, c) variación máxima de la ráfaga y d) el lapso de ráfaga. Cargas causadas a un aerogenerador debido a una ráfaga puede ser determinada como función de estas cuatro atributos. Por ejemplo, cargas extremas pueden ser analizadas por medio de determinar la respuesta de las ráfagas más grandes durante el tiempo de vida esperada de una máquina eólica.

Un ambiente urbano se caracteriza por las fuertes fluctuaciones tanto en la dirección así como en la magnitud de la velocidad del viento como resultado de la mayor rugosidad de la superficie local. Por un lado, sin un sistema de control efectivo, estos mayores niveles de turbulencia puede tender a disminuir la producción de energía eléctrica de un aerogenerador. Sin embargo, estos mayores niveles de turbulencia pueden aumentar la energía total (cinética) disponible para la tecnología eólica, lo que resalta la posible influencia de la turbulencia local en la potencia de salida de la turbina eólica. W. D. Lubitz [61] consideró el efecto de la turbulencia local en la potencia de salida de un pequeño sistema de aerogenerador dentro de un entorno rural, en el cual reportó un aumento de un 4 % en la potencia de salida de la turbina a alta turbulencia entre 4 y 7 ms^{-1} y una salida de potencia reducida (2 %) a baja turbulencia en el mismo rango de velocidades del viento.

El tiempo de respuesta de la turbina es una cuestión clave en el diseño y la aplicación de un sistema de turbina, ya que influye en el rendimiento de la turbina (es decir, la cantidad de energía que se puede extraer) dentro de un recurso eólico urbano. Por lo tanto, la capacidad de reaccionar rápidamente a los cambios en la velocidad del viento puede permitir que el sistema de la turbina capture energía adicional asociada con la turbulencia [51]. En James et

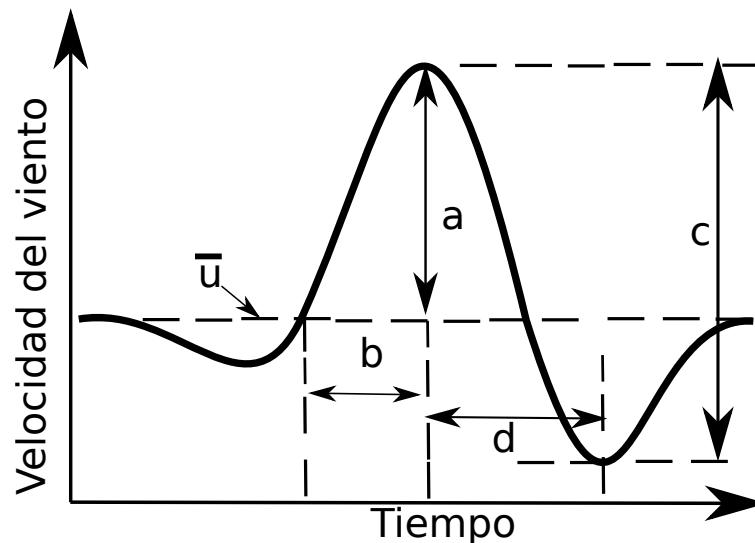


Figura 1.5: Ilustración de una ráfaga: a) amplitud, b) tiempo de subida, c) variación máxima de la ráfaga y d) el lapso de ráfaga. Adaptada de J. F. Manwell et al. [60]

al. [48] se muestran resultados de pruebas de campo en entornos urbanos y rurales en el cual se sugiere un aumento de 10 % en la extracción de energía a mayores intensidades turbulentas entre velocidades del viento de 5 y 10 $m s^{-1}$ cuando se empleó un pequeño sistema de turbina con un tiempo de respuesta de aproximadamente 1 s, en comparación con los períodos de menor intensidad de turbulencia.

Esta energía contenida en ráfagas, puede ser definida por dos parámetros: el coeficiente de energía en ráfagas (GEC) y el exceso de energía contenida (EEC). El GEC es definido como la razón de la integral de energía contenida en el flujo de aire sobre el producto del periodo por el promedio dentro del mismo periodo [40].

$$GEC = \frac{\int_{t_{start}}^{t_{end}} U_{\infty}^3 dt}{U_{\infty}^3 \cdot (t_{end} - t_{start})} \quad (1.19)$$

El EEC se define como el exceso de energía contenido en la serie de tiempo de la velocidad del viento sobre la media en un período de tiempo determinado [50, 51].

$$EEC = (GEC - 1) \times 100 \% \quad (1.20)$$

Es esencial que el sistema de turbina empleado no solo haga frente, sino que prospere en este complejo recurso eólico urbano. Esto se puede lograr empleando soluciones de seguimiento de ráfagas en un intento por maximizar la extracción de energía a medida que la velocidad del viento fluctúa al mantener la operación de la turbina dentro de su región de eficiencia aerodinámica máxima.

1.2.3. Estabilidad atmosférica

La capa límite atmosférica se extiende desde el suelo hasta una altura promedio de 11 km a menudo solo pocos kilómetros son directamente modificados por la superficie de la tierra. Se puede definir la capa límite como la parte de la troposfera que es directamente influenciada por la presencia de la superficie de la tierra y responde a esfuerzos debido a la superficie con una escala de tiempo de alrededor de una hora o menos. Estos esfuerzos incluyen fricción por arrastre, evaporación, transferencia de calor, emisión de contaminantes y modificación del flujo inducido por el terreno. El espesor de la capa límite es bastante variable en tiempo y espacio, variando desde cientos de metros a algunos kilómetros.

La variación diurna de temperatura cerca del suelo no es evidente a mayores alturas, tal variación es una de las características clave de la capa límite cerca del suelo. Esta variación diurna no es causada por absorción directa de la radiación solar por la atmósfera, sino que es el suelo que se calienta y se enfría en respuesta a la radiación, que a su vez fuerza cambios en la capa límite por medio de procesos de transporte.

La turbulencia es uno de los procesos de transporte más importantes y es a veces también utilizado para definir la capa límite. El calentamiento solar del suelo durante el día hace que se generen plumas térmicas que no son más que grandes remolinos turbulentos. La fricción del aire que fluye sobre el suelo hace que se formen cizallas de viento, que con frecuencia se vuelven turbulentos. Obstáculos como los arboles y los edificios desvían el flujo, causando estelas turbulentas corriente abajo del obstáculo.

La turbulencia, fluctuaciones de la velocidad del viento superpuestas a la velocidad promedio del viento, puede ser visualizada como una serie de remolinos irregulares. Usualmente, la turbulencia esta formada de muchos remolinos de diferentes tamaños superpuestos entre unos y otros. Las fuerzas relativas de estas diferentes escalas de remolinos define el espectro de turbulencia.

Para describir y predecir cuantitativamente el estado de la capa límite, se hace uso de las ecuaciones de la mecánica de fluidos que describen la dinámica y termodinámica de los gases en la atmósfera. Estas ecuaciones de movimiento contienen derivadas de tiempo y espacio. Si se conoce las condiciones iniciales y de frontera, se podría resolver todas las escalas de turbulencia hasta los remolinos más pequeños que se disipan en forma de calor. Sin embargo, no nos interesa predecir todas las escalas, por simplicidad, se escoge una frecuencia de corte donde se incluyen los efectos de turbulencia requeridos. En algunos modelos sinópticos o de mesoescala la frecuencia de corte es en el orden de 10 a 100 km, mientras para algunos modelos de capa límite conocidos como modelos LES (Large Eddy Simulation) la frecuencia de corte es del orden de 100 metros.

Las ecuaciones básicas de la meteorología son cinco: la ecuación de estado, y las ecuaciones de conservación de masa, de momento, de humedad y de calor. La ecuación de conservación de momento se puede escribir de la siguiente manera:

$$\underbrace{\frac{\partial u_i}{\partial t}}_I + \underbrace{u_i \frac{\partial u_i}{\partial x_j}}_II = \underbrace{-\delta_{i3}g}_{III} - \underbrace{2\epsilon_{ijk}\Omega_j u_k}_{IV} - \underbrace{\frac{1}{\rho} \frac{\partial p}{\partial x_i}}_V + \underbrace{\frac{1}{\rho} \frac{\partial \tau_{ij}}{\partial x_j}}_VI \quad (1.21)$$

Donde el término *I* representa la variación temporal, el término *II* describe la advección, el término *III* permite que la gravedad actúe verticalmente, el término *IV* describe la influencia de la rotación de la tierra (efecto de coriolis), el término *V* describe el gradiente de presión y el *VI* representa los efectos viscosos. El término *IV* usualmente es escrito como $+f_c \epsilon_{ijk} \Omega_j$, donde el parámetro de coriolis es definido como $f_c = 2\omega \sin \phi$, donde ϕ es la latitud y $\omega = 2\pi \text{radianes}/24h = 7.27 \times 10^{-5} s^{-1}$ es la velocidad angular de la tierra.

Asumiendo que el fluido es Newtoniano, y que μ no depende de la posición, la expresión *VI* se puede escribir como:

$$\frac{\mu}{\rho} \frac{\partial}{\partial x_j} \left(\left(\frac{\partial u_i}{\partial x_j} + \frac{\partial u_j}{\partial x_i} \right) - \left(\frac{2}{3} \right) \left(\frac{\partial u_k}{\partial x_k} \right) \delta_{ij} \right) \quad (1.22)$$

Si se asume incompresibilidad, esto se reduce a:

$$\nu \frac{\partial^2 u_i}{\partial x_j^2} \quad (1.23)$$

donde $\frac{\mu}{\rho}$ es sustituido por la viscosidad cinemática, ν . Introduciendo lo anterior en la ecuación 1.21, se llega a la ecuación de momento más utilizada como punto de partida para derivaciones de turbulencia.

$$\frac{\partial u_i}{\partial t} + u_i \frac{\partial u_i}{\partial x_j} = -\delta_{i3}g + f_c \epsilon_{ijk} u_j - \frac{1}{\rho} \frac{\partial p}{\partial x_i} + \nu \frac{\partial^2 u_i}{\partial x_j^2} \quad (1.24)$$

Por otro lado, la temperatura potencial, θ representa la temperatura que una parcela de aire seco a una presión, p y, temperatura, T (en Kelvin), tendría si fuera comprimida o expandida adiabáticamente hasta una presión de referencia p_o , igual a 101.325 kPa. La temperatura potencial usualmente es definida como:

$$\theta = T \left(\frac{p_o}{p} \right)^{0.286} \quad (1.25)$$

La temperatura virtual potencial θ_v es análoga a la temperatura potencial en el cual remueve la variación de temperatura causada por el cambio de presión por la altitud de una parcela de aire. Esta se define para aire saturado por:

$$\theta_v = \theta (1 + 0.61 r_{sat} - r_L) \quad (1.26)$$

donde r_{sat} es la razón de mezcla saturada vapor de agua de la parcela de aire y r_L es la razón de mezclado de agua líquida. Además, partiendo de la ecuación de gases ideales y arreglando entre su parte fluctuante y promedio, se puede llegar a la siguiente relación:

$$\frac{\rho'}{\bar{\rho}} = -\frac{\theta'_v}{\bar{\theta}_v} \quad (1.27)$$

Si se considera las siguientes suposiciones: el flujo de aire es incompresible, convección superficial en el cual el movimiento vertical esta limitado a efectos convectivos, si se considera la aproximación de Boussinesq, el cual ignora las diferencias de densidad excepto donde aparece el termino multiplicado por la aceleración debido a la gravedad, y además se utiliza la definición de vientos geostróficos definido como:

$$f_c u_g = -\frac{1}{\rho} \frac{\partial p}{\partial y} \quad (1.28)$$

$$f_c v_g = \frac{1}{\rho} \frac{\partial p}{\partial x} \quad (1.29)$$

La ecuación 1.24 se puede escribir de la siguiente manera:

$$\frac{\partial u_i}{\partial t} + u_j \frac{\partial u_i}{\partial x_j} = -\delta_{i3} \left(g - \left(\frac{\theta'_v}{\theta_v} \right) g \right) + f_c \epsilon_{ij3} u_j - \frac{1}{\rho} \frac{\partial p}{\partial x_i} + \nu \frac{\partial^2 u_i}{\partial x_j^2} \quad (1.30)$$

Sustituyendo los valores de la velocidad por la velocidad promedio y la velocidad fluctuante, de la ecuación 1.30 se puede llegar a la siguiente ecuación promediada de Navier-Stokes:

$$\frac{\partial \bar{u}_i}{\partial t} + \bar{u}_j \frac{\partial \bar{u}_i}{\partial x_j} + \frac{\partial \overline{u'_i u'_j}}{\partial x_j} = -\delta_{i3} g + f_c \epsilon_{ij3} \bar{u}_j - \frac{1}{\bar{\rho}} \frac{\partial \bar{p}}{\partial x_i} + \nu \frac{\partial^2 \bar{u}_i}{\partial x_j^2} \quad (1.31)$$

Así mismo, se puede obtener una ecuación para la fluctuación de la velocidad:

$$\frac{\partial u'_i}{\partial t} + \bar{u}_j \frac{\partial u'_i}{\partial x_j} + u'_j \frac{\partial \bar{u}_i}{\partial x_j} = +\delta_{i3} g \left(\frac{\theta'_v}{\theta_v} \right) + f_c \epsilon_{ij3} u'_j - \frac{1}{\bar{\rho}} \frac{\partial p'}{\partial x_i} + \nu \frac{\partial^2 u'_i}{\partial x_j^2} + \frac{\partial \overline{u'_i u'_j}}{\partial x_j} \quad (1.32)$$

Se puede obtener una ecuación para el momento de varianza a partir de multiplicar $2u'_i$ a la ecuación 1.32 y después de una serie de simplificaciones se obtiene:

$$\frac{\partial \overline{u_i'^2}}{\partial t} + \bar{u}_j \frac{\partial \overline{u_i'^2}}{\partial x_j} = +2\delta_{i3} \frac{g \left(\frac{\overline{u'_i \theta'_v}}{\theta_v} \right)}{\theta_v} - 2 \overline{u'_i u'_j} \frac{\partial \bar{u}_i}{\partial x_j} - \frac{\partial \overline{u'_i u_i'^2}}{\partial x_j} - \frac{2}{\bar{\rho}} \frac{\partial \overline{u'_i p'}}{\partial x_i} - 2\epsilon \quad (1.33)$$

donde $\epsilon = -2\nu \overline{\left(\frac{\partial u'_i}{\partial x_j} \right)^2}$ es el término de disipación viscosa. Si la ecuación 1.33 es dividida por 2 y se conoce que la energía cinética turbulenta (ECT) se define como: $e = 0.5 \overline{u_i'^2}$, por lo tanto se puede escribir como sigue:

$$\underbrace{\frac{\partial \bar{e}}{\partial t}}_I + \underbrace{\bar{u}_j \frac{\partial \bar{e}}{\partial x_j}}_{II} = +\delta_{i3} \underbrace{\frac{g \left(\frac{\overline{u'_i \theta'_v}}{\theta_v} \right)}{\theta_v}}_{III} - \underbrace{\overline{u'_i u'_j} \frac{\partial \bar{u}_i}{\partial x_j}}_{IV} - \underbrace{\frac{\partial \overline{u'_i e}}{\partial x_j}}_V - \underbrace{\frac{1}{\bar{\rho}} \frac{\partial \overline{u'_i p'}}{\partial x_i}}_{VI} - \underbrace{\epsilon}_{VII} \quad (1.34)$$

El primer término representa almacenamiento o tendencia local de ECT, el segundo término describe la advección de ECT por la velocidad del viento promedio, el tercer término puede ser de producción de boyancia o de consumo, dependiendo si el flujo de calor $\overline{u'_i \theta'_v}$ es positivo (durante el día sobre el suelo) o negativo (durante la noche sobre el suelo), así como se observa en la figura 1.6, donde se describen los efectos de la estabilidad estática a partir del mezclado de una parcela de aire.

La estabilidad estática, sin movimiento, se refiere a la capacidad de generación de convección por efectos boyantes, y su mecanismo de generación de turbulencia no depende del viento. Su contra parte es la estabilidad dinámica, que se refiere al movimiento, la estabilidad dinámica depende en parte a los vientos. Incluso si el aire esta estáticamente estable, la cizalladura del viento puede generar turbulencia dinámicamente. La turbulencia es un mecanismo por el cual el flujo tiende a deshacer la causa de la inestabilidad. En el caso de la inestabilidad estática, ocurre la convección que tiende a mover mas fluido flotante hacia arriba, por lo tanto estabilizando el sistema. Para inestabilidad dinámica, la turbulencia tiende a reducir

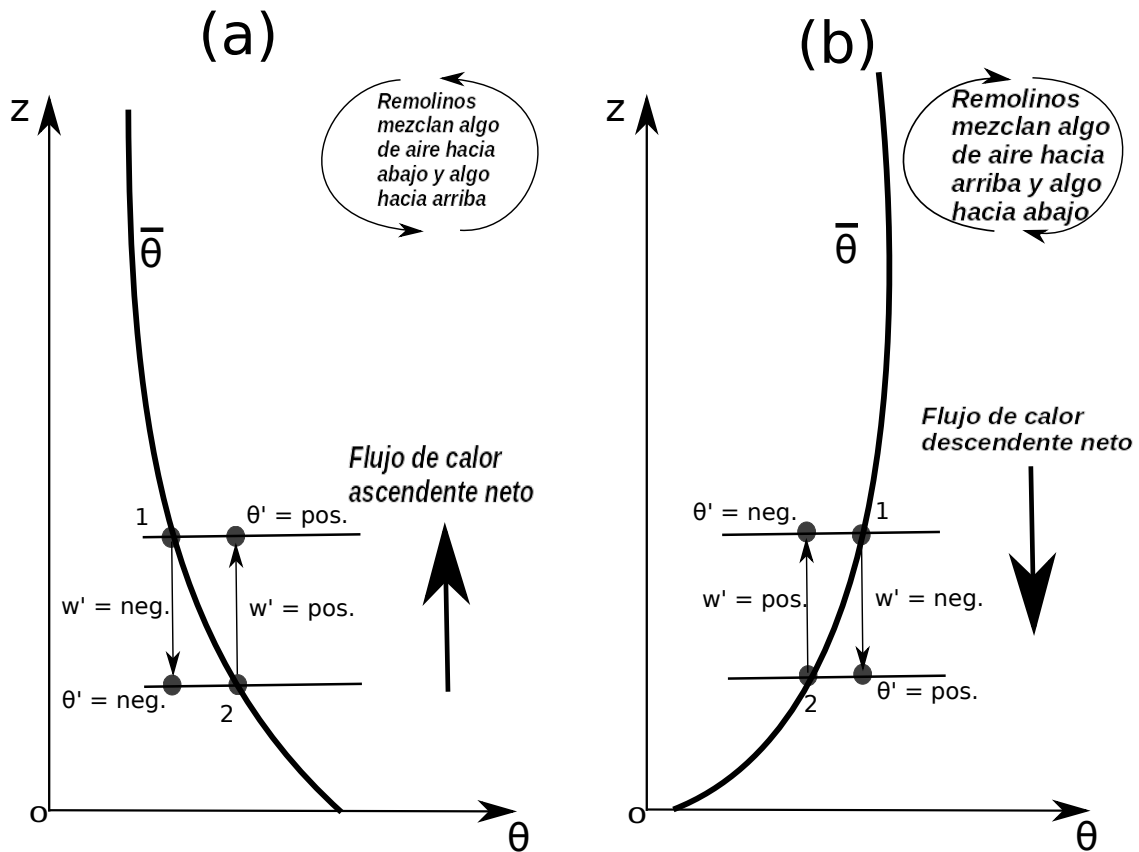


Figura 1.6: Estabilidad estática atmosférica: condiciones inestables y estables. Adaptada de R. B. Stull [16]

la cizalladura del viento, también estabilizando el sistema.

En condiciones estáticas inestables, existen efectos de plumas térmicas, que se asocia a un valor positivo del tercer término de la ecuación 1.34 y que solo actúa en la componente vertical, haciendo evidente que la producción de boyancia no es isotrópico. En condiciones estáticas estables, una parcela de aire desplazada verticalmente por la turbulencia experimentará una fuerza boyante que la empujará de regreso a su altura original. Tales condiciones se presentan durante la noche sobre el suelo o en cualquier momento en que la superficie es más fría que el aire que se encuentre por encima.

El cuarto término se refiere a la producción o pérdida mecánica de turbulencia del viento. El flujo de momento $\overline{u'_i u'_j}$ es usualmente de signo contrario de la cizalladura promedio del viento, porque el momento del viento usualmente se pierde en el suelo. Por lo tanto, este término resulta en una contribución positiva a la ECT cuando se multiplica por el signo negativo de la ecuación. El quinto término representa el transporte de turbulencia de ECT. Describe como la ECT se mueve por estructuras turbulentas u'_j . El sexto término es una correlación

que describe como la ECT es redistribuida por perturbaciones de la presión. A menudo es asociado con oscilaciones en el aire (ondas de gravedad o de boyancia). El último término es la disipación viscosa de ECT, es decir, la conversión de ECT a calor.

Existen fuerzas externas que tienden a desestabilizar a la atmósfera sobre periodos largos de tiempo. En el caso de la inestabilidad estática, el calentamiento solar es fuerza externa. En el caso de la inestabilidad dinámica, gradientes de presión impuestos por las características de la escala sinóptica impulsan los vientos contra los efectos disipativos de la turbulencia. Por medio de la comparación de las magnitudes relativas de los términos de producción de cizalladura y consumo boyante de la ecuación 1.34, se podría tener un indicador de la naturaleza de la convección, a esto se le conoce como el número de Richardson.

El número de Richardson es usualmente utilizada para indicar estabilidad atmosférica o para caracterizar si el flujo es laminar o turbulento. Se define de manera adimensional a partir de un factor estabilizador y un factor desestabilizador, es decir, entre la turbulencia creada térmicamente debido a la boyancia y la turbulencia creada mecánicamente debido a la cizalladura de la velocidad.

$$R_i = \frac{\left(\frac{g}{\theta_v}\right) (\overline{w'\theta'_v})}{(u'_i u'_j) \frac{\partial \bar{u}_i}{\partial x_j}} \quad (1.35)$$

Asumiendo homogeneidad horizontal, y se omite disminución rápida o hundimiento ($\bar{w} \cong 0$), entonces, la ecuación 1.35 puede ser reescrita como:

$$R_i = \frac{\left(\frac{g}{\theta_v}\right) (\overline{w'\theta'_v})}{(\overline{u'w'}) \frac{\partial \bar{u}}{\partial z} + (\overline{v'w'}) \frac{\partial \bar{v}}{\partial z}} \quad (1.36)$$

Para flujos estáticamente inestables, R_i es negativo, recordando que el denominador es usualmente negativo. Para flujos con estabilidad neutra, es cero. Para flujos estáticamente estables, R_i es positivo. Donde Richardson propuso como valor crítico $R_i = +1$, debido a que la razón de producción de turbulencia mecánica balancea el consumo boyante de ECT. Para valores menores a +1, la estabilidad estática no es suficientemente fuerte para prevenir generación mecánica de turbulencia. Para valores negativos de R_i , el numerador contribuye a la generación de turbulencia. Por lo tanto, se obtiene que para $R_i < +1$ el flujo es turbulento (dinámicamente inestable) y para $R_i > +1$ el flujo llega a ser laminar (dinámicamente estable).

Sin embargo, la forma más común de la ecuación de Richardson es la que a continuación se presenta, donde $-\overline{w'\theta'_v}$ puede ser proporcional a la tasa de lapso $\frac{\partial \bar{\theta}_v}{\partial z}$ y las correlaciones turbulentas $-\overline{u'w'}$ y $-\overline{v'w'}$ son proporcionales a $\frac{\partial \bar{u}}{\partial z}$ y $\frac{\partial \bar{v}}{\partial z}$, respectivamente. Estos argumentos

forman la base de la teoría K o teoría difusiva turbulenta.

$$R_i = \frac{\frac{g}{\theta_v} \frac{\partial \bar{\theta}_v}{\partial z}}{\left[\left(\frac{\partial \bar{u}}{\partial z} \right)^2 + \left(\frac{\partial \bar{v}}{\partial z} \right)^2 \right]} \quad (1.37)$$

Para flujos neutros, Ri en teoría es cero, pero este valor presenta una cierta ventana de relación, en la tabla 1.3 se presenta la clasificación de la estabilidad atmosférica de Richardson que en el presente trabajo se utiliza [62].

Tabla 1.3: Estratificación atmosférica

Height [m]	Variable
$Ri < -0.05$	Estratificación inestable
$-0.05 < Ri < 0.05$	Estratificación neutra
$Ri > 0.05$	Estratificación estable

Perfil de viento

La velocidad del viento cambia con la altura y tiene una gran influencia en la evaluación del recurso eólico y en el diseño de los aerogeneradores. Estos cambios en la velocidad del viento tienen un gran impacto en las aplicaciones de grandes aerogeneradores, donde la altura al buje del rotor suele ser superior a 75 m. Existen dos modelos matemáticos que se usan comúnmente para cuantificar el perfil vertical de la velocidad del viento sobre un terreno plano. Estas son la ley logarítmica y la ley de potencia. Lo primero puede derivarse teóricamente de los principios básicos de la mecánica de fluidos. Por el contrario, la ley de potencia es empírica y se usa comúnmente en la ingeniería eólica para definir los perfiles verticales del viento porque es simple y directo. La ecuación básica de la ley de potencia de cizalladura del viento es:

$$u(z) = u_R \left(\frac{z}{z_R} \right)^\alpha \quad (1.38)$$

Estas clasificaciones se pueden definir en términos del exponente de cizalladura del viento, como se muestra en la Tabla 1.4. Los estados de estabilidad atmosférica se clasifican como fuertemente estable (Ss), estable (S), neutral (N), convectivo (C) o fuertemente convectivo (Sc).

Tabla 1.4: Clasificación de estabilidad exponencial de cizalladura del viento [63].

Clase de estabilidad	α
Fuertemente estable (Ss)	$\alpha > 0.3$
Estable (S)	$0.2 < \alpha < 0.3$
Neutral (N)	$0.1 < \alpha < 0.2$
Convectivo (C)	$0.0 < \alpha < 0.1$
Fuertemente convectivo (Sc)	$\alpha < 0.0$

1.2.4. Función de distribución de velocidades

La probabilidad de que la velocidad del viento tenga un valor particular se puede describir en términos de una función de densidad de probabilidad. Para el análisis de datos de viento se utiliza cualquiera de las dos distribuciones de probabilidad de viento: Rayleigh o Weibull. La distribución de Rayleigh utiliza un parámetro, la velocidad media del viento. La distribución de Weibull se basa en dos parámetros y, por lo tanto, puede representar mejor una variedad más amplia de regímenes de viento. La norma internacional IEC 61400-12-1 [47] establece el uso de la distribución de probabilidad de Weibull como el modelo probabilístico que debe usarse para estimar la el potencial de producción de electricidad. En la ecuación 1.39, se presenta la función de densidad de probabilidad de Weibull:

$$p(U) = \left(\frac{k}{c}\right) \left(\frac{\bar{U}}{c}\right)^{k-1} \exp\left(-\left(\frac{\bar{U}}{c}\right)^k\right) \quad (1.39)$$

donde k es el factor de forma y una aproximación para k es:

$$k = \left(\frac{\sigma_1}{\bar{U}}\right)^{-1.086} \quad (1.40)$$

y c es el factor de escala, donde puede ser obtenida de la siguiente forma:

$$c = \left(\frac{\bar{U}}{\Gamma(1 + 1/k)}\right) \quad (1.41)$$

donde la función gamma, $\Gamma(x) = \int_0^\infty e^{-t} t^{(x-1)} dt$. La función gamma puede ser aproximada como [60]:

$$\Gamma(x) = \left(\sqrt{2\pi x}\right) (x^{x-1}) (e^{-x}) \left(1 + \frac{1}{12x} + \frac{1}{288x^2} - \frac{139}{51840x^3} + \dots\right) \quad (1.42)$$

La ecuación 1.39 es una representación estadística que se usa para determinar el potencial de energía eólica de un sitio determinado y para estimar la producción de energía eólica. Si los datos medidos están disponibles en la ubicación y a la altura deseada, puede que haya poca necesidad de un análisis de datos en términos de una función de distribución de probabilidad.

Si se requiere la proyección de los datos medidos de una ubicación a otra, o cuando solo se dispone de datos resumidos, existen ventajas claras en el uso de representaciones analíticas para la distribución de probabilidad de la velocidad del viento.

Capítulo 2

Mediciones en sitio y procesamiento de datos

Las campañas experimentales se realizaron en la zona de prueba del Instituto Nacional de Electricidad y Energías Limpias (INEEL) ubicado en La Ventosa, en la región del Istmo de Tehuantepec, Oaxaca, México (coordenadas: $16^{\circ}32'40.8''$ Norte $94^{\circ}57'09.0''$ Oeste). La zona de prueba cuenta con un terreno de 32 hectáreas, propiedad del INEEL. El sitio cuenta con dos torres, una de 80 metros y otra de 40 metros de altura, que incluye una estación climatológica completa. En la figura 2.1 se marca la ubicación de La Ventosa, y se observa la torre anemométrica de 40 metros de altura.



Figura 2.1: Fotografía de torre anemométrica, de 43 m de altura, ubicada en La Ventosa, Oaxaca.

El Istmo es de especial interés para la industria de producción eólica debido a que está situado cerca de una corriente oceánica inusualmente cálida que, combinada con el gradiente de

presión y temperatura del área, produce un fuerte viento del norte, que se traduce en niveles altos de turbulencia y ráfagas [64].

El terreno de Oaxaca es variado e incluye sierras, mesetas amplias, valles altos y planicies costeras. La parte norte de Oaxaca se encuentra dominada por la Sierra norte, con cordilleras de más de 3,000 metros, que termina donde comienza el Istmo de Tehuantepec. La Sierra Madre del sur, la cual se extiende de noroeste al sureste, se encuentra al sur de los valles centrales. El mejor potencial eólico se encuentra concentrado en la región sureste del estado, principalmente en la parte sur del Istmo de Tehuantepec. El mayor recurso eólico en el Istmo se presenta cerca de las colinas (incluyendo La Mata y La Venta), cordilleras y en la costa [64].

Se instalaron anemómetros en una torre de 40 metros, esto con ayuda de personal técnico del INEEL y del IER-UNAM. Las mediciones se realizaron a dos alturas utilizando anemómetros a 17.5 y 40 metros sobre el nivel del suelo. Ambos anemómetros WindMaster 3D (ver figura 2.2a) ofrecen salidas a 20 Hz (32 Hz opcionales) de temperatura, presión y las tres componentes de la velocidad del viento.

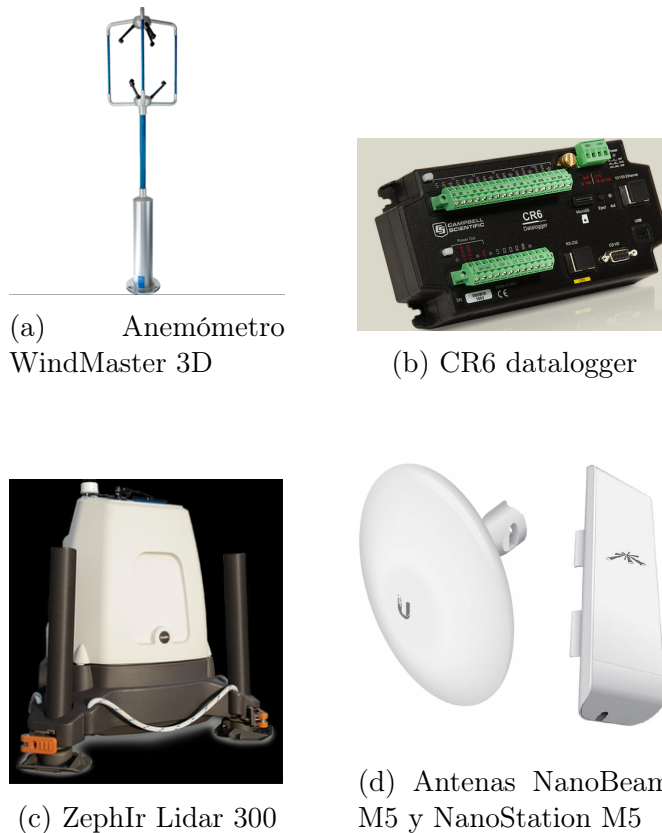


Figura 2.2: Equipos de medición del viento, adquisición y comunicación remota

Los datos se midieron y registraron a una frecuencia de 1 Hz para caracterizar la turbulencia del viento durante el periodo de septiembre de 2017 hasta julio de 2018. Los anemómetros tienen un rango de velocidad de viento de 0-50 m/s con una resolución de 0.01 m/s , dirección de viento de 0 – 359°, con una resolución de 0.01 ° y con salidas analógicas y digitales, la velocidad de muestreo interno es de 20Hz (32Hz opcional) y los formatos de salida pueden ser: UVW y polar. Los anemómetros fueron conectados a un sistema de control y adquisición de datos CR6 (ver figura 2.2b). Cuenta con comunicación rápida a través de puertos USB, Ethernet y protocolo para transferencia rápida de información, FTP.

Así mismo, en el sitio se instaló un equipo de tecnología LIDAR (ver figura 2.2c) que proporciona mediciones simultáneas de velocidad de viento a lo largo de 10 diferentes alturas definidas por el usuario en un rango de entre 10 y 200 metros. El LIDAR mide 50 puntos cada segundo dentro de un rango de muestreo de 360°, lo que proporciona una alta tasa de muestreo en flujos de aire complejos y fluctuantes. El rango de velocidad de viento del LIDAR varía desde 1 a 70 m/s , el consumo de potencia es de 69W, el rango de temperatura de operación va de -40 a +50°C y tiene una masa de 55 kg.

Para acceso a la información de manera remota contenida en los equipos, se propuso generar una red local entre los equipos de medición utilizando 2 antenas punto a punto y 1 antena punto a multipunto. Las antenas fueron necesarias ya que las distancias entre los equipos son mayores a los 150 metros. Se utilizó el protocolo de comunicación FTP debido a su versatilidad y a que todos los instrumentos de medición cuentan con este protocolo. La antena punto a punto, NanoBeam M5 que se muestra en la figura 2.2d, cuenta con una banda de frecuencia de 5 GHz, una velocidad de transporte de datos de 150 Mbps y un rango de hasta 10 Km. La antena punto a multipunto, NanoStation M5 mostrada en la figura 2.2d, cuenta con una banda de frecuencia de 5 GHz, una velocidad de transporte de datos de 150 Mbps y un rango de hasta 15 Km.

Las antenas punto a punto fueron utilizadas para que los instrumentos de medición (adquisidor de datos CR6 y LIDAR) envíen datos utilizando el protocolo FTP hacia una computadora maestra la cual cuenta con la antena punto a multipunto y ésta se encontrará ubicada en el edificio de control en la zona de prueba.

A continuación, de manera somera, se presenta un resumen de los datos medidos en la región, únicamente para verificar que los equipos midieron y guardaron la información de manera adecuada.

Los anemómetros ultrasónicos, con ayuda del adquisidor CR6, guardaron información cada segundo, esto con la finalidad de estudiar los efectos de la turbulencia en aplicaciones de energía eólica. El equipo LIDAR midió cada 17 segundos, ya que es lo más rápido que puede guardar, a 10 diferentes alturas, desde 17.5 metros hasta los 200 metros, esto con la finalidad de describir el comportamiento del perfil de velocidades, esto es debido a que la mayoría de

los aerogeneradores instalados en la región no superan esta altura. El periodo de mediciones comprende desde Agosto 2017 a Julio 2018, lo que se traduce a 27, 965, 533 datos por anemómetro y 1, 804, 670 datos del LIDAR.

Uno de los primeros objetivos alcanzados del presente trabajo fue generar una base de datos de alta frecuencia de velocidades de viento, entre otros parámetros, como la temperatura sónica. Actualmente, los equipos siguen incrementando la base de datos, esto gracias a la red local que se generó en el sitio, es posible monitorearlos a distancia. Esta base de datos generada podría ser de gran utilidad, no solo para el desarrollo del presente trabajo, sino para otros trabajos relacionados con el área de la energía eólica.

La Ventosa se caracteriza por los fuertes vientos del norte, esto se puede notar en la figura 2.3, donde la velocidad máxima del viento es mayor a los 38 m/s . Además, la dirección del viento es consistente con la fenomenología del sitio, donde los vientos dominantes están en la dirección norte y norte-noroeste.

En la figura 2.4 se presentan gráficas de cajas para cada uno de los meses que comprende el periodo de medición. La gráfica de caja describe el cuartil (Q_1), la mediana (Q_2) y el tercer cuartil (Q_3) de los datos medidos. El rectángulo central abarca desde el primer cuartil hasta el tercer cuartil (IQR). Un segmento dentro del rectángulo muestra la mediana, y las barras rectas arriba y por debajo muestran las ubicaciones del mínimo, $Q_1 - 1.58IQR$, y máximo, $Q_2 + 1.58IQR$. Las mayores dispersiones se presentan entre el mes de Octubre y Febrero, con velocidades medias mayores a los 7 m/s .

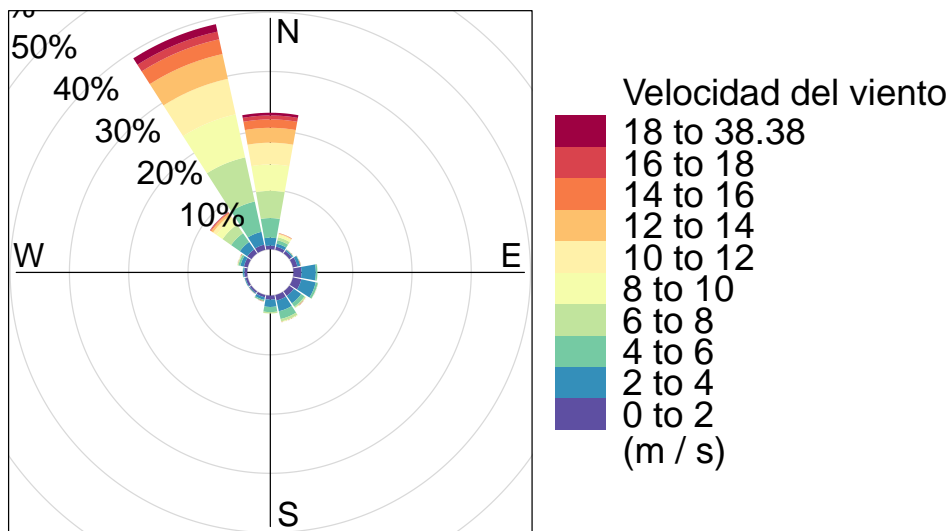


Figura 2.3: La rosa de los vientos muestra que la velocidad y la dirección del viento se distribuyen predominantemente hacia la dirección norte y noroeste-noroeste (N-NNW).

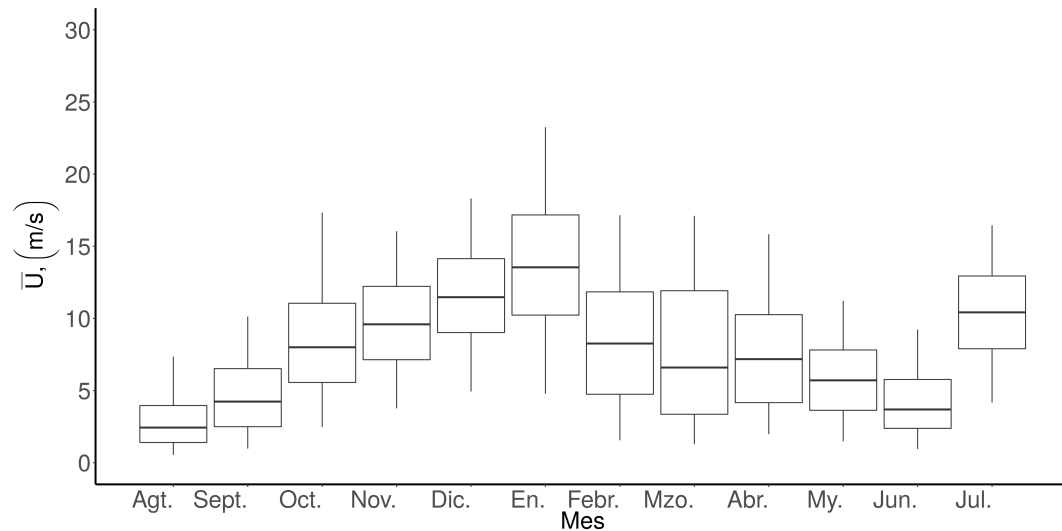


Figura 2.4: Velocidad promedio mensual del viento en La Ventosa, Oaxaca, México para una altura de 40 m para el periodo Agosto del 2017 a Julio del 2018

Para finalizar, se presenta un resumen de los datos en la tabla 2.1, donde se muestran algunos parámetros estadísticos de interés de la velocidad del viento tales como: mínimo (Mín.), máximo (Máx.), desviación estándar (DE), entre otros, medidos a partir de los anemómetros instalados a dos alturas: 17.5 y 40 metros, y el equipo LIDAR, la cual solo se reporta la velocidad para una altura de 75 metros, esto es debido a que solo se necesitó la velocidad a esa altura debido a que la mayoría de los aerogeneradores instalados en la región tienen esta altura hasta el cubo del rotor. Además, se muestran las frecuencias con la cual se guardaron los datos, y se observa un máximo para el anemómetro instalado a 40 metros de altura, 41.76 m/s . A pesar de que a mayores alturas las velocidades del viento tienden a ser mayores, para el caso de la velocidad máxima registrada por el LIDAR, esto se puede deber a la frecuencia con la que se guardaron los datos.

Tabla 2.1: Parámetros estadísticos de los dos anemómetros ultrasónicos (1 Hz) y el LIDAR † (0.06 Hz).

Equipo	Altura(m)	Variable	Promedio	Mediana	DE	Mín.	Máx.
Anemómetro 1	17.5	U_{∞} (m/s)	7.21	6.68	4.51	0.0	38.38
Anemómetro 2	40	U_{∞} (m/s)	8.30	7.69	4.10	0.0	41.760
LIDAR	75 †	U_{∞} (m/s)	9.05	8.301	5.28	0.46	40.062

Estudio del comportamiento del viento en la región de La Ventosa

En esta sección se presentan los resultados del análisis de la intensidad de turbulencia de los datos de velocidad de viento de La Ventosa, además se investigará la viabilidad de utilizar el modelo normal de turbulencia (NTM) descrito en el estándar IEC61400 para el diseño estructural de aerogeneradores. Así mismo, se analizará el efecto del periodo de promedio en la evaluación del recurso eólico y en el exceso de energía contenida en las ráfagas y cuál es su relación con la intensidad de turbulencia. Primero, se obtendrá el espectro de energía del viento, ya que se asume siempre que para nuestra región el comportamiento del espectro es igual al reportado por Van der Hoven.

3.1. Escalas atmosféricas y espectro de energía en La Ventosa, Oaxaca

En la presente sección se analiza dos espectros de energía que se diferencian uno del otro en la longitud de los datos seleccionados. El espectro se determina utilizando una función prescrita cuya metodología se encuentra descrita en [54] en el cual se presenta la estimación del espectro de densidad de energía utilizando una función de multiventaneo.

En la figura 3.1 se muestran gráficas de cajas mensual para los 12 meses de medición, esta representación describe el primer cuartil (Q_1), la mediana (Q_2) y el tercer cuartil (Q_3) de los datos medidos. El rectángulo central abarca desde el primer cuartil hasta el tercer cuartil (IQR). Un segmento dentro del rectángulo muestra la mediana, y las barras rectas arriba y por debajo muestran las ubicaciones del mínimo, $Q_1 - 1.58IQR$, y máximo, $Q_2 + 1.58IQR$.

Para el primer caso, se selecciona el mes de Enero del 2018, en donde se presenta la velocidad máxima de viento y la mayor dispersión, esto último se puede observar si se compara el máximo y mínimo de cada barra de la gráfica de caja para cada mes. La idea general es capturar la mayor variación de la velocidad del viento y poder tener escalas (sinóptica, mesoescala y microescala) claramente definidas, es decir, con grandes valores de energía

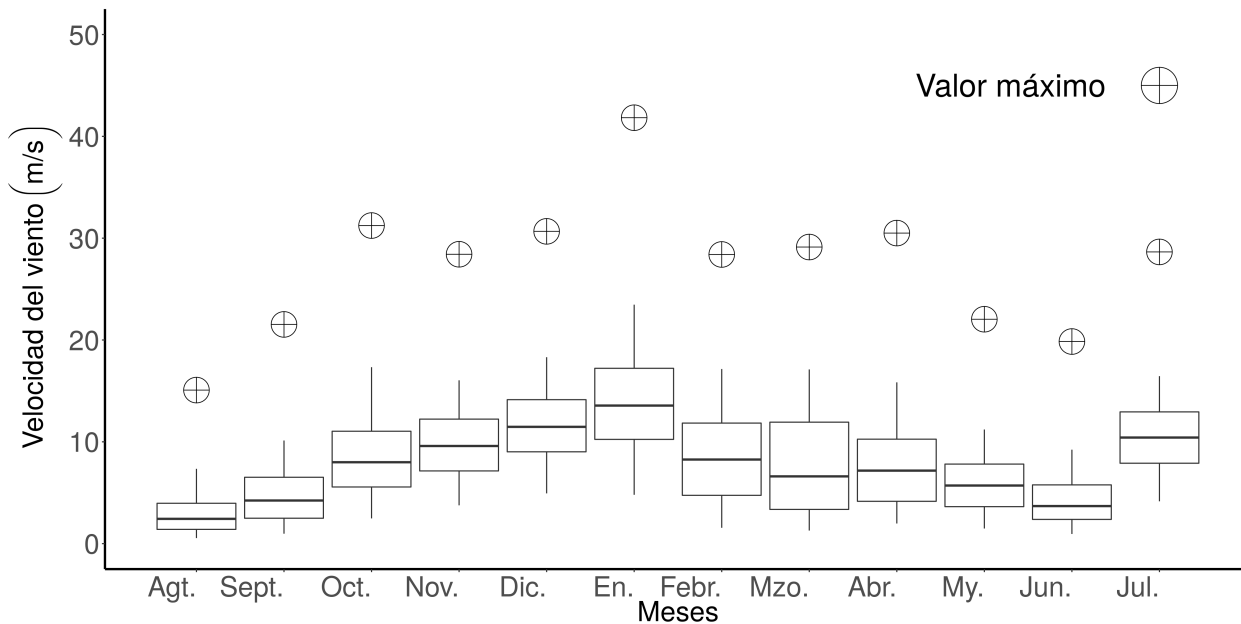


Figura 3.1: Velocidad mensual máxima del viento en La Ventosa, Oaxaca, México para una altura de 40 m para el periodo agosto del 2017 a julio del 2018. Se observa que para el mes de Enero ocurre la velocidad máxima del viento, con velocidades iguales a un huracán de categoría 1, además las barras muestran una dispersión considerable de los datos, el valor máximo de la barra presenta valores de velocidades de viento superiores a los otros meses.

cinética turbulenta. Para el segundo caso, se exploró el comportamiento anual del espectro de densidad de energía. Esto es algo que hace algunas décadas no era posible debido a la falta de bases de datos de alta frecuencia y limitaciones de tiempo de cómputo.

El espectro de energía para el mes de enero se presenta en la figura 3.2, esta gráfica se realizó utilizando datos a un Hz . En el eje ' x ' se gráfica el periodo en *ciclos/hora* y en escala logarítmica, y en el eje ' y ' se gráfica el producto de la frecuencia y el espectro de energía, $fS(f)$. Se visualiza 3 picos característicos en periodos al rededor de los 2 días, 19 horas y alrededor de los 5 minutos, zonas que caracterizan este tipo de espectros: escalas sinópticas, mesoescala y microescala.

Para la zona de microescala la amplitud es menor a la reportada por Van der Hoven, esto se debe a que el espectro se calculó de manera diferente, es decir, no se reconstruyó el espectro de energía por trozos utilizando series de tiempo con diferentes periodos de promedio. Para el caso de la microescala, no se utilizó registros de una hora donde se presenta la mayor variabilidad del viento, durante un ciclón como es el caso del espectro de Van der Hoven. Para los picos al rededor de las 19 horas y 2 días la amplitud llega a ser considerablemente mayor que el espectro de Van der Hoven, así como en el periodo en el que se presentan.

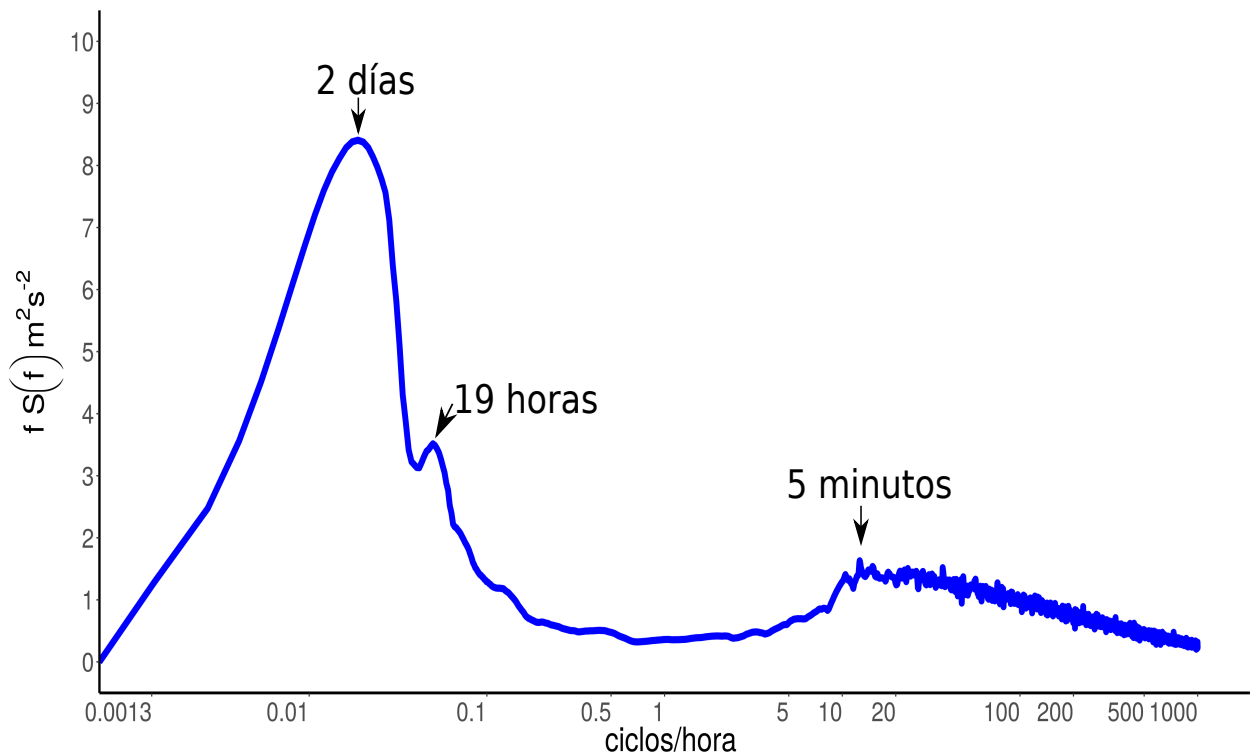


Figura 3.2: Espectro de energía de la velocidad del viento del mes de Enero del 2018 para una altura de 40 metros. Se visualiza 3 picos característicos en periodos al rededor de los 2 días, 19 horas y alrededor de los 5 minutos, zonas que caracterizan este tipo de espectros: escalas sinópticas, mesoescala y microescala.

Se observa la zona de mínima energía, la brecha espectral, que separa las escalas más grandes de las pequeñas, es consistente con el espectro de Van der hoven, centrado para un periodo de 1 *ciclo/hora*. Esto confirma que al igual que la brecha espectral reportada por Van der Hoven [12] se visualiza claramente para la zona de La Ventosa, Oaxaca.

La importancia de la brecha espectral entre la mesoescala y la microescala es que, si se elige un periodo de promedio para la velocidad del viento y se encuentra dentro de este rango, claramente hay una variabilidad mucho menor, se podría asumir que es una muestra que no presenta demasiada variación con respecto al promedio de la velocidad del viento. Se podría esperar que cualquier muestra aleatoria promediada durante dichos períodos (por ejemplo, 3 h a 20 min) tenga una función de densidad de probabilidad relativamente aguda cuando se compara con un conjunto de valores aleatorios muestreados de manera similar utilizando, por ejemplo, velocidades promediadas de 1 min, como se discutirá en la sección de efectos del periodo de promedio.

Como ya se ha mencionado, usualmente estas gráficas están construidas por tramos a partir de registros con diferentes promediados y longitudes. Los periodos de tiempo mas largos,

es decir para la escala sinóptica, están basados en registros largos. Para la porción de microescala, los registros cubren una o algunas horas solamente. El espectro resultante difiere fuertemente de uno de otro, particularmente a microescala. Obviamente, si la porción de microescala fue obtenida durante periodos de fuerte turbulencia (mecánica o convectiva o las dos), la energía a microescala es grande y mucho más grande que la energía a mesoescala.

Por otro lado, si todas las observaciones a microescala son obtenidas en noches despejadas y con vientos débiles, la energía a microescala es débil comparado con los cortos periodos de energía en mesoescala. La amplitud del espectro llega a ser dependiente de la longitud de la base de datos, al tener una mayor probabilidad de capturar un mayor rango de fluctuaciones del viento es probable que las grandes fluctuaciones se amortigüen con las fluctuaciones pequeñas o muy cercanas a cero.

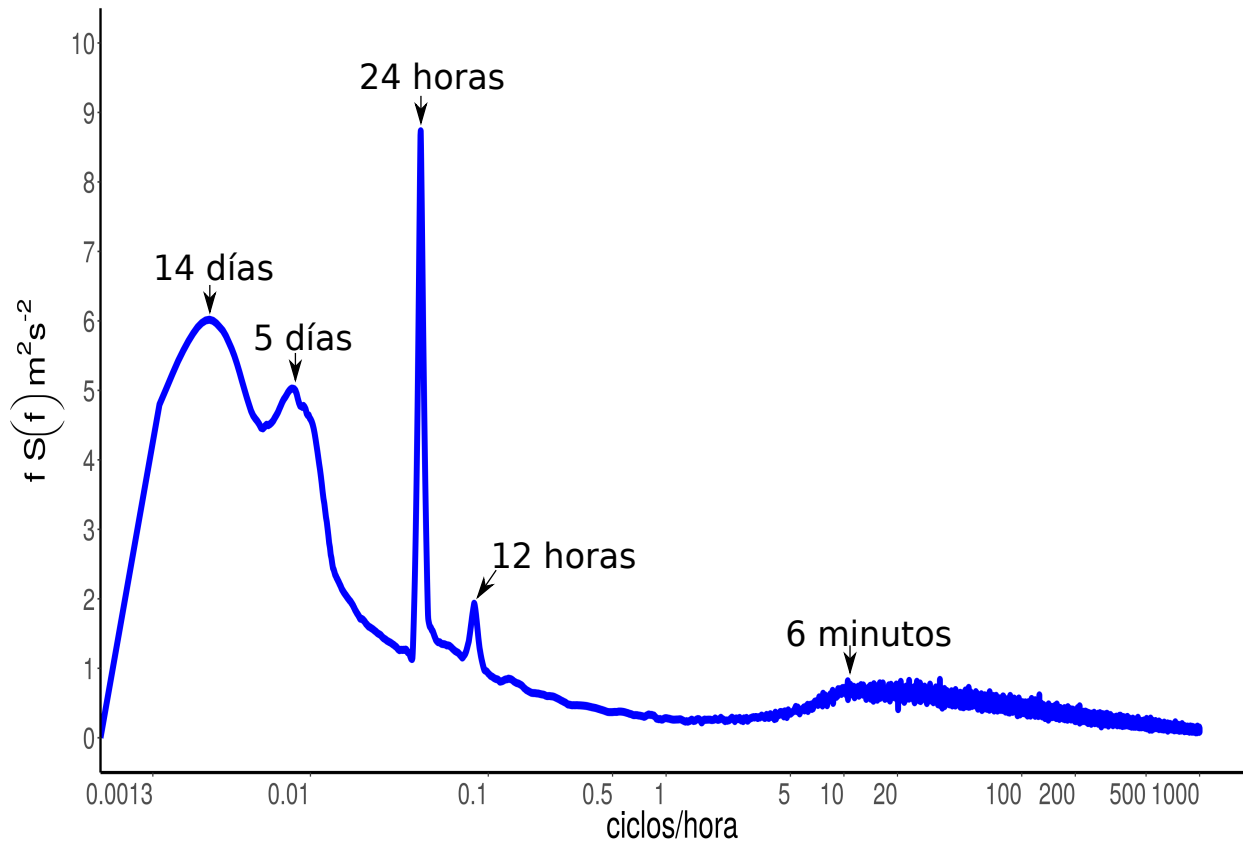


Figura 3.3: Espectro de energía de la velocidad del viento para el periodo de septiembre del 2017 a enero del 2018 para una altura de 40 metros. se observa el espectro de energía con las zonas a microescala y brecha de energía claramente definidas, así como los efectos diurnos a las 12 horas y otro pico más que corresponde al periodo de 24 días. Existen otros dos picos claramente definidos a los 14 días y a los 5 días.

Las secciones a gran escala del espectro son mas consistentes de un estudio a otro; pero incluso aquí, hay diferencias estacionales y regionales. Es así, que no es razonable comentar respecto a los niveles de energía de los diferentes espectros sino discutir sobre los niveles de energía de los espectros obtenidos bajo diferentes condiciones meteorológicas y geográficas. Para el segundo caso de estudio, se consideró la base de datos de 12 meses a un Hz de La Ventosa, Oaxaca. En la figura 3.3 se observa el espectro de energía con las zonas a microescala y brecha de energía claramente definidas, así como los efectos diurnos a las 12 horas y otro pico más que corresponde al periodo de 24 días. El espectro a micro escala presenta una amplitud menor si es comparado con el espectro de energía para el mes de enero mostrado en la figura 3.2 o si es comparado con el espectro de Van der Hoven.

Existen otros dos picos claramente definidos a los 14 días y a los 5 días. De acuerdo con A. H. Oort et al. [65] se presenta la aparición de picos en estos periodos como una característica del aumento de la actividad ciclónica. Como ya se ha mencionado La Ventosa es conocida por sus fuertes vientos del norte como consecuencia de que se encuentra dentro de un corredor de baja altura creado por la Sierra de Chiapas y la sierra Norte de Oaxaca, facilitando el paso de ciclones tropicales (en ambos lados) del Pacífico y el golfo de México, alineando sus flujos con este corredor.

De la figura 3.2, un fenómeno similar al del aumento de la actividad ciclónica podría responder el por qué se presenta una amplitud tan grande a los 2 días en el espectro de energía comparado con los otros picos presentes en el espectro, ya que las velocidades presentes en ese mes corresponden a velocidades que podrían presentarse en un Huracán de categoría 1.

Para concluir, se analizaron dos casos de estudio, la diferencia reside en la longitud de la muestra seleccionada: para un mes y para un año completo. Se seleccionó el mes enero debido a que se registró la máxima velocidad del viento. Para el caso del mes de enero, se visualiza 3 picos característicos en periodos al rededor de los 2 días, 19 horas y al rededor de los 5 minutos. Además, se visualiza claramente la brecha espectral, la zona de mínima energía. Se concluye que un fenómeno similar al del aumento de la actividad ciclónica podría responder el por qué se presenta una amplitud tan grande a los 2 días en el espectro de energía comparado con los otros picos presentes en el espectro, ya que las velocidades presentes en ese mes corresponden a velocidades que podrían presentarse en un Huracán de categoría 1.

Para la zona de microescala la amplitud es menor a la reportada por Van der Hoven, esto se debe a que el espectro se calculó de manera diferente, es decir, no se utilizó registros de una hora donde se presenta la mayor variabilidad del viento, durante un ciclón para reconstruir únicamente la zona de microescala. Las porciones a gran escala del espectro son mas consistentes de un estudio a otro; pero incluso aquí, hay diferencias estacionales y regionales. Por lo tanto, no es razonable hablar acerca del nivel de energía del espectro, más bien se debe discutir propiedades del nivel de energía del espectro obtenidos bajo condiciones varias. Para el segundo caso, se consideró los datos de 12 meses a un Hz . Claramente se identificó en el

espectro de energía las zonas a microescala y brecha de energía, así como los efectos diurnos a las 12 horas y otro pico más que corresponde al periodo de 24 días.

El espectro a micro escala presenta una amplitud menor si es comparado con el espectro de energía para el mes de enero o si es comparado con el espectro de Van der Hoven. Existen otros dos picos claramente bien definidos a los 14 días y a los 5 días. Se concluye que estos picos se podría deber a un aumento de la actividad ciclónica, es un efecto debido a los fenómenos estacionales y topográficos. La Ventosa se encuentra dentro de un corredor de baja altura creado por la Sierra de Chiapas y la sierra Norte de Oaxaca, facilitando el paso de ciclones tropicales (en ambos lados) del Pacífico y el golfo de México. Además, algo que se puede concluir es que la amplitud del espectro llega a ser dependiente de la longitud del registro, al tener una mayor probabilidad de capturar un mayor rango de fluctuaciones del viento es probable que las grandes fluctuaciones se amortigüen con las fluctuaciones pequeñas o muy cercanas a cero.

En la siguiente sección estudiaremos como se compara el modelo normal de turbulencia contra el comportamiento de la intensidad de turbulencia de la región de La Ventosa, este estudio es de gran importancia debido a que este modelo es comúnmente utilizado para el diseño estructural de aerogeneradores de pequeña y gran capacidad bajo condiciones de carga por fatiga.

3.2. Intensidad de la turbulencia del viento en La Ventosa, México

La intensidad de turbulencia de la velocidad del viento es un parámetro crucial en el diseño estructural de aerogeneradores. El IEC61400 considera el modelo normal de turbulencia (NTM) como una referencia para los cálculos de carga de fatiga para pequeños y grandes aerogeneradores. Es por eso que se hizo un análisis de intensidad de turbulencia utilizando este modelo NTM para aerogeneradores de pequeña y gran capacidad. Para llevar a cabo el análisis de gran capacidad se exploró el modelo de ley de potencia utilizando datos anemométricos de alta resolución y comparando los resultados con datos medidos con una tecnología LIDAR.

3.2.1. Extrapolación por ley de potencia

El modelo de ley de potencia descrito en la ecuación 1.38, es una de las herramientas más utilizadas para extrapolar la velocidad del viento para diferentes alturas. Se llevó a cabo la extrapolación de la velocidad del viento a una altura de 75 m utilizando dos anemómetros ultrasónicos y comparando con mediciones a la misma altura utilizando un LIDAR. El método consiste en clasificar el exponente de cizalladura del viento en términos de estabildades atmosféricas y posteriormente calcular un valor promedio del exponente de cizalladura del viento como parámetro de entrada en la extrapolación por la ley de potencia, ecuación 1.38.

Debido a que la estabilidad atmosférica se rige por la radiación solar con su ciclo diurno, podemos esperar que la cizalladura del viento también presente un ciclo diurno. Con la finalidad de ilustrar la variabilidad del exponente de cizalladura, en la figura 3.4 se muestra el comportamiento para un día seleccionado, sin embargo, este comportamiento puede variar a lo largo del año. El exponente fue determinado a partir de los datos medidos a un segundo por los anemómetros ultrasónicos a dos alturas: 17.5 y 40 metros. Por lo tanto, se obtuvo una nueva serie de tiempo a un segundo para una altura de 75 metros. Las características de la estabilidad atmosférica con base a al exponente de cizalladura fue que: la estabilidad atmosférica fue predominantemente estable y fuertemente convectiva, con 34.8 % y 24.0 %, respectivamente. Las estabildades convectivas, neutral y estable fueron 12.6 %, 14.5 % y 14.1 %, respectivamente.

Sin embargo, al presentar la variabilidad del exponente de cizalladura a cada segundo para un día dentro del periodo de medición, es complicado visualizar si existe algún patrón determinado por el ciclo del día y la noche. Por lo tanto, se optó por agrupar el exponente de cizalladura en horas con la finalidad de generar la variabilidad durante el día de este exponente, sin embargo, al hacer este ejercicio, se elimina gran parte de la variabilidad pero se gana en la visualización de esta variable. En la Figura 3.5, se presenta la variación horaria de α , para este caso, esta cantidad varía alrededor de $1/7$ durante el día hasta aproximadamente $1/5$ durante la noche.

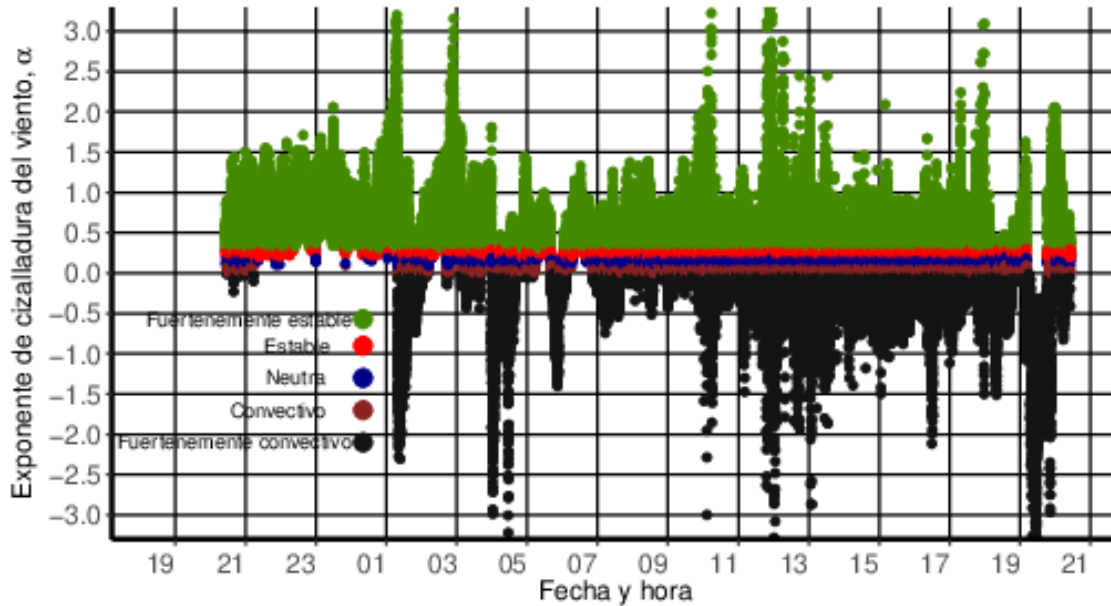


Figura 3.4: Ejemplo ilustrativo de la variación de la cizalladura del viento con la hora del día en La Ventosa, Oaxaca, México. Periodo presentado del 9 al 10 de octubre de 2017.

La tabla 3.1 presenta el exponente de cizalladura del viento bajo diferentes estabilidades atmosféricas, que se pueden observar en 3.4. La anterior gráfica es utilizada para ejemplificar la variabilidad del parámetro α para un día, sin embargo no es representativa de la variabilidad que podría presentarse durante un año. Esto se ve claramente cuando se lleva a cabo el promedio de cada conjunto de datos definidos a partir de las estabilidades atmosféricas, los cuales son mostrados en la Tabla 3.1. Estos datos presentados en la tabla, se utilizaron para

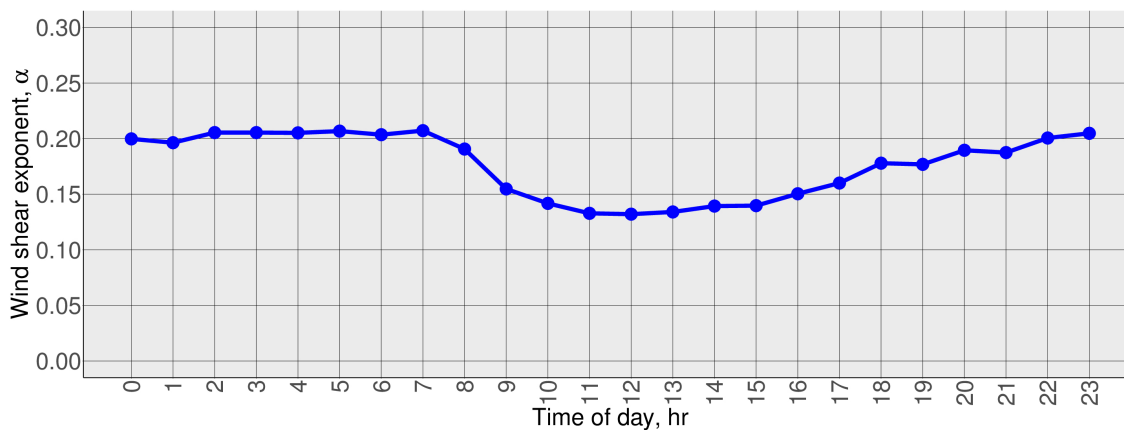


Figura 3.5: Variación por hora del exponente de cizalladura del viento para un día típico en La Ventosa, Oaxaca, México.

calcular la extrapolación de la velocidad del viento para una altura de 75 metros.

Tabla 3.1: Parámetro propuesto exponente de cizalladura del viento.

Parámetros	Ss	S	N	C	Sc
α	0.3	0.2	0.14	0.09	-0.01

La figura 3.6 muestra las distribuciones de frecuencia de la velocidad del viento para los datos medidos anemométricos y LIDAR y los datos extrapolados a 75 m de altura. La figura muestra que la distribución de datos extrapolados fue la esperada, aunque el pico en la distribución se subestimó debido a la diferencia en la frecuencia registrada a las series de tiempo extrapoladas y LIDAR, 1 y 0.06 Hz, respectivamente.

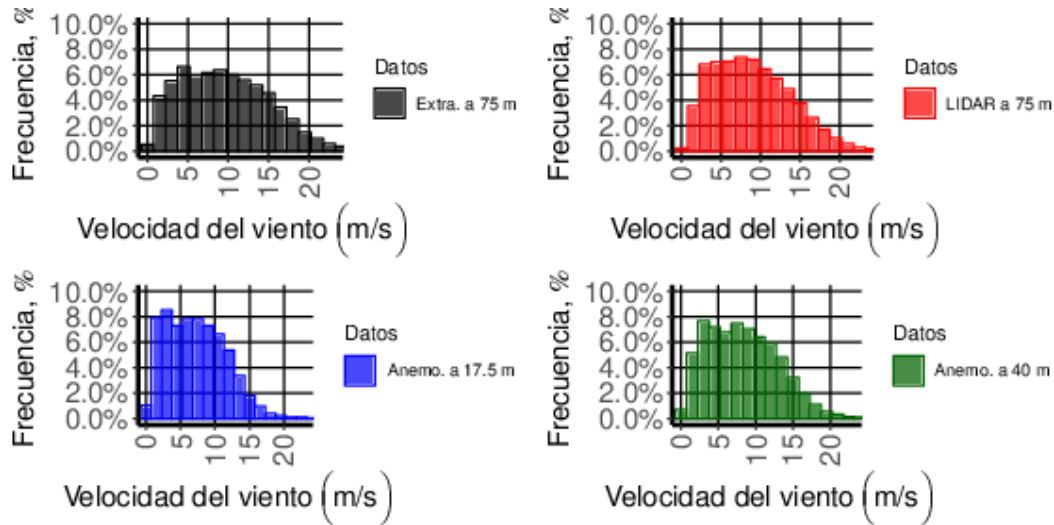


Figura 3.6: Distribuciones de frecuencia de velocidad del viento a partir de diferentes mediciones de datos y datos extrapolados de 75 m de altura en La Ventosa, Oaxaca, México.

3.2.2. Caracterización de la intensidad de turbulencia

La turbulencia del viento, es el principal fenómeno físico que impulsa este trabajo, ya que los cambios rápidos inevitables en la dirección del viento producen cargas inestables y cíclicamente variables tan pronto como golpean el rotor. La figura 3.7 presenta la intensidad total de la turbulencia, $\sqrt{2/3k}$, donde k es la energía cinética turbulenta. Se utilizó un promedio de 10 minutos para ambas alturas. Se debe tener en cuenta que las barras de error representan la desviación estándar promedio de \pm los valores agrupados de la intensidad de turbulencia. Está claro que el más cercano al suelo presenta una mayor intensidad de turbulencia para

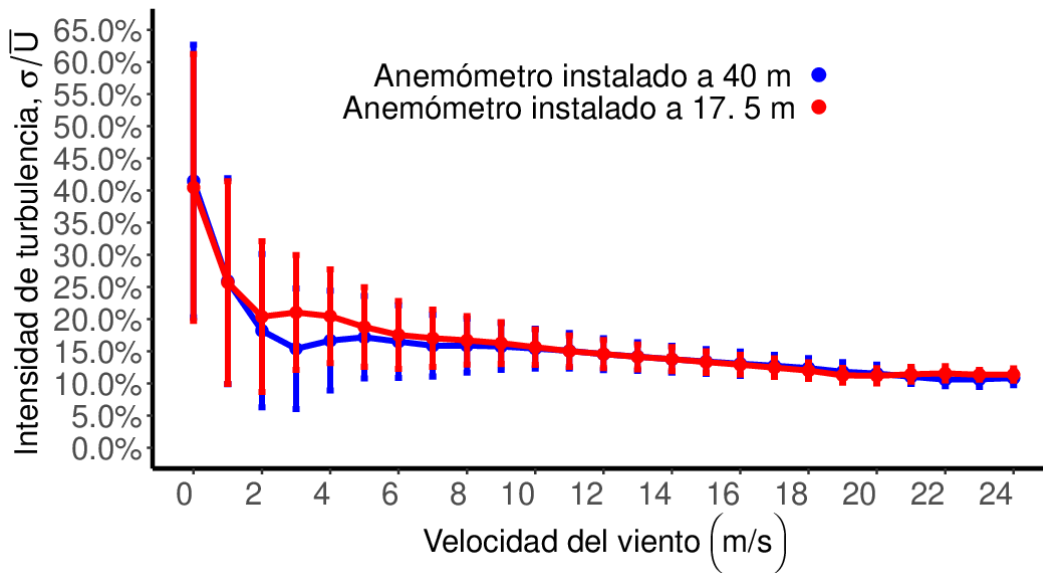


Figura 3.7: Intensidad de turbulencia, σ/\bar{U} , variación a través de alturas medidas: 17.5 y 40 m.

velocidades del viento que van de 1 a 5 m/s; sin embargo, estas diferencias para valores más altos de velocidad del viento son menores.

Como ya se ha mencionado, la intensidad de turbulencia longitudinal calculada se comparó con la NTM de IEC61400-2. Los resultados se muestran en las figuras 3.9 y 3.8, donde el modelo NTM estándar asumió el valor de referencia como $I_{ref} = 0.18$ (línea azul). En ambas figuras, se presenta una gráfica de caja, que se basa en el mínimo $Q_1 - 1.58IQR$, y el máximo $Q_2 + 1.58IQR$, primer cuartil (Q_1), mediana (Q_2), tercer cuartil (Q_3) de los datos medidos. En la gráfica de caja, el rectángulo central abarca desde el primer cuartil hasta el tercer cuartil (IQR). Un segmento dentro del rectángulo muestra la mediana, y las barras rectas arriba y por debajo de la gráfica de cuadro muestran las ubicaciones del mínimo y máximo. Los datos también se mostraron por encima del percentil 95th de los datos medidos, a fin de presentar los datos que no se consideraron en el diagrama de caja, pero que se deben tener en cuenta para estudiar las fuentes de fatiga. La forma de diamante ubicada dentro de la caja muestra el valor de intensidad de turbulencia promedio. También se presenta la distribución de frecuencia de la velocidad del viento. De estas graficas, se encontró que casi todos los valores del percentil 95th estaban por encima del modelo de turbulencia normal, lo que corresponde aproximadamente a 388 h de exposición de valores fuera del diseño de intensidad de turbulencia de referencia, lo que puede contribuir cargas por fatiga en un aerogenerador.

En esta investigación, se ha observado que la intensidad de turbulencia varía con la altura y también presenta valores mayores que a alturas altas, ya que la rugosidad y los efectos de cizalladura tienen un mayor impacto en el comportamiento del flujo. En general, hubo

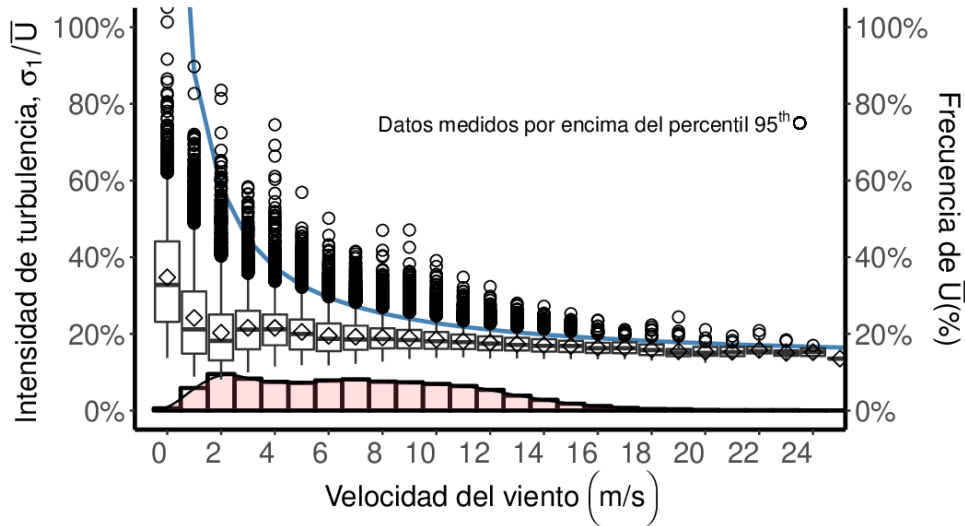


Figura 3.8: La grafica de caja con NTM usando $I_{15} = 0.18$ (línea azul) para datos medidos a 17.5 m de altura. La forma de diamante ubicada dentro de la caja muestra el valor de intensidad de turbulencia promedio, y el histograma representa la distribución de frecuencia de la velocidad del viento.

un amplio rango de velocidades de viento en el que las barras verticales tenían valores por encima de la intensidad de referencia, I_{ref} (0.18) e interseca al modelo NTM.

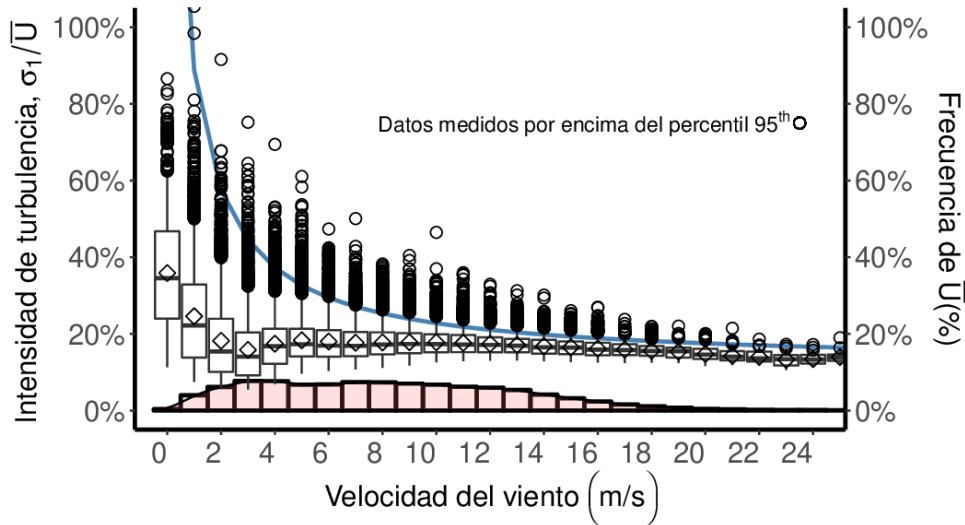


Figura 3.9: La grafica de caja con NTM usando $I_{15} = 0.18$ (línea azul) para datos medidos a 40 m de altura. La forma de diamante ubicada dentro de la caja muestra el valor de intensidad de turbulencia promedio, y el histograma representa la distribución de frecuencia de la velocidad del viento.

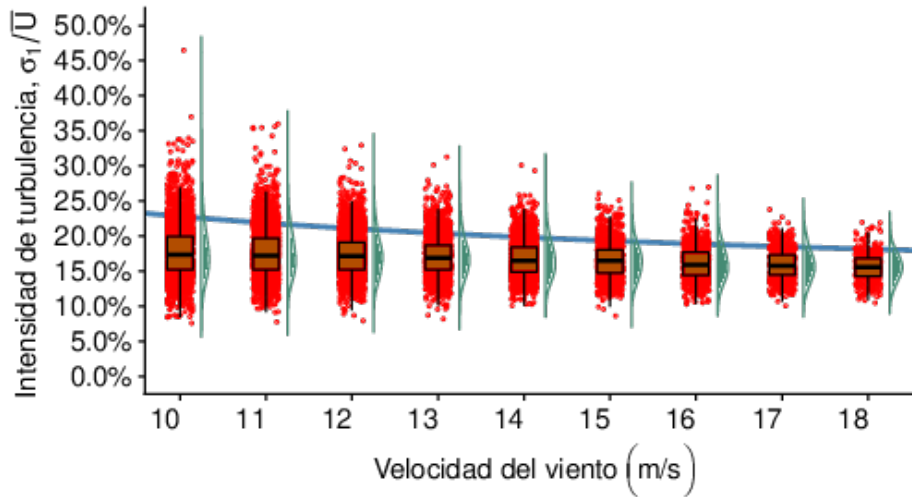


Figura 3.10: La grafica de caja con NTM usando $I_{15} = 0.18$ (línea azul), datos sin procesar (puntos rojos) y la distribución de probabilidad superpuesta, a una altura de 40 m.

Las figuras 3.10 y 3.11 muestran, para un rango de velocidades del viento de 10 a 18 m/s, los datos medidos sin procesar (puntos rojos), la distribución de probabilidad, la gráfica de cajas y el modelo NTM (línea azul). Se puede ver claramente que el modelo NTM se superpuso a las barras verticales del diagrama de caja, y es posible visualizar los datos que estaban más allá del límite $Q_2 + 1.58IQR$. A pesar del hecho de que la intensidad promedio de la turbulencia a la velocidad del viento de referencia (15 m/s) fue inferior a I_{ref} , el modelo

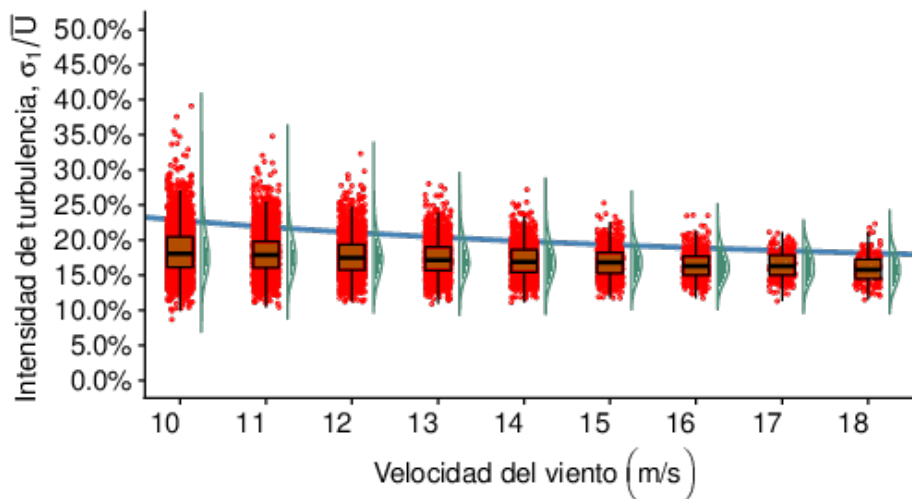


Figura 3.11: La grafica de caja con NTM usando $I_{15} = 0.18$ (línea azul), datos sin procesar (puntos rojos) y la distribución de probabilidad superpuesta a una altura de 17.5 m.

NTM debe reconsiderarse para el presente caso de estudio.

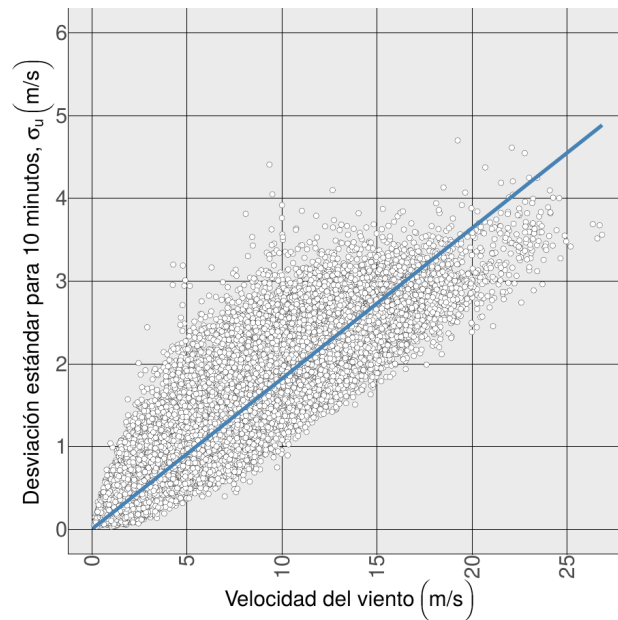
Por lo tanto, esto es algo que se debe tener en cuenta al diseñar una turbina viento, ya que la mayoría de las turbinas se fabrican de acuerdo con la norma, y no están diseñadas para permitir una intensidad de turbulencia superior a 0.18. Por lo tanto, se puede concluir que no se recomienda generalizar los valores de intensidad de turbulencia de referencia para todo el rango de velocidad del viento, ya que las fluctuaciones de la velocidad del viento que no pueden ser capturadas por el modelo pueden tener un efecto negativo en el ciclo de fatiga del aerogenerador.

La figura 3.12 muestra un ajuste lineal de la desviación estándar frente a la velocidad del viento para ambas alturas: 17.5 y 40 m para el tiempo promedio de 10 minutos. Estos cálculos se realizaron utilizando la ecuación 1.12 por medio de los mínimos cuadrados de la desviación estándar de los datos [45]. La tabla 3.2 presenta los valores calculados de la intensidad de turbulencia característica, I_{15} , para las diferentes alturas; también se puede ver que la intensidad de turbulencia de referencia calculada disminuye a medida que la altura aumenta. Además, este parámetro aumenta a medida que aumenta el promedio. Este aumento se debe al uso de períodos promedios más largos que tienen una mayor probabilidad de capturar un rango más amplio de condiciones de viento y, por lo tanto, una mayor desviación estándar de la velocidad del viento.

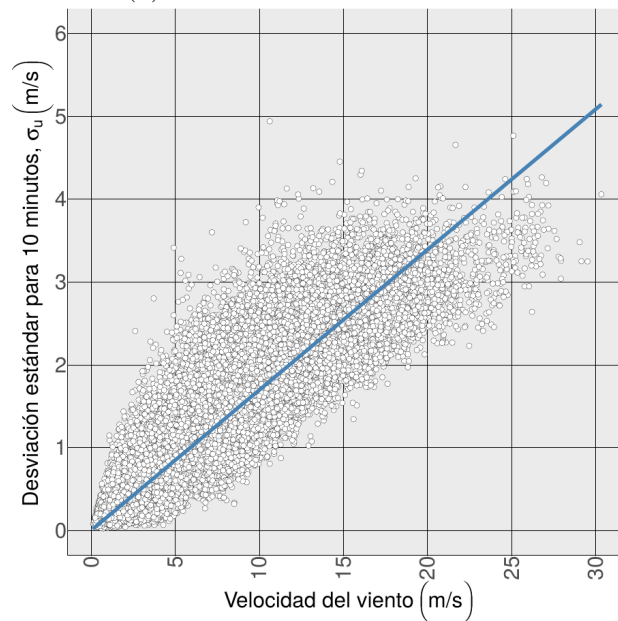
Tabla 3.2: Valores calculados de I_{15} para diferentes intervalos de velocidad promedio del viento (frecuencia de muestreo de 1 Hz).

Equipo	Altura (m)	Periodos de promedios (min)	(I_{15})	r
Anemómetro 1	17.5	1	0.135	0.908
		10	0.181	0.952
Anemómetro 2	40	1	0.123	0.899
		10	0.169	0.949
LIDAR	75	1	0.124	0.753
		10	0.168	0.931

Los valores de intensidad de turbulencia calculados de los dos anemómetros y la tecnología LIDAR se comparan con los valores propuestos por las normas IEC61400-1 y IEC61400-2, respectivamente. Se puede ver que los valores de referencia de intensidad de turbulencia calculados están muy cerca al valor de referencia, pero esto considerando un valor de velocidad de viento de referencia de 15 m/s. Sin embargo, se recomienda no generalizar para todos los valores de velocidad del viento, ya que a velocidades de viento más bajas, la intensidad de la turbulencia puede alcanzar valores más altos, lo que implica una mayor dispersión de la velocidad del viento, y el aspa de la turbina eólica puede sufrir una falla estructural.



(a) Anemómetro a 17.5 metros



(b) Anemómetro a 40 metros

Figura 3.12: Estimación de la intensidad de turbulencia característica I_{15} utilizando la extrapolación de un ajuste lineal para medir la desviación estándar frente a los datos de velocidad media del viento (componente longitudinal) a alturas de 17,5 y 40 m durante un tiempo promedio de 10 minutos. El ajuste lineal se ajusta a la ecuación lineal $I_{15} = (K_0/15) + k1$. (a) $K_0 = 0.0$, $K_1 = 0.18$, $I_{15} = 0.181$ y $r = 0.952$ y (b) $K_0 = 0.0$, $K_1 = 0.1693664$, $I_{15} = 0.17$ y $r = 0.9487$.

El estudio mencionado sobre la intensidad de la turbulencia puede tener un gran impacto en el diseño de la carga de fatiga de las pequeñas turbinas eólicas, y es posible que estas turbinas soporten condiciones meteorológicas extremas. Sin embargo, no hay garantía de que un aspa no alcance el punto de ruptura debido a otros factores, es decir, fallas del generador eléctrico y del tren de potencia, entre otros (y esto se convierte en un problema para la salud y la seguridad humana). Lo anterior agrega un alto grado de complejidad al diseño aerodinámico y estructural de los aerogeneradores para esta región.

Debido a los altos costos de inversión, hay una escasez de datos medidos a una altura de 75 m o incluso más altos para la toma de decisiones relacionado con el análisis tecnoeconómico o para el diseño de aerogeneradores. Por lo tanto, en este trabajo, se describió una metodología para extrapolar la velocidad del viento a una altura de 75 m usando dos conjuntos de datos medidos con un anemómetro ultrasónico usando un modelo de ley de potencia. El método consiste en clasificar el exponente de cizalladura del viento en términos de estabilidad ABL y luego calcular un valor promedio de cizalladura del viento para luego ser utilizado en la extrapolación de la ley de potencia. Se realizó un análisis de intensidad de turbulencia para los datos extrapolados de 75 m de altura; el análisis también se presenta utilizando los datos medidos obtenidos por un ZephIR LIDAR 300 para una altura de 75 m. El último consiste en comparar los valores de turbulencia y averiguar si es posible usar datos extrapolados para diseñar turbinas eólicas. Las figuras 3.13 y 3.14 muestran el estándar NTM IEC61400-1 para

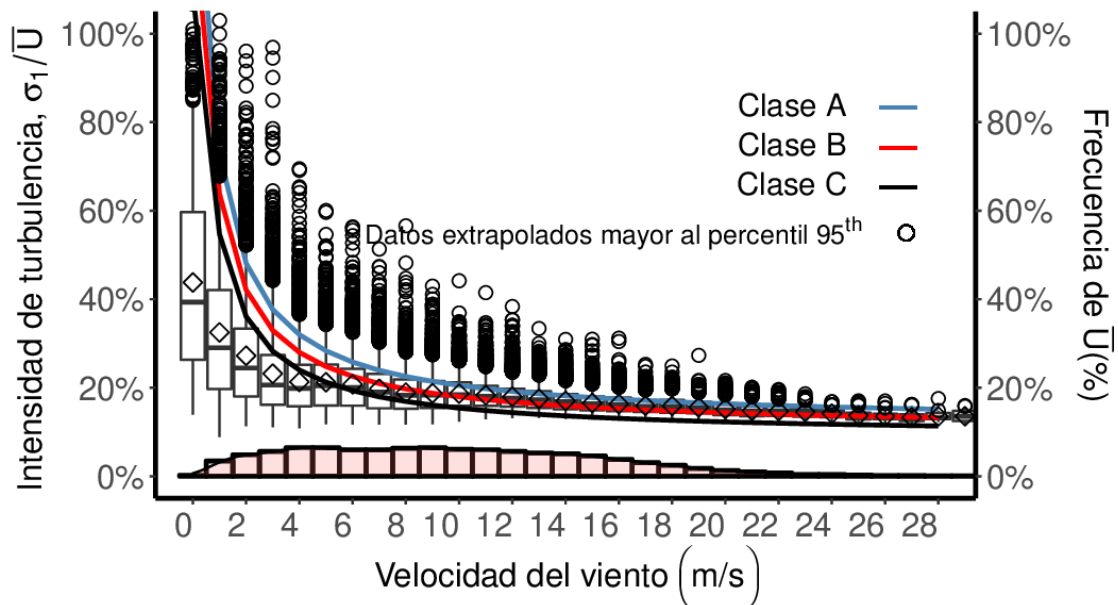


Figura 3.13: Gráfica de caja con el modelo NTM de IEC61400-1 utilizando diferentes clases para datos extrapolados a 75 metros de altura. La forma de diamante ubicada dentro de la caja muestra el valor de intensidad de turbulencia promedio, y el histograma representa la distribución de frecuencia de la velocidad del viento.

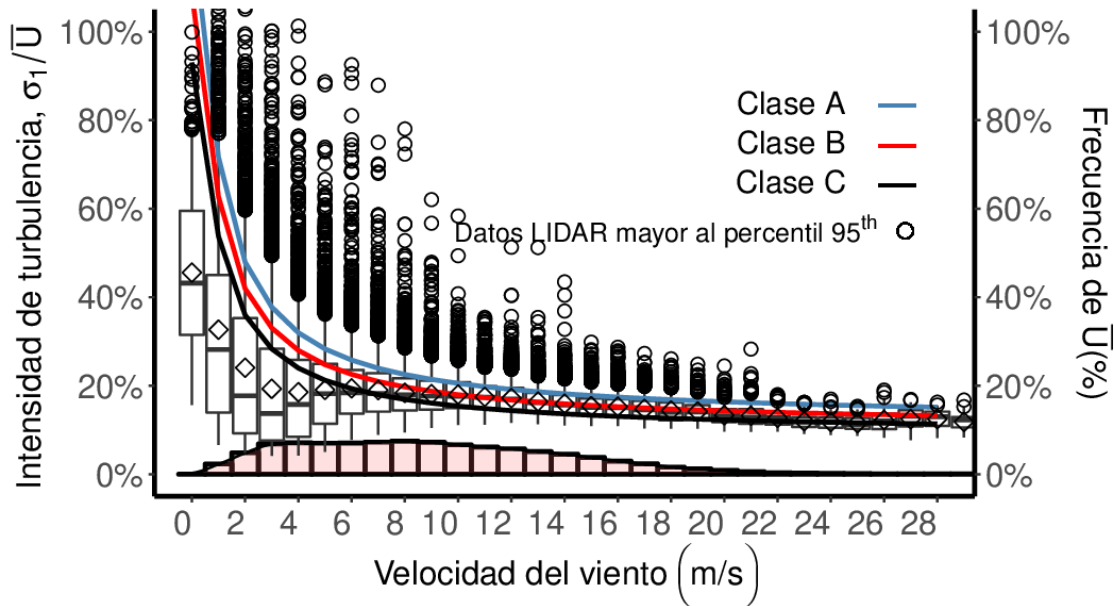


Figura 3.14: Diagrama de caja con el modelo NTM de IEC61400-1 que usa diferentes clases para datos LIDAR medidos a 75 metros de altura. La forma de diamante ubicada dentro de la caja muestra el valor de intensidad de turbulencia promedio, y el histograma representa la distribución de frecuencia de la velocidad del viento.

las tres clases (A, B y C), donde cada clase usó diferentes valores de intensidad de turbulencia de referencia como se informa en [9]. La turbulencia agrupada también se muestra para los datos de 75 m de altura y los datos agrupados del ZephIR LIDAR 300 a 75 m junto con el modelo NTM.

Ambas figuras coinciden en que las clases reportadas en IEC61400-1 no son adecuadas para diseñar grandes aerogeneradores debido a que la mayor parte de la fluctuación del flujo del viento está por encima del modelo dentro de las velocidades que van de 6 a 21 m/s, que coinciden con el aerogenerador totalmente operativo, que puede provocar cargas de fatiga indeseables y daños estructurales graves. En conclusión, los datos medidos no se ajustaron a las clases A, B y C y tendrían que diseñarse como Clase "S".

Los datos medidos del LIDAR se compararon con los datos extrapolados utilizando el modelo de ley de potencia. A pesar de que la intensidad de turbulencia predicha es alta para velocidades más bajas, el comportamiento general se puede predecir razonablemente bien.

Como se puede observar en este estudio, se observaron condiciones extremadamente turbulentas, con rápidos cambios en la velocidad del viento, conocidas como ráfagas. Esto expone la estructura a estrés y altera el rendimiento porque produce resonancia en la turbina y en la estructura de soporte. Además, estos cambios no son uniformes en el área del rotor, lo que ha-

ce que todas las aspas no puedan compensar por igual, lo que genera menos energía generada. Por otro lado, estas ráfagas implican que la turbina eólica debería diseñarse con más rigidez y resistencia para soportar estas vibraciones inducidas, lo que aumentaría los costos de material y producción. Sin embargo, el análisis de diseño tendrá que profundizar para identificar las cargas máximas y el espectro de carga correctos, utilizando los datos medidos en el campo.

Para concluir, se caracterizó la intensidad de turbulencia para aplicaciones de pequeños y grandes aerogeneradores. Como primer paso en el análisis, las series temporales de velocidad del viento de los anemómetros ultrasónicos se extrapolaron y compararon con los datos medidos por el LIDAR a 75 m. La extrapolación de la velocidad del viento se llevó a cabo a 75 m clasificando la estabilidad atmosférica utilizando el exponente de cizalladura del viento. Se observó que la atmósfera es fuertemente convectiva y estable la mayor parte del tiempo durante el período de medición. En general, los datos de predicción se ajustaron a los datos medidos con el LIDAR, a pesar de que la intensidad de turbulencia prevista es alta para velocidades más bajas. A continuación, se calculó la intensidad de la turbulencia siguiendo la metodología establecida en la norma internacional para el diseño de aerogeneradores grandes y pequeños.

Se pudo observar que para un rango de velocidades del viento de 2 a 24 m/s, algunos de los valores medidos de la intensidad de la turbulencia fueron mayores que los recomendados por la norma. Estos valores corresponden a 388 horas de cargas de fatiga no consideradas para el diseño de aerogeneradores. Esto puede llevar a diseños no confiables, que pueden sufrir daños estructurales. Por lo tanto, la región debe ser considerada como Clase "S ". Finalmente, este estudio se centró en caracterizar la intensidad de la turbulencia en un sitio, a pesar de las condiciones meteorológicas extremas con rápidos cambios en la velocidad del viento, y en analizar la viabilidad del diseño de aerogeneradores a pequeña y gran escala utilizando el NTM presentado en El IEC61400. Se determinó que las clases presentadas en los estándares internacionales IEC61400 podrían ser inadecuadas para el sitio, lo que resultaría en una falla estructural importante, así como también en una disminución en la producción de energía. Los resultados presentados en esta contribución son útiles para la detección de una posible fuente de falla asociada con las cargas de fatiga de los aerogeneradores instalados en la región.

Para finalizar, el análisis de intensidad de turbulencia desarrollado se puede usar para diseñar tecnologías confiables para aplicaciones de aerogeneradores pequeños en la región. Estos son factores que contribuirán al desarrollo del sector de la energía eólica en México.

3.3. Efecto del periodo de promedio en el análisis de turbulencia y el exceso de energía contenido en ráfagas

Las inestabilidades dentro de la capa límite atmosférica presentan periodos de escalas de tiempo que varían de segundos a años, donde condiciones de velocidades de viento estables podrían ser representadas por periodos de promedio de 10 minutos. La norma IEC61400 presenta una serie de lineamientos para el diseño estructural de aerogeneradores y para mediciones de la velocidad del viento, donde recomienda que los datos anemométricos sean guardados utilizando promedios de 10 minutos. En esta sección evaluaremos los efectos que tienen diferentes periodos de promedio en diferentes parámetros utilizados para la evaluación del recurso eólico y en el diseño de aerogeneradores de pequeña y gran capacidad.

A medida que el flujo de aire interactúa con obstáculos o edificios dentro de un entorno urbano la intensidad de turbulencia aumenta. La velocidad del viento debido a la presencia de obstáculos disminuye, pero podría llegar a suceder lo contrario, aumentando su velocidad justo entre edificios, como se observa en la figura 3.15. Esta interacción genera turbulencia, provocando cambios rápidos y abruptos en la dirección y velocidad del viento.

Bajo condiciones de calentamiento debido al efecto de isla de calor, fuertes procesos convectivos forman corrientes térmicas sobre las ciudades que pueden generar fuertes vientos localizados. Estos vientos localizados pueden ser aprovechados a partir de aerogeneradores de pequeña capacidad dentro de entornos urbanos, utilizando mecanismos de rastreo de ráfagas, permitiendo aumentar la captación de energía, sin arriesgar la estructura del aerogenerador, esto último con base a que hemos estudiado los posibles daños estructurales por cargas por fatiga que podría traer consigo el no caracterizar de manera adecuada la intensidad de tur-

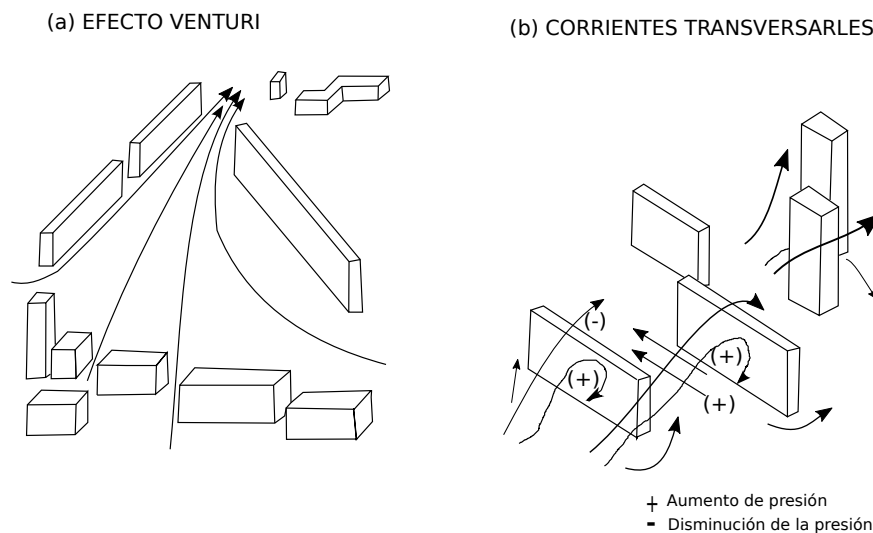


Figura 3.15: Efecto de dos edificios en la velocidad del viento

bulencia en un sitio. En la presente sección, evaluaremos el parámetro de energía contenida en ráfagas y su relación con la intensidad de turbulencia.

Debido a esta alta variabilidad del recurso en un entorno urbano, que se traduce en altos niveles de turbulencia, se propuso enfocar el estudio a la situación donde se presenta la mayor dispersión de la velocidad, la cual sucede bajo condiciones atmosféricas inestables, y como ya se ha reportado antes, en la región, esta es la condición atmosférica que persiste la mayor parte del tiempo.

A partir de los datos medidos en La Ventosa de la velocidad del viento, se calculó el espectro de densidad de energía, de este resultado, se logró visualizar la zona de mínima energía o brecha de energía. Se encontró que la amplitud de la zona de microescala no se encuentra tan marcada con respecto a el espectro de Van der hoven, y no se encuentra centrada para el periodo de tiempo de 1 minuto.

La selección del periodo de promedio se encuentra justificada para grandes aerogeneradores con base a esta zona de mínima energía, sin embargo, las escalas integrales de longitud de turbulencia que puede capturar un aerogenerador de pequeña y gran escala son claramente diferentes, esto en términos del área de barrido de los aerogeneradores. Como se estudió en la sección 3.1 , la escala temporal juega un rol importante al momento de definir el tipo de fenómeno que se esta describiendo, desde fenómenos a gran escala como huracanes a fenómenos a microescala.

En la presente sección se propone estudiar el efecto de la selección del periodo de promedio desde un punto de vista de la evaluación del recurso eólico así como de escalas de longitud y tiempo para pequeña potencia. Esto nos permitirá seleccionar el periodo de promedio, bajo las condiciones propuestas en el presente análisis, que mejor se ajuste a la tecnología de pequeña capacidad.

3.3.1. Efecto del promedio en la intensidad de turbulencia

Los resultados que ahora se presentan provienen de la información de los anemómetros ultrasónicos a dos alturas: 17.5 y 40 metros. A partir de la ecuación 1.37, la estabilidad de Richardson, se clasificó la atmósfera utilizando estas dos alturas. Se encontró lo siguiente: 77.1 % la atmósfera es inestable, 7.97 % la atmósfera es estable y el 14.9 % es neutral. Cerca de los 250 días la atmósfera presenta estabilidad inestable.

La estabilidad estable indica que la razón de producción mecánica balancea el consumo por efectos boyantes de la energía cinética turbulenta. Este fenómeno da como resultado que el flujo turbulento tiende a estabilizarse y que la turbulencia empiece a decaer. Como se podrá constatar en la siguiente sección, la generación de turbulencia debido a la inestabilidad estable presenta una importante contribución. Sin embargo, en promedio y en dispersión es menor a la estabilidad convectiva. La estabilidad estable ocurre 26 días en todo el año, el

conjunto de datos es menor en comparación con la atmósfera inestable, esta será omitida para el análisis de exceso de energía en ráfagas que será discutida posteriormente.

La atmósfera neutra se presenta bajo condiciones de nubosidad con vientos fuertes pero poca diferencia de temperatura entre el aire y la superficie. Para el presente estudio el conjunto de datos, aproximadamente 48 días, es muy pequeño para poder dar una conclusión representativa.

En las figuras 3.16 - 3.18 se pueden observar la intensidad de turbulencia promedio obtenida

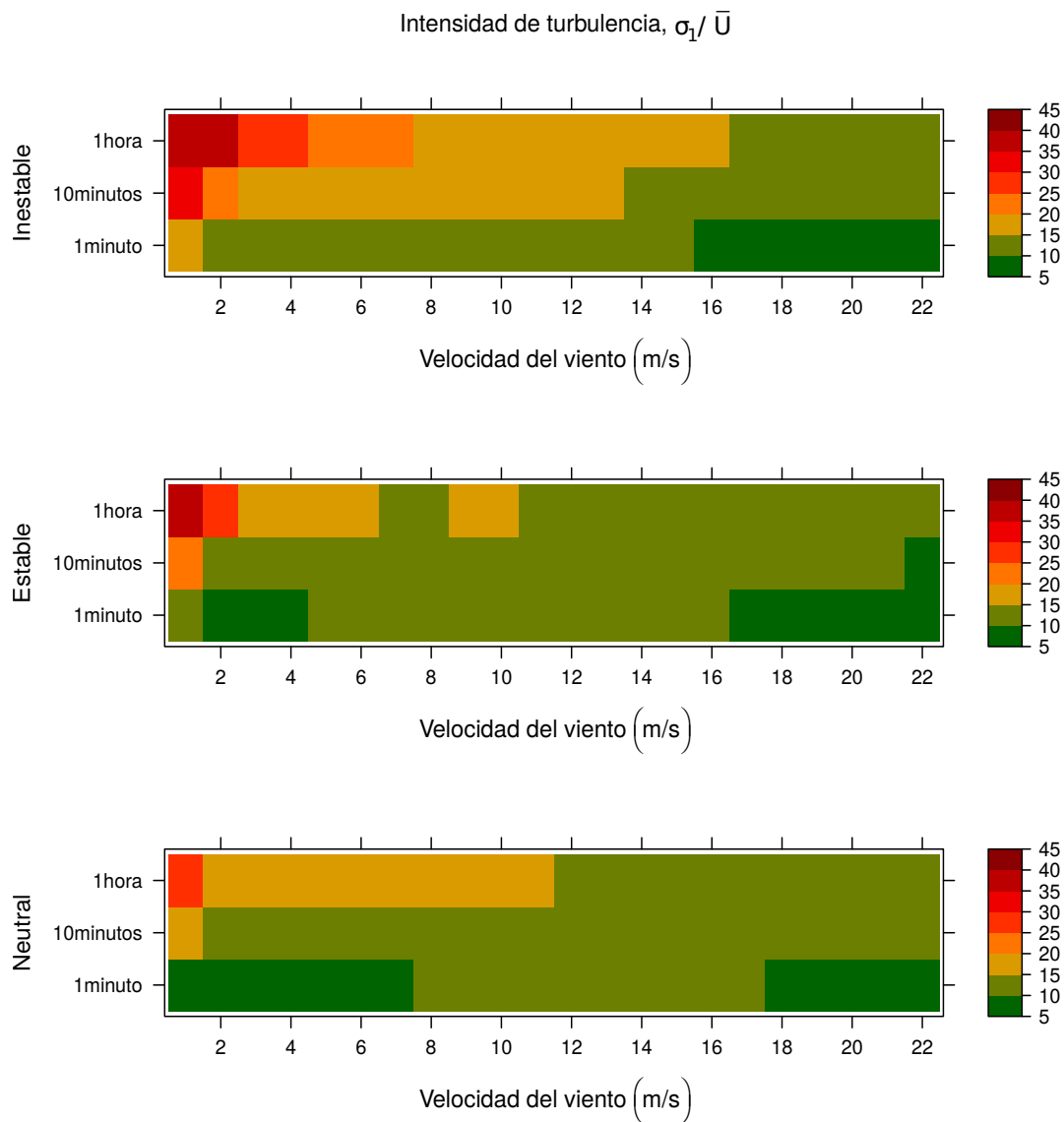


Figura 3.16: Comportamiento de la intensidad de turbulencia longitudinal para diferentes clasificaciones de estabilidad atmosférica para una altura de 17.5 metros.

a partir de las ecuaciones 1.16, 1.17 y 1.18 para las diferentes componentes de la velocidad del viento: longitudinal, lateral y vertical, así como para diferentes periodos de promedio: 1 minuto, 10 minutos y 1 hora. Para cada periodo de promedio, la estabilidad atmosférica se clasificó : inestable [21,561,426 datos], estable [2,228,853 datos] y neutra [4,166,864 datos], que corresponde al 77.1, 7.97 y 14.9 % de los datos medidos, respectivamente.

El promedio de la intensidad de turbulencia (IT) se asocio a un rango de código de colores que va desde un rojo oscuro para un rango entre 40 y 45 % a un verde oscuro para un rango entre 5 y 10 % esto con la finalidad de generar un contraste en los valores promedios. A

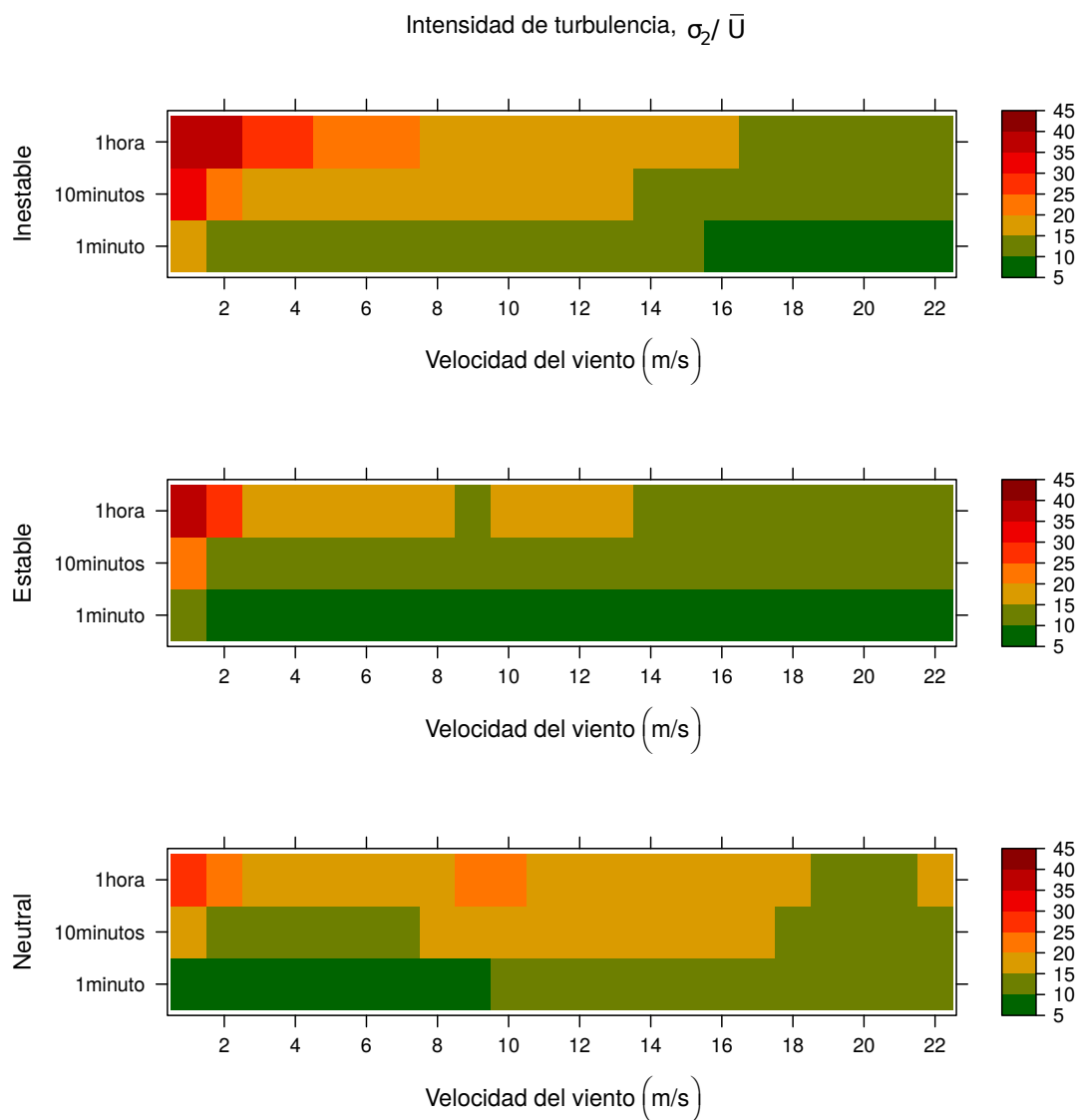


Figura 3.17: Comportamiento de la intensidad de turbulencia lateral para diferentes clasificaciones de estabilidad atmosférica para una altura de 17.5 metros.

partir de esta clasificación, haciendo una inspección visual de la variabilidad de los colores, es evidente que existe una diferencia en la intensidad de turbulencia entre las tres diferentes estabildades atmosféricas, así como en los periodos de promedio propuestos. Así mismo, en la figura 3.16 se observa que la intensidad de turbulencia para periodos de promedio de una hora es mayor que para promedios de 1 y 10 minutos. Esto se debe a que para mayores periodos de promedio existe una mayor probabilidad de que se capture un mayor rango de condiciones de viento y por lo tanto una mayor dispersión de velocidades de viento. Lo anterior también es cierto para el caso de la componente lateral de la intensidad de turbulencia mostrada en la figura 3.17. De la figura 3.16 se puede notar que a medida que la velocidad del viento

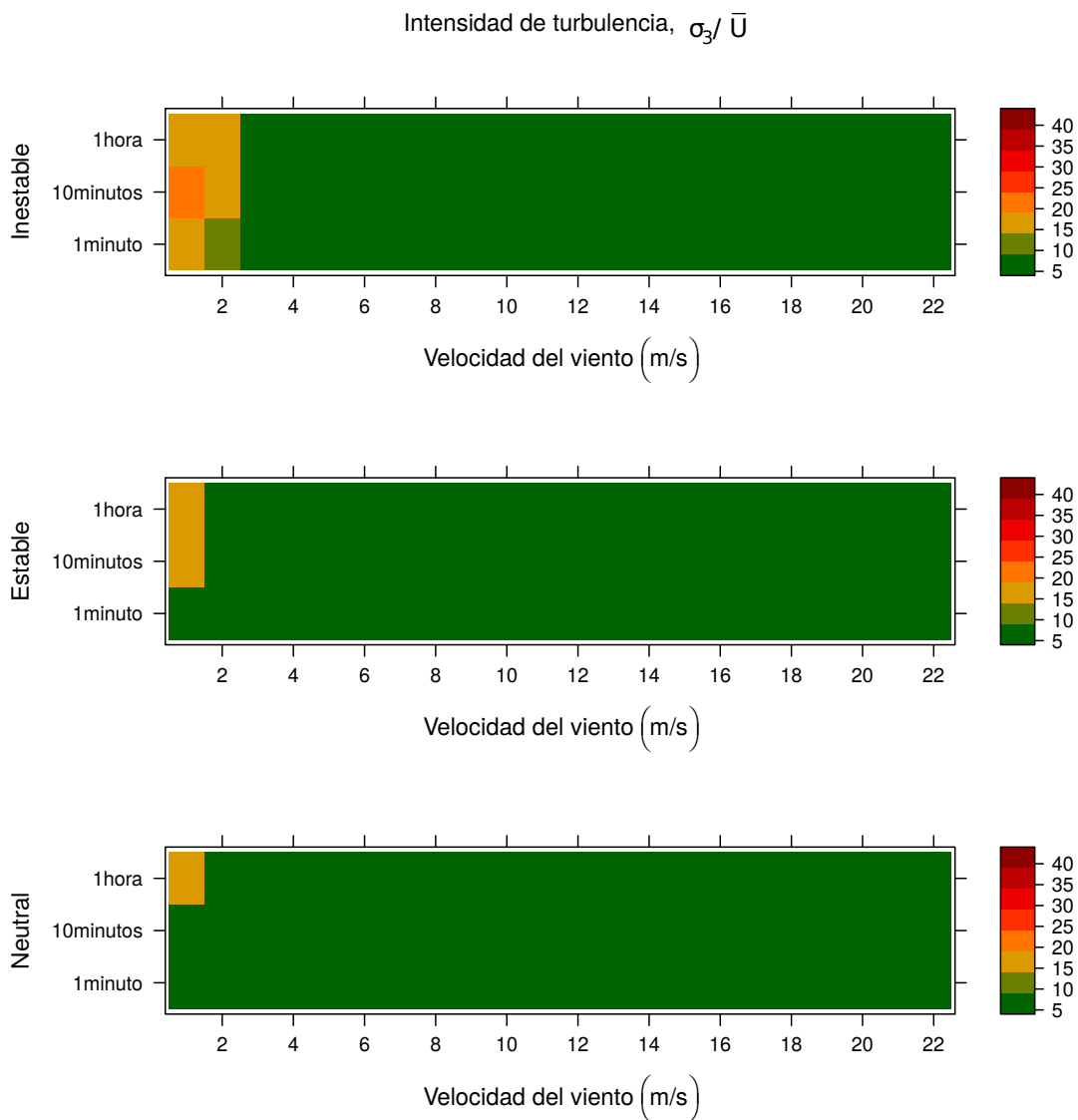


Figura 3.18: Comportamiento de la intensidad de turbulencia vertical para diferentes clasificaciones de estabilidad atmosférica para una altura de 17.5 metros.

aumenta, tiende a encontrarse dentro del rango del valor de turbulencia de 5 y 10 %, sin embargo, la mayor parte de las veces se encuentra dentro del rango 10-15 %, de los datos se encontraron que la tendencia era hacia el 10 %. De la componente lateral en la figura 3.17 podemos observar que tiene un comportamiento similar, aunque para la atmósfera neutra, se presentó una mayor presencia del rango del valor de intensidad de turbulencia entre 15 y 20 %.

En la figura 3.18 se muestra la componente vertical de la intensidad de turbulencia, es evidente que la mayor parte del tiempo se encuentra dentro del rango del valor de la intensidad de turbulencia entre 5 y 10 %, mostrando que no presenta un cambio substancial y que la componente vertical no es sensible a la acción de promediar.

Se puede concluir que la componente lateral tiene una presencia importante en la energía cinética turbulenta. Las componentes longitudinal y lateral de la intensidad de turbulencia presenta una sensibilidad al promedio, incrementando su valor a medida que esta variable lo hace.

Los mayores valores de intensidad de turbulencia se encontraron para cuando la atmósfera es inestable. Así mismo, el plano horizontal donde se encuentra la componente longitudinal y lateral de la intensidad de turbulencia, presenta una mayor dispersión con respecto a la componente vertical de la velocidad del viento. Por otro lado, la componente vertical de la velocidad del viento no se ve afectada considerablemente por efectos del periodo del promedio, sin embargo, por efectos de la estabilidad atmosférica si se ve ligeramente afectada, ya que para condiciones inestables presenta una mayor dispersión, ver figura 3.18.

Finalmente, es bastante claro que las diferencias para los diferentes periodos de promedio es mas acentuada para bajas velocidades de viento y estas diferencias tienden a decrecer a medida que la turbulencia tiende de igual manera a disminuir. Algunas de estas dispersiones podrían tener su origen en cambios drásticos de la velocidad de viento de poca duración que aerogeneradores de gran escala no podrían resolver, pero si tecnologías de pequeña escala. Esto último es posible por medio de un control dinámico de rastreo en los cambios en la velocidad del viento, permitiendo aprovechar la energía contenida en estas ráfagas. Esta energía contenida en ráfagas se discutirá más adelante en el trabajo, la cual presenta una relación cuadrática con la intensidad de turbulencia.

3.3.2. Evaluación del recurso eólico

Usualmente se utilizan periodos de promedio de 10 minutos de la velocidad del viento para llevar a cabo la evaluación del recurso eólico, aunque no necesariamente es recomendable cuando la aplicación es para pequeña capacidad, esto último debido a las escalas de turbulencia que discutiremos más adelante. Es por eso que en esta sección el objetivo es calcular el efecto del periodo de promedio en la evaluación del recurso eólico, particularmente, cuál es la influencia en la representación de la función de densidad de probabilidad de Weibull

que a su vez afecta en el cálculo de la producción de energía anual (AEP). Es importante mencionar que se analizará únicamente la estabilidad atmosférica inestable, ya que queremos centrarnos en las situaciones con mayor variabilidad presente en las series de tiempo, que es la mayor parte del año (77.1 %).

A partir de las ecuaciones 1.40 y 1.41, se construye la tabla 3.3 donde se calcularon los factores de escala y forma para los diferentes periodos de promedio: 1 segundo, 1 minuto, 5 minutos, 10 minutos, 1 hora, 6 horas, 12 horas, 1 día. Así mismo se calcularon los promedio (μ) y la desviación estándar (σ) para cada una de las series con diferentes promedios.

Tabla 3.3: Factores de forma (k) y escala (c) de la función de Weibull, el valor promedio (μ) y el valor de la desviación estándar (σ) de la velocidad del viento.

Factores	1 segundo	1 minuto	5 minutos	10 minutos	1 horas	6 horas	12 horas
k	1.884	1.952	1.997	2.005	2.015	2.079	2.163
c	8.461	9.067	9.060	9.045	9.011	9.012	9.076
μ	7.510	8.039	8.029	8.016	7.985	7.985	8.056
σ	4.190	4.343	4.248	4.224	4.188	4.069	3.959

Tabla 3.3 Continúa: Factores de forma (k) y escala (c) de la función de Weibull, el valor promedio (μ) y el valor de la desviación estándar (σ) de la velocidad del viento.

Factores	1 día
k	2.311
c	9.092
μ	8.062
σ	3.727

Los factores de forma y escala para los datos a 1 segundo se compararon con los otros periodos de promedio. De estos resultados, se observa que tanto el factor de escala y forma son sensibles al periodo de promedio.

En la figura 3.19 se observa el efecto del periodo de promedio en la variación de los factores de forma y escala de la función de Weibull. Lo primero que se observa es un sesgo de la función hacia la derecha, esto podría tener un efecto significativo en la producción de energía anual (AEP), ya que puede llegar a sobre estimar la producción de energía si el periodo de promedio aumenta.

Un paso importante para llevar a cabo la evaluación del recurso eólico, es primero asegurar que nuestros datos puedan ser representados utilizando una función de Weibull, se puede cuantificar la correlación que existe entre la función de Weibull y nuestros datos para diferentes periodos de promedio. Para esto se utilizó el método de regresión lineal [66], que se

caracteriza a través de determinar la pendiente y el intercepto de una línea recta, como se describe en la ecuación 3.1.

$$y = bx + a \quad (3.1)$$

donde y esta en función de una variable independiente x , y la posición más probable de esta recta es tal que la suma de los cuadrados de las desviaciones de todos los puntos (x_i, y_i) respecto de la línea es un mínimo. La pendiente y el intercepto se puede obtener a partir de las expresiones 3.2 y 3.3:

$$b = \frac{\sum_{i=1}^N ((x_i - \bar{x})(y_i - \bar{y}))}{\sum_{i=1}^N (x_i - \bar{x})^2} \quad (3.2)$$

y

$$a = \frac{\sum_{i=1}^N x^2 \sum_{i=1}^N y - \sum_{i=1}^N x \sum_{i=1}^N xy}{N \sum_{i=1}^N x^2 - \left(\sum_{i=1}^N x\right)^2} \quad (3.3)$$

En la figura 3.20 se muestra la distribución de frecuencia de los datos medidos y el ajuste a los datos realizado a partir de la función de Weibull. Esto se hizo para cada uno de los periodos de promedios, desde 1 segundo a un día. Para cuantificar la correlación que tiene este ajuste a los datos medidos a partir de la función de Weibull, primero, se determinó las clases de los puntos medios de la distribución de frecuencias de los datos medidos, puntos

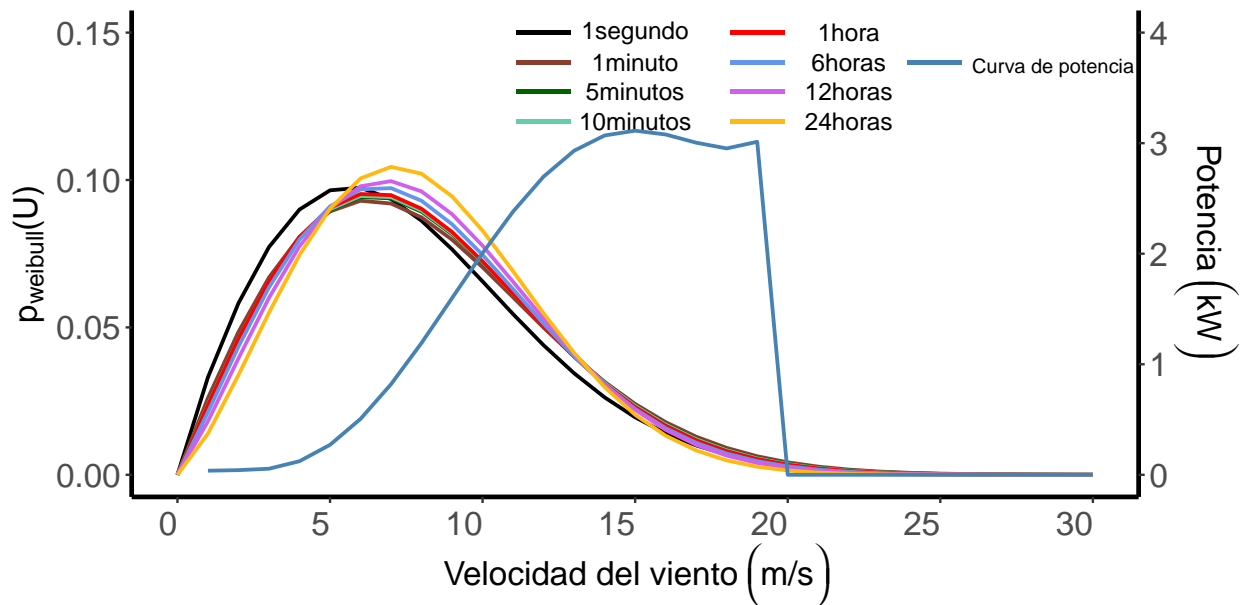


Figura 3.19: Función Weibull y curva de potencia del aerogenerador West wind de 3 kW de eje horizontal con un diámetro de 3.7 metros.

Tabla 3.4: Datos de correlación

Promedio	r	a	b
1 segundo	0.995	20.527×10^{-4}	0.939685
1 minuto	0.991	24.969×10^{-4}	0.9248581
5 minutos	0.987	27.114×10^{-4}	0.9178466
10 minutos	0.986	27.453×10^{-4}	0.916738
1 hora	0.983	27.243×10^{-4}	0.9173352
6 horas	0.971	23.559×10^{-4}	0.9283876
12 horas	0.975	21.175×10^{-4}	0.9353772
1 día	0.958	20.270×10^{-4}	0.9377212

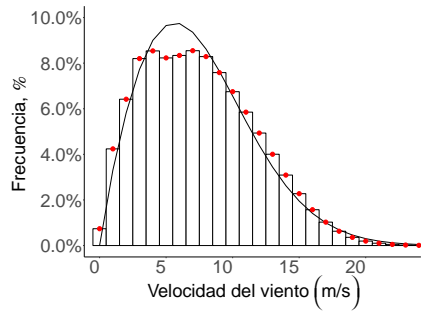
rojos en las figuras 3.20a - 3.21h, después con estos puntos medios, se determinó la pendiente y el intercepto junto con los datos obtenidos de la evaluación de la función de Weibull. A medida que el periodo de promedio aumenta hasta 1 hora, la distribución de frecuencias tiende a generar dos modas, no tan claras como se reporta en O. A. Jaramillo et al. [67], esto podría afectar en como la función de Weibull se ajusta a los datos. Para periodos mayores a las 6 horas, aparecen picos de frecuencias que llegan a ser mayores si se comparan contra los datos a 1 segundo o contra la función de Weibull para el mismo periodo de promedio.

En la figura 3.21 se muestra la correlación lineal de los datos medidos para los periodos de promedio propuestos en el presente trabajo contra la función de Weibull utilizando las ecuaciones 3.1 - 3.3. En las figuras 3.21a - 3.21e se observa que aún existe una correlación lineal de los datos con respecto a la función de Weibull, para periodos mayores a las 6 horas, ya que no es claro que exista una correlación. Por lo tanto, los datos de velocidad de viento muestran una susceptibilidad a la selección del periodo de promedio, el cual repercute directamente en el cálculo de la energía producida por un aerogenerador en el sitio.

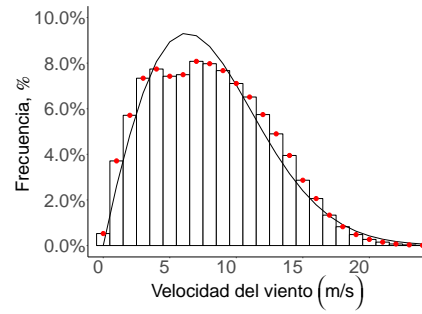
La ecuación 3.1 da una estimación de y para cualquier variable independiente x , para determinar el nivel de confianza de esta estimación, se puede utilizar la siguiente expresión:

$$r = \frac{\sum_{i=1}^N (x_i - \bar{x})(y_i - \bar{y})}{\left(\sum_{i=1}^N (x_i - \bar{x})^2 \sum_{i=1}^N (y_i - \bar{y})^2\right)^{1/2}} \quad (3.4)$$

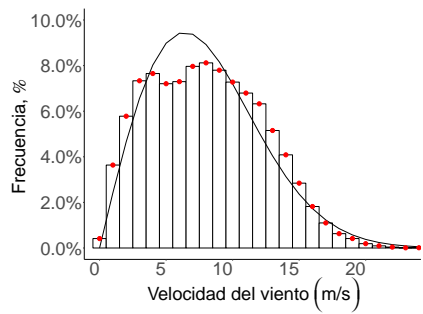
En la tabla 3.4 se presentan los resultados de la ecuación 3.4 que, como ya se ha mencionado, determina el nivel de confianza de la regresión lineal. Se observa que la linealidad de los datos depende del periodo de promedio, es por eso que el valor de r disminuye conforme el periodo de promedio aumenta, sin embargo, la disminución no es significativa, por lo tanto, a pesar del hecho de que r disminuya, sigue siendo una buena correlación. Hay que mencionar que la función de Weibull debería ser utilizada pero con reservas a sobre estimar la energía anual, esto podría ser más claro a partir de la figura 3.19, ya que a medida que incrementas el periodo de promedio, las velocidades medias tienden a ser mayores.



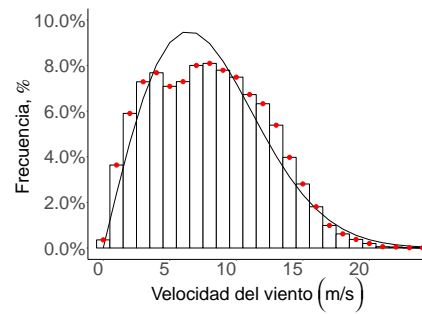
(a) Datos anométricos a 1 segundo



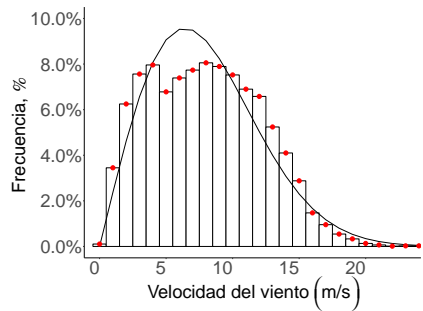
(b) Datos promediados a 1 minuto



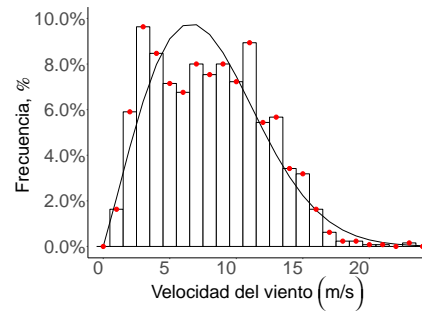
(c) Datos promediados a 5 minutos



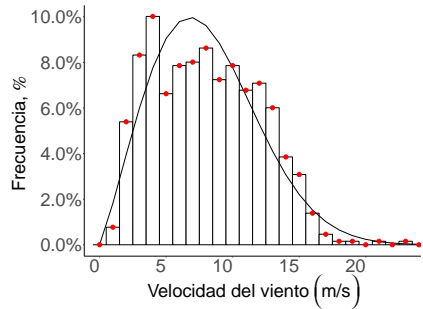
(d) Datos promediados a 10 minutos



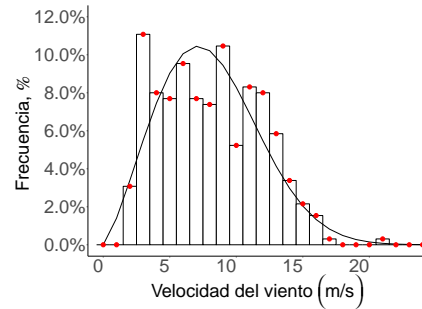
(e) Datos promediados a 1 hora



(f) Datos promediados a 6 horas

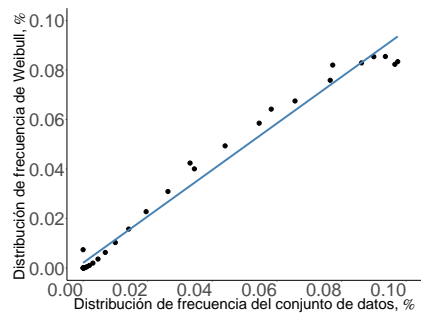


(g) Datos promediados a 12 horas

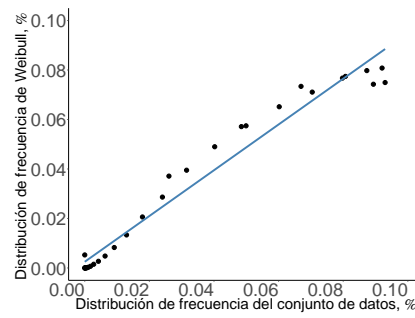


(h) Datos promediados a 1 día

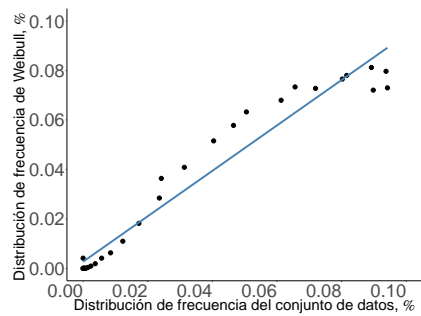
Figura 3.20: Función de densidad de probabilidad de Weibull (línea) y punto medio de clase (punto rojo)



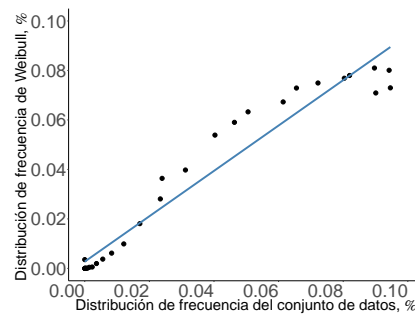
(a) Datos anométricos a 1 segundo



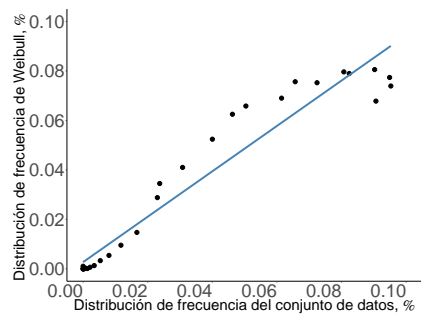
(b) Datos promediados a 1 minuto



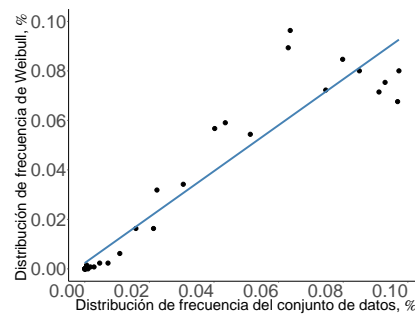
(c) Datos promediados a 5 minutos



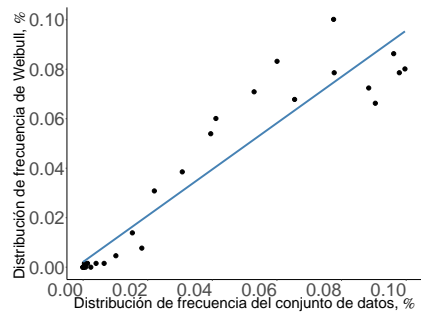
(d) Datos promediados a 10 minutos



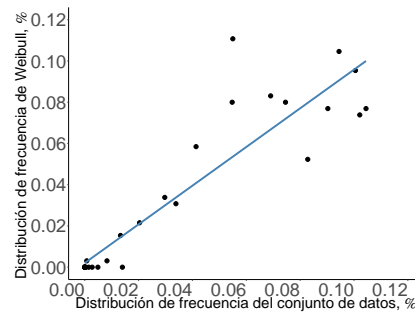
(e) Datos promediados a 1 hora



(f) Datos promediados a 6 horas



(g) Datos promediados a 12 horas



(h) Datos promediados a 1 día

Figura 3.21: Función de densidad de probabilidad de Weibull (línea) y punto medio de clase (punto rojo)

Hasta este momento, se han caracterizado la intensidad de turbulencia y la distribución de frecuencias de la velocidad del viento, además se mostró que la función de Weibull es un modelo estadístico que es adecuado para representar los conjuntos de datos. Para un proyecto de aerogeneradores de pequeña capacidad, es importante determinar cuanta energía produciría anualmente y si el periodo de promedio afecta al cálculo de la energía producida. La potencia promedio de la turbina de viento esta definida en términos de la velocidad del viento como se puede observar en la ecuación 3.5

$$\frac{\overline{P_W}}{A} = \frac{1}{N} \sum_{i=0}^N P_W(V_i) \quad (3.5)$$

Así mismo, se puede definir la energía producida en un periodo de tiempo $N\Delta t$ de la turbina de viento

$$\frac{E_W}{A} = \sum_{i=0}^N P_W(V_i)\Delta t \quad (3.6)$$

En la tabla 3.5 se muestran las características de los aerogeneradores que se utilizaron para determinar la energía producida para el periodo de muestreo cuando la estabilidad atmosférica es inestable. Se analizaron diferentes aerogeneradores de pequeña capacidad para un rango de potencia de salida desde 1 a 6 kW y diámetros de rotor desde 2 a 6 m. Así mismo, se utilizaron aerogeneradores de eje horizontal y vertical.

Tabla 3.5: Característica de los aerogeneradores

Aerogenerador de eje horizontal		
Aerogenerador	Diámetro (m)	Potencia (kW)
True north power	2	1
West wind	3.7	3
C & F Green Energy	6	6
Aerogenerador de eje vertical		
Aerogenerador	Diámetro (m)	Potencia (kW)
Urban green energy	2.4	1
BE-Wind EOW	2.5	3
Quiet revolution	3.1	6

En la figura 3.22 se presentan las curvas de potencia para cada aerogenerador de pequeña capacidad utilizado en el presente trabajo. Para cada turbina se puede observar el comportamiento de la curva de potencia, presentan variaciones en la velocidad de entrada, donde comienza a producir potencia, en la velocidad de corte, donde la turbina se corta la producción de energía por cuestiones de seguridad del equipo y en la velocidad nominal, donde se

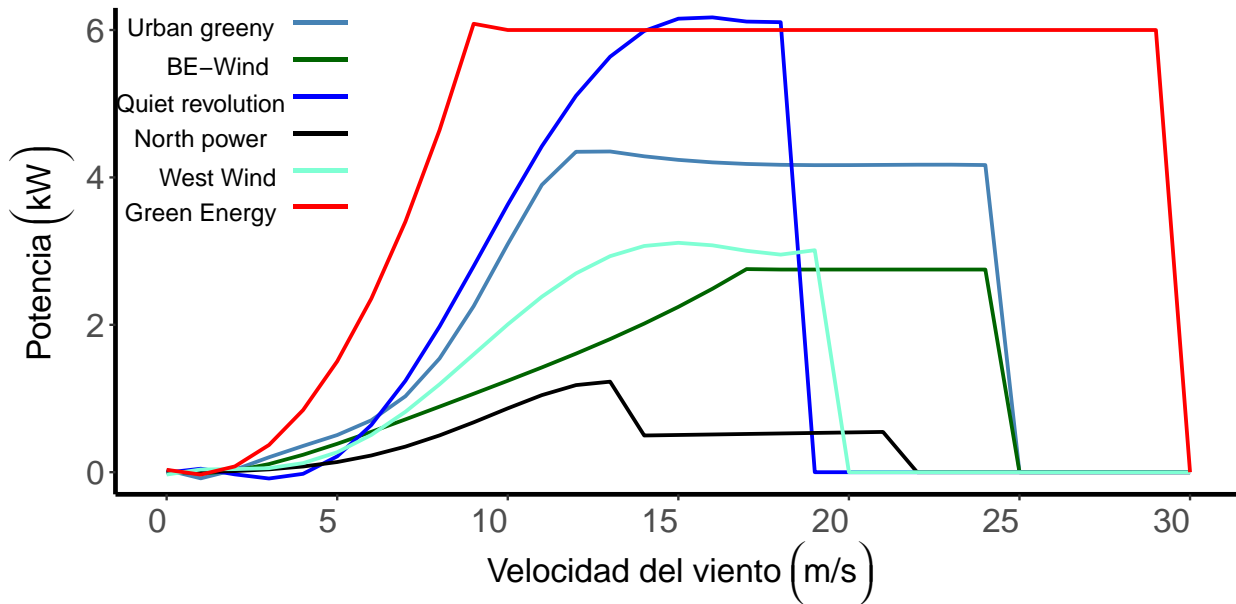


Figura 3.22: Curvas de potencia para los diferentes aerogeneradores de pequeña capacidad para los ejes vertical y horizontal

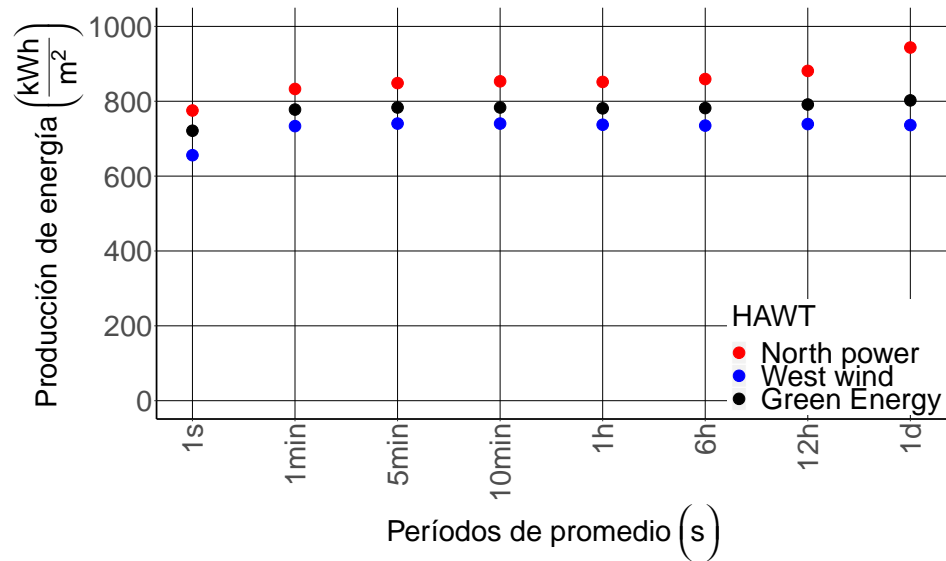
alcanza la potencia máxima de generación.

Las curvas de potencia de aerogeneradores que se visualizan en la figura 3.22 son unas gráficas que indican el comportamiento de la potencia eléctrica de salida para varias velocidades de viento. Las curvas de potencia son determinadas a partir de mediciones en campo, donde un anemómetro es instalado en una torre anemométrica razonablemente cerca del aerogenerador, no en la turbina misma o muy cerca del mismo, dado que la turbina podría crear turbulencia y podría hacer que las mediciones de viento no sean confiables. Las curvas de potencia son realizadas en áreas con poca intensidad de turbulencia y con la velocidad del viento directo hacia la turbina de viento. La turbulencia local y en un terreno complejo se puede traducir en que las ráfagas de viento golpean el rotor desde distintas direcciones. Por lo tanto, podría ser difícil reproducir la curva de potencia para una lugar dado. Una curva de potencia no te dice mucho de cuanta energía podría producir un aerogenerador a cierta velocidad promedio. Hay que recordar que la energía contenida en el viento varía fuertemente con la velocidad del viento. Es por eso que, debido a que no tenemos mediciones reales en campo de potencia eléctrica de salida de un aerogenerador, utilizaremos la curva de potencia que se puede encontrar documentado por el fabricante, que sería lo más cercano al comportamiento en sitio de este tipo de tecnología.

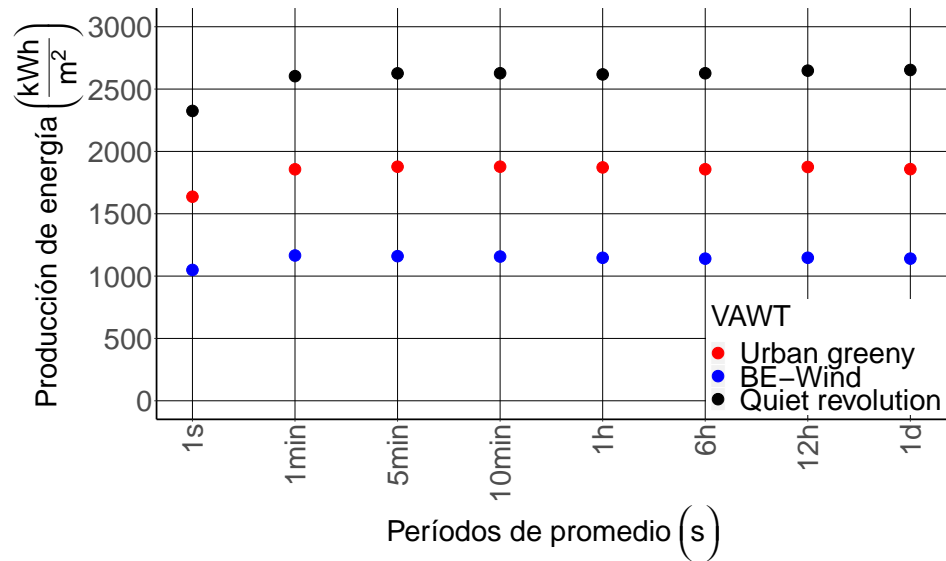
Una importante suposición es no considerar el cambio en la dirección del viento, que dentro de una zona urbana es considerable, además, para el caso de un aerogenerador de eje horizontal podría llegar a disminuir en su producción de energía. Además, para el caso de eje vertical, el

efecto de la dirección del viento dentro de una zona urbana se puede asumir despreciable [68].

En la figura 3.23 se presenta la producción de energía para los aerogeneradores de eje horizontal y vertical calculada a partir de la ecuación 3.6 para el periodo de tiempo, de 5989



(a) Producción de energía de aerogenerador de eje horizontal para diferentes promedios



(b) Producción de energía de aerogenerador de eje vertical para diferentes promedios

Figura 3.23: Producción de energía de aerogeneradores para 40 metros de altura sobre el suelo.

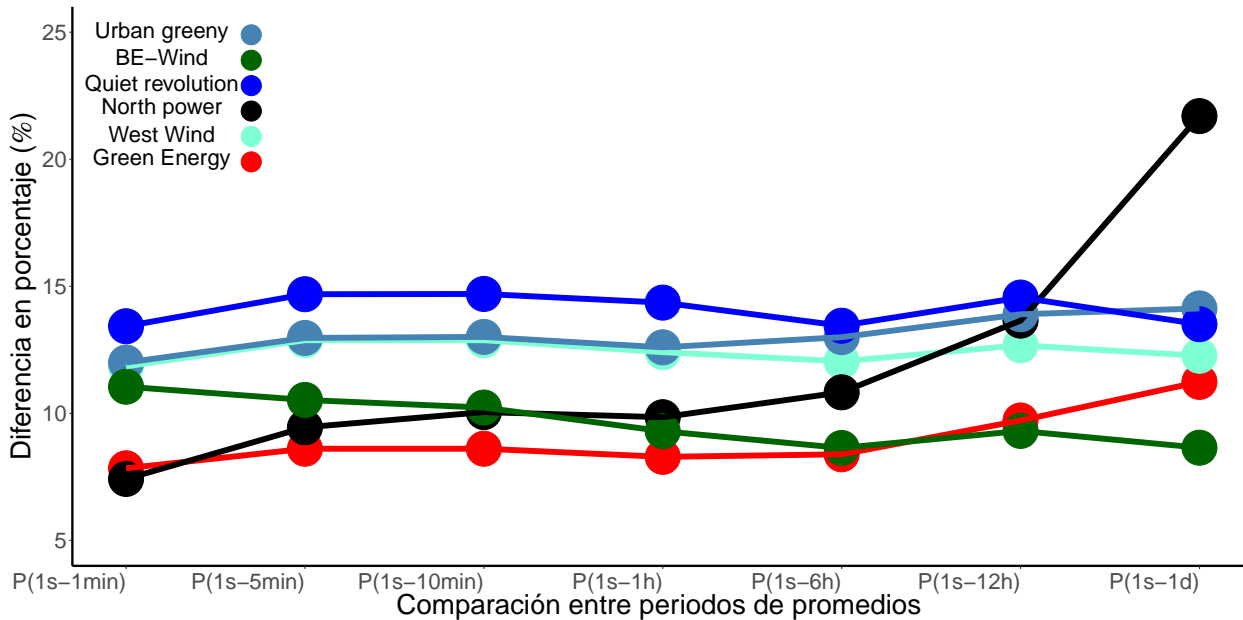


Figura 3.24: Comparación de los promedios con los datos de 1 segundo en la producción de energía del aerogenerador

horas, que corresponde a la clasificación de la estabilidad atmosférica inestable. En el eje de las abscisas se visualiza el periodo de promedio para cada turbina de viento, eje horizontal y vertical. Los datos a un segundo también son utilizados, como referencia, para calcular la energía producida por las turbinas, esto responde a que la energía determinada con estos datos presenta menos sesgo debido a la acción de promediar.

En las figuras 3.23a y 3.23b se puede observar que la energía producida por un aerogenerador incrementa a medida que el periodo de promedio aumenta. La razón de este efecto puede ser observado en la gráfica 3.19, donde la función de Weibull tiende a inclinarse hacia la derecha a medida que el periodo aumenta, como consecuencia hay una mayor probabilidad de capturar un mayor rango de velocidades de viento y por lo tanto, una sobre estimación de la energía producida.

Considerando como referencia la energía producida cuando los datos están promediados a 1 segundo. En la figura 3.24 se muestra la diferencia relativa entre el conjunto de datos a un segundo y los diferentes periodos de promedio. Es claro que a medida que el periodo de promedio aumenta la diferencia de igual manera lo hace, además, para periodos de promedio de una hora, la diferencia tiende a disminuir. Por lo tanto, esto podría implicar que una mejor aproximación para el cálculo del recurso eólico es para cuando los datos son promediados a un minuto.

Para aerogeneradores de pequeña capacidad, se recomienda que se utilicen periodos de pro-

medio de un minuto para llevar a cabo la evaluación del recurso eólico, el cual disminuye la sobre estimación del recurso eólico.

3.3.3. Escalas de turbulencia: efecto del periodo de promedio

Las inestabilidades dentro de la capa límite atmosférica pueden presentar escalas de tiempo desde varios días a segundos. Estas inestabilidades a escalas sinópticas incluyen efectos estacionales y variaciones diurnas, en la micro meteorológica los efectos de generación mecánica de turbulencia llegan a ser más importantes, generados por la rugosidad del suelo y debido a las estabilidades atmosféricas. Las escalas micro meteorológicas, dentro de un ambiente urbano, presentan variaciones de 1 segundo, siendo una de las características del recurso eólico urbano. Estos remolinos representan estructuras típicas de flujo que interactúan con los aerogeneradores [40].

A pesar de que la intensidad de turbulencia es un parámetro importante para determinar cargas y producción de energía esperada por un aerogenerador, aún no toma en cuenta las estructuras espaciales y temporales de la turbulencia. Las escalas de tiempo y longitud integrales determinados a partir de la autocorrelación de la velocidad del viento ofrece una mejor descripción física de la turbulencia.

La autocorrelación, ecuación 1.7 , indica el tiempo en que un proceso se correlaciona consigo mismo. Para un proceso aleatorio, el coeficiente de autocorrelación tiene la propiedad que es igual a 1 para el tiempo de retraso en cero, y mientras este tiempo incrementa tomará pequeños valores positivos y negativos y se aproximará a cero a medida que la separación temporal tienda a infinito.

Una medida del tiempo promedio sobre el cual una fluctuación de la velocidad del viento están correlacionadas entre si es encontrada por medio de integrar desde el $\tau = 0$ hasta el primer valor $R_{uu}(\tau) = 0$ es encontrado. El valor resultante es conocido como escala de tiempo integral de la turbulencia. Los valores típicos son menores a 10 segundos, la escala de tiempo integral está en función del sitio, estabilidad atmosférica y otros factores que podrían ser significativamente mayores a los 10 segundos. Las ráfagas son relativamente coherentes (bien correlacionadas) y tienen tiempos característicos del mismo orden que la escala de tiempo integral [60].

Para llevar a cabo el estudio de escalas integrales y de tiempo se seleccionó el periodo de tiempo donde se presentó la máxima velocidad del viento, y se utilizó un conjunto de datos de una hora a un Hz para determinar las escalas integrales de tiempo y de longitud. La serie de tiempo de una hora se dividió en secciones más pequeñas que dependen del periodo de promedio a analizar: 60 (1 minuto), 300 (5 minutos) y 600 (10 minutos) segundos.

De este proceso se obtienen múltiples funciones de autocorrelación, después, estas secciones más pequeñas, posteriormente es promediada para obtener una autocorrelación representati-

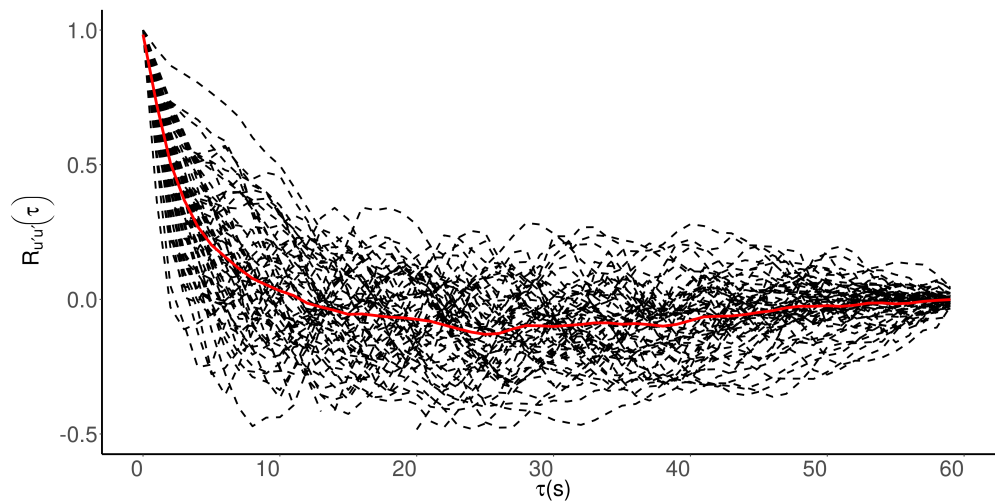


Figura 3.25: Correlogramas para un minuto para un periodo de tiempo de 1 hora. La Línea roja es el promedio para ese conjunto de correlogramas

va para una hora. Esto último se resume en la figura 3.25 donde se presenta los correlogramas para un minuto para un periodo de tiempo de 1 hora. Debido a que se presenta una gran variabilidad de las funciones de autocorrelación, es por eso que se utilizó una función promediada (línea roja) para representar esta hora de información. La función de autocorrelación decae a medida que el tiempo de retraso incrementa y muestra un grado de periodicidad atribuible a las oscilaciones de baja frecuencia en el flujo.

En la figura 3.26 se presenta los correlogramas promedios para una hora, la longitud de los mismos dependen del periodo de promedio seleccionado. Estos resultados se utilizaron para

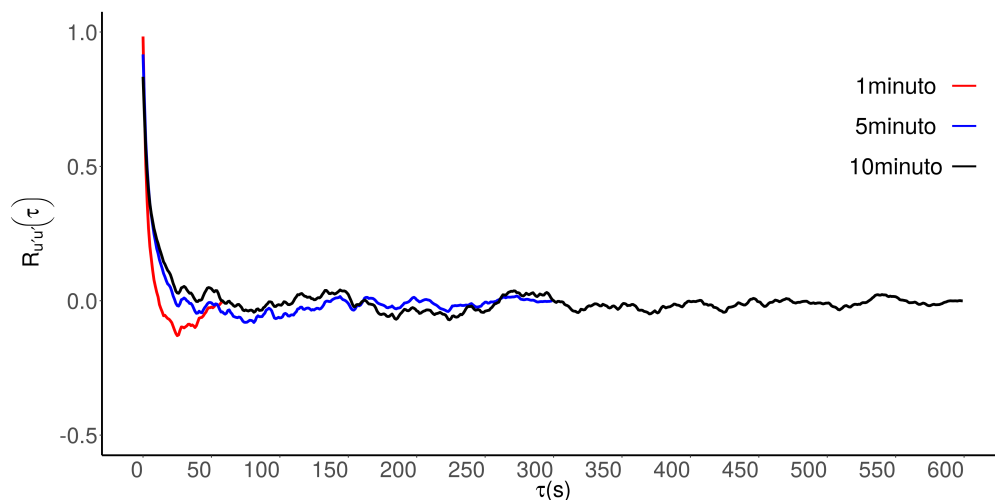


Figura 3.26: Autocorrelación promedio para diferentes periodos de promedio

calcular las escalas integrales y de tiempo.

En la tabla 3.6 se presenta los resultados de las escalas integrales de longitud y tiempo de los datos de velocidad del viento. Se observa que las correlaciones temporales son menores a los 10 segundos, donde la escala temporal más pequeña corresponde a la serie de 1 minuto, aproximadamente 4 segundos. Para el caso de las escalas de longitud, podemos ver que son menores a los 300 metros y las más pequeña esta al rededor de los 100 metros.

Tabla 3.6: Escalas integrales de tiempo y de longitud

Variable	Periodo de promedio		
	10 min	5 min	1 min
L_{int} (m)	285.89	184.79	99.03
T_{int} (s)	10.23	6.61	3.54

Las escalas de longitud determinadas en el presente trabajo superan a los diámetros de las turbinas de pequeña capacidad presentadas en la tabla 3.5. Por ejemplo, la turbina Quiet revolution tiene un diámetro de 3.1 metros, por lo tanto, para esta turbina, si se llevará a cabo la evaluación del recurso eólico cada 10 minutos, es probable que se estaría subestimando estructuras turbulentas con mayor energía presentes en entornos urbanos.

En la siguiente sección evaluaremos la energía contenida en ráfagas y analizaremos su relación con la intensidad de turbulencia, y como a partir de un control dinámico que permita rastrear las ráfagas se podría aprovechar este exceso de energía contenida en ráfagas.

3.3.4. Coeficiente de energía en ráfagas (GEC) y exceso de energía contenida (EEC)

Para aprovechar la máxima energía eólica disponible, un aerogenerador instalado en un entorno urbano no sólo debe poder soportar estructuralmente los cambios rápidos en la dirección y velocidad del viento, sino también garantizar la producción de energía en este entorno eólico. En la sección 3.2 se discutió la influencia de la intensidad de turbulencia en las cargas por fatiga sobre un aerogenerador, en esta sección abordaremos el exceso de energía contenida en estas fluctuaciones y cómo el promedio afecta en el cálculo del recurso eólico.

De acuerdo con el estándar IEC61400, para el estudio de la velocidad del viento y de la producción de energía de un aerogenerador se utilizan periodos de promedio de 10 minutos. El cálculo del promedio de la velocidad del viento genera un cierto sesgo a medida que la variabilidad del viento aumenta.

El GEC (ecuación 1.19) está estrechamente relacionado con la intensidad de turbulencia y provee una medida fácil del exceso de energía disponible en condiciones de ráfagas. Para un

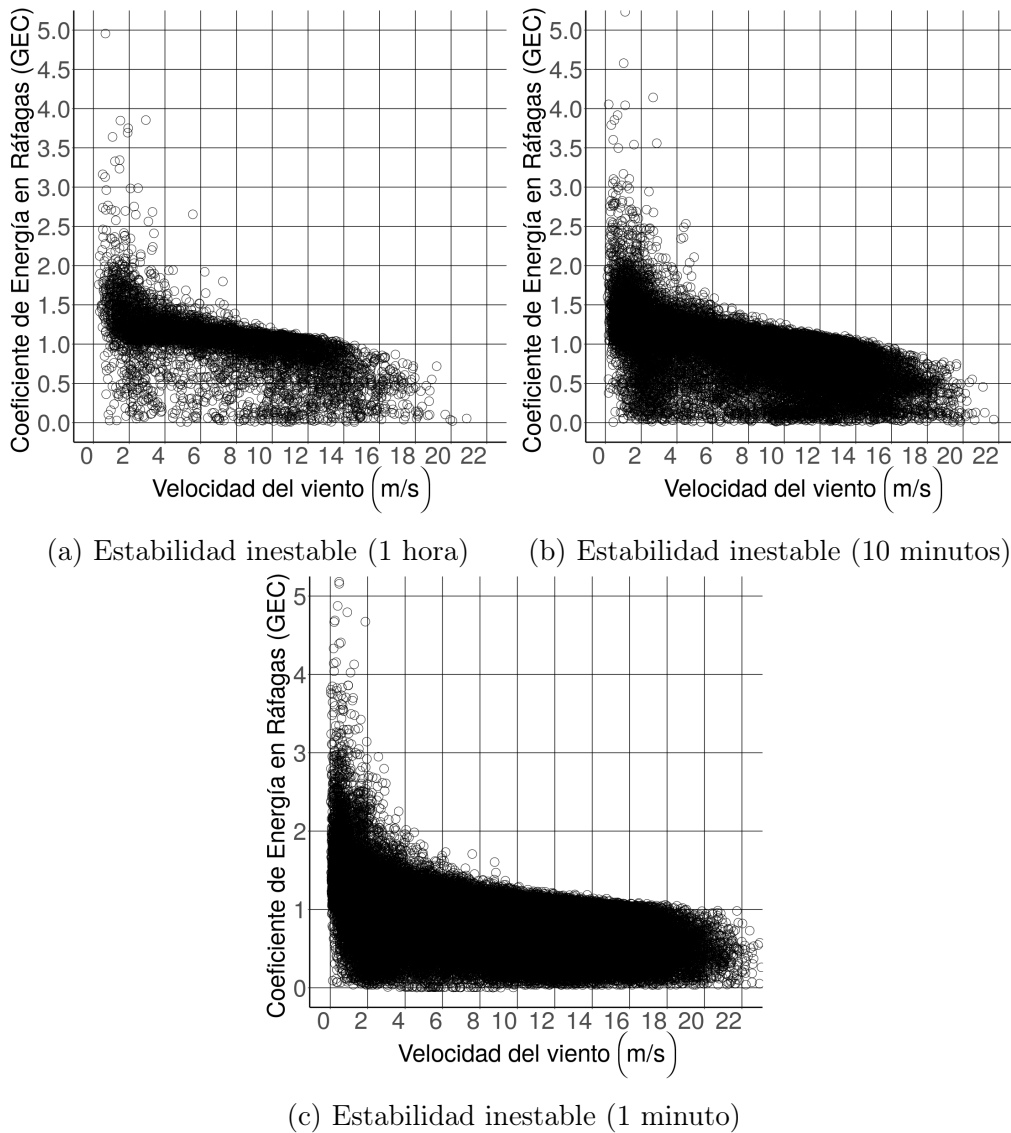
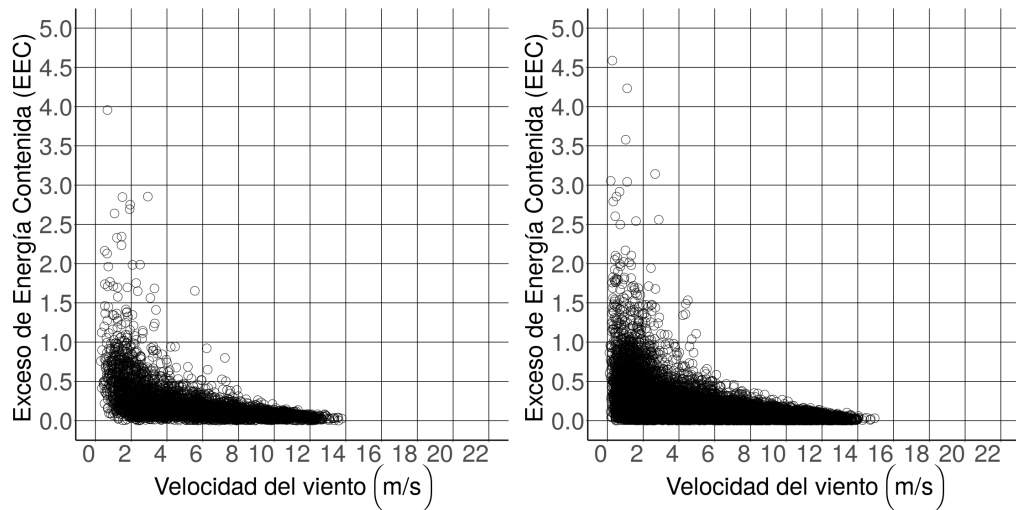


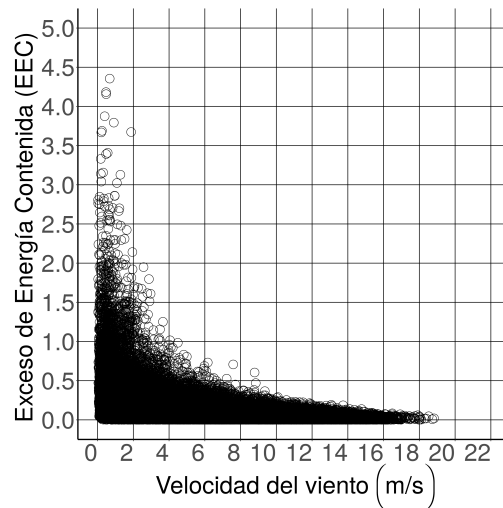
Figura 3.27: Coeficiente de energía en ráfagas para diferentes periodos de promedio para una altura de 17.5 metros

viento estable, el GEC tiene el valor de 1.0, lo que indica que la energía calculada a partir de la velocidad promedio del viento refleja con precisión la integral de la serie de tiempo. Sin embargo, para condiciones reales de viento, siempre existe la presencia de turbulencia y ráfagas, además, debido a la relación cúbica entre la velocidad del viento y la potencia, el valor promedio subestima cada vez más el valor calculado de la energía disponible.

Un área de oportunidad en los aerogeneradores de pequeña potencia es el desarrollo de sistemas de control que optimicen la captación de energía. El seguimiento de ráfagas permite este incremento de la captación de energía en donde es importante acceder al menos a una parte



(a) Estabilidad inestable (1 hora) (b) Estabilidad inestable (10 minutos)



(c) Estabilidad inestable (1 minuto)

Figura 3.28: Exceso de energía contenida en ráfagas para diferentes periodos de promedio para una altura de 17.5 metros

de este exceso de energía. Bajo condiciones de operación reales, cualquier implementación de seguimiento de ráfagas únicamente podría recuperar una parte de la energía adicional indicada por el GEC.

Los resultados presentados en las figuras 3.27 y 3.28 son para condiciones atmosféricas inestables, debido a que esta estabilidad tiene una ocurrencia del 77.1 % en los datos medidos. Sin embargo, las otras estabilidades atmosféricas no presentan un aporte considerable en el exceso de energía contenida en las ráfagas. Esto último se debe a que el GEC está estrechamente relacionado con la intensidad de turbulencia, por lo tanto, el mayor contenido energético se

observa cuando existe una mayor dispersión de la velocidad del viento, ver figura ??.

Una observación pertinente es que la energía contenida en ráfagas tiene sentido para aerogeneradores de pequeña capacidad, debido a que las escalas integrales de longitud de turbulencia de las ráfagas son del orden de magnitud similar al diámetro de estos dispositivos [68], como se discutió en la sección 3.3.3. Por el contrario, las dimensiones de los aerogeneradores de gran capacidad se encuentran por encima de las escalas integrales de longitud presentes en las ráfagas.

En la ecuación 1.19 se define el coeficiente de energía en ráfagas, el cual es la relación entre la integral de la velocidad del viento al cubo para un periodo determinado entre su promedio al cubo para ese mismo periodo. De acuerdo a la ecuación 1.20, el exceso de energía contenida en ráfagas se define como una diferencia entre el valor obtenido de GEC y la unidad. En las figuras 3.27 - 3.28 se muestran los resultados de calcular GEC y EEC para diferentes periodos de promedio.

En la figura 3.27, es evidente el efecto del periodo de promedio debido a la gran cantidad de información que se puede representar en periodos de un minuto; además, para este periodo, se visualiza la gran variabilidad del recurso eólico y analizar la forma de calcular la energía disponible. En la figura 3.28 se presenta el exceso de energía contenida en ráfagas, este resultado implica que la forma convencional que se utiliza para calcular la energía disponible subestima este valor y que una parte de esta energía podría ser capturada, teniendo un impacto significativo en la producción de energía de un aerogenerador.

3.3.5. Energía contenida en ráfagas y su relación con la intensidad de la turbulencia

Como se comentó anteriormente, la energía contenida en ráfagas y exceso de energía esta relacionado con la intensidad de turbulencia. Esto se podría explicar a partir de la ecuación 1.19, donde esta ecuación puede ser reescrita de la siguiente manera:

$$GEC = \frac{\frac{1}{\Delta t} \int_{t_{start}}^{t_{end}} U_{\infty}^3 dt}{\overline{U_{\infty}^3}} = \frac{\frac{1}{\Delta t} \int_{t_{start}}^{t_{end}} (\overline{U} + U')^3 dt}{\overline{U_{\infty}^3}} \quad (3.7)$$

Asumiendo que $\overline{U'} \approx 0$ y $\overline{U'^3} \approx 0$, la ecuación 3.7 puede simplificarse de la siguiente manera:

$$GEC = 1 + 3I^2 \quad (3.8)$$

Se obtiene la ecuación 3.8 que relaciona el cuadrado de la intensidad de turbulencia con el coeficiente de energía en ráfagas (GEC), demostrando que la energía presente en las ráfagas

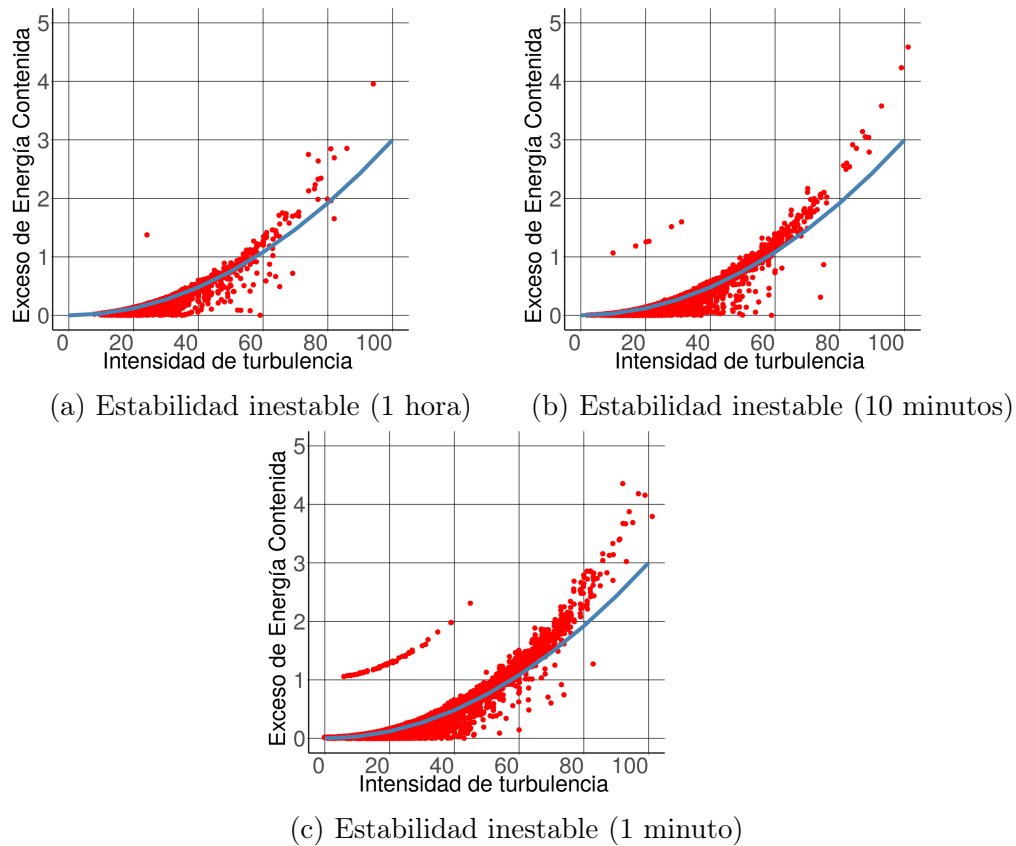


Figura 3.29: Gráfica de dispersión del exceso de energía contenida en ráfagas y la intensidad de turbulencia, la ecuación 3.9 es graficada (línea sólida azul) para diferentes periodos de promedio para una altura de 17.5 metros

es mayor a medida que el valor de la intensidad de turbulencia aumenta. La energía contenida en las ráfagas (EEC) puede escribirse en términos de la intensidad de turbulencia como:

$$EEC = (3I^2) \quad (3.9)$$

En las figuras 3.29a - 3.29c se presentan el comportamiento del exceso de energía en ráfagas en términos de la intensidad de turbulencia para diferentes periodos de promedio. La ecuación 3.9 se encuentra graficada en línea sólida de color azul, se comparó con los datos calculados del exceso de energía contenida en las ráfagas. Se determinó el coeficiente de correlación (R^2) entre el modelo presentado por medio de la ecuación 3.9 y el exceso de energía para cada periodo de promedio. El coeficiente de correlación para el periodo de promedio de una hora es de 0.932, el coeficiente de correlación para el periodo de promedio de 10 minutos es de 0.940 y el coeficiente de correlación para el periodo de promedio de 1 minuto es de 0.947. La diferencia entre las correlaciones a medida que el periodo aumenta es debido a las grandes dispersiones presentadas en el conjunto de datos para un minuto. De lo anterior, se puede concluir que la ecuación propuesta presenta una buena correlación con los datos reportados

en el trabajo.

Para concluir, se evaluó el efecto que tiene el periodo de promedio en la intensidad de turbulencia, evaluación del recurso eólico y en el cálculo de la energía contenida en ráfagas. Para el caso de la intensidad de turbulencia, se encontró que las componentes longitudinal y lateral de la intensidad de turbulencia presentan una sensibilidad al promedio, incrementando su valor a medida que esta variable lo hace. La componente vertical de la intensidad de turbulencia no presenta un cambio substancial en los valores máximos y mínimos, demostrando que la componente vertical no es sensible a la acción de promediar, sin embargo, por efectos de la estabilidad atmosférica si se ve ligeramente afectada, ya que para condiciones inestables presenta una mayor dispersión. Se encontraron que los mayores valores de intensidad de turbulencia suceden cuando la atmósfera es inestable.

Para llevar a cabo la evaluación del recurso eólico, usualmente se ajusta una función de Weibull a la distribución de frecuencia de la velocidad del viento que depende de los factores de forma y escala. Se calcularon estos factores bajo diferentes periodos de promedio, lo primero que se observó fue un sesgo de la función hacia la derecha, esto tiene un efecto significativo en la producción de energía anual (AEP), ya que puede llegar a sobre estimar la producción de energía si el periodo de promedio aumenta. Además, se calculó el grado de ajuste de la función de Weibull con la distribución de la velocidad del viento, analizando los datos medidos con diferentes periodos de promedio. Se observa que la correlación de los datos depende del periodo de promedio, sin embargo, se observa que la variación de la correlación de los diferentes periodos promediados no es significativa, por lo tanto, la función de distribución de Weibull sigue siendo una buena aproximación para calcular la evaluación del recurso eólico, pero debe ser utilizada con reservas a sobre estimar la energía anual.

Para el cálculo de la producción de energía se utilizaron 3 aerogeneradores de eje horizontal y 3 de eje vertical. Se calculó la producción de energía para cuando la atmósfera es inestable se determinó que el cálculo de la energía producida por un aerogenerador incrementa a medida que el periodo de promedio aumenta. La razón de este efecto es debido a un sesgo en la distribución de frecuencias de la velocidad del viento producido por la acción de promediar a diferentes periodos y que se incrementa a medida que lo hace el periodo de promedio, produciendo una sobre estimación de la energía producida.

Del análisis de las escalas de tiempo son menores a los 10 segundos, donde la escala temporal más pequeña corresponde al periodo de 1 minuto, aproximadamente 4 segundos. Para el caso de las escalas de longitud, podemos ver que son menores a los 300 metros y las más pequeña está al rededor de los 100 metros. Las escalas de longitud determinadas en el presente trabajo superan a los diámetros de las turbinas de pequeña capacidad. Si se llevará a cabo la evaluación del recurso eólico cada 10 minutos, es probable que se estaría subestimando estructuras turbulentas con mayor energía presentes en entornos urbanos. Para aerogeneradores de pequeña capacidad, se recomienda que se utilicen periodos de promedio de un minuto para

llevar a cabo la evaluación del recurso eólico, el cual disminuye la sobre estimación del recurso eólico. Aplicaciones de pequeños aerogeneradores dentro de un entorno urbano tienen la capacidad de rastrear las ráfagas, donde los niveles de turbulencia pueden ser un factor en la toma de decisiones económicas en términos de producción de energía para un sitio específico.

A partir de los resultados obtenidos del coeficiente de energía en ráfagas (GEC) y el exceso de energía contenida (EEC) en ráfagas se concluye que una gran parte de la energía disponible en ráfagas esta siendo subestimada en la evaluación del recurso eólico y que una parte de esta energía podría ser capturada, teniendo un impacto significativo en la producción de energía de un aerogenerador. Además, se encontró que tanto GEC y EEC presentan una relación cuadrática con la intensidad de turbulencia, demostrando que la energía presente en las ráfagas es mayor a medida que el valor de la intensidad de turbulencia aumenta.

Conclusión

En el presente trabajo se han estudiado aspectos no reportados en la literatura en México y, en particular, para la región del Istmo de Tehuantepec en donde se encuentra la mayor capacidad eólica instalada. Se desarrollaron campañas experimentales para caracterizar la velocidad del viento a partir de dos anemómetros ultrasónicos y un equipo de tecnología LIDAR, permitiendo, así, construir una base de datos experimentales alta frecuencia únicas para la región. A partir de estos datos, se genera un espectro de densidad de energía y se contrasta con el espectro de densidad de energía de la velocidad del viento de Van der Hoven, ya que siempre se utiliza este espectro para hablar de energía eólica en México. De este resultado se logra visualizar la zona de mínima energía, y los picos de microescala y la escala sinoptica.

Por otro lado se caracterizó la intensidad de turbulencia de la región para el diseño de aerogeneradores y se comparó con un modelo normal de turbulencia descrito en la IEC61400; se encontró que este modelo no representa a la condiciones meteorológicas imperantes en la región. Este resultado pueden ser usado para el diseño estructural por cargas por fatiga en aerogeneradores de gran y pequeña capacidad.

Después, se analizó bajo condiciones de atmósfera inestable el efecto del periodo de promedio en el cálculo de la intensidad de turbulencia, en la evaluación del recurso eólico, en las escalas integrales de longitud y escalas de tiempo de correlación y en la energía contenida en ráfagas para una atmósfera inestable. Concluyendo que la intensidad de turbulencia en el plano horizontal es sensible al periodo de promedio, pero no lo es para la componente vertical. Las escalas de longitud determinadas en el presente trabajo superan a los diámetros de las turbinas de pequeña capacidad. Lo que implica que cuando se realiza la evaluación del recurso eólico cada 10 minutos, es probable que se subestime las estructuras turbulentas con mayor energía presentes en entornos urbanos.

La ultima parte del estudio, se enfoca a analizar la energía contenida (GEC) y el exceso de energía contenida (EEC) en ráfagas. Para las escalas de tiempo donde un aerogenerador de pequeña escala opera, al analizar los efectos del tiempo promedio, EEC y GEC se encontró que para el tiempo promedio de un minuto, podría ser una mejor manera de llevar a cabo la evaluación del recurso eólico, el cual disminuye la sobre estimación del recurso eólico.

De los estudios del coeficiente de energía en ráfagas (GEC) y el exceso de energía contenida (EEC) en ráfagas se concluye que una gran parte de la energía disponible en ráfagas esta siendo subestimada en la evaluación del recurso eólico y que una parte de esta energía podría ser capturada. Se encontró que tanto GEC y EEC presentan una relación cuadrática con la intensidad de turbulencia, demostrando que la energía presente en las ráfagas es mayor a medida que el valor de la intensidad de turbulencia aumenta. A pesar de que asumimos que la producción de energía a partir de un aerogenerador de pequeña capacidad se comporta como lo indica su curva de potencia, este trabajo podría complementarse con producción de energía real de un aerogenerador. Este trabajo establece un primer análisis de los entornos turbulentos donde un aerogenerador pequeño opera y contribuirá al desarrollo de la tecnología bajo estas condiciones. Finalmente, se logró describir un punto de la región, lo cual es útil y podría continuarse con un análisis de modelación a mesoescala, para describir toda la región.

Referencias

- [1] Global Wind Energy Council GWEC. Gwec global wind report 2018. URL <https://gwec.net/global-wind-report-2018/>. [Accessed May 15, 2019], 2019.
- [2] IRENA. Global energy transformation: A roadmap to 2050. *International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi*, 2018.
- [3] Global Wind Energy Council GWEC. Global wind report: Annual market update 2017. URL <http://files.gwec.net/files/GWR2017.pdf?ref=Website>. [Accessed April 25, 2018], 2018.
- [4] CEMIEs. Documento del mapa de ruta tecnológica energía eólica en tierra. <https://www.gob.mx/sener/documentos/mapas-de-ruta-tecnologica-de-energias-renovables>. [Accessed May 8, 2018], 2017.
- [5] Asociación Mexicana de Energía Eólica AMDEE. Capacidad eólica instalada 2018. URL <https://www.amdee.org/mapas-eolicos>. [Accessed May 15, 2019], 2019.
- [6] Sergio Juárez-Hernández and Gabriel León. Energía eólica en el istmo de Tehuantepec: desarrollo, actores y oposición social. *Problemas del desarrollo*, 45(178):139–162, 2014.
- [7] C Lopez-Villalobos, O Rodriguez-Hernandez, R Campos-Amezcu, Guillermo Hernandez-Cruz, O Jaramillo, and J Mendoza. Wind turbulence intensity at la ventosa, Mexico: A comparative study with the IEC61400 standards. *Energies*, 11(11):3007, 2018.
- [8] IEC61400-2. *Wind turbines-Part 2. Small wind turbines*. International Electrotechnical Commission, Geneva, Switzerland, 2 edition, 2013.
- [9] IEC61400-1. *Wind turbines part 1: Design requirements*. International Electrotechnical Commission, Geneva, Switzerland, 3 edition, 2005.
- [10] Erasmo Cadenas and Wilfrido Rivera. Wind speed forecasting in the south coast of Oaxaca, Mexico. *Renewable Energy*, 32(12):2116–2128, 2007.
- [11] OA Jaramillo and MA Borja. Wind speed analysis in la ventosa, Mexico: a bimodal probability distribution case. *Renewable Energy*, 29(10):1613–1630, 2004.

-
- [12] Isaac Van der Hoven. Power spectrum of horizontal wind speed in the frequency range from 0.0007 to 900 cycles per hour. *Journal of meteorology*, 14(2):160–164, 1957.
- [13] Duehee Lee and Ross Baldick. Future wind power scenario synthesis through power spectral density analysis. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 5(1):490–500, 2014.
- [14] Elif Kaya, Burak Barutcu, and ŞÜKRAN SİBEL MENTEŞ. A method based on the van der hoven spectrum for performance evaluation in prediction of wind speed. *Turkish Journal of Earth Sciences*, 22(4):681–689, 2013.
- [15] E Cadenas, OA Jaramillo, and W Rivera. Analysis and forecasting of wind velocity in chetumal, quintana roo, using the single exponential smoothing method. *Renewable Energy*, 35(5):925–930, 2010.
- [16] Roland B Stull. *An introduction to boundary layer meteorology*, volume 13. Springer Science & Business Media, 2012.
- [17] Yuh-Lang Lin. *Mesoscale dynamics*. Cambridge University Press, 2007.
- [18] MA Escalante Soberanis and W Mérida. Regarding the influence of the van der hoven spectrum on wind energy applications in the meteorological mesoscale and microscale. *Renewable energy*, 81:286–292, 2015.
- [19] HL Griffith, HA Panofsky, and I Van der Hoven. Power-spectrum analysis over large ranges of frequency. *Journal of Meteorology*, 13(3):279–282, 1956.
- [20] Hans A Panofsky and Robert A McCormick. Properties of spectra of atmospheric turbulence at 100 metres. *Quarterly Journal of the Royal Meteorological Society*, 80(346):546–564, 1954.
- [21] HA Panofsky and I Van der Hoven. Spectra and cross-spectra of velocity components in the mesometeorological range. *Quarterly Journal of the Royal Meteorological Society*, 81(350):603–606, 1955.
- [22] BA Harper, JD Kepert, and JD Ginger. Guidelines for converting between various wind averaging periods in tropical cyclone conditions. *World Meteorological Organization, WMO/TD*, 1555:1–54, 2010.
- [23] Sonia Wharton and Julie K Lundquist. Atmospheric stability affects wind turbine power collection. *Environmental Research Letters*, 7(1):014005, 2012.
- [24] Dragt J.B Christensen, Carl Jørgen. Accuracy of power curve measurements (m-2632). *Technical Report, Risø National Laboratory, DK-4000 Roskilde, Denmark*, 1986.
- [25] Guorui Ren, Jinfu Liu, Jie Wan, Fei Li, Yufeng Guo, and Daren Yu. The analysis of turbulence intensity based on wind speed data in onshore wind farms. *Renewable Energy*, 123:756–766, 2018.
-

-
- [26] Emil Hedeving. Wind turbine power curves incorporating turbulence intensity. *Wind Energy*, 17(2):173–195, 2014.
- [27] Yu-Ting Wu and Fernando Porté-Agel. Atmospheric turbulence effects on wind-turbine wakes: An les study. *energies*, 5(12):5340–5362, 2012.
- [28] MC Holtslag, WAAM Bierbooms, and GJW Van Bussel. Estimating atmospheric stability from observations and correcting wind shear models accordingly. In *Journal of Physics: Conference Series*, volume 555, page 012052. IOP Publishing, 2014.
- [29] Giacomo Valerio Iungo and Fernando Porté-Agel. Volumetric scans of wind turbine wakes performed with three simultaneous wind lidars under different atmospheric stability regimes. In *Journal of Physics: Conference Series*, volume 524, page 012164. IOP Publishing, 2014.
- [30] M Maureen Hand, Neil D Kelley, and Mark J Balas. Identification of wind turbine response to turbulent inflow structures. In *ASME/JSME 2003 4th Joint Fluids Summer Engineering Conference*, pages 2557–2566. American Society of Mechanical Engineers, 2003.
- [31] Kiran Bhaganagar and Mithu Debnath. Implications of stably stratified atmospheric boundary layer turbulence on the near-wake structure of wind turbines. *Energies*, 7(9): 5740–5763, 2014.
- [32] Takanori Uchida. Numerical investigation of terrain-induced turbulence in complex terrain by large-eddy simulation (les) technique. *Energies*, 11(10):2638, 2018.
- [33] Sang Lee, Matthew Churchfield, Patrick Moriarty, J Jonkman, and J Michalakes. Atmospheric and wake turbulence impacts on wind turbine fatigue loadings. In *50th AIAA Aerospace Sciences Meeting including the New Horizons Forum and Aerospace Exposition*, page 540, 2012.
- [34] Adam Lavelly, Ganesh Vijayakumar, Michael Kinzel, James Brasseur, and Eric Paterson. Space-time loadings on wind turbine blades driven by atmospheric boundary layer turbulence. In *49th AIAA Aerospace Sciences Meeting including the New Horizons Forum and Aerospace Exposition*, page 635, 2011.
- [35] Nicole Carpman. Turbulence intensity in complex environments and its influence on small wind turbines, 2011. M.Sc. Dissertation, Department of Earth Sciences, Uppsala University.
- [36] Leonardo P Chamorro and Fernando Porte-Agel. Turbulent flow inside and above a wind farm: a wind-tunnel study. *Energies*, 4(11):1916–1936, 2011.
- [37] DJ Willis, C Niezrecki, D Kuchma, E Hines, SR Arwade, RJ Barthelmie, M DiPaola, PJ Drane, CJ Hansen, M Inalpolat, et al. Wind energy research: State-of-the-art and future research directions. *Renewable Energy*, 125:133–154, 2018.
-

-
- [38] Leonardo P Chamorro, S-J Lee, D Olsen, C Milliren, J Marr, REA Arndt, and F Sotiropoulos. Turbulence effects on a full-scale 2.5 mw horizontal-axis wind turbine under neutrally stratified conditions. *Wind Energy*, 18(2):339–349, 2015.
- [39] N Tobin, H Zhu, and LP Chamorro. Spectral behaviour of the turbulence-driven power fluctuations of wind turbines. *Journal of Turbulence*, 16(9):832–846, 2015.
- [40] Tamás Bertényi, Christopher Wickins, and Simon McIntosh. Enhanced energy capture through gust-tracking in the urban wind environment. In *48th AIAA aerospace sciences meeting including the new horizons forum and aerospace exposition*, page 1376, 2010.
- [41] Kurt S Hansen and Gunner Chr Larsen. Characterising turbulence intensity for fatigue load analysis of wind turbines. *Wind Engineering*, 29(4):319–329, 2005.
- [42] Francesco Castellani, Davide Astolfi, Matteo Becchetti, Francesco Berno, Filippo Ciannetti, and Alessandro Cetrini. Experimental and numerical vibrational analysis of a horizontal-axis micro-wind turbine. *Energies*, 11(2):456, 2018.
- [43] M Debnath, C Santoni, S Leonardi, and GV Iungo. Towards reduced order modelling for predicting the dynamics of coherent vorticity structures within wind turbine wakes. *Phil. Trans. R. Soc. A*, 375(2091):20160108, 2017.
- [44] O Rodriguez-Hernandez, JA Del Río, and OA Jaramillo. The importance of mean time in power resource assessment for small wind turbine applications. *Energy for Sustainable Development*, 30:32–38, 2016.
- [45] Amir Bashirzadeh Tabrizi, Jonathan Whale, Thomas Lyons, and Tania Urmee. Rooftop wind monitoring campaigns for small wind turbine applications: Effect of sampling rate and averaging period. *Renewable Energy*, 77:320–330, 2015.
- [46] O Rodriguez-Hernandez, OA Jaramillo, JA Andaverde, and JA del Río. Analysis about sampling, uncertainties and selection of a reliable probabilistic model of wind speed data used on resource assessment. *Renewable energy*, 50:244–252, 2013.
- [47] IEC61400-12. *Wind turbines-Part 12. Power performance measurements of electricity producing wind turbines*. International Electrotechnical Commission, Geneva, Switzerland, 2 edition, 2013.
- [48] PAB James, MF Sissons, J Bradford, LE Myers, AS Bahaj, A Anwar, and S Green. Implications of the uk field trial of building mounted horizontal axis micro-wind turbines. *Energy Policy*, 38(10):6130–6144, 2010.
- [49] L Battisti, E Benini, A Brighenti, S Dell’Anna, and M Raciti Castelli. Small wind turbine effectiveness in the urban environment. *Renewable energy*, 129:102–113, 2018.
- [50] FC Emejeamara, AS Tomlin, and JT Millward-Hopkins. Urban wind: Characterisation of useful gust and energy capture. *Renewable Energy*, 81:162–172, 2015.
-

-
- [51] FC Emejeamara and AS Tomlin. A method for mapping the turbulence intensity and excess energy available to building mounted wind turbines over a uk city. *Wind Energy*, 19(8):1423–1438, 2016.
- [52] David J Thomson. Spectrum estimation and harmonic analysis. *Proceedings of the IEEE*, 70(9):1055–1096, 1982.
- [53] Donald B Percival, Andrew T Walden, et al. *Spectral analysis for physical applications*. cambridge university press, 1993.
- [54] Andrew J Barbour and Robert L Parker. psd: Adaptive, sine multitaper power spectral density estimation for r. *Computers & Geosciences*, 63:1–8, 2014.
- [55] Radian Belu and Darko Koracin. Statistical and spectral analysis of wind characteristics relevant to wind energy assessment using tower measurements in complex terrain. *Journal of Wind Energy*, 2013, 2013.
- [56] Pijush K Kundu and IM Cohen. Fluid mechanics. 2004. *Google Scholar*, pages 157–158, 2008.
- [57] Siegfried Wagner, Rainer Bareiss, and Gianfranco Guidati. *Wind turbine noise*. Springer Science & Business Media, 2012.
- [58] Sathyajith Mathew, Geeta Susan Philip, et al. *Advances in wind energy and conversion technology*, volume 20. Springer, 2011.
- [59] CHJ Stork, CP Butterfield, W Holley, Peter Hauge Madsen, and Peter Hjuler Jensen. Wind conditions for wind turbine design proposals for revision of the iec 1400-1 standard. *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, 74:443–454, 1998.
- [60] James F Manwell, Jon G McGowan, and Anthony L Rogers. *Wind energy explained: theory, design and application*. John Wiley & Sons, 2010.
- [61] William David Lubitz. Impact of ambient turbulence on performance of a small wind turbine. *Renewable Energy*, 61:69–73, 2014.
- [62] M. Magnusson and A.-S. Smedman. Air flow behind wind turbines. *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, 80(1):169 – 189, 1999. ISSN 0167-6105. doi: [https://doi.org/10.1016/S0167-6105\(98\)00126-3](https://doi.org/10.1016/S0167-6105(98)00126-3). URL <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0167610598001263>.
- [63] Sonia Wharton and Julie K Lundquist. Assessing atmospheric stability and its impacts on rotor-disk wind characteristics at an onshore wind farm. *Wind Energy*, 15(4):525–546, 2012.
- [64] D Elliot, M Schwartz, G Scott, S Haymes, D Heimiller, and R George. Atlas de recursos eólicos del estado de oaxaca. *Laboratorio Nacional de Energía Renovable (NREL). USA. Trad. Winrock International*, 2004.
-

- [65] Abraham H Oort and Albion Taylor. On the kinetic energy spectrum near the ground. *Monthly Weather Review*, 97(9):623–636, 1969.
- [66] O. Rodriguez-Hernandez, O.A. Jaramillo, J.A. Andaverde, and J.A. del Río. Analysis about sampling, uncertainties and selection of a reliable probabilistic model of wind speed data used on resource assessment. *Renewable Energy*, 50:244 – 252, 2013. ISSN 0960-1481. doi: <https://doi.org/10.1016/j.renene.2012.06.004>. URL <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0960148112003540>.
- [67] O A Jaramillo and M A Borja. Wind speed analysis in La Ventosa, Mexico: a bimodal probability distribution case. *Renewable Energy*, 29(10):1613–1630, August 2004. doi: 10.1016/j.renene.2004.02.001.
- [68] T. Bertényi and T. Youngy. Power electronics solutions for vertical axis urban wind turbines. In *2009 IEEE Electrical Power Energy Conference (EPEC)*, pages 1–7, Oct 2009. doi: 10.1109/EPEC.2009.5420808.
-