



UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DEL ESTADO DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERIA

**ANÁLISIS DEL PERFIL VERTICAL DEL VIENTO Y SU ESTIMACIÓN
MEDIANTE COEFICIENTES DE RUGOSIDAD: CASO DE ESTUDIO EN
IITCA**

TESIS

**QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE
INGENIERO EN SISTEMAS ENERGÉTICOS SUSTENTABLES**

PRESENTA:

ALBERTO HEREDIA GUTIÉRREZ

ASESOR:

DR. BORIS MIGUEL LÓPEZ REBOLLAR

TOLUCA, ESTADO DE MÉXICO

Marzo, 2024

1 CONTENIDO

2	Introducción.....	10
2.1	Planteamiento del problema.....	10
2.2	Justificación.....	11
2.3	Hipótesis.....	13
2.4	Objetivos.....	13
2.4.1	General.....	13
2.4.2	Específicos.....	13
3	Marco Teórico.....	14
3.1	Características del recurso del viento.....	14
3.1.1	Variabilidad Temporal:.....	14
3.1.2	Variabilidad Geográfica:.....	15
3.2	Análisis de los datos del viento.....	17
3.2.1	Distribución de Rayleigh y de Weibull.....	17
3.2.2	Algoritmos de ajuste de Weibull usando Windograhper.....	19
3.2.3	Potencial eólico.....	23
3.2.4	Histogramas de velocidad del viento.....	24
3.2.5	Tratamiento de datos estadísticos.....	25
3.3	Normas.....	26
3.3.1	NMX-AA-166/2-SCFI-2015.....	26
3.3.2	IEC61400.....	27
3.3.3	Instrumentales y calibración de equipos.....	28
4	Método.....	30
4.1	Descripción del sitio de estudio.....	31
4.1.1	Estación meteorológica “Clima IITCA C01”.....	31
4.1.2	Ubicación:.....	32
4.1.3	Obstáculos alrededor de la estación.....	33
4.2	Conjuntos de datos de viento.....	41
4.2.1	Conjunto de datos 1 - Estación “Clima IITCA C01”.....	41
4.2.2	Conjunto de datos 2 - Meteoblue.....	46

4.2.3	Conjunto de datos 3 - Windnavigator	47
4.2.4	Conjunto de datos 4 - EMA Toluca	48
4.2.5	Conjunto de datos 5 - Estación Acurite	49
4.3	Comparación de los grupos de datos	56
4.4	Obtención del coeficiente de rugosidad.....	58
4.4.1	Análisis de la información.....	58
4.4.2	Características de los tres casos	59
4.4.3	Proceso de cálculo.....	60
5	Resultados.....	62
5.1	Parametros del viento de cada conjunto de datos.....	62
5.1.1	Estación "Clima IITCA C01"	62
5.1.2	Meteoblue	63
5.1.3	Windnavigator	64
5.1.4	EMA Toluca.....	67
5.1.5	Estación Acurite.....	69
5.2	Comparación de los conjuntos de datos.....	70
5.2.1	Ajuste de datos – Estación Acurite	72
5.2.2	Dirección del viento.....	75
5.3	Coeficiente de rugosidad	76
5.4	Perfil Vertical del viento	78
5.5	Potencial eólico ponderado.....	79
6	Discusión.....	85
7	Conclusión.....	86
8	Referencias	87
9	Anexos	89
9.1	Anexo A.....	89
9.2	Anexo B.....	90
9.3	Anexo C.....	93
9.4	Anexo D	94

Índice de Ilustraciones

Ilustración 3.1: Escala de tiempo y espacio del movimiento atmosférico. (Spera, 1994) ...	15
Ilustración 3.2. Ejemplo de la distribución Rayleigh y la Weibull (Nelson, 2009).....	18
Ilustración 3.3. Distribución de Weibull con un factor de escala $A = 1$. (Johnson, 2006)....	19
Ilustración 3.4. Flujo del viento a través de un cilindro con area A. Nelson (2009) en su libro “Wind Energy – Renewable Energy and the Environment”.	24
Ilustración 3.5: Descripción del criterio de ubicación (NMX-AA-166/2-SCFI-2015)	26
Ilustración 3.6: Sectores a excluir debido a obstáculos significativos (IEC 61400-12, 2005)	28
Ilustración 4.1: Modelo del anemómetro de la estación “Clima IITCA C01”	31
Ilustración 4.2: Límites físicos del estudio.....	33
Ilustración 4.3: Enumeración de los edificios en el sitio de estudio.....	34
Ilustración 4.4: Reducción de velocidad del viento detrás de un obstáculo. a) Edificio A, b) Edificio L	36
Ilustración 4.5: Esquema de los sectores con obstáculos significativos.....	38
Ilustración 4.6: Sectores a excluir debido a obstáculos significativos	39
Ilustración 4.7: Sectores a excluir de los datos de la estación Clima IITCA C01.	40
Ilustración 4.8: Rosa del viento corregida - datos IITCA.....	42
Ilustración 4.9: Serie temporal sin filtrar.....	43
Ilustración 4.10: Serie temporal de velocidad del viento (datos filtrados)	43
Ilustración 4.11: Tasa de recuperación de datos por mes.....	45
Ilustración 4.12: Ubicación del punto de la simulación de Meteoblue	46
Ilustración 4.13: Ubicación de los de los puntos de datos windographer.....	47
Ilustración 4.14. A) Estacion Meteorológica Automática de Toluca b) Distancia de la EMA al IITCA	48
Ilustración 4.15 - Esquema para la colocación de una EMA.....	49
Ilustración 4.16: Modelo de la estación Acurite.....	50
Ilustración 4.17. Ubicación Estación Acurite	51
Ilustración 4.18: Sensor 5-in-1 colocado sobre su base	52
Ilustración 4.19: Ubicación de la Estación Acurite con respecto a la “Clima IITCA C01”	52
Ilustración 4.20: Esquema de los sectores con obstáculos significativos – Estación Acurite	54
Ilustración 4.21: Sectores a excluir debido a obstáculos significativos - Estación Acurite ..	54
Ilustración 5.36. Rosa de los vientos de las estaciones dentro del area de estudio	¡Error!
Marcador no definido.	
Ilustración 4.23: Ajuste logarítmico del perfil vertical del IITCA	61

Ilustración 5.1: Histograma de la estación "Clima IITCA C01"	62
<i>Ilustración 5.2: Rosa de viento de la estación "Clima IITCA C01"</i>	<i>63</i>
Ilustración 5.3: Histograma de los datos Meteoblue	63
Ilustración 5.4: Rosa de los vientos de datos Meteoblue.....	64
Ilustración 5.5: Distribuciones Weibull de datos windograhper	65
Ilustración 5.6: Velocidades medias mensuales de datos windographer	66
Ilustración 5.7: Rosa de los vientos para los puntos de Windographer	66
Ilustración 5.8: a) Histograma de los datos EMA Toluca	67
Ilustración 5.9: Rosa de los vientos de la estación EMA Toluca	68
Ilustración 5.10: a) Histograma de los datos Acurite	69
Ilustración 5.11: Rosa de vientos para datos Acurite.....	70
Ilustración 5.12: Velocidad media por mes – comparación	71
Ilustración 5.13: Serie de datos estación Acurite	72
Ilustración 5.14: Velocidades medias actualizadas - comparación	73
Ilustración 5.36. Rosa de los vientos de las estaciones dentro del area de estudio	75
Ilustración 9.1: Ajuste logarítmico de los datos para cada caso	76
Ilustración 5.16: Curvas de perfil vertical de viento.....	78
Ilustración 5.17. Curvas weibull sin modificar la constante "k"	79
Ilustración 5.18. Curvas weibull con la constante "k" promedio	79
Ilustración 5.19: Comparación del promedio anual de velocidades y potencial eólico	83
Ilustración 5.20: Comparación del promedio anual de velocidades y el potencial eólico sin ponderar el valor de k	83
Ilustración 5.21: Comparación del potencial eólico ponderando el valor de k.....	84

Índice de Tablas

Tabla 3.1. Rugosidad de superficie (Burton, Jenkins, Sharpe, & Bossanyi, 2011)	16
Tabla 3.2: Histograma de velocidad, frecuencia y cálculo de la velocidad media y el potencial eólico. (Nelson, 2009)	25
Tabla 4.1: Relación distancia/altura de los obstáculos (D/h)	34
Tabla 4.2: Resultados del análisis de obstáculos.....	37
Tabla 4.3: Disponibilidad de datos por año.....	44
Tabla 4.4: Disponibilidad de datos por mes	45
Tabla 4.5: Caracterización de los obstáculos – Estación Acurite.....	53
Tabla 5.1: Parámetros de la distribución Weibull de las series de datos	64
Tabla 5.2: Características generales de los grupos de datos.....	70
Tabla 5.3 - Parámetros de Weibull modificados para conjunto de datos Acurite.....	73
Tabla 5.4 Actualización de comparación de parámetros de ajuste de curva Weibull.....	74
Tabla 5.5: Valores de la ecuación de recta y coeficientes de rugosidad para cada caso	77
Tabla 5.6: Potencial eólico a 11m corrigiendo el parámetro k.....	81
Tabla 5.7: Potencial eólico a 25m.....	81

Índice de Ecuaciones

Ecuación 3.1: Perfil logarítmico del viento.....	16
Ecuación 3.2: Perfil de la ley de Potencia.....	17
Ecuación 3.3: Distribución de Rayleigh	18
Ecuación 3.4: Ecuación iterativa para encontrar el parámetro k	20
Ecuación 3.5: Ecuación iterativa para encontrar el parámetro A.....	20
Ecuación 3.6: Ecuación acumulativa de la distribución Weibull	20
Ecuación 3.7: Ecuación de weibull en la forma punto-pendiente.....	21
Ecuación 3.8: Ecuaciones para encontrar parametros de weibull usando el método WASP	21
Ecuación 3.9 Ecuaciones para encontrar parametros de weibull usando el método Openwind	22
Ecuación 3.10: Coeficiente de determinación.....	23
Ecuación 3.11. Densidad de potencia eólica (Nelson, 2009).....	23
Ecuación 3.12: Influencia de un obstáculo en la medición del viento (IEC 61400-12, 2005)	27
Ecuación 3.13: Diámetro de rotor equivalente	28
Ecuación 4.1: Ecuación del perfil logarítmico en términos de ecuación lineal.	60
Ecuación 4.2: Coeficiente de rugosidad	61

2 INTRODUCCIÓN

2.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Las fuentes de energía renovable, como la eólica y la solar, tienen como característica una dependencia directa de las condiciones ambientales no constantes ni permanentes, por lo que la generación de energía eléctrica fluctúa durante el día y el año (Manwell, McGowan, & Rogers, 2009). Además, en el caso de la energía eólica, la distribución del viento también depende de la topografía del terreno, en donde se quieran establecer los parques eólicos, por lo que los aerogeneradores no se pueden instalar en cualquier sitio.

Para poder competir en el mercado de la generación de electricidad es necesario predecir estas fluctuaciones y sobre todo garantizar que a pesar de ellas se puede cubrir con la demanda energética en cualquier momento y tener un costo de generación competitivo. La caracterización del sitio es de suma importancia ya que la generación de energía varía con el cubo de la velocidad, además, esta información es esencial para el cálculo de las fuerzas aerodinámicas presentadas en el rotor. Por consiguiente, el análisis del potencial eólico forma una parte crítica en la implementación de esta tecnología. (Burton, Jenkins, Sharpe, & Bossanyi, 2011).

La obtención de los datos para calcular la distribución probabilística de la velocidad del viento se realiza con el uso de anemómetros, los cuales registran la velocidad y dirección del viento por un tiempo determinado. Para la obtención de estos datos se requiere que la estación meteorológica se encuentre bajo ciertas condiciones que garanticen que las mediciones realizadas son representativas del perfil de velocidades del sitio. Dichas condiciones se encuentran en la norma para turbinas eólicas IEC61400-12. Sin embargo, la mayoría de las estaciones climatológicas del país y las más recientes Estaciones Meteorológicas Automatizadas (EMA's) están instaladas para la obtención de otros datos meteorológicos, sin la finalidad de analizar el viento para la generación de energía y no cumplen con las condiciones necesarias para dicho análisis. La norma mexicana "Estaciones meteorológicas, climatológicas e hidrológicas" (NMX-AA-166/2-SCFI-2015) establece los requerimientos técnicos para la instalación de los diferentes sensores que conforman una estación meteorológica. A diferencia de la IEC61400-12 que se enfoca principalmente en la optimización de la ubicación del anemómetro con el único propósito de utilizar los datos para la determinación del potencial eólico en una zona.

Inicialmente la idea de este proyecto tenía como objetivo el dimensionamiento de una pequeña turbina eólica, las cuales van de algunos watts hasta 100kW (Nelson, 2009), como la que se encuentra en la facultad de ingeniería de la UAEMex. El propósito era generar suficiente energía para un sistema de alumbrado en el Instituto Interamericano de Tecnología y Ciencias del Agua (IITCA). Sin embargo, al revisar los datos disponibles de la estación meteorológica “Clima IITCA C01”, ubicada en el instituto, no era posible realizar el dimensionamiento debido a la ubicación del sensor así como la calidad de los datos. Esta estación es utilizada para la medición de datos hidrometeorológicos y fue instalada tomando en cuenta las consideraciones de la norma mexicana de estaciones meteorológicas (NMX-AA-166/2-SCFI, 2015), sin tener como prioridad el análisis de los datos del viento para la obtención del potencial eólico, como es establecido en la norma internacional IEC 61400-12. Es decir, no es adecuado emplear estos datos para realizar un dimensionamiento confiable de un sistema eólico de pequeña capacidad en el instituto.

2.2 JUSTIFICACIÓN

La estación meteorológica en el IITCA cuenta con 10 años de información del viento, no obstante, no se pueden ocupar los datos para la evaluación del recurso eólico en el sitio sin realizar alguna corrección de los datos debido a que no cumple con las características necesarias para cumplir con los requerimientos de las normas por estar situada por debajo de los edificios que se encuentran alrededor, de acuerdo con lo recomendado por los estándares IEC-61400. Por esta razón se decidió instalar una nueva estación meteorológica donde es posible instalar un pequeño aerogenerador. Así, con los datos de viento obtenidos de dicha estación es posible realizar un análisis comparativo más profundo con los datos de la estación Clima IITCA C01, así como de los obstáculos alrededor utilizando el método establecido en la norma IEC61400-12 para la evaluación de obstáculos significativos en el flujo del viento. Esto con el fin de determinar las características reales del flujo del viento en el IITCA y que a futuro se pueda realizar un dimensionamiento confiable para un sistema eólico de pequeña capacidad.

La obtención de los datos para crear una distribución de velocidad del viento precisa toma tiempo, esto debido a la variación temporal del viento en escalas de segundos, meses y hasta años. Por lo tanto, en este proyecto se plantea realizar una ponderación de los datos obtenidos durante 14 años de la estación del IITCA, en donde es importante la comparación de los resultados de esta ponderación con los datos históricos de la zona. Esto se logrará utilizando los diferentes conjuntos de datos disponibles, el primer grupo es de la nueva estación meteorológica que se instaló para este proyecto en el IITCA a una mayor altura y en una mejor ubicación, es decir, a una altura similar de donde se podrían instalar los aerogeneradores. El siguiente grupo de datos que se utilizarán son los obtenidos por medio

de una simulación climática realizada por la NASA y extrapolados a la zona de Toluca, además se utilizarán los datos descargados de la EMA más cercana al sitio de estudio, ubicada en el “Observatorio Meteorológico Toluca” en el municipio de Zinacantepec.

Es importante realizar la comparación de diferentes grupos de datos obtenidos por medio de diferentes métodos debido a las incertidumbres de cada uno de los métodos. Para los datos de simulación del archivo de historia se debe tener en cuenta que se calculan a una altura promedio de la celda de la cuadrícula, así que dependiendo del terreno puede variar mucho si existen montañas y laderas dentro de la celda, además de que no son los datos reales medidos en el sitio, sin embargo, resultan de gran utilidad debido a que describen la tendencia del viento en la celda correspondiente durante 30 años.

Por otro lado, las EMA’s registran las mediciones reales en el sitio, pero debido a la diferencia de criterios para su instalación con respecto a la norma internacional IEC 61400, no es posible analizar el perfil de velocidades real en la zona. La ubicación de las estaciones meteorológicas siguiendo la norma mexicana, en caso de presencia de obstáculos, siempre verán su flujo afectado de manera significativa, reduciendo la confiabilidad del cálculo del perfil vertical del viento utilizando sus datos.

Además, los datos de la nueva estación instalada en el IITCA representan las mediciones más exactas para el sitio, sin embargo, no se tiene el archivo de historia lo suficientemente largo para ser un conjunto de datos representativo. Realizar la comparación de diversas fuentes y métodos enriquece el estudio al complementar las deficiencias de cada grupo de datos, lo que a su vez, nos permite reducir la incertidumbre y obtener una visión más completa y precisa.

Por último, resulta importante determinar la viabilidad del uso de factores de ponderación para evaluar el potencial eólico ya que en el 2018 la CONAGUA abrió el proyecto de “Modernización del Servicio Meteorológico Nacional” (Secretaría de Hacienda y Crédito Público, 2018) en el cual se realizó la instalación de 120 EMA’s entre otros equipos de observación, con el fin de tener un impacto socioeconómico para los sectores de la administración del agua, la agricultura o la energía, así como para la formulación de planes y acciones para prevenir los impactos de fenómenos hidrometeorológicos. Con esto se creará una base de datos meteorológicos que pueden ser utilizados para calcular el potencial eólico en el sitio siempre que se utilice un factor de ponderación. En otras palabras, este proyecto tiene la posibilidad de servir como un ejemplo para la utilización de los datos de las EMA’s en la evaluación del potencial eólico real en el sitio.

2.3 HIPÓTESIS

La comparación de perfiles de velocidades de viento utilizando coeficientes de rugosidad como factores de ponderación permitirá estimar el perfil vertical dentro del IITCA.

2.4 OBJETIVOS

2.4.1 General

Evaluar el coeficiente de rugosidad por medio del perfil inferido de velocidades utilizando distintos grupos de datos, para la estimación del potencial eólico en el IITCA.

2.4.2 Específicos

- Obtener datos de velocidades de fuentes cercanas al IITCA para la evaluación de disponibilidad de información a alturas diferentes.
- Determinar perfil de velocidades por medio del perfil logaritmico del viento para la inferencia del coeficiente de rugosidad.
- Ponderar el factor de forma de la distribución Weibull “k”, mediante el promedio de los conjuntos de datos para la estimación del potencial eólico en el IITCA.
- Comparar el potencial eólico calculado mediante coeficientes de rugosidad con el potencial eólico derivado de diversas fuentes de datos disponibles en la región.
- Evaluar la viabilidad de la aplicación práctica de los coeficientes de rugosidad para mejorar la precisión en la estimación del potencial eólico en IITCA.

3 MARCO TEÓRICO

3.1 CARACTERÍSTICAS DEL RECURSO DEL VIENTO

La energía disponible en el viento varía al cubo con la velocidad del viento, por lo que el entendimiento de las diferentes características del recurso del viento es crítico para el desarrollo de un sistema eólico, desde la asignación de un lugar adecuado para la explotación del recurso natural, el diseño de una turbina, la viabilidad económica de proyectos como granjas eólicas hasta el entendimiento de su comportamiento cuando se integran a la red eléctrica. (Burton, Jenkins, Sharpe, & Bossanyi, 2011)

Para la energía eólica, el factor más crítico es la variabilidad del viento, ya que puede variar significativamente por aspectos geográficos, así como temporales. Este trabajo se enfoca en la variabilidad del viento generada a partir de obstáculos como edificios y árboles, enfocado para la generación de energía a pequeña escala.

3.1.1 Variabilidad Temporal:

La variabilidad temporal se debe en gran medida a dos factores; la irradiación solar y la rotación de la Tierra. La inclinación del eje de giro de la Tierra da lugar a las estaciones del año, lo que genera cambios en la atmósfera aproximadamente cada 3 meses. Sin embargo, existen más variaciones en el viento y se clasifican en escalas según el intervalo de tiempo que se evalúa, en la Ilustración 3.1 se observa como la relación entre el intervalo de tiempo y la escala del espacio afectado son proporcionales, es decir, las variaciones que siguen ciclos más largos abarcan un espacio más grande que las variaciones en el orden de minutos como lo es la turbulencia. La denominación de las escalas de tiempo y espacio varían según el autor, sin embargo, se pueden clasificar de la siguiente manera:

- Circulación general: semanas a años y más (interanuales)
- Escala sinóptica: días a semanas
- Mesoescala: minutos a días (diarias)
- Micro escala: segundos a minutos (corto plazo)

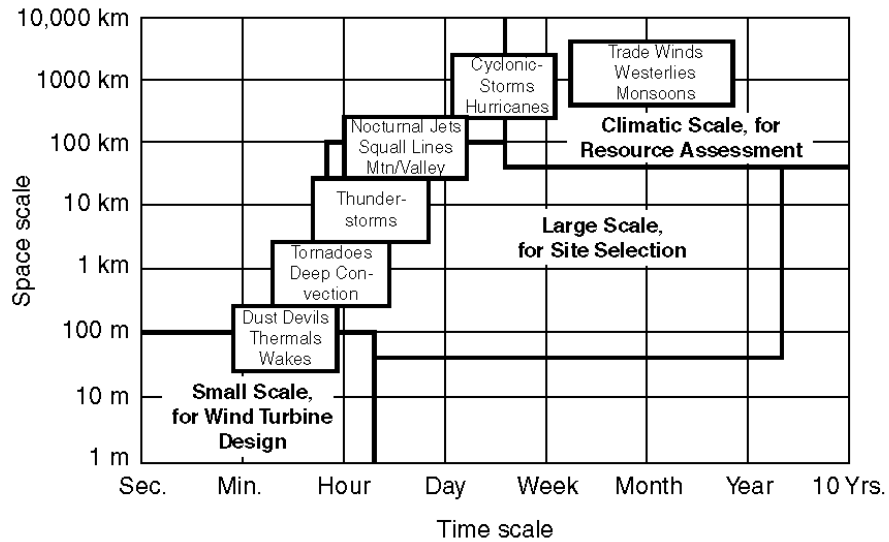


Ilustración 3.1: Escala de tiempo y espacio del movimiento atmosférico. (Spera, 1994)

La turbulencia, que es la variación a micro escala, es de gran importancia en el momento de hacer las mediciones de las velocidades, y puede ser representada por la desviación estándar. Más adelante, en el apartado de análisis de los datos del viento, se profundizará un poco más acerca de los diferentes métodos para tomar en cuenta los efectos de la turbulencia en la captura de los datos, así como la manera en la que ha trabajado la estación meteorológica del IITCA, tomando en cuenta sus ventajas y desventajas.

3.1.2 Variabilidad Geográfica:

La variabilidad geográfica depende de diversos factores; la ubicación en la Tierra, la topografía del terreno, la altura en donde se realizan las mediciones, los objetos que se encuentren alrededor del sitio de interés, etc. La velocidad del viento aumenta con respecto a la altura dentro de la capa límite atmosférica, lo que provoca un gran aumento en la producción de energía, así como en las cargas de fatiga en los grandes aeromotores. Para este trabajo es de gran importancia la variación por la altura ya que la estación meteorológica del IITCA se encuentra a 3m por encima del nivel del suelo, aproximadamente a 10m debajo de los obstáculos a su alrededor.

En el estudio de la energía eólica, existen dos modelos matemáticos para la predicción de la velocidad del viento a diferentes alturas. El primero se basa en una relación logarítmica, basada en el análisis hecho por Wortman (1982) en donde ocupa un análisis de mezcla de longitudes.

$$U(z) = \frac{u^*}{k} \ln \left(\frac{z}{z_0} \right)$$

Ecuación 3.1: Perfil logarítmico del viento

En donde:

- u^* = velocidad de fricción [m/s]
- z = altura [m]
- $U(z)$ = velocidad del viento a la altura z [m/s]
- k = constante de Von Karman
- z_0 = coeficiente de rugosidad de superficie [m]

Dicho análisis plantea una similitud al analizar un fluido sobre una superficie con el análisis del viento en la capa límite atmosférica, en donde se evalúa la velocidad y, con base en investigación empírica, propone los coeficientes de rugosidad de la Tabla 3.1. La elección del coeficiente de rugosidad se puede determinar haciendo una comparación del perfil vertical descrito por diferentes coeficientes con los datos del sitio de estudio. El coeficiente se elige de acuerdo con el tipo de terreno que rodea a la fuente de información, en la siguiente tabla se muestran los valores aproximados para diferentes terrenos según Tony Burton:

Tabla 3.1. Rugosidad de superficie (Burton, Jenkins, Sharpe, & Bossanyi, 2011)

Terrain description	z_0 (mm)
Very smooth, ice or mud	0.01
Calm open sea	0.20
Blown sea	0.50
Snow surface	3.00
Lawn grass	8.00
Rough pasture	10.00
Fallow field	30.00
Crops	50.00
Few trees	100.00
Many trees, hedges, few buildings	250.00
Forest and woodlands	500.00
Suburbs	1500.00
Centers of cities with tall buildings	3000.00

El segundo método, se denomina “Perfil de la Ley de Potencia” (Burton, Jenkins, Sharpe, & Bossanyi, 2011), es un modelo simple en donde se tiene la siguiente relación:

$$\frac{U(z)}{U(z_r)} = \left(\frac{z}{z_r}\right)^\alpha$$

Ecuación 3.2: Perfil de la ley de Potencia

En donde $U(z)$ es la velocidad en m/s a la altura z en m y $U(z_r)$ es la velocidad en m/s a la altura de referencia z_r , y α es el exponente de la ley de potencia. El exponente α varía con los parámetros como la elevación, la hora del día, la temporada, el terreno, la velocidad, la temperatura y otros parámetros térmicos y mecánicos. Algunos investigadores han optado por calcular α por medio de la ley de logaritmos, sin embargo, al complicarse demasiado la obtención del exponente, se ha optado por aceptar la naturaleza empírica de la ley de potencia y se escogen los valores del exponente que mejor se ajusten a la información disponible del viento.

3.2 ANÁLISIS DE LOS DATOS DEL VIENTO

Una de las tareas más importantes como ingeniero es la interpretación de los datos obtenidos, en este caso los datos del viento con los que se determinará la viabilidad de un proyecto desde el punto de vista del potencial eólico del sitio. Como se mencionó anteriormente, la variación del viento es crítica en la evaluación de un sitio, es por eso que existen diferentes métodos matemáticos que permiten calcular y visualizar las diferentes características del viento a lo largo de un periodo de tiempo determinado. La escala de tiempo en la que se analizan los datos depende de lo que se quiera conocer, por ejemplo, para la turbulencia el tiempo máximo es de 10 minutos, por otro lado, para conocer la velocidad máxima de un lugar, dato de gran importancia para el cálculo de los esfuerzos máximos que tiene que soportar la turbina, en ocasiones, se llegan a utilizar datos con 50 años de antigüedad.

3.2.1 Distribución de Rayleigh y de Weibull

Si la información del viento no está disponible o se requiere hacer una predicción matemática existen dos distribuciones normalmente utilizadas en la industria eólica, la Rayleigh y la Weibull. La distribución Weibull es una distribución de dos parámetros y la Rayleigh de un solo parámetro, esto hace a la Weibull un poco más versátil y a la Rayleigh más simple de usar. (Johnson, 2006) Las dos distribuciones pierden exactitud cuando la media de velocidad es baja. A mayores velocidades del viento, las dos dan una estimación adecuada, sin embargo, para las regiones con vientos estables, la distribución Weibull es mejor. (Nelson, 2009)

La distribución Rayleigh está dada por:

$$F(v) = \Delta v \frac{\pi}{2} \frac{v}{v_a^2} \exp \left[-\frac{\pi}{4} \left(\frac{v}{v_a} \right)^2 \right]$$

Ecuación 3.3: Distribución de Rayleigh

En donde:

- $F(v)$ = la frecuencia asociada a una velocidad
- v = velocidad al centro de Δv [m/s]
- Δv = tamaño del intervalo de velocidad
- v_a = velocidad promedio [m/s]

La distribución de Weibull está determinada por dos parámetros, el parámetro de la forma, k (sin dimensión), y el parámetro de la escala, A (m/s). La media de la velocidad y la desviación estándar son utilizadas para determinar a los parámetros. Un valor más alto de k significa que la mayor frecuencia de las velocidades del viento se encuentra cercana a la velocidad media. La distribución de Rayleigh es un caso especial de la Weibull en donde $k=2$. La ilustración 3.2 está realizada con una velocidad media de 6m/s y un valor de $k = 3$ para la distribución Weibull. Para la mayoría de los sitios de Europa y Estados Unidos el valor de k oscila entre 1.8 y 2.4, además, para un sitio en donde el viento sea bastante estable, el valor de k puede llegar hasta 4 o 5.

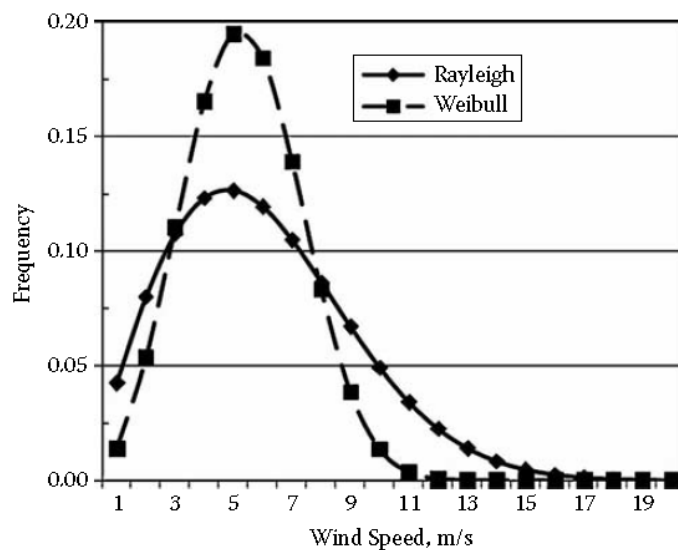


Ilustración 3.2. Ejemplo de la distribución Rayleigh y la Weibull (Nelson, 2009)

La mayor diferencia entre las dos distribuciones es que la Rayleigh no toma en cuenta la estabilidad del viento, determinado por el factor k que le da la forma a la distribución Weibull, en la ilustración 3.3 se aprecia como a una misma velocidad media se tiene una gran diferencia en la distribución de probabilidad, sabiendo que la energía obtenida por el viento varía con el cubo de la velocidad, este parámetro es de gran utilidad para predecir de mejor manera el potencial eólico.

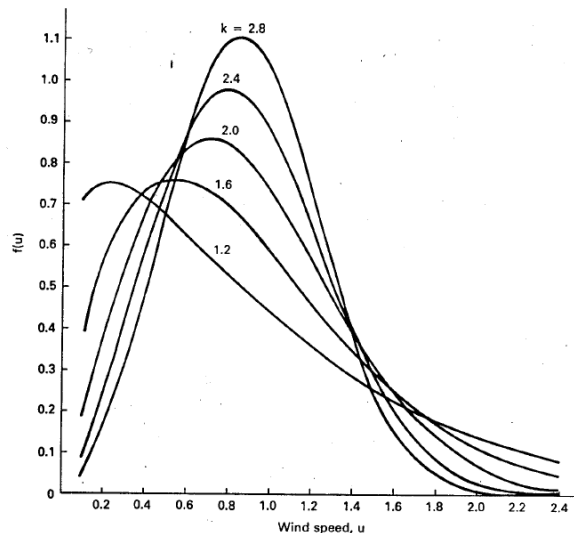


Ilustración 3.3. Distribución de Weibull con un factor de escala $A = 1$. (Johnson, 2006)

3.2.2 Algoritmos de ajuste de Weibull usando Windograhper

El programa Windographer (UL Solutions, 2017) es un software utilizado para importar, analizar y visualizar información climática, específicamente en la industria eólica. Debido a la facilidad de importar información en diferentes formatos y después utilizarla para calcular los diferentes parámetros del recurso eólico, se utilizó como herramienta principal en este trabajo.

Las ecuaciones y algoritmos utilizados en este programa vienen referenciados dentro del software. En los siguientes puntos se mencionarán los utilizados en este trabajo.

3.2.2.1 Algoritmo de máxima verosimilitud

El método de máxima verosimilitud (Steven MJ., 1979) ajusta a la distribución Weibull a un conjunto de datos de velocidad del viento, en donde se sigue la siguiente ecuación:

$$k = \left(\frac{\sum_{i=1}^N U_i^k \ln(U_i)}{\sum_{i=1}^N U_i^k} - \frac{\sum_{i=1}^N \ln(U_i)}{N} \right)^{-1}$$

Ecuación 3.4: Ecuación iterativa para encontrar el parámetro k

Una vez encontrado el parámetro k se continua con el A de acuerdo con la siguiente ecuación:

$$A = \left(\frac{\sum_{i=1}^N U_i^k}{N} \right)^{\frac{1}{k}}$$

Ecuación 3.5: Ecuación iterativa para encontrar el parámetro A

En donde:

- U_i = la velocidad en el paso i
- N = el número de pasos
- k = parámetro de forma de Weibull
- A = parámetro de escala de Weibull

3.2.2.2 Algoritmo de mínimos cuadrados

Para este algoritmo se utiliza una regresión lineal de mínimos cuadrados adaptando la fórmula de la distribución acumulativa de Weibull de la siguiente manera:

$$F(U) = 1 - \exp \left[- \left(\frac{U}{A} \right)^k \right]$$

Ecuación 3.6: Ecuación acumulativa de la distribución Weibull

Escrita de otra forma:

$$-\ln[1 - F(U)] = \left(\frac{U}{A} \right)^k$$

Y utilizando la regla $\ln(1/A) = -\ln A$, después agregando logaritmo natural de ambos lados queda:

$$\ln \left\{ \ln \left[\frac{1}{1 - F(U)} \right] \right\} = k \ln \left(\frac{U}{A} \right)$$

Finalmente utilizando la regla $\ln(A/B) = \ln A - \ln B$, se puede escribir:

$$\ln \left\{ \ln \left[\frac{1}{1 - F(U)} \right] \right\} = k \ln(U) - k \ln(A)$$

Ecuación 3.7: Ecuación de weibull en la forma punto-pendiente

Teniendo la ecuación en esta forma se puede graficar $\ln(U)$ en el eje de las x, esperando así una línea recta con pendiente igual a k y la ordenada al origen igual a $-k \ln(A)$.

Por lo tanto, el algoritmo de Windographer calcula la pendiente y la ordenada al origen para cada dato y una vez teniendo la recta con mejor ajuste de acuerdo con una regresión lineal, se utilizan los valores de k y A de dicha recta.

3.2.2.3 Algoritmo de WASP

El algoritmo WASP fue desarrollado por la DTU (Universidad Técnica de Dinamarca), en donde se definieron requerimientos adicionales para el ajuste de la curva Weibull, los cuales son:

1. La densidad de potencia promedio de la curva de Weibull ajustada debe ser igual a de la distribución observada.
2. La proporción de los valores por encima de la velocidad media es la misma para la curva ajustada, así como para la distribución observada.

Al realizar el algoritmo WASP para ajustar la distribución de Weibull, Windographer primero calcula la velocidad media de la distribución observada y después resuelve iterativamente para encontrar el valor de k. Una vez teniendo este valor se calcula el parámetro de forma. Las ecuaciones utilizadas son las siguientes:

$$-\ln(X) = \left[\frac{\frac{1}{N} \sum_{i=1}^N U_i}{\sqrt[3]{\frac{1}{N} \sum_{i=1}^N U_i^3}} \right]^k$$

$$A = \sqrt[3]{\frac{1}{N} \sum_{i=1}^N U_i^3} \sqrt{\Gamma\left(\frac{3}{k} + 1\right)}$$

Ecuación 3.8: Ecuaciones para encontrar parametros de weibull usando el método WASP

En donde:

- X = proporción de las velocidades del viento observadas que superan la media
- A = parámetro de escala de la distribución Weibull
- K = parámetro de forma de la distribución Weibull
- Γ = función gamma (Eskin N, 2008)
- U_i = la velocidad en el paso i
- N = el número de pasos

3.2.2.4 Algoritmo de Openwind

El algoritmo de Openwind, similar al WASP, establece 2 requerimientos para el ajuste de la curva Weibull, el primero siendo el mismo que el algoritmo WASP: La densidad de potencia promedio de la curva de Weibull ajustada debe ser igual a de la distribución observada. El segundo requerimiento difiere en que la igualdad se establece entre las velocidades medias del conjunto de datos y la curva encontrada y no entre las proporciones de valores encima de la media de velocidades.

Las fórmulas quedan de la siguiente manera:

$$A = \sqrt[3]{\frac{\frac{1}{N} \sum_{i=1}^N U_i^3}{\Gamma\left(\frac{3}{k} + 1\right)}}$$
$$\sqrt[3]{\frac{\frac{1}{N} \sum_{i=1}^N U_i^3}{\Gamma\left(\frac{3}{k} + 1\right)}} = \frac{\frac{1}{N} \sum_{i=1}^N U_i}{\Gamma\left(\frac{1}{k} + 1\right)}$$

Ecuación 3.9 Ecuaciones para encontrar parametros de weibull usando el método Openwind

En donde:

- X = proporción de las velocidades del viento observadas que superan la media
- A = parámetro de escala de la distribución Weibull
- K = parámetro de forma de la distribución Weibull
- Γ = función gamma (Eskin N, 2008)
- U_i = la velocidad en el paso i
- N = el número de pasos

3.2.2.5 Coeficiente de determinación

El coeficiente de determinación, también abreviado como R^2 , es una medida de que tan bien se ajusta una curva a cierto grupo de datos. En Windographer este valor se calcula de la siguiente manera:

$$R^2 = 1 - \frac{SS_{err}}{SS_{tot}}$$
$$SS_{tot} = \sum_i (y_i - \bar{y})^2$$
$$SS_{tot} = \sum_i (y_i - f_i)^2$$

Ecuación 3.10: Coeficiente de determinación

En donde:

- y_i = valor de y en el paso i
- \bar{y} = valor promedio de todos los datos en y
- f_i = es el valor predicho del paso i , de acuerdo con la curva en comparación

3.2.3 Potencial eólico

La potencia en el viento proviene de la cantidad de moléculas de aire moviéndose a través de un área en un determinado periodo de tiempo. La variable conocida como potencial eólico o densidad de potencia eólica está dada por la siguiente ecuación:

$$\frac{P}{A} = 0.5\rho v^3$$

Ecuación 3.11. Densidad de potencia eólica (Nelson, 2009)

En donde:

- P = potencia del viento [W]
- A = área perpendicular al flujo del viento [m^2]
- ρ = densidad del viento [kg/m^3]
- v = velocidad del viento [m/s]

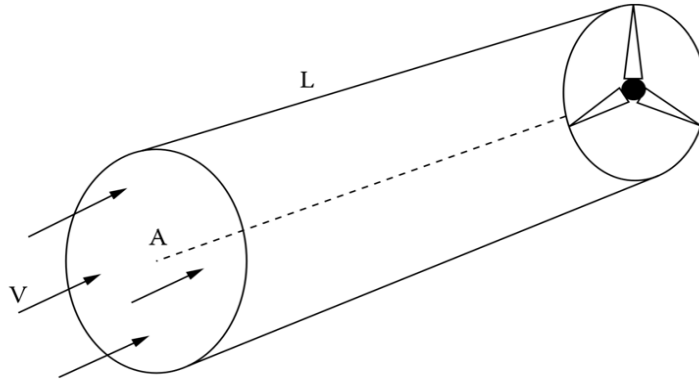


Ilustración 3.4. Flujo del viento a través de un cilindro con area A. Nelson (2009) en su libro “Wind Energy – Renewable Energy and the Environment”.

3.2.4 Histogramas de velocidad del viento

Un histograma de velocidad del viento muestra la frecuencia con la que se repite un intervalo de velocidad en un determinado periodo de tiempo. Una vez teniendo esta información (dada por las distribuciones matemáticas Rayleigh o Weibull), se multiplica la frecuencia de cada intervalo de velocidad por el valor de velocidad de dicho intervalo y también se multiplica a la frecuencia por el valor de velocidad del intervalo al cubo (tabla 3.2), con la finalidad de distinguir la velocidad que se presenta con mayor frecuencia, de la velocidad que genera más energía durante el periodo de tiempo a analizar.

Tabla 3.2: Histograma de velocidad, frecuencia y cálculo de la velocidad media y el potencial eólico. (Nelson, 2009)

Bin Class	Wind Speed, m/s	Hours	Frequency	$f_j v_j$	$f_j v_j^3$	Duration %	kWh/m ²
1	0.5	54	0.01	0.00	0.0	100	0
2	1.5	146	0.02	0.03	0.1	99	0
3	2.5	353	0.04	0.10	0.6	98	3
4	3.5	487	0.06	0.19	2.4	94	11
5	4.5	617	0.07	0.32	6.4	88	31
6	5.5	747	0.09	0.47	14.2	81	68
7	6.5	844	0.10	0.63	26.4	73	127
8	7.5	950	0.11	0.81	45.7	63	220
9	8.5	949	0.11	0.92	66.5	52	320
10	9.5	940	0.11	1.02	92.0	41	443
11	10.5	801	0.09	0.96	105.9	31	510
12	11.5	702	0.08	0.92	122.0	21	588
13	12.5	486	0.06	0.69	108.4	13	522
14	13.5	302	0.03	0.47	84.8	8	409
15	14.5	175	0.02	0.29	60.9	4	293
16	15.5	85	0.01	0.15	35.9	2	173
17	16.5	52	0.01	0.10	26.9	1	130
18	17.5	32	0.00	0.06	19.6	1	94
19	18.5	22	0.00	0.05	15.7	0	76
20	19.5	12	0.00	0.03	10.5	0	51
21	20.5	4	0.00	0.01	3.6	0	17
	Sum	8,760	1	8.2	849		4,088
			Power/area		467		

Para la determinación del potencial eólico se recomienda hacer una tabla como la tabla 3.2 para diferentes intervalos de tiempo, una anual, una mensual y una diaria de manera que se pueda apreciar la variabilidad temporal dependiendo del intervalo de tiempo considerado. Esto con el propósito de identificar los periodos de tiempo en donde se tendrá la generación máxima y la mínima, información crítica para cualquier dimensionamiento de un sistema eólico.

3.2.5 Tratamiento de datos estadísticos

La medición de la velocidad del viento frecuentemente se encuentra incompleta por diferentes razones, faltando desde algunas horas al día, meses o hasta algunos años.

La estimación de datos faltantes también es común en el área de hidrología, motivo por el cual se han desarrollado métodos eficientes para evaluar los registros climatológicos con errores. Dado que los datos del viento sufren una variabilidad similar a los registros pluviométricos, se puede aplicar el método utilizado en estos registros a los del viento. Campos Aranda, describe dos estrategias para el tratamiento de los datos, el método tradicional y el enfoque estadístico, en la planeación de sistemas de aprovechamientos hidráulicos, generalmente no se recurre al método tradicional, pues en general la búsqueda de información auxiliar y su procesamiento resulta un desarrollo lento, sin embargo, debido

a que el método es más preciso, es conveniente procurar utilizarlo como primera opción, y en caso de no cumplir con los requerimientos se puede recurrir al enfoque estadístico (Campos Aranda, 2007). Los principales factores que influyen en el procedimiento de deducción de los datos son:

Disponibilidad de datos, es decir, la distribución de los datos faltantes a lo largo del registro.

La existencia de los datos faltantes en estaciones circunvecinas, que son cercanas y que tienen similitud de condiciones climáticas. Tipo de análisis estadístico en que será utilizado el registro incompleto.

El método tradicional realiza una regresión lineal o no lineal, aceptada con base en el coeficiente de correlación, el cual debe de ser mayor a 0.8. Si por el contrario no se dispone de ninguna estación auxiliar, el enfoque estadístico, que se basa en la información estadística contenida dentro del propio registro, sería la opción más viable a seguir.

3.3 NORMAS

3.3.1 NMX-AA-166/2-SCFI-2015

La norma mexicana de estaciones meteorológicas establece que el anemómetro de una EMA debe colocarse en un “terreno abierto”, el cual se considera de esta manera cuando la distancia al obstáculo más cercano es 10 veces la altura de dicho obstáculo, como se puede ver en la ilustración 3.5 a continuación:

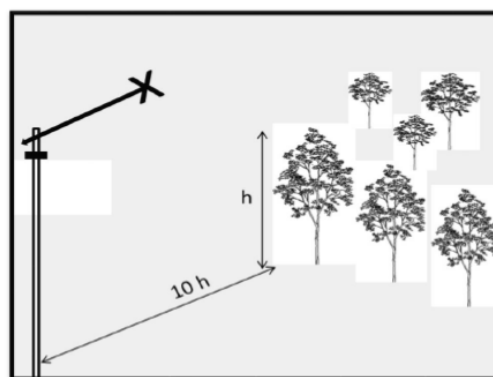


Ilustración 3.5: Descripción del criterio de ubicación (NMX-AA-166/2-SCFI-2015)

Además, la norma menciona que en caso de que se encuentren uno o varios obstáculos con una altura superior a los 2m, los sensores se deberán de instalar 10m por arriba de la altura media de éstos.

3.3.2 IEC61400

El anexo A de la IEC61400-12 indica que un obstáculo se determina significativo si el flujo es afectado por más de 1% a comparación del flujo de viento sin el obstáculo. Para determinar la influencia de un obstáculo en una posición determinada a una altura z establece la siguiente ecuación:

$$\frac{\Delta U_z}{U_h} = -9.75(1 - P_0) \frac{h}{x} n * \exp(-0.67n^{1.5})$$

$$n = \frac{H}{h} \left(K \frac{x}{h} \right)^{\frac{-1}{n+2}}$$

$$K = \frac{2K^2}{\ln \frac{h}{z_0}}$$

Ecuación 3.12: Influencia de un obstáculo en la medición del viento (IEC 61400-12, 2005)

En donde:

- x = distancia entre el obstáculo y el anemómetro [m]
- h = altura del obstáculo [m]
- U_h = velocidad del viento en la altura h [m/s]
- P_0 = porosidad del obstáculo
- H = altura del anemómetro [m]
- z_0 = rugosidad de superficie [m]
- K = constante von Karman (0.4)

Otro aspecto que considera la IEC61400-12 es la determinación de los sectores a excluirse en caso de que se haya encontrado un obstáculo significativo. Para esto se requiere saber la altura, el ancho del obstáculo y el sector afectado por el obstáculo en grados. Con esto hace referencia a la gráfica mostrada en la ilustración 3.6, en donde utiliza la distancia entre el objeto y el anemómetro, la altura y el ancho del obstáculo para definir al diámetro del rotor equivalente que está dado por:

$$D_e = \frac{2l_h l_w}{l_h + l_w}$$

Ecuación 3.13: Diámetro de rotor equivalente

En donde:

- D_e = diámetro de rotor equivalente [m]
- L_h = altura del obstáculo [m]
- L_w = ancho del obstáculo [m]

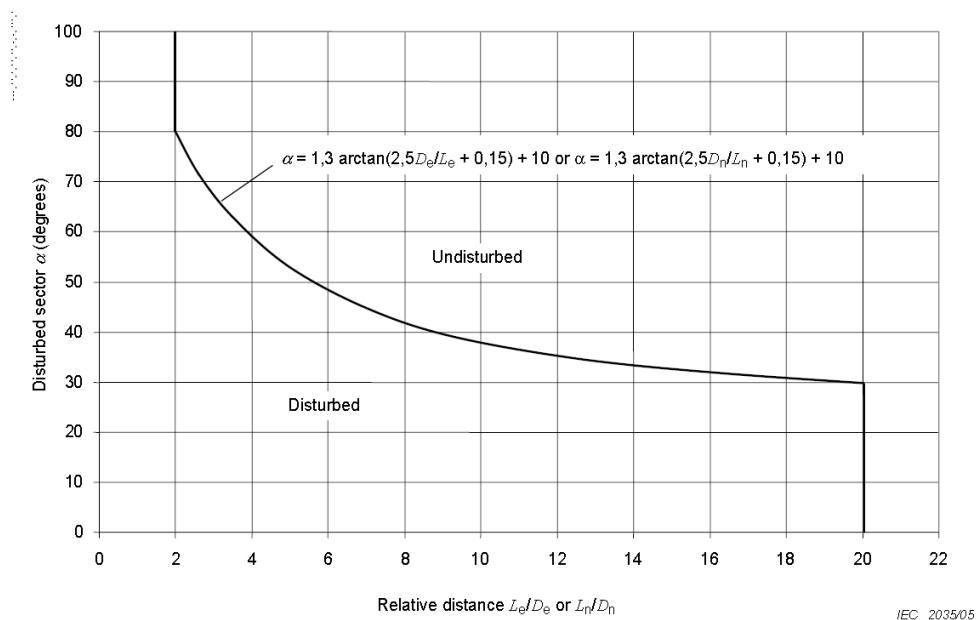


Ilustración 3.6: Sectores a excluir debido a obstáculos significativos (IEC 61400-12, 2005)

3.3.3 Instrumentales y calibración de equipos

En la norma IEC61400 se establecen los requerimientos con respecto a los diferentes tipos de anemómetros aprobados para las mediciones de los datos del viento. Específicamente en los anexos F, I y J se mencionan los requisitos de los equipos así como del proceso de calibración de los anemómetros.

Algunas problemáticas comunes en la instrumentación de anemómetros y sobre todo la calibración de equipos es la posible influencia de obstáculos cercanos que afectan la medición precisa de la velocidad del viento, la necesidad de asegurar la estabilidad y la ubicación adecuada del anemómetro para evitar flujos turbulentos.

En cuanto a la calibración, desafíos como el desgaste del equipo con el tiempo, cambios en las condiciones ambientales durante la calibración y la necesidad de seguir estándares rigurosos para garantizar la precisión son aspectos críticos a considerar. Entre ellos la necesidad de tener un segundo anemómetro en una ubicación específica con respecto al primero para garantizar la confiabilidad de las mediciones.

En proyectos con presupuesto limitado, como lo es a menudo en los proyectos de generación a pequeña escala, seguir los requerimientos de los equipos y el tiempo de mediciones necesario para completar con la calibración no es viable y resulta una barrera importante que se debe de tomar en consideración para cualquier proyecto.

4 MÉTODO

Este proyecto está basado en los requerimientos de la norma IEC61400-12 anexo A, en donde se establece el procedimiento para la evaluación de obstáculos en un sitio de prueba.

1. Descripción del sitio de estudio, se detallará el equipo utilizado, la ubicación geográfica del instituto, los obstáculos alrededor de la estación y el análisis preliminar de los datos de la estación “Clima IITCA C01”.
2. Descripción de los diferentes conjuntos de datos del viento, en donde se mostrará el histograma de velocidades y el origen de los datos.
3. Determinar los factores de ponderación utilizando el modelo logarítmico del perfil vertical del viento.
4. Extrapolación espacial del perfil vertical de los datos de velocidad de viento de la estación “Clima IITCA C01” con los factores de ponderación encontrados en función de la altura.
5. Elaboración del histograma de velocidades corregidas.
6. Conclusiones

4.1 DESCRIPCIÓN DEL SITIO DE ESTUDIO

4.1.1 Estación meteorológica “Clima IITCA C01”

La estación meteorológica actual del IITCA fue armada por los investigadores del instituto bajo la norma “Estaciones meteorológicas, climatológicas e hidrológicas” (NMX-AA-166/2-SCFI-2015) y tiene la capacidad de medir: velocidad y dirección del viento, temperatura ambiente, radiación, humedad, presión atmosférica y precipitación. Los sensores utilizados para recopilar la información del viento son marca *Davis* utilizados para el modelo “*Vantage Pro*”. Las especificaciones técnicas del anemómetro son:

Velocidad del viento

- Rango: 0,5 a 50 m/s
- Resolución: 0,25 m/s
- Precisión: $\pm 5\%$

Dirección del viento

- Rango: 0° a 360°
- Resolución: 1°
- Precisión: $\pm 3^\circ$

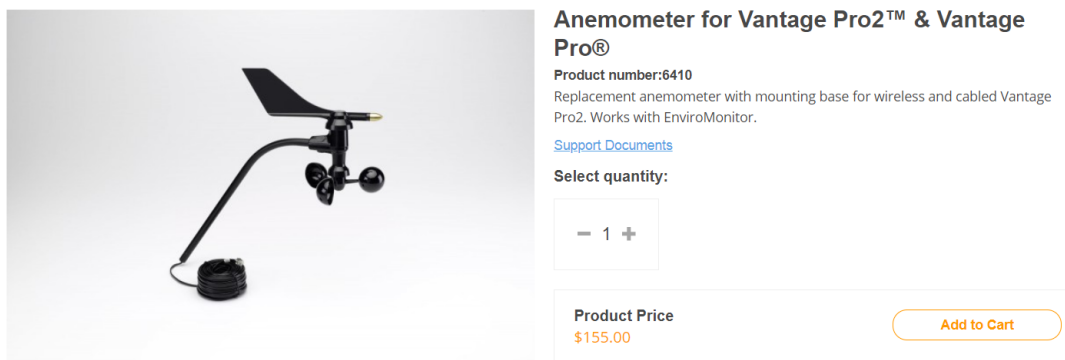


Ilustración 4.1: Modelo del anemómetro de la estación “Clima IITCA C01”

El sistema de adquisición de datos fue programado para medir cada segundo para después promediar la información en un intervalo de tiempo de 10min, de acuerdo a la norma IEC61400. Se cuenta con la información de la dirección y velocidad del viento desde el año 2005 hasta el 2018, sin embargo, existen varias irregularidades en el grupo datos, las cuales son:

1. El intervalo de tiempo promediado varía entre 1, 10, 15, 20 y 30 minutos dependiendo del año
2. No se cuenta con el registro completo de los 14 años, teniendo interrupciones de meses a la vez
3. Muchos datos presentan error en el registro de la dirección del viento

Sin embargo, el problema principal de la estación meteorológica es que no cumple con los criterios establecidos en la norma IEC61400-12 para la captura de la velocidad del viento, ya que se encuentra mal posicionada en el sitio de estudio. En los siguientes apartados se detallarán las características del sitio de acuerdo a los requisitos de la norma.

4.1.2 Ubicación:

La estación meteorológica se encuentra en el **Instituto Interamericano de Tecnología y Ciencias del Agua (IITCA)** ubicada en la carretera Toluca – Ixtlahuaca Km. 14.5, San Cayetano. Toluca, Estado de México. CP 20120

Detalles de la ubicación:

- Latitud: 19°23'58.36" N
- Longitud: 99°42'50.14" O
- Elevación: 2610m
- Altura: 3m

4.1.2.1 Fotografías del sitio:

Las fotografías se tomaron a la altura de la estación, debido a que se encuentra 3m sobre el suelo, se tomaron caminando alrededor de la estación aproximadamente a 1.8m de altura. Cada foto centrada en uno de los 16 sectores que están programados en el sistema de adquisición de datos de la estación. Las fotografías se encuentran en el *anexo A*.

4.1.2.2 Mapa de los alrededores:

La norma IEC61400-12 especifica que la distancia mínima que debe cubrir el mapa es de 20 veces el diámetro del rotor, debido a que el estudio no contempla la instalación de ningún rotor, se tomó en cuenta un radio de 225m alrededor de la estación. En la ilustración 4.2 se observa en color amarillo el límite del área del IITCA delimitado por la distancia más larga al último edificio del instituto. El límite del área del estudio en color rojo, teniendo aproximadamente 30m más de radio desde el límite del IITCA. En el centro del área, se encuentra localizada la estación "CLIMA IITCA C01".

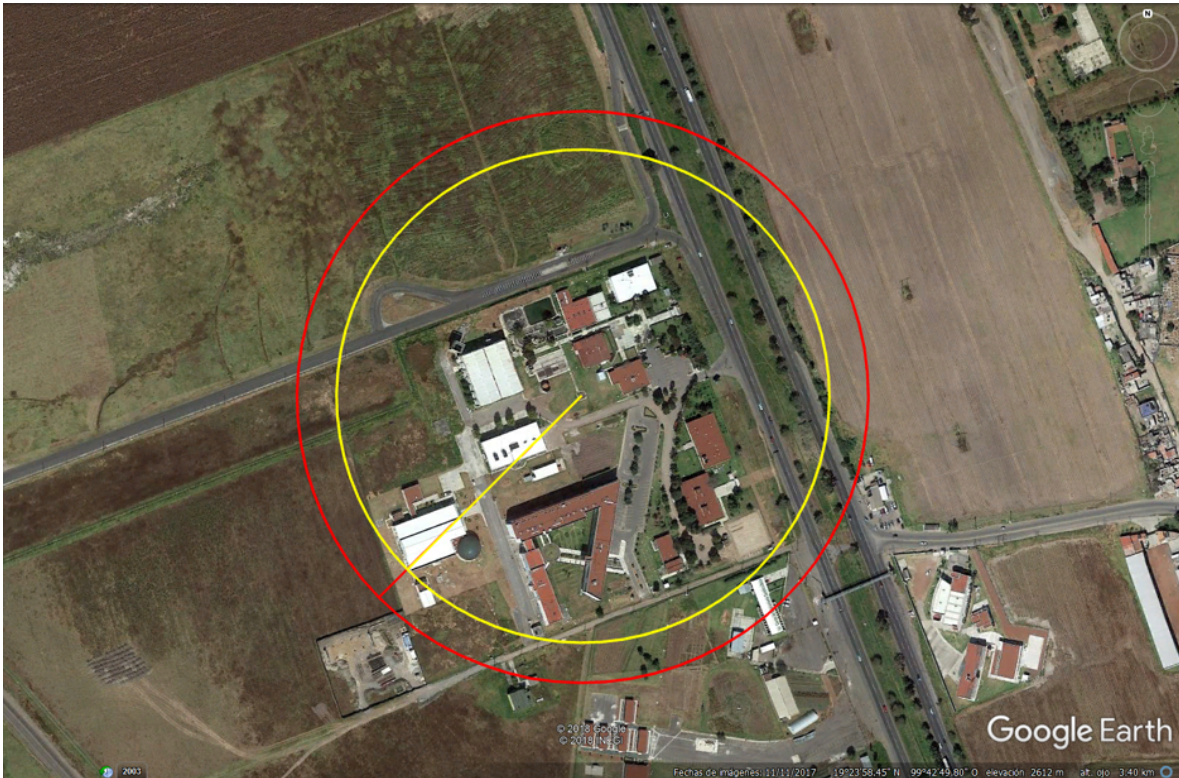


Ilustración 4.2: Límites físicos del estudio

4.1.3 Obstáculos alrededor de la estación

Cómo se mencionó anteriormente, el principal problema de la estación es la ubicación dentro del instituto ya que, a pesar de que para su instalación se consideró la norma NMX-AA-166/2-SCFI-2015, la cual establece ciertos criterios para la colocación de los anemómetros en los sitios de estudio, la ubicación de la estación Clima IITCA C01 no cumple completamente con estos requisitos. Además, es importante destacar que dichos requisitos no son los mismos que los establecidos en la norma IEC61400-12, los cuales son únicamente para medir el potencial eólico en el sitio de estudio, a diferencia de la norma de estaciones meteorológicas que se enfoca en: “La disposición de información meteorológica representativa de una región ... para su caracterización climatológica o del conocimiento de las condiciones meteorológicas presentes.” (NMX-AA-166/2-SCFI, 2015).

4.1.3.1 Caracterización de los obstáculos

En este apartado se describirán las dimensiones de los obstáculos y las diferentes distancias con respecto a la estación meteorológica, así como su efecto en el flujo del viento. Las dimensiones de los edificios se obtuvieron realizando mediciones en AutoCAD, programa

de libre acceso disponible en una versión limitada para estudiantes. En la ilustración 4.3 se muestran los edificios considerados como obstáculos en el sitio de estudio.



Ilustración 4.3: Enumeración de los edificios en el sitio de estudio

Para demostrar que la estación no cumple con la norma NMX-AA-166/2-SCFI-2015, se creó la siguiente tabla en donde se indica la distancia más corta a cada edificio desde el anemómetro y la altura de cada edificio. La razón de distancia/altura para cada obstáculo debería de ser mayor a 10 para que se cumpliera con el criterio establecido en esta norma:

Tabla 4.1: Relación distancia/altura de los obstáculos (D/h)

	Edificio	Altura	Distancia	D/h
A	Lab. MH	11.2	45	4.0
B	Edificio E	8.0	42	5.3
C	Química UAEM-UNAM	13.8	70	5.1
D	Tanque	4.0	25	6.3
D.1	Cisterna 1	4.0	43	10.8
D.2	Cisterna "Tanque elevado"	4.6	48	10.4
E	CIRB	3.3	25	7.5
F	Edificio F	3.0	19	6.3
G	Lab. CA	3.3	21	6.5
H	CICBA	7.0	60	8.6
H.1	CICBA Parte 2	3.3	50	15.4
I	Perrera	3.2	54	16.9

J	Edificio A	4.6	84	18.2
K	Edificio A.1	4.6	100	21.7
L	CDSA	6.4	122	19.1
M	IITCA	7.0	78	11.1
N	Lab. Materiales	6.9	131	19.0
N.1	Duomo	11.8	135	11.4

Nota: La altura promedio de los edificios es de 5.9m

La mayoría de los obstáculos alrededor de la estación cumplen con la proporción requerida por la norma de estaciones meteorológicas, sin embargo, 8 de los obstáculos están muy cerca por lo que la ubicación del anemómetro no es el óptimo de acuerdo con los requisitos de esta norma. Por otro lado, de acuerdo a esta norma el anemómetro debería de estar instalado a 10m por encima del promedio de los obstáculos a su alrededor, es decir a 16m por encima del nivel del piso.

Como se ha mencionado anteriormente, el anexo A de la IEC61400-12 indica que un obstáculo se determina significativo si el flujo es afectado por más de 1% a comparación del flujo de viento sin el obstáculo, para demostrar que tampoco cumple con los criterios de esta norma se realizó la evaluación de obstáculos con respecto al anexo A de dicha norma.

La evaluación se realizó con el programa en línea de la universidad TUDelft llamado “Wind Shade Calculator” (TUDelft, 2019), el cual utiliza los mismos datos requeridos en la norma; altura, distancia, ancho y porosidad del obstáculo, así como la rugosidad del terreno en medio del obstáculo y el anemómetro. En el anexo B se muestra la interfaz del programa en línea. El modelo que utiliza para crear las simulaciones en 2D no está disponible para el público en general, es por esto que se decidió realizar una comprobación de los resultados obtenidos utilizando la *ecuación 3.12*, establecida en la norma IEC 61400-12. El objetivo principal de “Wind Shade Calculator” es demostrar los efectos de un obstáculo en el flujo del viento y por tanto en la energía disponible en donde se establecería el aerogenerador o el anemómetro. El modelo de cálculo del programa trabaja con base en la suposición que los obstáculos están situados a 90 grados de la dirección del viento. Además, el tamaño del sector predeterminado es de 30°.

Esta herramienta no considera la forma ni orientación de los objetos, sin embargo, en el anexo de evaluación de obstáculos en un sitio de estudio, tampoco se tienen estas consideraciones para determinar si un obstáculo es significativo o no. Asimismo, como ya sabemos que la estación presentará flujos con disminuciones en la velocidad del viento mayores a 1% debido a los resultados de la tabla 5.1, el alcance de la herramienta es suficiente para la demostración del incumplimiento de la norma. Debido a que el programa realiza los cálculos con la suposición que los obstáculos están situados perpendiculares al flujo de la dirección del viento, la medición del ancho de los obstáculos se realizó

proyectándolos como si se tratara de un muro perpendicular al flujo. El cálculo del flujo afectado se realizó con la suposición que los edificios estaban alineados dentro de los sectores, ya que, en la realidad los 16 sectores considerados por el sistema de adquisición de datos son más complejos, es decir, tienen a más de un obstáculo o solo una sección del obstáculo dentro del sector. Sin embargo, en este análisis solo se quiere demostrar que los edificios representan obstáculos representativos para el flujo del viento, y se sabe que los resultados, aunque no son exactos, si son representativos de la situación en el sitio.

A continuación en la ilustración 4.4, se muestran los valores (en porcentaje) de la reducción de la velocidad del viento, en función de la altura del obtáculo y la distancia del mismo. Del lado izquierdo se encuentra el obstáculo en color gris y del lado derecho la altura de la estación meteorológica. A lo largo de la gráfica se despliegan los porcentajes del viento disponible viento abajo del obstáculo. La gráfica del lado izquierdo corresponde al máximo del flujo afectado (Edificio A) y del lado derecho el mínimo del flujo afectado (Edificio L). Es importante mencionar que los resultados que se despliegan son porcentajes del flujo posible para cada celda, es decir, en estas graficas no se toma en cuenta el perfil vertical de velocidades, únicamente el porcentaje de disponibilidad de acuerdo al flujo sin el obstáculo.

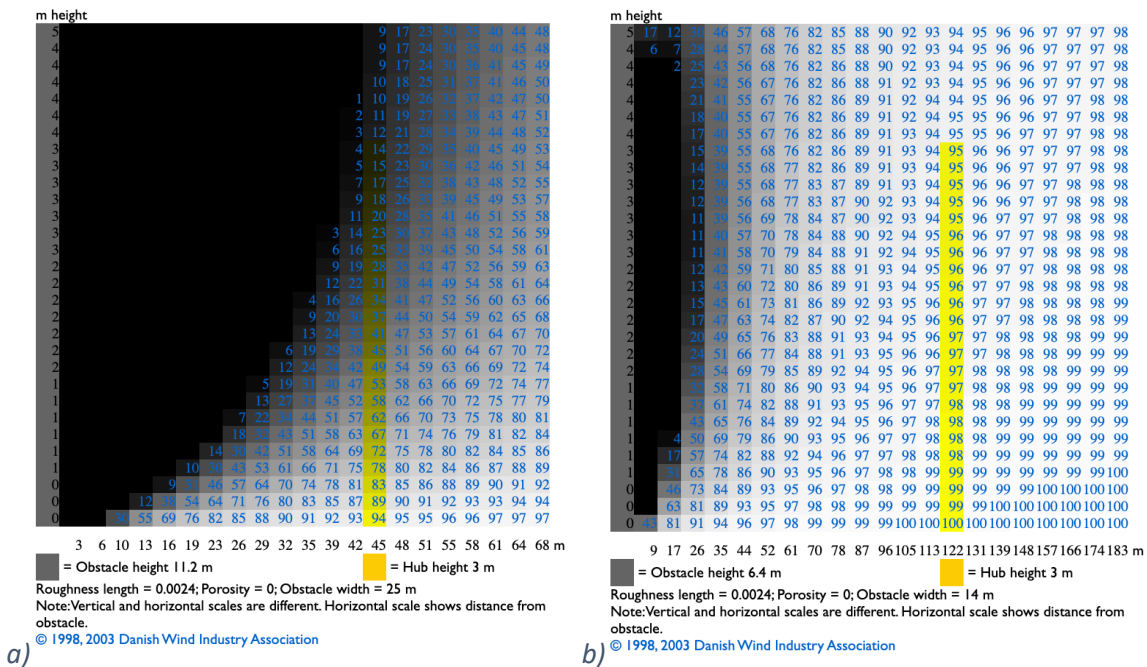


Ilustración 4.4: Reducción de velocidad del viento detrás de un obstáculo. a) Edificio A, b) Edificio L

Las mediciones se realizaron en AutoCAD y se insertaron los valores en la herramienta de cálculo “Wind Shade calculator”. La porosidad que se utilizó fue 0, ya que todos los obstáculos considerados son edificios, la rugosidad entre los obstáculos y el anemómetro que se escogió fue de 0.5, que de acuerdo con la nomenclatura del programa se refiere a terreno abierto con una superficie suave, caso que se presenta en el sitio

(pasto/hierva). Las alturas utilizadas fueron las de cada edificio y la altura del anemometro en el IITCA. Los mismos parámetros se utilizaron para el cálculo del flujo afectado de acuerdo con la norma IEC61400 utilizando la ecuación 3.12.

En la siguiente tabla se muestran los resultados obtenidos mediante los dos métodos mencionados anteriormente.

Tabla 4.2: Resultados del análisis de obstáculos

Letra	Edificio Nombre	Altura [m]	Ancho [m]	Distancia [m]	Flujo afectado [%]	
					WS Calculator	IEC61400
A	Lab. MH	11.2	25	45	-81	-21
B	Edificio E	8.0	23	42	-67	-25
C	Química UAEM-UNAM	13.8	30	70	-50	-12
D	Tanque	4.0	6	25	-34	-52
D.1	Cisterna 1	4.0	5	43	-10	-30
D.2	"Tanque elevado"	4.6	4	48	-7	-26
E	CIRB	3.3	14	25	-41	-53
F	F	3.0	7	19	-35	-68
G	Lab. CA	3.3	12	21	-45	-62
H	CICBA	7.0	18	60	-32	-19
H.1	CICBA Parte 2	3.3	27	50	-23	-26
I	Perrera	3.2	19	54	-18	-24
J	Edificio A	4.6	30	84	-16	-15
K	Edificio A.1	4.6	33	100	-13	-13
L	CDSA	6.4	14	122	-4	-9
M	IITCA	7.0	24	78	-23	-14
N	Lab. Materiales	6.9	42	131	-12	-9
N.1	Duomo	11.8*	18	135	-7	-7

Nota: El promedio del flujo afectado es de 29% y 27% para WS Calculator y la IEC61400 respectivamente.

El flujo afectado es mayor a lo aceptado en la norma para todos los obstáculos utilizando ambos métodos. Se observa la misma tendencia en el flujo afectado con respecto al cambio de altura como de distancia, con la diferencia que utilizando el WS Calculator el flujo afectado es considerando que los obstaculos estan dentro de un sector de 30°, a diferencia de hacerlo unicamente con la ecuación 3.12, en donde el flujo afectado es unicamente en la sección afectada por el obstáculo. Esto generó una gran variación en algunos casos, a pesar que el promedio de flujo afectado es similar en ambos métodos.

Para la determinación de los sectores a excluir, debido a la cantidad de los obstáculos alrededor de la estación, se consideraron únicamente los edificios con más impacto en cada dirección. La ilustración 4.5 muestra el esquema de los edificios y al sector que afectan con respecto a la ubicación de la estación Clima IITCA C01. Los edificios que se examinaron fueron los siguientes: A, B, C, D.2, E, G, J, K y L.

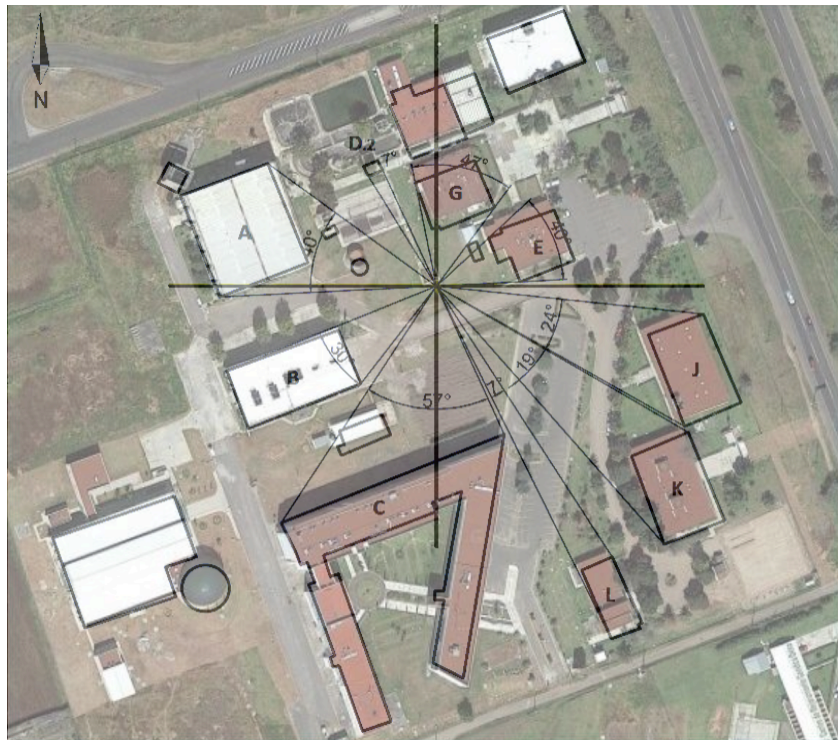
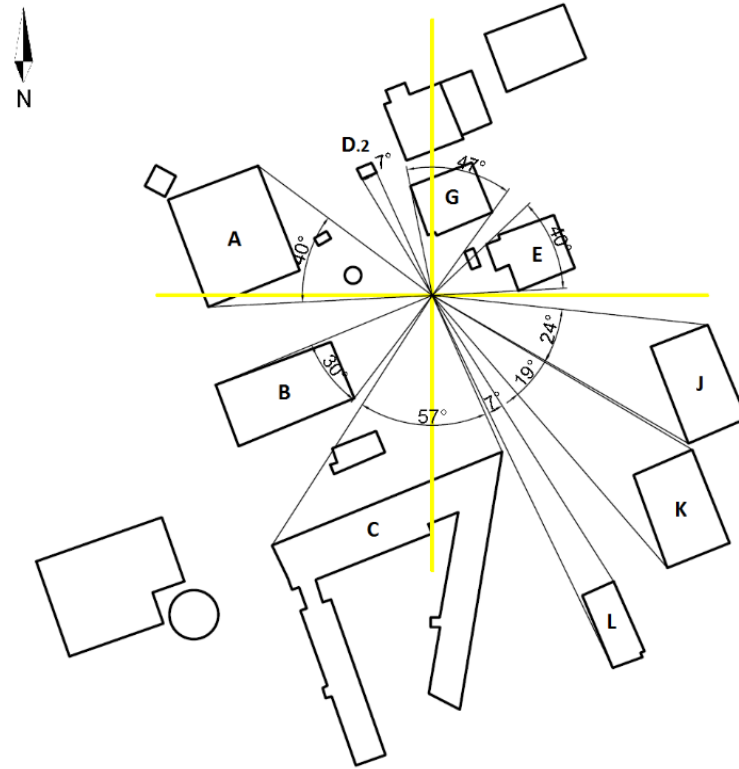


Ilustración 4.5: Esquema de los sectores con obstáculos significativos

Una vez determinado el sector ocupado por cada edificio se utilizó la información de las dimensiones de los obstáculos en la tabla 5.2 y con la ecuación 3.13 se calculó la distancia relativa, que es L_e/D_e (Distancia al obstáculo entre el diámetro equivalente del edificio). Con estos valores se graficaron los puntos que representan a cada edificio en la ilustración 4.6.

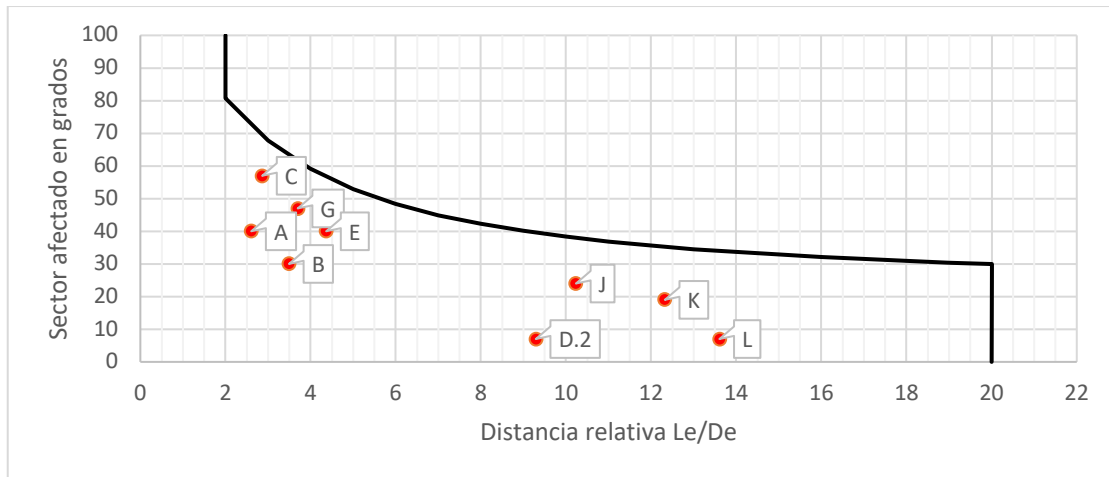


Ilustración 4.6: Sectores a excluir debido a obstáculos significativos

De acuerdo a la norma, todos los obstáculos deben de ser excluidos porque se encuentran por debajo de la curva. Sin embargo, se puede distinguir claramente como los obstáculos que afectan en menor medida al flujo (J, K y L) tienden a alejarse del eje vertical hacia la derecha. Es decir, a mayor distancia relativa menor es el impacto en el sector afectado.

Por lo tanto, los sectores que no son válidos para el cálculo del potencial eólico según la IEC61400 son los que se encuentran sombreados en la ilustración 4.7:

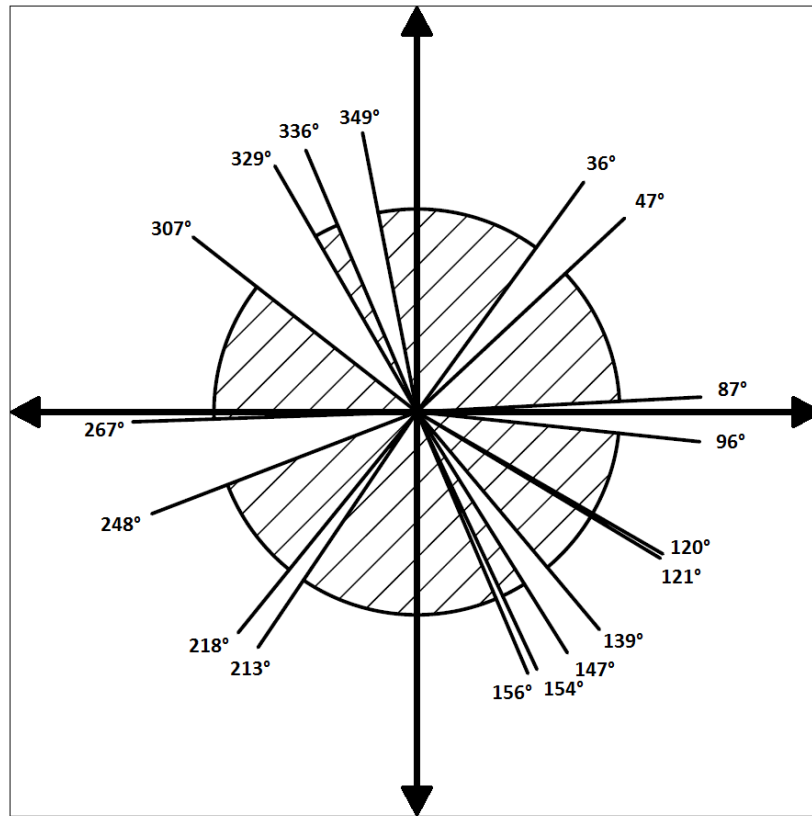


Ilustración 4.7: Sectores a excluir de los datos de la estación Clima IITCA C01.

Se puede concluir que la estación no cumple con las especificaciones necesarias para su ubicación si se desea obtener el potencial eólico. Esto debido a que, como se observa en las tablas 5.1 y 5.2, los edificios de alrededor representan obstáculos significativos que disminuyen el flujo del viento, lo que provoca que el 75% de las direcciones se deban de excluir del análisis para la obtención del potencial eólico. Sin embargo, debido a que el sistema de adquisición de datos registra únicamente 16 sectores de 22.5° cada uno, el único sector válido sería de 248° a 367° de acuerdo a este análisis, el cual se encuentra entre las direcciones Oeste (258.75°-281.25°) y Oeste Suroeste (236.25°-258.75°). No obstante, como el sistema registra los datos cada 22.5°, exactamente en las direcciones 247.5° y en 270°, los sectores validos del sitio no coinciden con las direcciones registradas por el anemómetro. Lo que significa que todos los sectores serían inválidos.

4.2 CONJUNTOS DE DATOS DE VIENTO

El alcance de este estudio está limitado principalmente por la disponibilidad de tiempo, ya que se limita a solo unos meses del año 2019, lo que podría afectar en la estimación del potencial eólico disponible debido a las variaciones anuales del viento. Sin embargo, para aumentar la confiabilidad del análisis se escogieron 5 conjuntos diferentes de datos con los cuales se realizará una comparación en donde se espera observar una tendencia en los valores de la velocidad del viento. Los grupos de datos se seleccionaron buscando que la ubicación fuera la más cercana al sitio de estudio. Además, para compensar el corto periodo de recopilación de datos directamente en el sitio de estudio, se descargaron archivos de historia de 30 años en puntos cercanos al IITCA. En los siguientes apartados se describirán las características de cada uno de los grupos de datos.

El análisis de los conjuntos de datos se realizó con “Windographer” (UL Solutions, 2017), un programa que permite el manejo de datos meteorológicos para su análisis, proporcionando todas las herramientas necesarias para determinar las distribuciones de frecuencia, la rosa del viento, perfiles diurnos, entre otros. Además, al ingresar los grupos de datos realiza un filtrado básico y un control de calidad configurable. Windographer es un software de paga, por lo que la licencia se obtuvo por medio Vestas, empresa líder en la industria eólica. Para el caso específico de la estación “Clima IITCA C01” fue necesario utilizar filtros adicionales, en los siguientes apartados se describirá más a fondo.

Por último, para cada grupo de datos se presentará un histograma en donde se muestran las diferentes curvas generadas por la aplicación Windographer junto con los datos de cada grupo. También se generó una rosa de vientos con la información obtenida.

4.2.1 Conjunto de datos 1 - Estación “Clima IITCA C01”

Como se mencionó anteriormente, este grupo de datos presenta diferentes irregularidades en su registro, las cuales son:

1. El intervalo de tiempo promediado varía entre 1, 10, 15, 20 y 30 minutos dependiendo del año
2. Muchos datos presentan error en el registro de la dirección del viento
3. No se cuenta con el registro completo de los 14 años, teniendo interrupciones de meses a la vez

4.2.1.1 Filtrado de datos

El propósito del filtrado es generar un conjunto de datos representativo del sitio, que no introduzca las irregularidades de las mediciones en los resultados de los análisis. Para este grupo de datos es muy importante ya que las irregularidades en los registros afectan directamente al análisis probabilístico de las velocidades y dirección del viento debido al porcentaje de datos con errores. En este apartado se detallará el método de filtrado.

El programa Windographer, para caracterizar al grupo de datos, detecta los periodos de las mediciones y es capaz de realizar un promedio para los intervalos de tiempo en donde se tenga un registro con mayor frecuencia de mediciones. Para este caso, ya que el periodo más grande es de 30 minutos, Windographer promedió todos los datos con frecuencia diferente y homogenizó al registro para que tenga una frecuencia de 30 minutos. Por lo tanto, con esto se solucionó la primera irregularidad.

Para las velocidades que no tienen una dirección del viento asociada, Windographer les asignaría el valor de 0°, afectando a la distribución de la rosa del viento, ya que el sistema de adquisición de datos asignó un valor de 0m/s a todos los registros con error en la dirección del viento. Por lo tanto, antes de ingresar el archivo a Windographer se eliminaron todos los datos con este error. En la imagen 5.8 se muestra la corrección de la rosa de viento, en donde el cambio es notable en la dirección Norte (0°), sin embargo, debido a los otros filtros realizados, la frecuencia de otros sectores además del sector 0° se modificaron, aunque en menor medida.

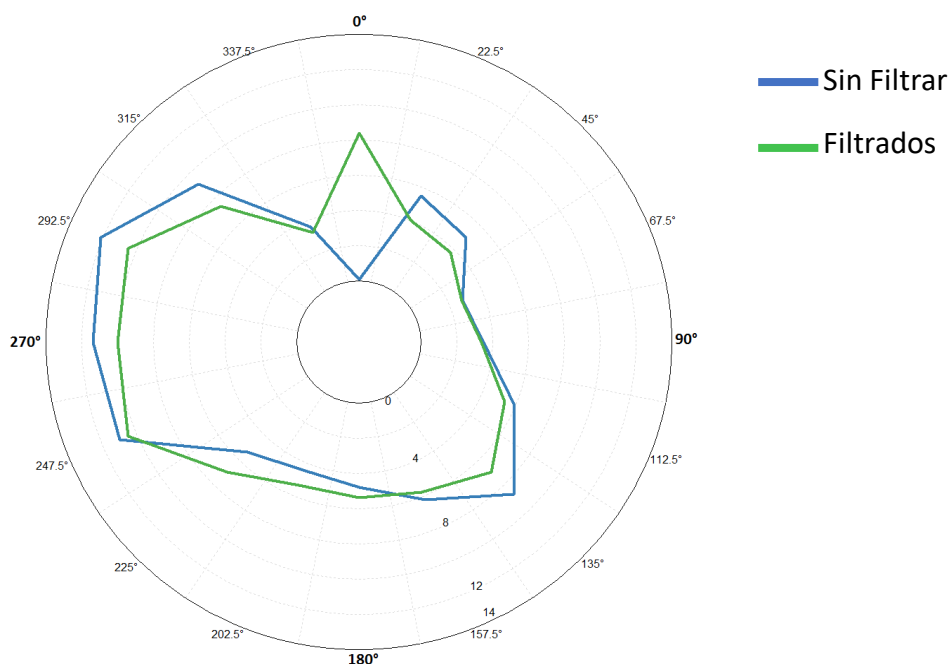


Ilustración 4.8: Rosa del viento corregida - datos IITCA

Además, se realizó un filtrado de datos atípicos, es decir, los datos con una velocidad fuera del rango de medición del anemómetro (50m/s). Por último, la disponibilidad de registros por año es una irregularidad del grupo de datos que no se puede filtrar, sin embargo, se debe de tener en cuenta para la caracterización de la información. En las ilustraciones 4.9 y 4.10 se observa la serie temporal de los datos medidos de la velocidad del viento desde el año 2005 hasta el 2018 antes y después del filtrado de datos. En la ilustración 4.9 se muestra en rojo los intervalos de tiempo significativos sin datos de viento registrados. Como se puede observar el pico que sobresale antes del filtrado de datos se eliminó, no obstante, no se logra observar el filtrado de los datos con error en la dirección del viento ni por la diferencia en la frecuencia de los registros.

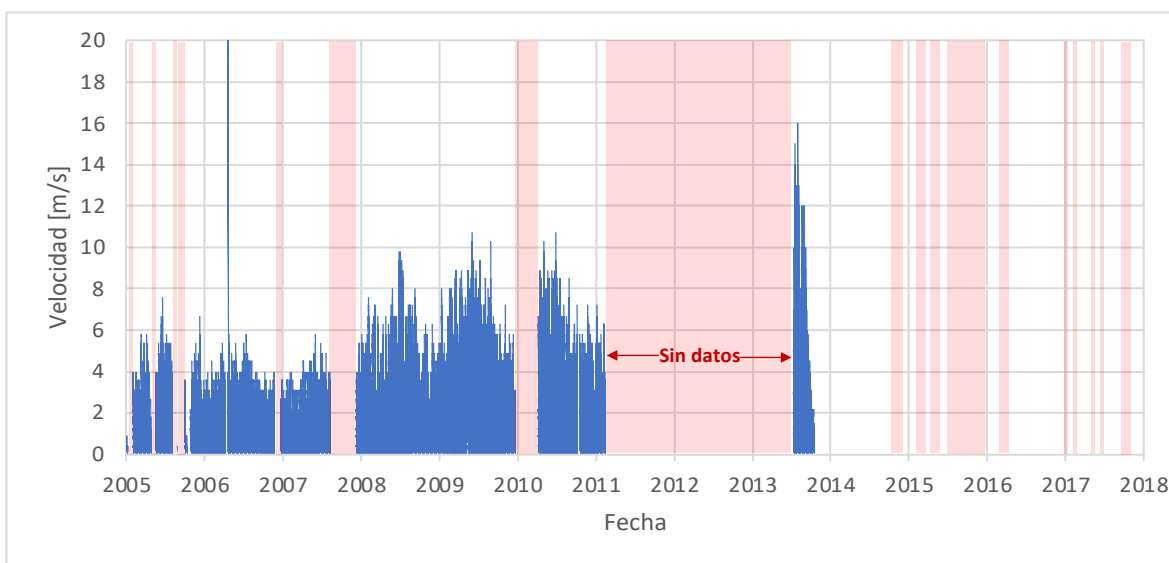


Ilustración 4.9: Serie temporal sin filtrar

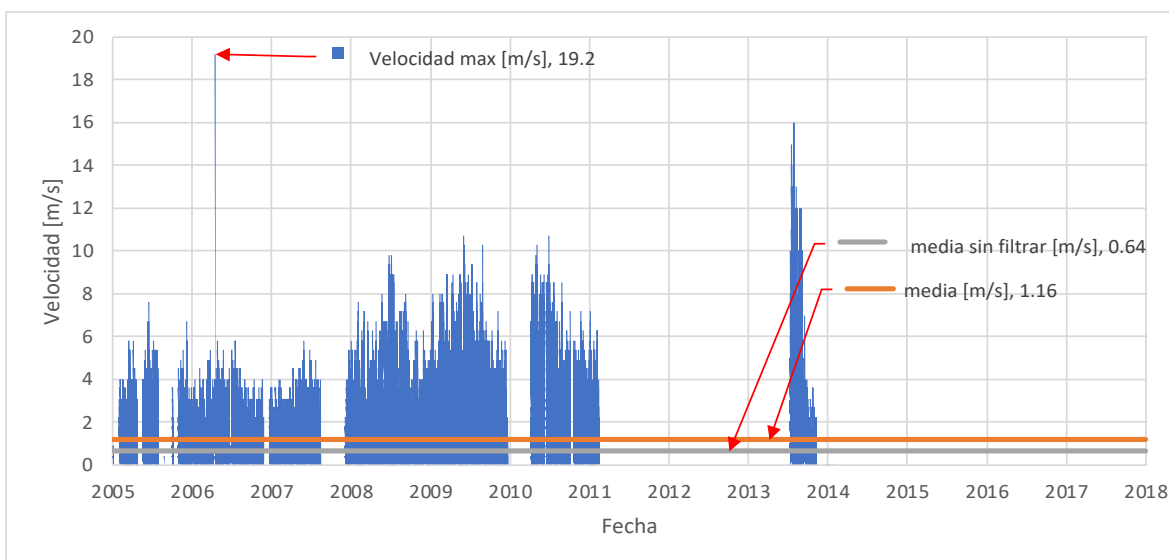


Ilustración 4.10: Serie temporal de velocidad del viento (datos filtrados)

Para esclarecer el porcentaje de datos con los que se realizaron los análisis se creó la tabla 5.3 a continuación en donde se muestra el resultado de la disponibilidad de datos por año. La columna “Datos sin filtrar” son el número de datos netos registrados por la estación, la columna “Filtrados” son los datos filtrados después de eliminar el error registrado en la dirección del viento. La cuarta columna son los datos después de ser tratados por el programa Windographer, el cual homogenizó el registro para tener una frecuencia de recolección de datos cada 30 minutos. Por último, la disponibilidad por año se refiere al número de datos recolectados a comparación del número total posible en un año con una frecuencia de registro de 30 minutos.

Tabla 4.3: Disponibilidad de datos por año

Año	Datos sin filtrar	Filtrados	Datos homogenizados [cada 30 min]	Disponibilidad por año
2005*	2,357	2,173	2,173	12.40%
2006	11,356	10,645	10,645	60.76%
2007	15,101	13,517	13,517	77.15%
2008	11,869	10,717	10,717	61.00%
2009	17,520	16,885	16,885	96.38%
2010	12,544	12,151	12,151	69.36%
2011	13,917	13,385	13,385	76.40%
2012	-	-	-	-
2013	-	-	-	-
2014	98,163	29,412	5,129	29.28%
2015	33,163	18,914	7,276	41.53%
2016	12,916	9,147	3,405	19.43%
2017	34,806	27,211	10,074	57.50%
2018*	22,732	16,620	6,298	35.95%

Nota: El promedio de disponibilidad por año, sin contar los años 2012 y 2013, es de 53%.

La disponibilidad de datos en el año 2005 es muy baja, sin embargo, si se toma en cuenta que el registro empezó el día 13 de octubre, el porcentaje de datos disponibles para ese periodo es del 57.02%. De manera similar, el registro del año 2018 termina el día 16 de octubre, correspondiéndole una disponibilidad del 48.96% para el periodo real de medición. A partir del año 2014 se nota una diferencia significativa en el número de datos disponibles por año, esto se debe a que a partir de este año se cambió la frecuencia del registro en la estación meteorológica, teniendo en el 2014 el mayor número de datos a causa de un periodo con registros cada minuto. Sin embargo, a pesar del aumento de datos se observa una disminución en la disponibilidad por año.

Por otro lado, debido a que el periodo de comparación con la estación meteorológica “Acurite” es únicamente para los meses de septiembre y octubre, también se calculó la disponibilidad de datos por mes. La tabla 5.4 se realizó del mismo modo que la anterior, sin tomar en cuenta los años 2012 y 2013 que no tienen ningún dato disponible, además, se agregó la columna “años equivalentes” que se refiere a la cantidad de datos equivalentes a meses completos en cada periodo con base en la cantidad de registros disponibles.

Tabla 4.4: Disponibilidad de datos por mes

Mes	Datos sin filtrar	Filtrados	Datos homogenizados [cada 30 min]	Disponibilidad por mes	Años equivalentes
Enero	19,857	13,033	9,358	52%	6.3
Febrero	15,829	12,157	8,251	51%	6.1
Marzo	21,849	15,155	10,581	59%	7.1
Abril	20,727	17,399	11,649	67%	8.1
Mayo	20,701	17,235	11,075	62%	7.4
Junio	17,721	14,619	9,004	52%	6.3
Julio	11,690	9,189	6,862	38%	4.6
Agosto	15,887	12,882	9,053	51%	6.1
Septiembre	16,715	12,379	8,517	49%	5.9
Octubre	89,306	32,861	10,116	57%	6.8
Noviembre	21,979	14,625	9,480	55%	6.6
Diciembre	14,181	9,243	7,709	43%	5.2

Nota: El promedio de disponibilidad por mes es de 53% y de 6.4 años.

En esta tabla se observa que la disponibilidad por mes es muy baja, sin embargo, se debe de considerar que a partir del año 2014 la disponibilidad disminuye significativamente lo que afecta al resultado general por mes. En la ilustración 4.11 se muestra la tasa de recuperación de datos por mes para todos los años:

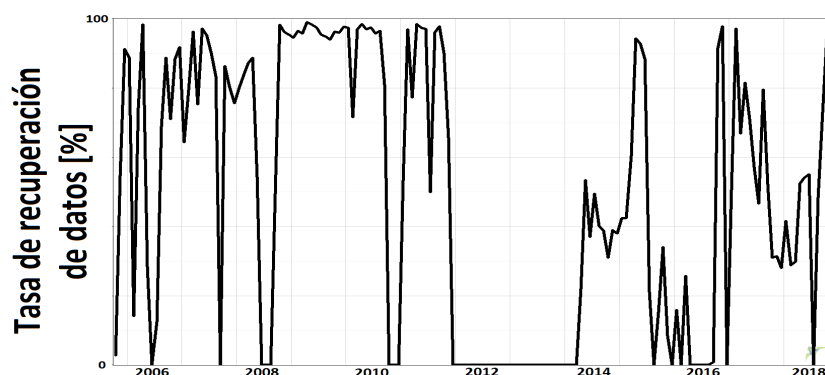


Ilustración 4.11: Tasa de recuperación de datos por mes

Como se dijo anteriormente, la tasa de recuperación a partir del 2014 disminuye significativamente. A pesar de que la calidad de recuperación de datos no es la óptima, se decidió utilizar todos los datos disponibles debido a que el programar Windographer no requiere que la información se encuentre completa y puede realizar los cálculos a pesar de esto. Además, no existe una diferencia significativa en las velocidades promedio por año, por lo que los resultados no se ven afectados.

4.2.2 Conjunto de datos 2 - Meteoblue

El servicio meteorológico Meteoblue utiliza modelos propios basados en tecnología NMM (Nonhydrostatic Meso-Scale Modelling) para la generación de archivos de historia, así como para la generación de pronósticos. Para los análisis requeridos en el sector de la energía eólica ofrece un archivo de historia basado en simulaciones de más de 30 años y en cualquier ubicación (Meteoblue, 2019). El archivo que se utilizó en este proyecto se obtuvo con ayuda del Dr. Boris M. López Rebollar, quién realizó la compra del grupo de datos para la ubicación de Toluca. Las características del grupo de datos son las siguientes:

- **Latitud:** 19.2879
- **Longitud:** -99.6532
- **Altitud:** 2671m
- **Altura:** 10m sobre el nivel del piso
- **Modelo:** NEMS (NOAA Environmental Modelling System)
- **Distancia al IITCA:** 13.9Km
- **Mediciones:** Horarias

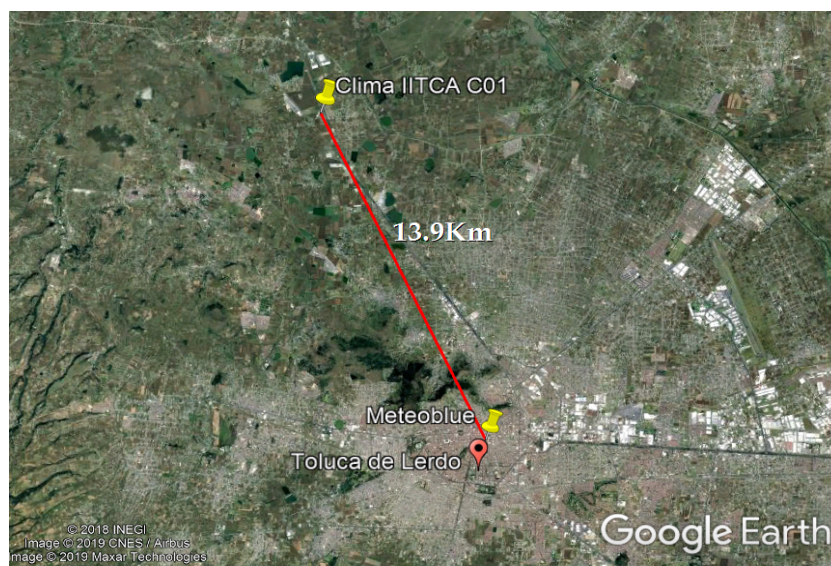


Ilustración 4.12: Ubicación del punto de la simulación de Meteoblue

4.2.3 Conjunto de datos 3 - Windnavigator

Este grupo de datos se obtuvo con Windographer, un programa que utiliza una herramienta llamada Windnavigator para descargar datos MERRA (Modern-Era Retrospective analysis for Research and Applications). Windnavigator genera una cuadrícula con puntos cada 0.625° en el eje horizontal y 0.5° en el vertical, es decir 65 kilómetros y 55 kilómetros respectivamente, la información disponible se puede descargar en estas coordenadas específicas del mapa. Además, todos los datos de vientos simulados por este programa son calculados para una altura de 50m sobre el nivel del suelo, en donde la hora registrada indica el inicio de un intervalo de tiempo.

Debido a que el sitio de interés se encuentra alejado de los puntos creados por el programa, se decidió tomar los 4 puntos más cercanos que rodean al sitio de interés con el fin de observar la tendencia alrededor del sitio y a partir de estos se pueda realizar la comparación con los datos del IITCA. Las coordenadas relacionadas a los datos descargados son las siguientes:

- Punto A: 19.0N, 99.375W
- Punto B: 19.0N, 100.0W
- Punto C: 19.5N, 99.375W
- Punto D: 19.5N, 100.0W

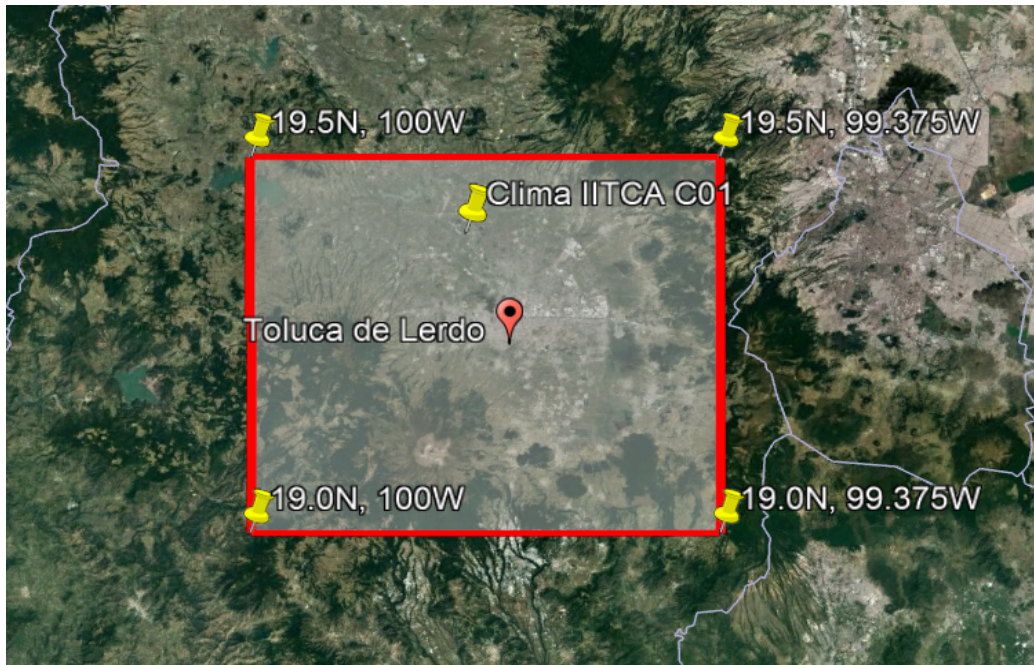


Ilustración 4.13: Ubicación de los de los puntos de datos windographer

4.2.4 Conjunto de datos 4 - EMA Toluca

La Estación Meteorológica Automática de Toluca, perteneciente al Servicio Meteorológico Nacional, se encuentra en el municipio de Zinacantepec, sus características son las siguientes:

- **Latitud:** 19.29111111
- **Longitud:** -99.71416667
- **Altitud:** 2726m
- **Altura:** 10m sobre el nivel del suelo
- **Distancia al IITCA:** 11.9Km
- **Mediciones:** Diezminutales



Ilustración 4.14. A) Estacion Meteorológica Automática de Toluca b) Distancia de la EMA al IITCA

Los datos de la estación se obtuvieron por medio de la página oficial de CONAGUA (CONAGUA, 2020) en donde se pueden consultar todas las EMA's disponibles en el país. Debido a que solo se pueden descargar los datos de los últimos 90 días, el periodo de tiempo obtenido fue de 6.8 meses. Empezando el 14 de junio de 2019 y terminando el 6 de enero de 2020, con una disponibilidad del 82.1% de los datos posibles en el periodo. La altura sobre el nivel del suelo se determinó de acuerdo a la información proporcionada en la norma NMX-AA-166/2-SCFI, en la ilustración 5.22 se muestra el diagrama para la colocación de las estaciones meteorológicas automáticas:

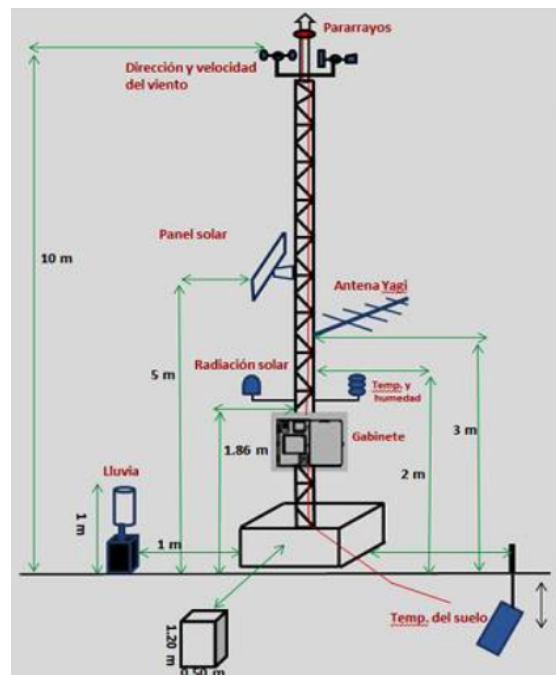


Ilustración 4.15 - Esquema para la colocación de una EMA

4.2.5 Conjunto de datos 5 - Estación Acurite

La estación meteorológica Acurite se instaló en el sitio con el propósito de obtener datos reales lo más cercanos a la altura en donde se podrían instalar pequeños generadores eólicos en el IITCA. La campaña de recolección de datos empezó el día 29 de agosto del 2019 terminando el 28 de noviembre del mismo año.

4.2.5.1 Equipo

El modelo seleccionado para la estación fue “Acurite 5-in-1 Weather Sensor model 06004 with PC Connect”. La estación cuenta con 5 sensores para medir: temperatura, precipitación, presión atmosférica, dirección y velocidad del viento. Las características de los sensores del viento son las siguientes:

Velocidad del viento

- Rango: 0 - 99 mph
- Transferencia de datos cada 18 segundos
- Precisión:
 - 0-10mph → +/- 2mph
 - 11-30mph → +/- 3mph
 - 31-50mph → +/- 4mph
 - 51-99mph → +/- 5mph

Dirección del viento:

- Resolución: 22.5°
- Transferencia de datos cada 36 segundos



Ilustración 4.16: Modelo de la estación Acurite

La estación tiene la capacidad de generar un registro cada 12 minutos, promediando los valores obtenidos cada segundo, además almacena el valor más alto para la velocidad del viento en el intervalo de 12 minutos. El registro se guarda automáticamente en el display que se conecta con el sensor inalámbricamente por medio de radio frecuencia de 433MHz, el alcance a campo abierto del sensor es de 100m, sin embargo, la presencia de aparatos electrónicos, muros o aspersores afecta de manera significativa a la señal.

4.2.5.2 Ubicación

La ubicación de la nueva estación meteorológica se escogió tomando en cuenta los edificios del IITCA y el alcance de la señal entre el sensor y el display que estaría colocado en la oficina del Dr. Boris. En la ilustración 4.17 se muestra la ubicación de la estación “Clima IITCA C01” y la estación Acurite.



Ilustración 4.17. Ubicación Estación Acurite

La estación se encuentra en el “edificio E” elevado a 3.5m del techo del edificio el cual mide 8m, por lo tanto la altura con respecto al suelo es de 11.5m, 8.5m por encima de la estación “Clima IITCA C01”. El display se encuentra prácticamente debajo del sensor, adentro de la oficina del Dr. Boris por lo que la intensidad de la señal entre el display y el sensor es buena, garantizando que la comunicación sea ininterrumpida.

4.2.5.3 Instalación

Para su instalación se creó una base de madera colocada al extremo de un tubo de acero de 1.5”, el tubo se ancló al muro en donde se encuentran los tinacos del edificio, de esta manera se garantizó la estabilidad de la estación además de tener una altura aproximada en donde se pueden instalar los pequeños aerogeneradores.



Ilustración 4.18: Sensor 5-in-1 colocado sobre su base

En la Ilustración 4.18 se muestra la estación Acurite instalada sobre el edificio y con una flecha se indica la dirección de la “Clima IITCA C01”. Las fotografías de los 16 sectores de la rosa del viento se encuentran en el Anexo B.

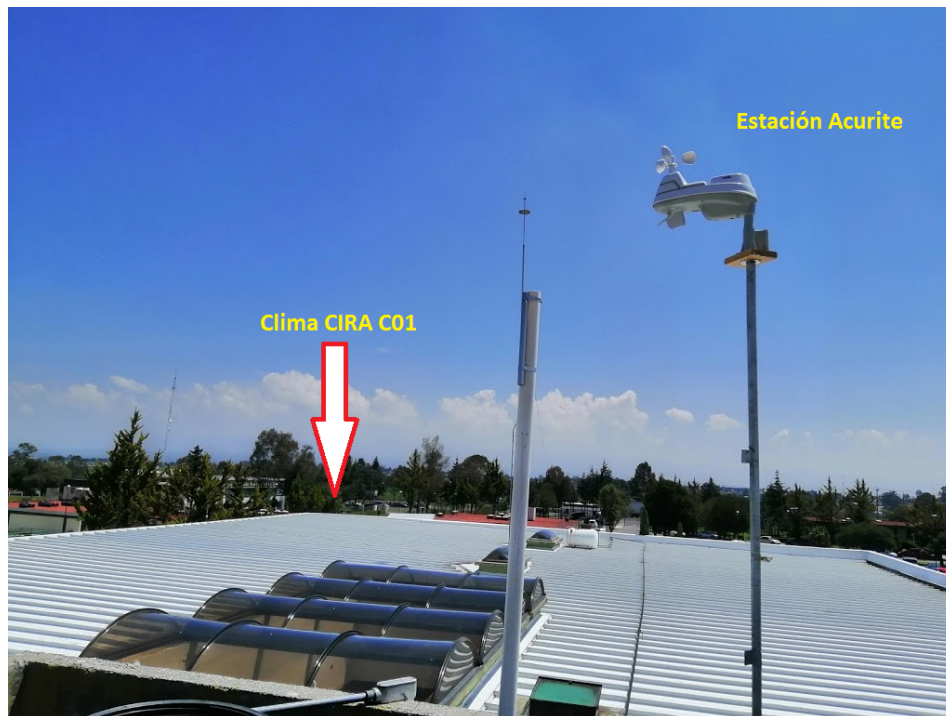


Ilustración 4.19: Ubicación de la Estación Acurite con respecto a la “Clima IITCA C01”

4.2.5.4 Caracterización de los obstáculos

La caracterización de los obstáculos alrededor de la estación Acurite se realizó de igual manera que para la estación Clima IITCA C01, utilizando el software en línea de la universidad TUDelft y la ecuación 3.12 de la norma IEC61400. Con respecto al análisis de los sectores Los resultados se muestran en la siguiente tabla:

Tabla 4.5: Caracterización de los obstáculos – Estación Acurite

Letra	Edificio Nombre	Altura [m]	Ancho [m]	Distancia [m]	Flujo afectado [%]	
					WS Calculator	IEC 61400
A	Lab. MH	11.2	22	41	-30%	-43%
B	Edificio E	-	-	-	-	0%
C	Química UAEM-UNAM	13.8	27	49	-51%	-71%
D	Tanque	4	6	53	0%	-2%
D.1	Cisterna 1	4	5	62	0%	-3%
D.2	Cisterna "Tanque elevado"	4.6	4	92	0%	-7%
E	CIRB	3.3	21	97	-1%	-3%
F	F	3	9	89	0%	-2%
G	Lab. CA	3.3	32	88	-1%	-2%
H	CICBA	7	18	120	-5%	-18%
H.1	CICBA Parte 2	3.3	28	102	-1%	-3%
I	Perrera	3.2	16	29	0%	0%
J	Edificio A	4.6	38	142	-4%	-8%
K	Edificio A.1	4.6	39	137	-4%	-8%
L	CDSA	6.4	26	135	-5%	-15%
M	CIRA	7	33	142	-7%	-17%
N	Lab. Materiales	6.9	31	58	-10%	-15%
N.1	Duomo	11.8	17.8	71	-25%	-51%

Nota: El promedio del flujo afectado es de 8% y 15% para WS Calculator y IEC6400 respectivamente.

Como se puede ver, a comparación de la estación “Clima IITCA C01” el porcentaje de flujo afectado calculado con el programa “Wind Shade Calculator” disminuye de manera significativa 21%. Por otro lado, utilizando el método de la norma IEC61400, el promedio del flujo afectado es 11% menor. No obstante, para observar el efecto de la diferente ubicación de la estación meteorológica es necesario realizar el análisis por sector. Sin embargo, debido a que la estación se encuentra a la altura aproximada en donde se colocarían los aerogeneradores, en este caso, no se excluirán los sectores que no cumplan con la norma. Por esta razón se cuenta con otros grupos de datos a diferentes alturas que ayudarán a obtener el perfil vertical del viento en el sitio. En la Ilustración 4.20 se muestran los edificios que más impacto tienen en cada dirección y en la ilustración 4.21 se muestra

la curva que define los sectores a excluir y los puntos en donde se encuentran los obstáculos con mayor influencia en el flujo de viento.

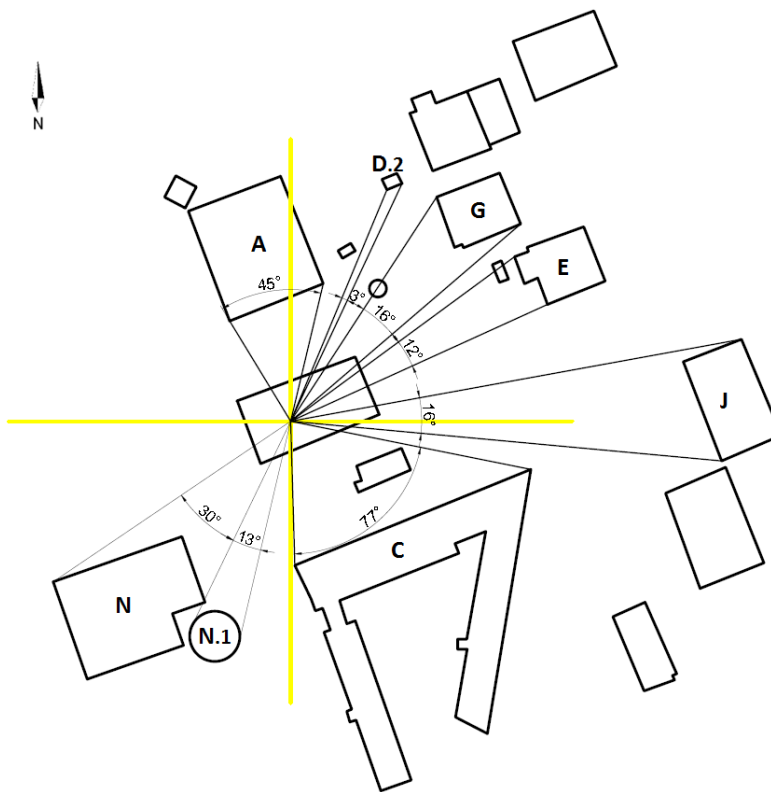


Ilustración 4.20: Esquema de los sectores con obstáculos significativos – Estación Acurite

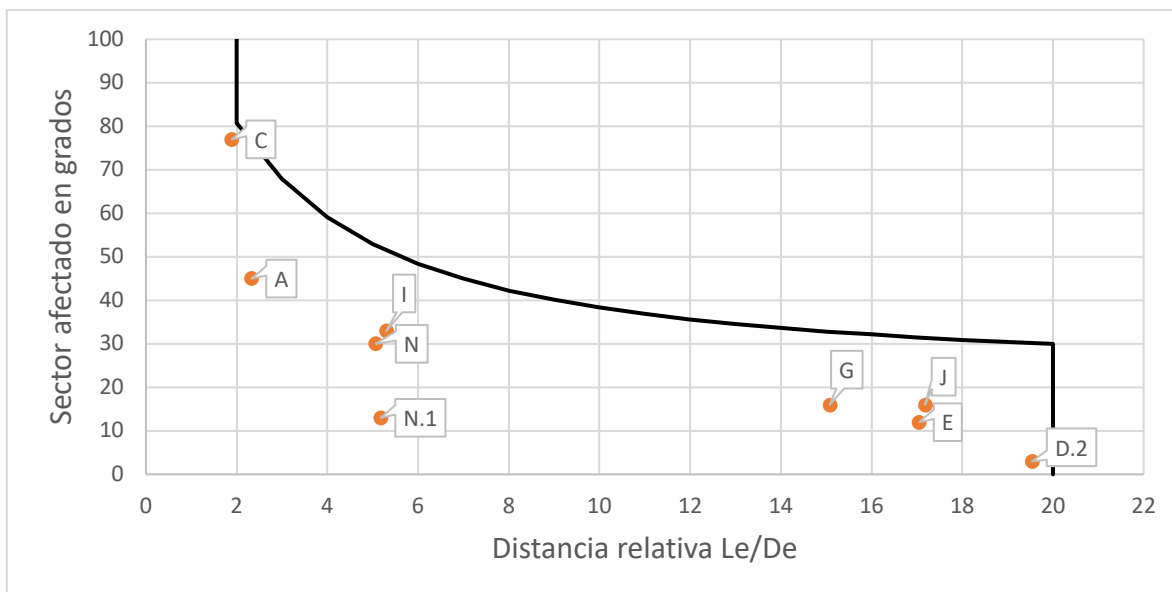


Ilustración 4.21: Sectores a excluir debido a obstáculos significativos - Estación Acurite

Como se mencionó anteriormente, este análisis se realizó con el fin de demostrar que el flujo afectado por los edificios había disminuido para la ubicación de la estación Acurite. Con la excepción de los obstáculos con un porcentaje de flujo afectado mayor al 10%, los demás edificios aumentaron la distancia con la estación y se encuentran cerca del límite. Es decir, se logró el objetivo de mejorar la ubicación de la estación y obtener un flujo menos afectado por los edificios del instituto.

4.3 COMPARACIÓN DE LOS GRUPOS DE DATOS

Para realizar la comparación de los grupos de datos se tomó en cuenta las particularidades de cada uno descritas en los apartados anteriores, así como las limitantes de este estudio, las cuales se resumen en los siguientes 4 puntos:

1. El método de obtención de los datos:

En el caso de los datos “Clima IITCA C01”, “Acurite” y “EMA Toluca” pertenecen a mediciones reales realizadas por diferentes equipos de medición en ubicaciones distintas. Los demás grupos de datos son simulaciones de archivos de historia o datos calculados a partir de condiciones atmosféricas realizadas por diferentes organizaciones con diferentes algoritmos para puntos específicos alrededor del sitio de estudio. Dichos algoritmos no están disponibles al público, sin embargo, las organizaciones garantizan diferentes procesos de validación de su información (Meteoblue, 2020).

2. La ubicación de los grupos de datos

En el caso de los datos de la estación Acurite, que se encuentra dentro del sitio de estudio, los sensores no están instalados en el mismo mástil que la estación “Clima IITCA C01”, por lo que, no cumple estrictamente con la metodología precisa para calcular el perfil vertical del viento de acuerdo a la norma IEC61400 parte 12, en donde establece que los anemómetros deben de estar colocados en el mismo mástil a diferentes alturas si se requiere generar el perfil vertical del viento en un punto específico. Por otro lado, para la “calibración de un sitio”, en el anexo C, menciona que un segundo anemómetro se puede instalar para proporcionar mayor información sobre la distorsión del flujo en el sitio, que es lo que se busca en este estudio.

De los conjuntos de datos que se encuentran fuera del sitio de estudio, el conjunto 3 con base de datos MERRA, tiene los 4 puntos más cercanos al IITCA. En donde se demostró que la varianza de los parámetros de la curva de Weibull es de menos del 1%, por lo tanto, dentro de esta región, a una altura de 50m las condiciones de velocidad de viento no presentan una diferencia significativa.

3. La altura de medición

La comparación del potencial eólico de diferentes sitios requeriría que las alturas de medición fueran las mismas, sin embargo, como el objetivo de este análisis es determinar el perfil vertical en el IITCA, lo que se busca encontrar es la tendencia de la región en el aumento de la velocidad del viento conforme aumenta la altura de la medición.

En este estudio se recopiló información de 4 diferentes alturas. El contraste de los datos del viento que son cercanos a la superficie con los que están a mayor altura permite observar los efectos de la rugosidad de la superficie.

4. El periodo de la campaña de medición

Como se mencionó anteriormente, las limitaciones de tiempo del estudio no permitieron mantener al anemómetro durante un año recopilando datos. Los datos Meteoblue, Windnavigator y en menor medida los de la estación en el IITCA, aportan un largo historial de mediciones aumentando la confiabilidad de los resultados y limitando los errores por variaciones temporales a gran escala de las velocidades del viento.

Ahora bien, como se explicó anteriormente, la elección de los grupos de datos se determinó de tal manera que se pudieran complementar entre ellos. Los grupos de datos que provienen de simulaciones de archivos de historia proporcionan la tendencia general de la zona a lo largo de 30 años. Por otro lado, los grupos con mediciones reales validan la información proporcionada por las simulaciones y archivos históricos. Además, la estación Acurite está ubicada exactamente en donde se podrían instalar las turbinas de baja potencia, por lo que la información extraída representa las condiciones más cercanas a las reales con las que se enfrentarían los generadores eólicos en el sitio.

4.4 OBTENCIÓN DEL COEFICIENTE DE RUGOSIDAD

El modelo matemático que se utilizó para obtener el factor de ponderación fue el logarítmico del perfil vertical del viento. Se escogió este sobre el “Perfil de la Ley de Potencia” principalmente por la habilidad de comparar el factor de ponderación (rugosidad) con el tipo de terreno en el sitio de acuerdo con la Tabla 3.1. Rugosidad de superficie .

Además, conforme aumenta la altura la variación es mayor utilizando el perfil de la ley de potencia a comparación del perfil logarítmico. El modelo exponencial es útil cuando se tiene una gran cantidad de datos de viento y condiciones climáticas, de esta manera solo se eligen los valores de potencia que mejor se adapten a la información disponible. En cambio, el coeficiente de rugosidad del perfil logarítmico se puede aproximar únicamente con el tipo de terreno alrededor del sitio de interés sin tener que considerar los efectos de otros factores. En este sentido el modelo logarítmico se ajusta mejor al propósito de este estudio.

4.4.1 Análisis de la información

Los grupos de datos alrededor de la estación se analizaron en tres casos diferentes con el fin de visualizar lo que aporta cada uno de ellos en la curva del perfil vertical del viento. El primero se agrupó con los datos ubicados dentro de la zona de estudio, el segundo con los de fuera (simulaciones y otras estaciones) y por último con la información de todas las estaciones. Utilizar el tercer caso para obtener el factor de ponderación tiene varias ventajas y beneficios que hacen que sea la opción más adecuada en este contexto:

Representatividad del conjunto de datos: Al considerar todas las estaciones disponibles, se obtiene una muestra más completa y representativa de las condiciones de viento en la zona de estudio. Esto proporciona una visión más amplia y precisa de la distribución del viento en el área y evita sesgos que podrían surgir al utilizar solo datos de una ubicación o fuente específica.

Consideración de diferentes condiciones: Al incluir datos de estaciones ubicadas tanto dentro como fuera de la zona de estudio, se abarcan diferentes condiciones y escenarios atmosféricos. Esto permite capturar variaciones estacionales y cambios en la dirección y velocidad del viento que pueden influir en la curva del perfil vertical.

Mayor robustez en las conclusiones: Al tener una muestra más grande de datos provenientes de múltiples estaciones, las conclusiones obtenidas serán más robustas y confiables. Se reducen los efectos de variaciones aleatorias y se aumenta la precisión de los resultados.

Comparación con simulaciones: La inclusión de datos de simulaciones en el segundo caso también es valiosa, ya que permite comparar los resultados obtenidos en la realidad con las predicciones teóricas. Esto proporciona información útil para validar la precisión de los modelos de simulación utilizados y mejorar su ajuste en futuros estudios.

En resumen, el tercer caso que considera todas las estaciones ofrece una perspectiva más completa y representativa de las condiciones de viento en el área de estudio. Esto proporciona mayor confianza en los resultados y facilita la identificación de patrones y tendencias en la curva del perfil vertical del viento. Además, la inclusión de datos de simulaciones complementa la evaluación, permitiendo una comparación entre la realidad y las predicciones teóricas. Por lo tanto, utilizar el tercer caso en el análisis asegura una metodología más sólida y una mejor comprensión de la distribución del viento en el sitio estudiado.

4.4.2 Características de los tres casos

Caso 1: Zona muestreo - IITCA

Las estaciones dentro del área del IITCA son la “Clima IITCA C01”, la cual se encuentra a 3m sobre el nivel del suelo y tiene una velocidad media de 1.16m/s. Y la “Acurite” instalada a 11.5m y con una velocidad media de 1.85m/s. La importancia de estos datos radica en la ubicación de los sensores. Ambas estaciones se encuentran dentro del IITCA, por lo que los resultados de las campañas de medición representan las condiciones reales en donde se tienen obstáculos en el flujo de viento en las diferentes direcciones dentro del instituto.

Caso 2: Estaciones fuera del IITCA

Los grupos de datos fuera del IITCA son; la estación “EMA Toluca” y las simulaciones de archivo de historia “Windnavigator” y “Meteoblue”. Los archivos de historia toman en cuenta la variación del viento a gran escala, considerando el efecto de los años con alto o bajo viento en la velocidad promedio final. Además, gracias a la información de los cuatro puntos diferentes de “Windnavigator” se demuestra que no existe una variación significativa a 50m sobre el suelo, por lo que en caso no haber obstáculos que afecten el flujo, la velocidad a esta altura la podemos tomar como constante en la zona definida por los cuatro puntos. Por otro lado, las mediciones de los grupos de datos de este caso no consideran los edificios que obstruyen el flujo del viento en el IITCA y aunque están ubicados alrededor del instituto se encuentran por fuera del área de estudio.

Caso 3: Perfil vertical en el IITCA

Finalmente, al incluir todos los datos se considera la variación temporal a pequeña y gran escala, se toman en cuenta mediciones reales en el sitio en dos alturas diferentes, se tiene información de que a una altura de 50m no existe una variación de la velocidad media

alrededor del sitio y se utiliza información de una estación meteorológica con características similares en cuanto a presencia de obstáculos y ubicación geográfica.

4.4.3 Proceso de cálculo

Para el cálculo de los valores de rugosidad, se utilizó el método que utiliza el programa Windographer. “Para conjuntos de datos con más de dos alturas, Windographer resuelve el valor de rugosidad de la superficie que mejor se adapta al perfil vertical de velocidad del viento medido. Podemos utilizar un algoritmo de mínimos cuadrados lineales para vincular este perfil logarítmico a los datos de velocidad del viento medidos...” (UL Solutions, 2017)

En primer lugar, se debe de escribir la Ecuación 3.1: Perfil logarítmico del viento en términos de la ecuación general punto-pendiente, es decir: $y = mx + b$. La ecuación queda de la siguiente manera:

$$U(z) = \frac{U^*}{k} \ln(z) - \frac{U^*}{k} \ln(z_0)$$

Ecuación 4.1: Ecuación del perfil logarítmico en términos de ecuación lineal.

Siendo la pendiente: $m = \frac{U^*}{k}$ y la ordenada al origen: $b = -\frac{U^*}{k} \ln(z_0)$.

En donde:

- U^* = velocidad de fricción [m/s]
- z = altura [m]
- $U(z)$ = velocidad del viento a la altura z [m/s]
- k = constante de Von Karman
- z_0 = coeficiente de rugosidad de superficie [m]

Posteriormente, los diferentes datos de velocidad de viento se grafican junto con la altura en escala logarítmica generando una línea recta. Usando una regresión lineal en cada gráfico se obtienen los valores a sustituir de pendiente y ordenada al origen.

Finalmente despejando a z_0 se obtiene:

$$z_0 = \exp\left(-\frac{b}{\frac{U^*}{k}}\right)$$

Ecuación 4.2: Coeficiente de rugosidad

Este proceso se realizó para cada caso sustituyendo los valores de m y b , las gráficas se encuentran en el capítulo de resultados.

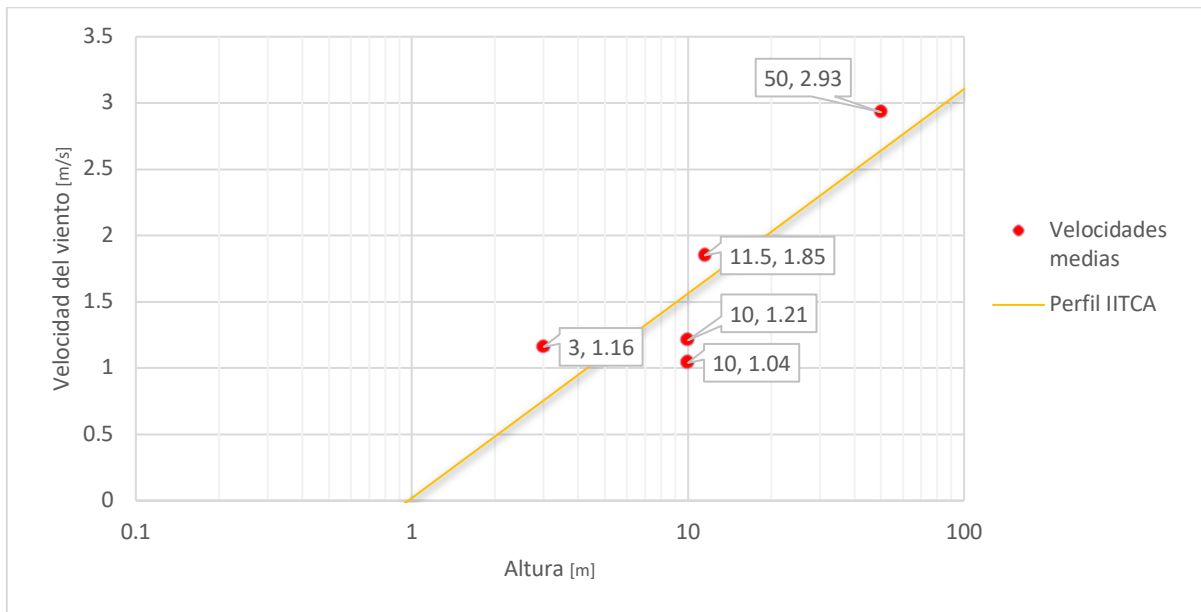


Ilustración 4.22: Ajuste logarítmico del perfil vertical del IITCA

5 RESULTADOS

5.1 PARAMETROS DEL VIENTO DE CADA CONJUNTO DE DATOS

5.1.1 Estación "Clima IITCA C01"

Para este caso ninguna de las curvas calculadas tuvo un ajuste adecuado en el parámetro de forma "k" en los modelos utilizados propuestos por Windographer debido a la gran cantidad de datos con velocidades menores a 1m/s. Los parámetros son $A=0.980$ y $k=0.831$, lo cual indica una baja velocidad del viento y una forma inusual para una distribución de velocidades de viento, las cuales por lo regular tienen un valor de "k" más cercano a 2.

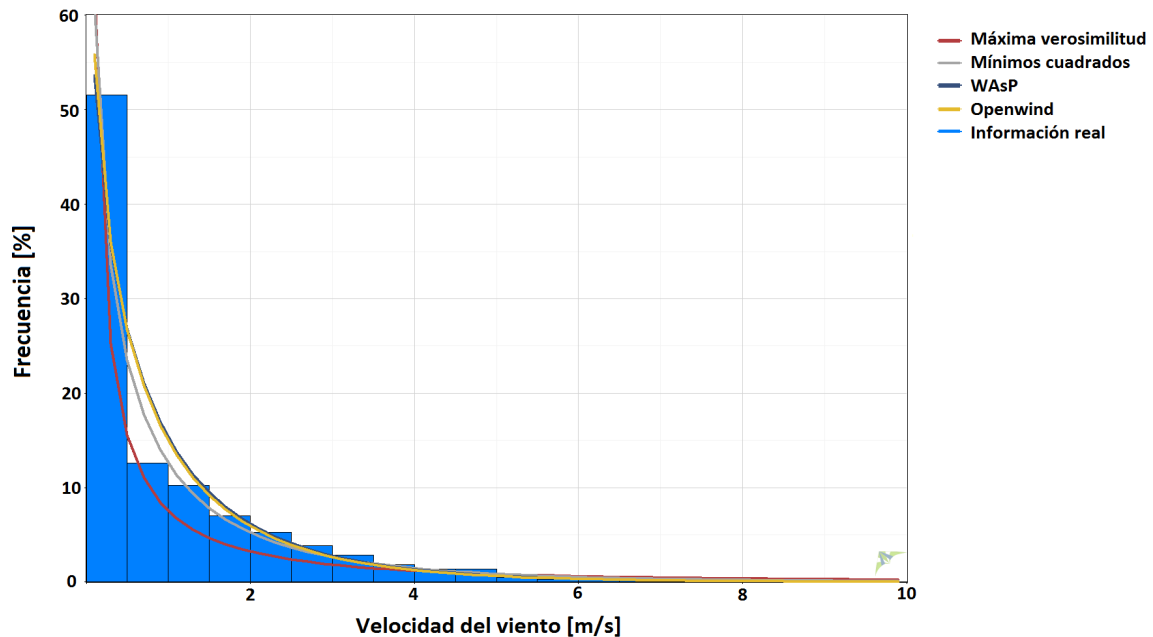


Ilustración 5.1: Histograma de la estación "Clima IITCA C01"

Por último, la dirección del viento predominante es al Oeste de la estación, en específico entre 247.5° y 315° . Además, debido a las bajas velocidades del viento registradas se observan pocos sectores con una velocidad mayor a 4m/s:

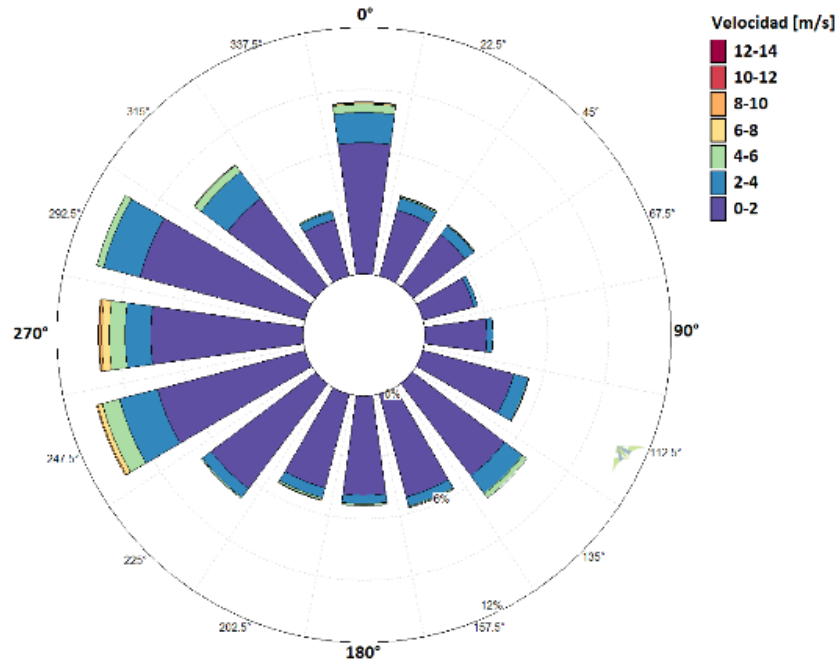


Ilustración 5.2: Rosa de viento de la estación "Clima IITCA C01"

5.1.2 Meteoblue

Para este grupo de datos, el modelo que mejor se ajustó fue el de los mínimos cuadrados con R^2 igual a 0.973. Los valores de los parámetros de forma k y de escala A son 1.748 y 1.41 respectivamente. En la siguiente ilustración se muestran las curvas de ajuste y el histograma de las velocidades:

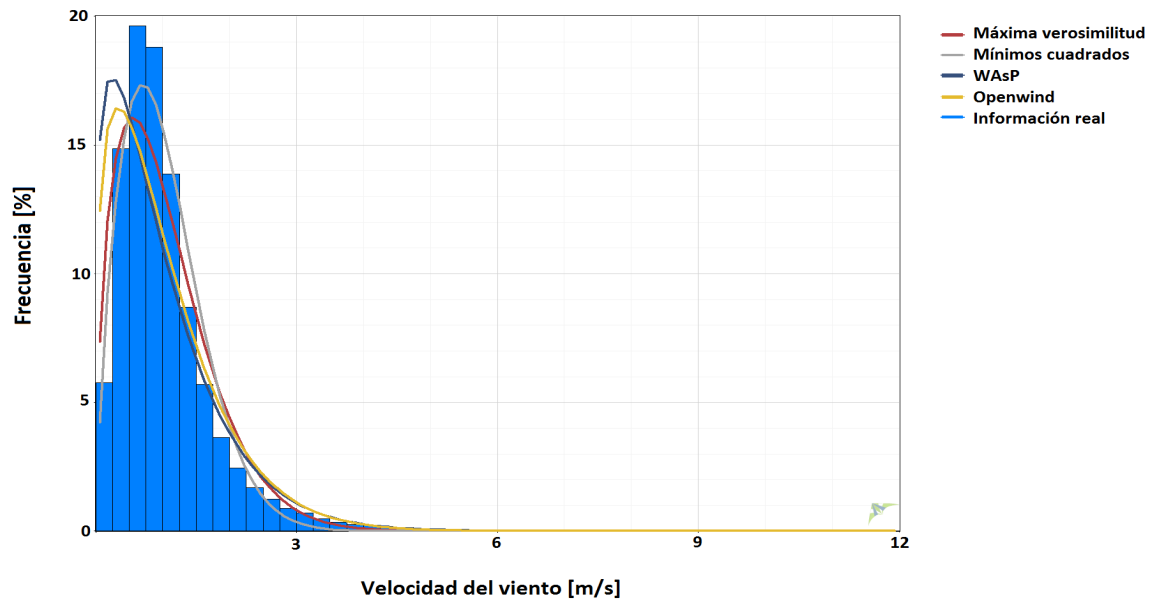


Ilustración 5.3: Histograma de los datos Meteoblue

Por último, en la ilustración 5.4 se muestra la rosa de los vientos en donde la dirección predominante del viento se encuentra al Noreste (45°) seguido por la Nornoreste (22.5°) con una mayor frecuencia para las velocidades de 2 a 4 m/s.

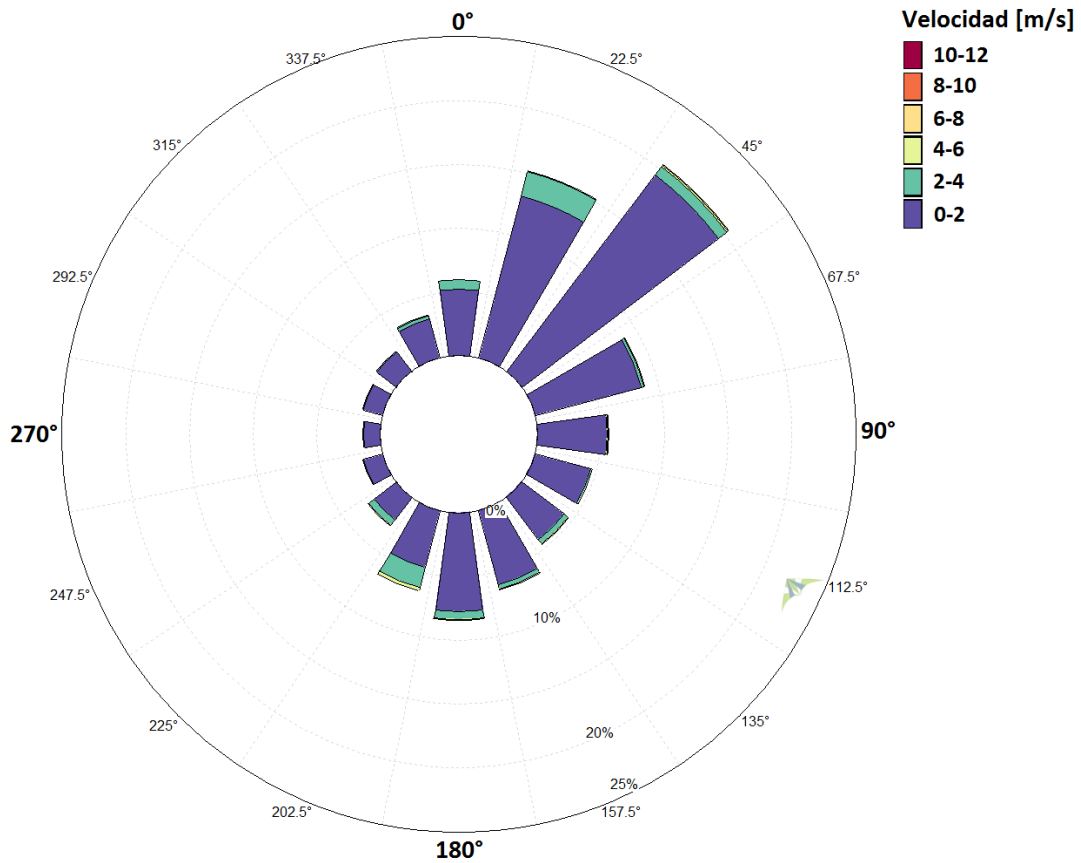


Ilustración 5.4: Rosa de los vientos de datos Meteoblue

5.1.3 Windnavigator

Al generarse los histogramas para cada punto se obtuvo la distribución de Weibull para cada uno, los parámetros de las curvas fueron los siguientes:

Tabla 5.1: Parámetros de la distribución Weibull de las series de datos

Punto	A	K	Media [m/s]
A	3.31	2.02	2.89
B	3.24	2.05	3.02
C	3.40	1.91	2.87
D	3.26	1.93	2.93
Promedio	3.30	1.98	2.93

Nota: La varianza para los parámetros A, k y media es de 0.38%, 0.35% y 0.33% respectivamente.

Como puede observarse, la distribución de las velocidades del viento no varía significativamente entre los puntos que rodean al IITCA, por lo tanto, se puede deducir que, de acuerdo a esta base de datos, las características del viento a 50m son similares dentro de la celda ubicada dentro de los cuatro puntos más cercanos al sitio.

Las curvas de las distribuciones para cada coordenada se muestran en la ilustración 5.5 a continuación:

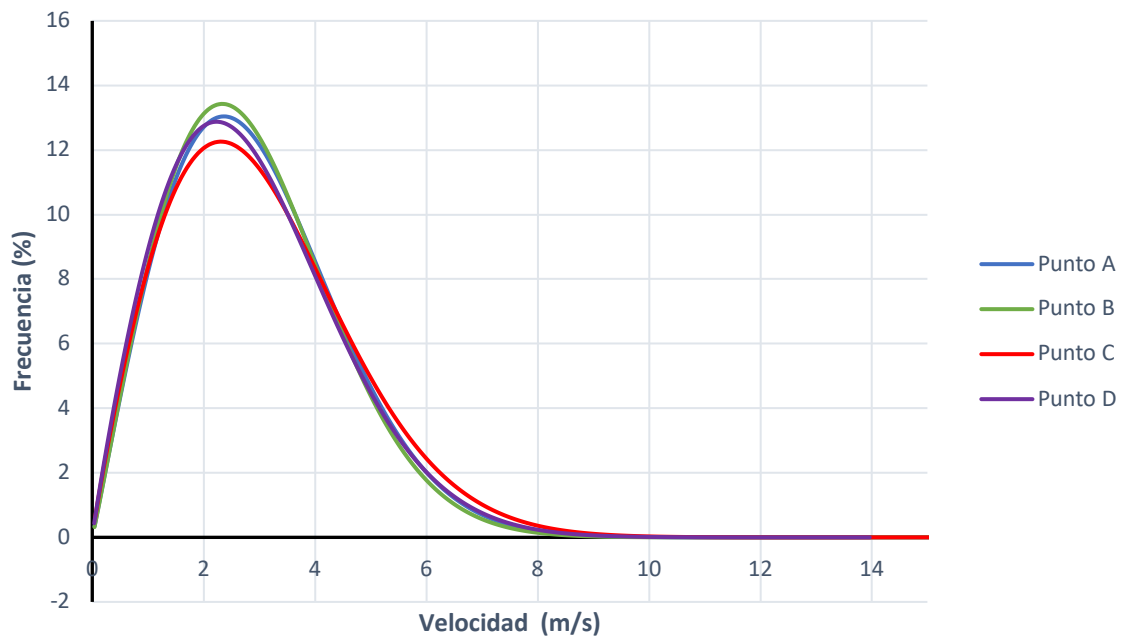


Ilustración 5.5: Distribuciones Weibull de datos windograhper

Además, con el fin de observar la tendencia de la variación mensual de los valores medios de la velocidad del viento se generó la gráfica siguiente en donde se ve que para los cuatro puntos se tiene un pico para los meses de febrero y marzo, además en la estación de verano disminuye la velocidad del viento.

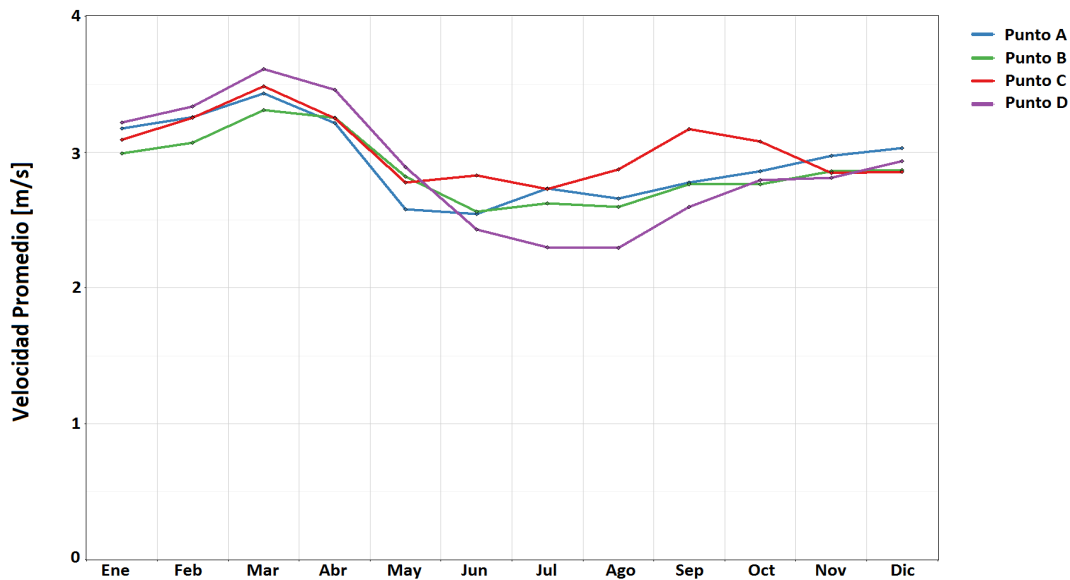


Ilustración 5.6: Velocidades medias mensuales de datos windographer

Para finalizar se creó la rosa de los vientos para cada punto, en la ilustración 5.7 se observa que la dirección principal tiende hacia las direcciones Noreste y Suroeste, teniendo para las demás direcciones una frecuencia aproximada al 5% en todos los casos.

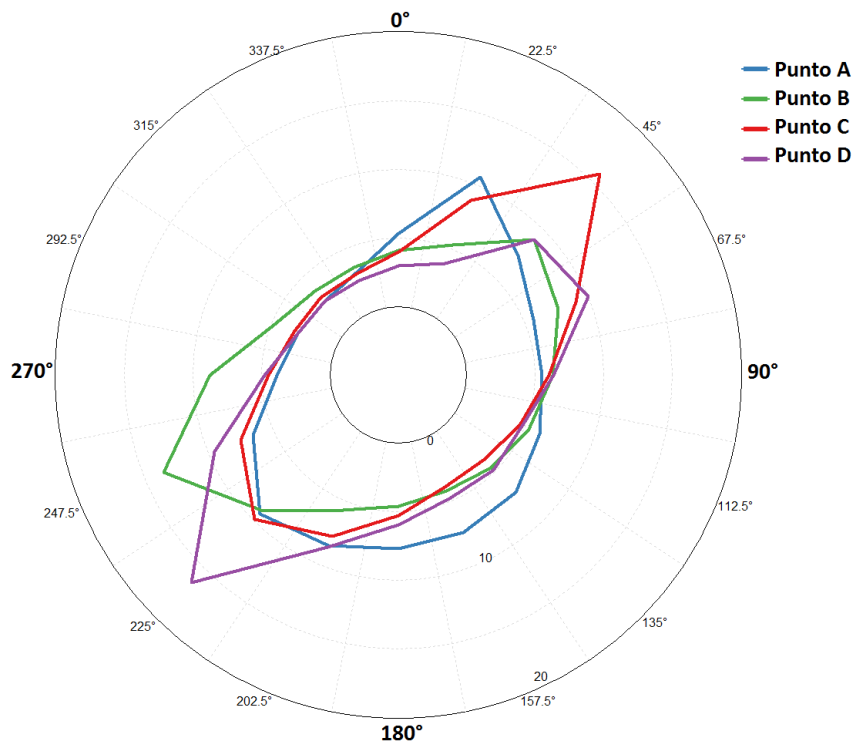


Ilustración 5.7: Rosa de los vientos para los puntos de Windographer

En conclusión, tomando en cuenta la poca variación en la distribución Weibull, la tendencia similar de las velocidades medias mensuales y la similitud en las direcciones principales del viento, se utilizarán los valores promedio de los cuatro puntos como los valores equivalentes del viento a 50m de altura en el sitio de estudio.

5.1.4 EMA Toluca

El mejor ajuste de la curva Weibull para este grupo de datos corresponde al algoritmo de mínimos cuadrados con un valor de R^2 igual a 0.75. Los valores de forma y escala son 1.67 y 1.35 respectivamente. En la ilustración 5.8 se muestran las diferentes curvas de ajuste proporcionadas por el programa Windographer:

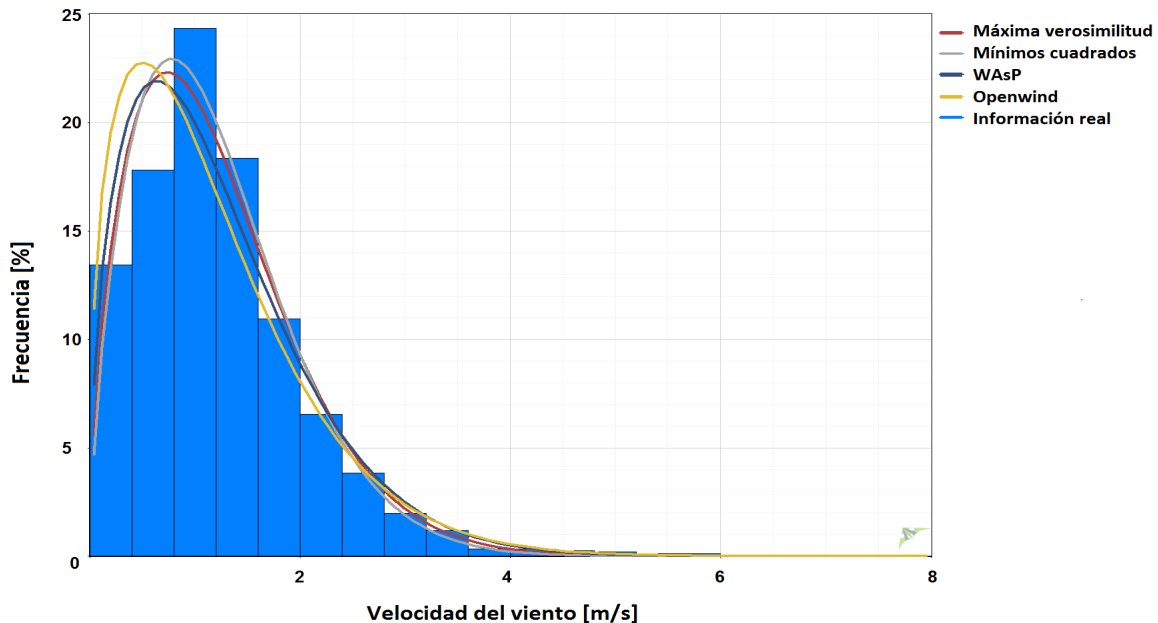


Ilustración 5.8: a) Histograma de los datos EMA Toluca

Por último, en la rosa de los vientos se observa que la dirección del viento predominante es al Norte (0°), sin embargo, la velocidad del viento con mayor frecuencia en esa dirección es entre 0 y 2 m/s. Entre las direcciones Este (90°) y Sur-suroeste (135°) se encuentra una frecuencia mayor para velocidades por encima de 2m/s.

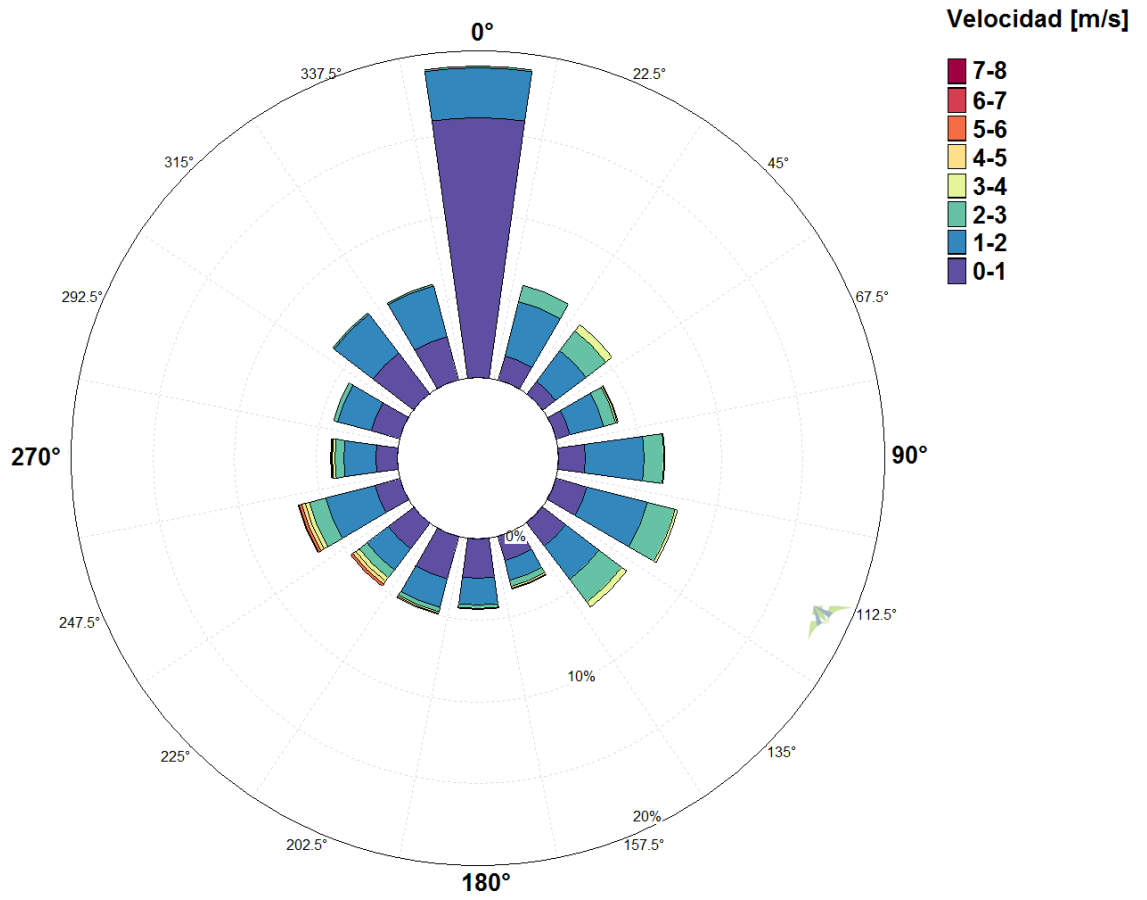


Ilustración 5.9: Rosa de los vientos de la estación EMA Toluca

5.1.5 Estación Acurite

El mejor ajuste de la curva Weibull para el histograma de frecuencia de velocidades fue el de mínimos cuadrados, con un valor de R^2 igual a 0.674. Los valores de los parámetros de escala y forma son: $A=2.68\text{m/s}$ y $k=1.43$, la gráfica se muestra a continuación:

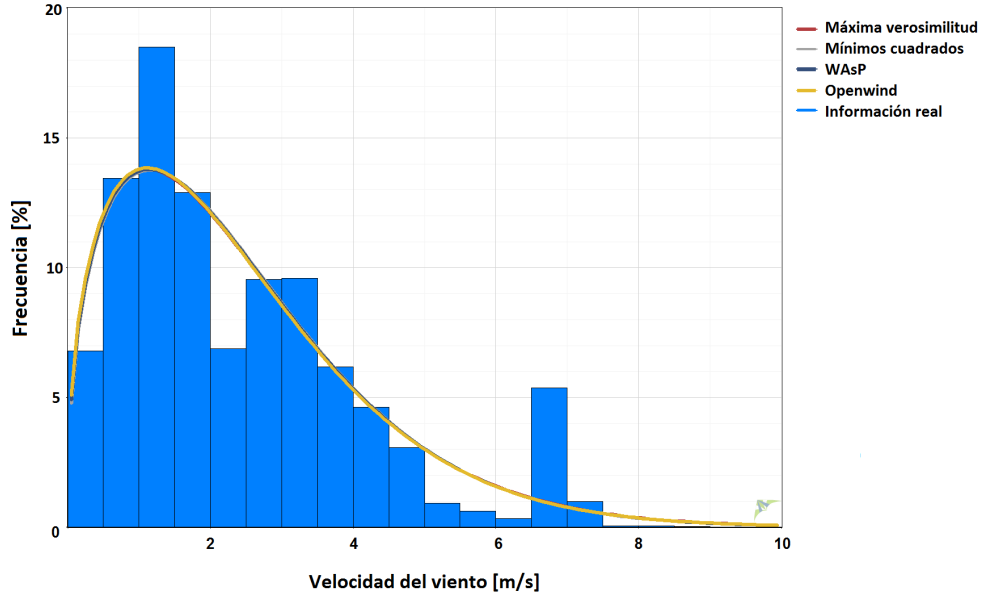
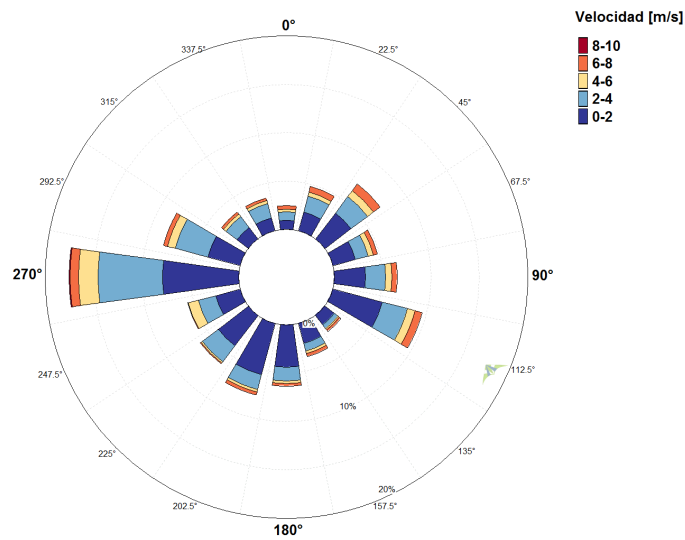


Ilustración 5.10: a) Histograma de los datos Acurite

Las direcciones predominantes para este grupo de datos son al Oeste (270°) y al Este-Sureste (112.5°), las velocidades con mayor frecuencia superan a los 2m/s para la dirección Oeste.



5.2 COMPARACIÓN DE LOS CONJUNTOS DE DATOS

Teniendo en consideración las particularidades de los conjuntos, se procedió a realizar la comparación de los datos, en la tabla 5.7 se muestran las características generales de cada grupo de datos:

Tabla 5.2: Características generales de los grupos de datos

Grupo de datos	Parámetros Weibull		Media [m/s]	Altura [m]	Periodo de medición	Tipo de datos
	A [m/s]	k				
Meteoblue	1.41	1.75	1.02	10.0	30 años	Simulación
*Clima IITCA C01	0.89	0.68	1.16	3.0	14 años	Reales
EMA Toluca	1.35	1.67	1.21	10.0	6.8 meses	Reales
*Acurite	2.68	1.43	2.43	11.5	3 meses	Reales
Windnavigator	3.30	1.98	2.93	50.0	30 años	Simulación
Promedio	2.36	1.54	1.73	16.9	-	-

*Estaciones dentro de la zona de estudio

De esta tabla destacan los siguientes puntos:

- a) La velocidad media de 2.93 m/s, es la más alta y corresponde a los datos de Windographer que fueron simulados para una altura de 50m.
- b) La simulación de Meteoblue presenta la velocidad media más baja a pesar de no ser el grupo de datos a menor altura.
- c) La velocidad media de la estación Acurite no es significativamente menor que la media de Windographer, aunque se encuentra 40m por debajo.
- d) Los datos reales tienen un periodo de recopilación de datos menor.
- e) La velocidad media de la estación EMA Toluca es 1m/s menor que la de la estación Acurite, a pesar de estar a una altura similar (10 y 11.5m).
- f) En general, se cumplió que a una mayor altura se obtienen velocidades medias mayores, lo que representa un perfil vertical del viento consistente. Con excepción

del grupo de datos de Meteoblue, el cual tiene la velocidad media menor de todos los grupos.

Debido a las irregularidades de los puntos *b*, *c*, *d* y *e* se realizó la siguiente gráfica con el fin de visualizar el comportamiento de la velocidad del viento en los diferentes grupos a lo largo del año. Esta gráfica es de gran utilidad para comparar las tendencias de los archivos de historia de 30 años con los datos reales que solo cuentan con un solo periodo de medición para cada mes.

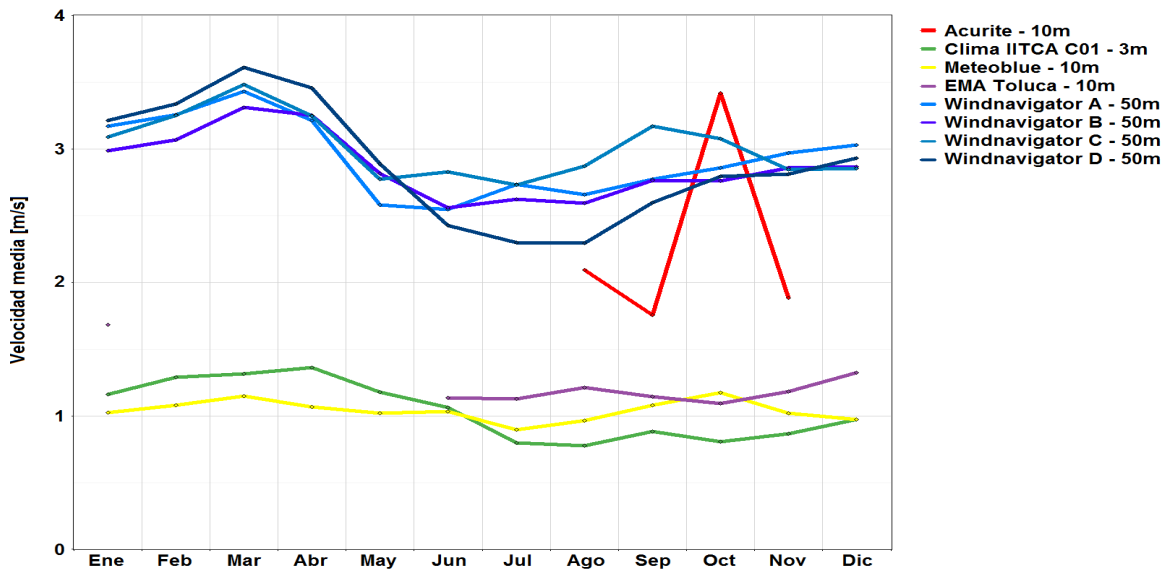


Ilustración 5.12: Velocidad media por mes – comparación

De este gráfico se pueden observar los siguientes puntos:

1. Existe una diferencia significativa en la velocidad media a 50m a comparación de los demás datos en alturas menores.
2. El grupo de datos Acurite presenta un pico en el mes de octubre.
3. Las velocidades medias registradas por la estación Clima IITCA C01 a 3m, se encuentran por encima de las medias del grupo de datos simulados por Meteoblue a una altura de 10m.
4. Los datos de Windnavigator y de Clima IITCA C01 presentan una tendencia similar en cuanto a la variación anual, a diferencia de los datos de Meteoblue en donde se mantiene una velocidad media casi constante.

5. Los datos de la estación EMA Toluca, siguen una tendencia muy similar a los de la estación Clima IITCA C01 durante los 6 meses medidos.

5.2.1 Ajuste de datos – Estación Acurite

Los datos de la estación Acurite presentan un pico en el mes de octubre, debido a que solo se cuenta con la información de 91 días, este pico es muy probable que se deba a una variación temporal ocasionada por algún fenómeno meteorológico, es decir, algún frente frío o tormenta local. Para verificar esto se graficaron los datos obtenidos durante el mes de octubre en la ilustración 5.13. Como se puede ver del día 5 de octubre al 21 de octubre, las velocidades promedio son muy similares a las velocidades pico, lo que eleva de manera significativa al valor medio de la velocidad del viento para este mes. A partir del 22 de octubre la velocidad promedio disminuye y se logra distinguir los valores de velocidad pico que se encuentran por arriba de la velocidad promedio. Es por esta razón, que en la ilustración 5.12, el valor de la velocidad media en octubre para la estación Acurite tiene un pico pronunciado. Observando la tendencia de los grupos con más de un año de información, se esperaría que el pico durante este periodo se suavizara si se contara con más información de diferentes años.

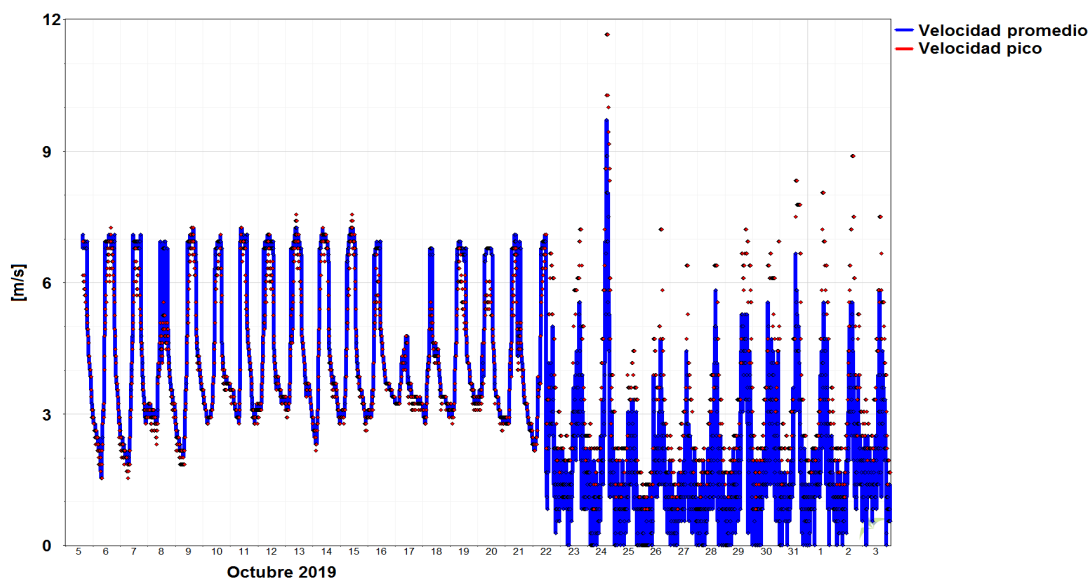


Ilustración 5.13: Serie de datos estación Acurite

Por lo tanto, para utilizar los datos de la estación Acurite en octubre se filtraron estas dos semanas irregulares, de manera que el valor de la media en octubre descendió de 3.42m/s

a 1.87m/s. Lo que significa que la media para los meses medidos es ahora 1.85m/s en lugar de 2.43m/s. Por consiguiente, la curva de Weibull también se modificó, los parámetros ahora son los demostrados en la tabla 5.8. Como se esperaba disminuyeron los valores de escala y la media de velocidad, además, con esta corrección el valor de R^2 aumentó aproximadamente un 10% por lo que la curva Weibull es ahora mucho más adecuada a los datos.

Tabla 5.3 - Parámetros de Weibull modificados para conjunto de datos Acurite

Parámetro	Anterior	Final
k	1.43	1.51
A	2.68	2.06
Media [m/s]	2.43	1.85
R²	0.674	0.757

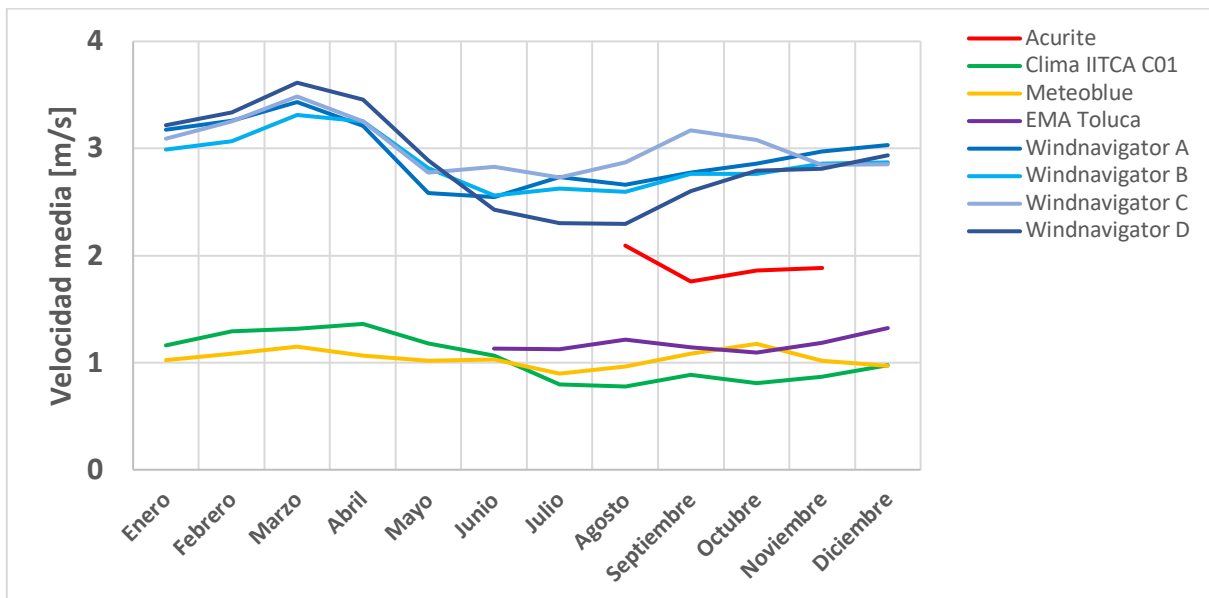


Ilustración 5.14: Velocidades medias actualizadas - comparación

Tabla 5.4 Actualización de comparación de parámetros de ajuste de curva Weibull.

Grupo de datos	Parámetros Weibull		Media [m/s]	Altura [m]	Periodo de medición	Tipo de datos
	A [m/s]	k				
Meteoblue	1.41	1.75	1.04	10.0	30 años	Simulación
*Clima IITCA C01	0.89	0.68	1.16	3.0	14 años	Reales
EMA Toluca	1.35	1.67	1.21	10.0	6.8 meses	Reales
*Acurite	2.06	1.51	1.85	11.5	3 meses	Reales
Windnavigator	3.30	1.98	2.93	50.0	30 años	Simulación
Promedio	2.36	1.54	1.73	16.9	-	-

Es importante señalar que el grupo de datos de Windnavigator y de la estación Clima IITCA C01 siguen la misma tendencia durante las estaciones del año. Es decir, presentan mayores velocidades del viento durante los meses de febrero a abril y velocidades más bajas durante los meses de junio a agosto. Lo cual nos indica que presentan la misma variación anual y el ajuste en la curva de la estación Acurite es necesario para representar las condiciones generales del sitio.

Por último, los datos muestran la misma tendencia de un aumento en la velocidad del viento con respecto a la altura de medición, con la excepción de los datos de Meteoblue, los cuales presentan la velocidad media menor de todos. Estos hallazgos se tomarán en cuenta para la obtención del factor de ponderación en la siguiente sección.

5.2.2 Dirección del viento

Con respecto a la dirección del viento, el principal interés es obtener una tendencia dentro del sitio de estudio ya que los obstáculos afectan de manera significativa, como se demostró en la caracterización del sitio al inicio del estudio. Por esta razón los datos fuera del sitio no aportan gran valor. En caso que se quisiera comparar directamente las rosas de viento de los diferentes puntos, se tendría que garantizar lo establecido en la norma IEC61400, en donde el flujo afectado por cualquier obstáculo en cualquiera de las direcciones debe ser menor al 1%.

Por este motivo, en este estudio se considera la rosa de viento de la estación Acurite como la representativa del sitio. En la ilustración 5.15 se graficaron las rosas de viento de las estaciones Clima IITCA y Acurite. Aquí es claro que la distribución de los edificios es lo que determina la dirección del viento para ambas estaciones. Con la tendencia de tener una mayor frecuencia del viento proveniente del Oeste.

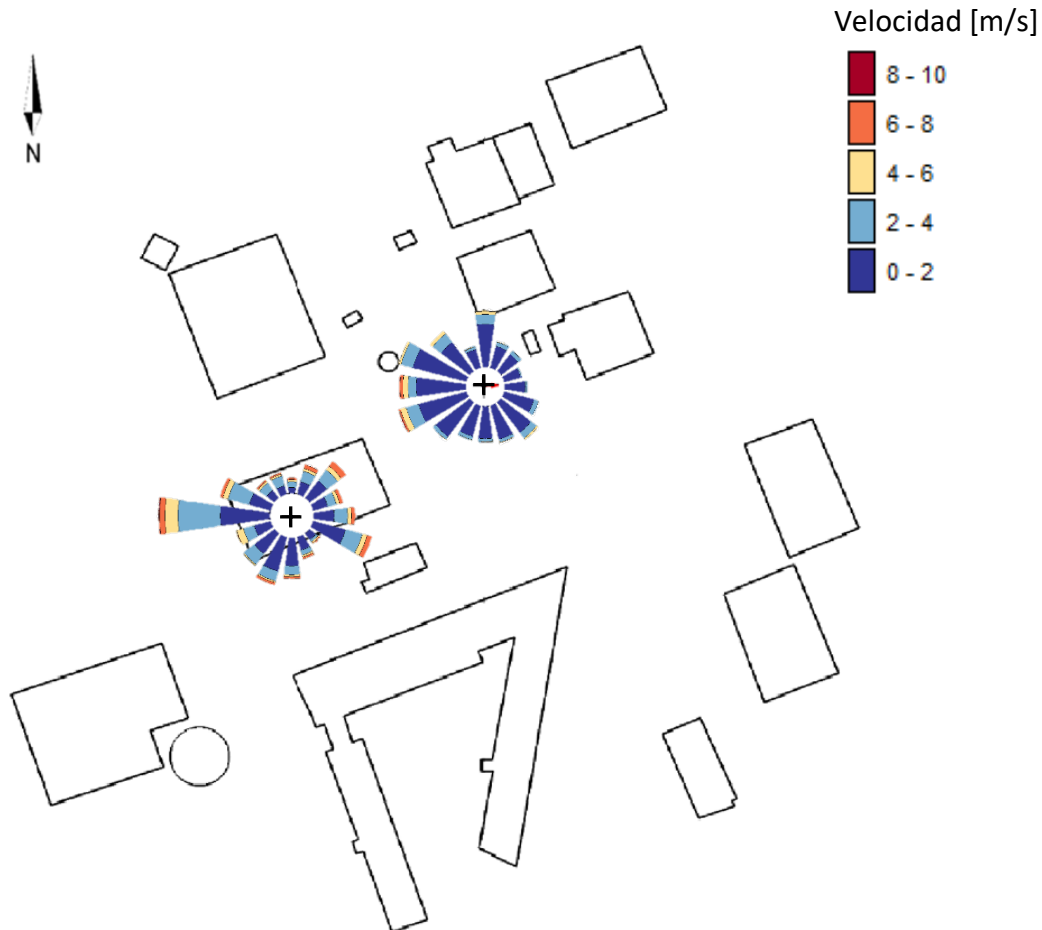


Ilustración 5.15. Rosa de los vientos de las estaciones dentro del area de estudio

5.3 COEFICIENTE DE RUGOSIDAD

Como se mencionó anteriormente, en el capítulo 4.4, el coeficiente de rugosidad se obtuvo mediante un modelo logarítmico del perfil vertical del viento, priorizando su uso sobre el modelo de la Ley de Potencia. Además, se discutió el análisis de datos en tres casos distintos, enfatizando la elección del tercero que incluye todas las estaciones disponibles. Este enfoque proporciona una visión completa de las condiciones de viento y facilita la identificación de patrones.

En la siguiente ilustración se muestran los datos para cada caso así como sus respectivos ajustes logarítmicos del perfil vertical del viento:

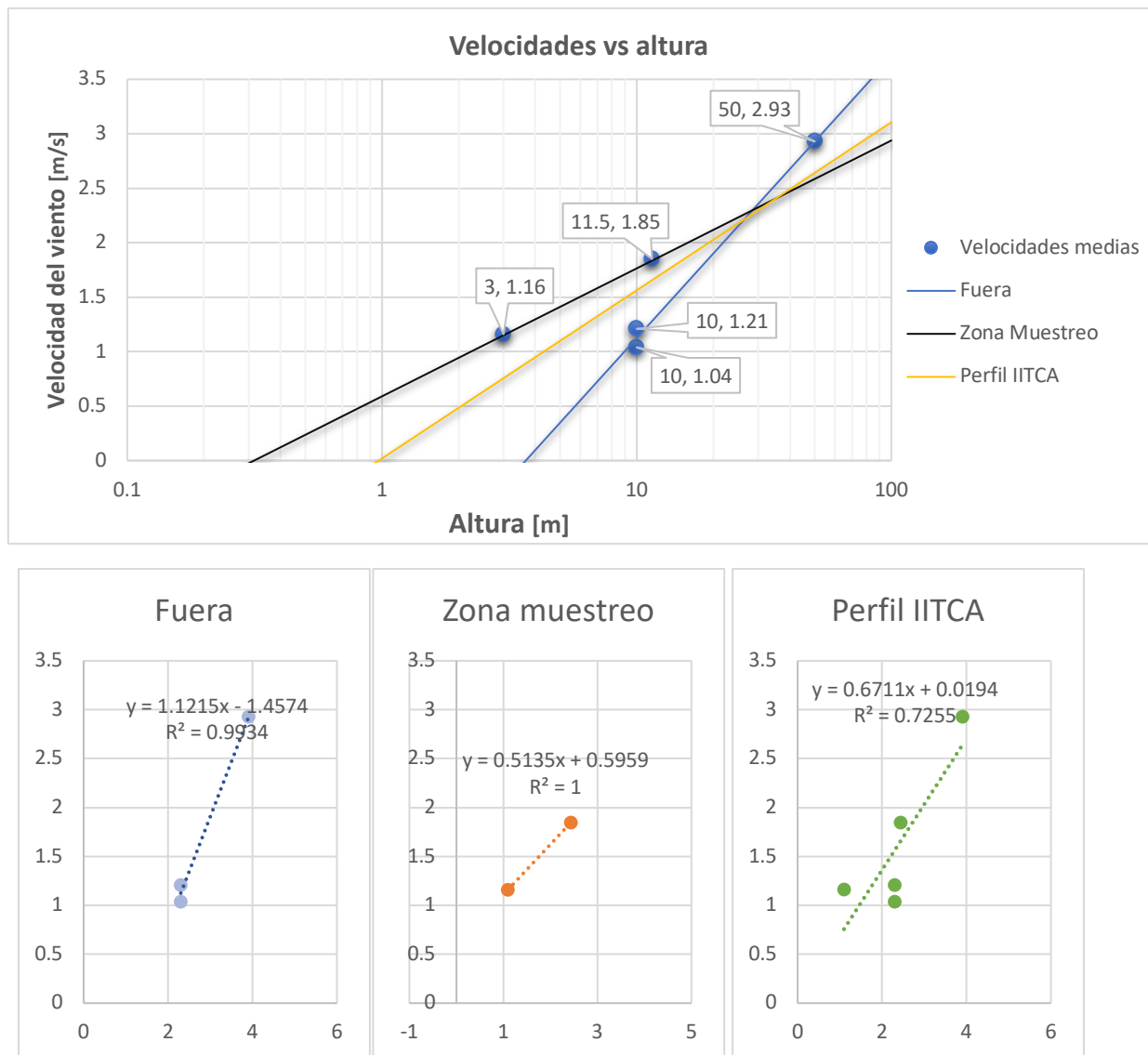


Ilustración 5.16: Ajuste logarítmico de los datos para cada caso

A continuación se muestran los valores de las ecuaciones de recta y de los coeficientes de rugosidad, así como el valor de la velocidad de fricción obtenido para cada uno de los tres casos mencionados.

Tabla 5.5: Valores de la ecuación de recta y coeficientes de rugosidad para cada caso

Caso	m	b	R²	z₀	U*
Fuera	1.121	-1.457	0.99	0,314	0,204
Zona Muestreo	0.51	0.59	1	3,682	0,448
Perfil IITCA	0.67	0.02	0.73	0,971	0,268

5.4 PERFIL VERTICAL DEL VIENTO

En la siguiente ilustración se representan las curvas correspondientes a los tres casos diferentes, junto con los valores de las velocidades medias para cada grupo de datos. Esta visualización nos permite apreciar claramente el impacto que tiene cada conjunto de datos en la curva que representa el perfil vertical del IITCA.

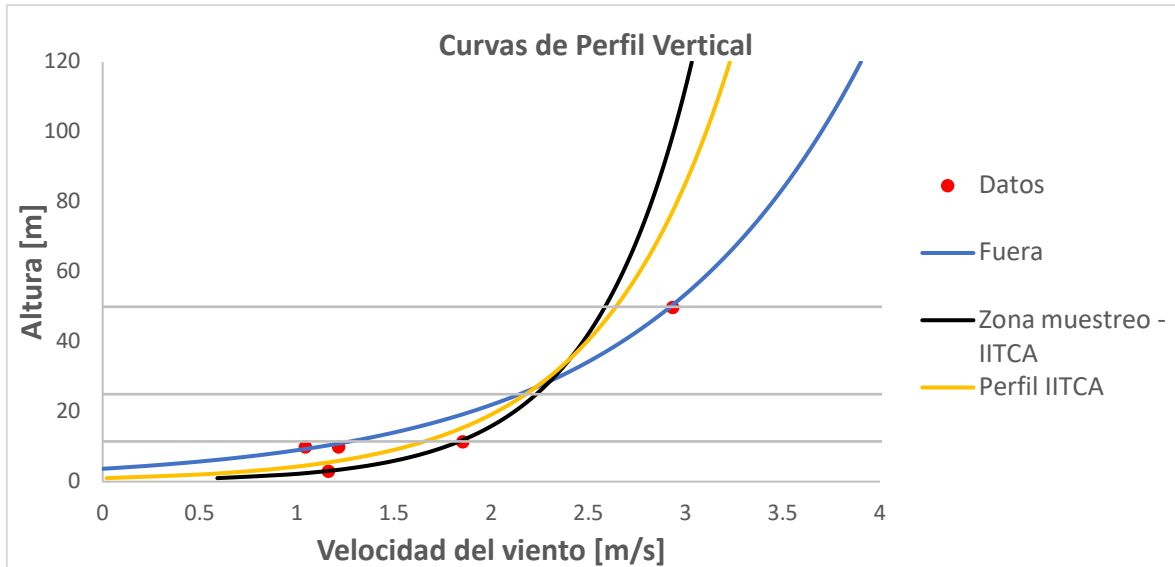


Ilustración 5.17: Curvas de perfil vertical de viento

En el caso 1 (curva color negro en la ilustración 5.17), la velocidad es mayor a menores valores de altura a pesar de tener el dato a menor altura. El coeficiente encontrado es 0.31m lo que equivale a muchos árboles y algunos edificios según la tabla de Tony Burton.

El caso 2 presenta una gran diferencia con respecto a los otros dos casos. Un valor de 3.46m en el coeficiente de rugosidad, lo cual es equivalente al perfil vertical del viento en el centro de una ciudad de acuerdo con los valores de rugosidad propuestos por Tony Burton. La ubicación del grupo de datos de Meteoblue, usados en este caso, se encuentra en una zona urbana a una altura de 10m, por lo que es similar a lo que se está obteniendo como resultado.

El caso 3 se encuentra entre las dos curvas anteriores, con un valor final de 0.97m, valor intermedio entre suburbios y una zona boscosa. A partir de los 30m en adelante, aunque se inviertan las curvas anteriores, el perfil vertical del IITCA se sigue manteniendo en medio de ambos casos, cumpliendo así con el propósito de tener los diferentes conjuntos de datos que aporten al análisis con sus características específicas.

5.5 POTENCIAL EÓLICO PONDERADO

Para encontrar la distribución Weibull más adecuada para el sitio, se tomó el valor promedio de la constante “k” de todos los datos. De esta forma se evita arrastrar el error que se generó en este grupo de datos debido a la ubicación de la estación meteorológica respecto a los edificios en los alrededores.

En las siguientes gráficas se comparan las curvas de distribución de 5 alturas diferentes utilizando el factor de ponderación encontrado, $z_0=0.97$:

1. Dos curvas utilizando el parámetro “k” sin modificar a 11m y 25m de altura.
2. Dos curvas con el parámetro “k” promediado a 11m y 25m de altura.
3. La distribución Weibull del grupo Acurite la cual se encuentra a 11m se utiliza como referencia en ambas gráficas.

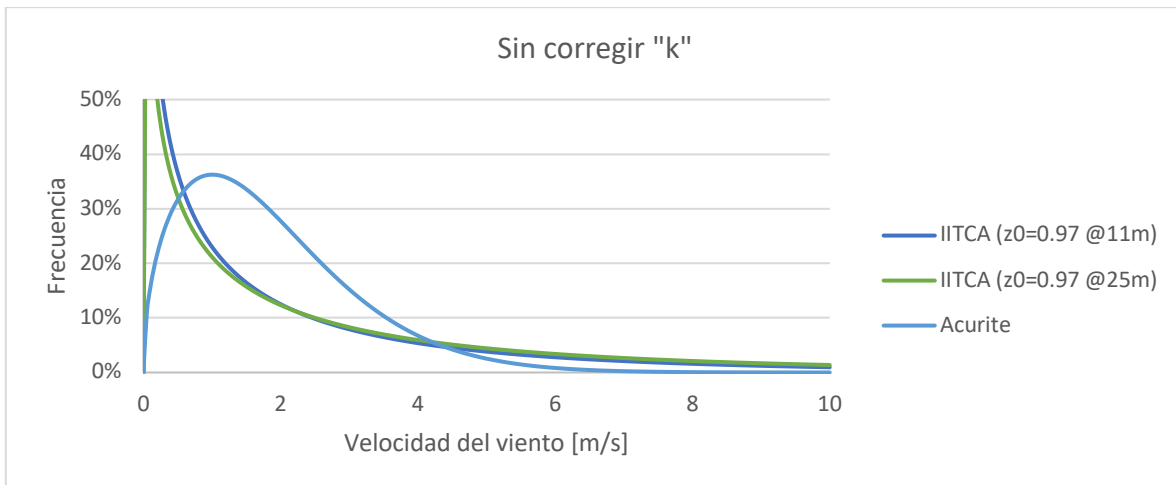


Ilustración 5.18. Curvas weibull sin modificar la constante “k”

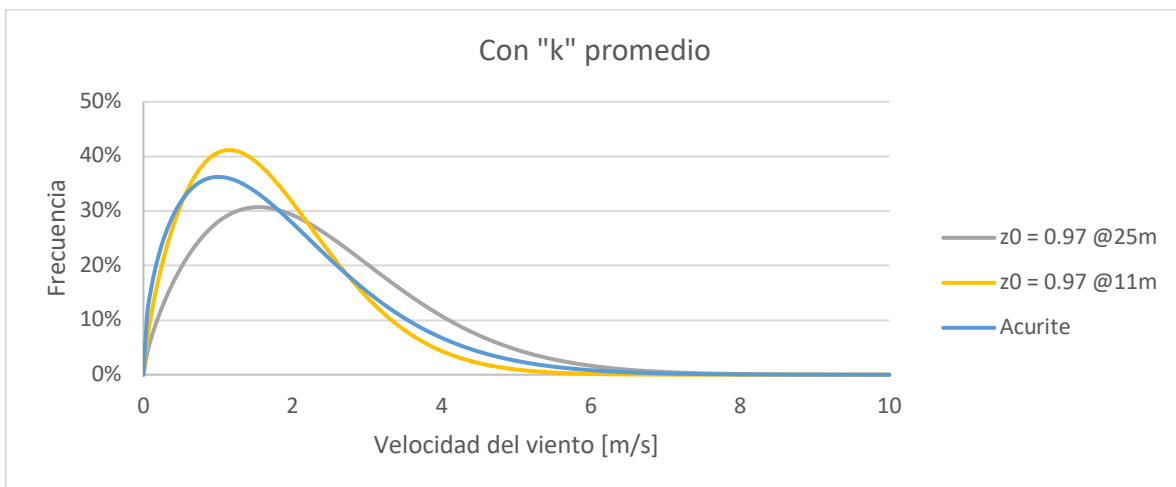


Ilustración 5.19. Curvas weibull con la constante "k" promedio

Como se puede ver si no se corrige el factor de forma “k” con el promedio de los datos adquiridos, la curva nunca se modificaría en la medida en que aumente el valor de escala de la curva, es decir, conforme aumenté la velocidad del viento promedio estimada. El factor k, al ser significativamente menor a 2 (valor común para distribuciones de velocidades de viento), la curva de Weibull se comporta similar a una curva exponencial. Por lo que modificar directamente los valores de velocidad del viento del grupo IITCA con la fórmula de logaritmos tampoco tendría el efecto que se busca para calcular el potencial eólico en el sitio. Sin embargo, la curva con “k” promedio y ajustada con el valor de rugosidad encontrado, se aproxima mucho a la curva de referencia del grupo Acurite.

Por último, para demostrar el impacto que tiene este ajuste del parámetro de forma en el potencial eólico, con los parámetros definidos para las diferentes curvas weibull se calculó el histograma de frecuencias y la densidad de potencia eólica de igual manera que en la

Tabla 3.2: Histograma de velocidad, frecuencia y cálculo de la velocidad media y el potencial eólico. (Nelson, 2009).

Los resultados fueron los siguientes:

Tabla 5.6: Potencial eólico a 11m corrigiendo el parámetro k

Bin Class	Velocidad m/s	Horas @11	Frecuencia @11	Duración% @11	Wh/m ² @11
1	0.1	1,108	13%	99%	1
2	1.1	3,604	41%	67%	3,157
3	2.1	2,559	29%	30%	15,078
4	3.1	1,090	12%	10%	13,735
5	4.1	319	4%	2%	5,613
6	5.1	68	1%	0%	5,613
7	6.1	11	0%	0%	1,534
8	7.1	1	0%	0%	297
9	8.1	0	0%	0%	42
10	9.1	0	0%	0%	5
11	10.1	0	0%	0%	0
12	11.1	0	0%	0%	0
13	12.1	0	0%	0%	0
14	13.1	0	0%	0%	0
15	14.1	0	0%	0%	0
16	15.1	0	0%	0%	0
17	16.1	0	0%	0%	0
18	17.1	0	0%	0%	0
19	18.1	0	0%	0%	0
20	19.1	0	0%	0%	0
Total		8,760	100%		45,077Wh/m²
Potencia/Area [W/m²]		5.145 W/m²			

Tabla 5.7: Potencial eólico a 25m

Bin Class	Velocidad m/s	Horas @25	Frecuencia @25	Duración% @25	Wh/m ² @25
1	0.1	672	8%	99%	1
2	1.1	2554	29%	78%	2,238
3	2.1	2490	28%	48%	14,667

4	3.1	1659	19%	24%	31,054
5	4.1	855	10%	10%	36,788
6	5.1	357	4%	4%	29,486
7	6.1	124	1%	1%	17,507
8	7.1	37	0%	0%	8,107
9	8.1	9	0%	0%	3,025
10	9.1	2	0%	0%	930
11	10.1	0	0%	0%	240
12	11.1	0	0%	0%	52
13	12.1	0	0%	0%	10
14	13.1	0	0%	0%	2
15	14.1	0	0%	0%	0
16	15.1	0	0%	0%	0
17	16.1	0	0%	0%	0
18	17.1	0	0%	0%	0
19	18.1	0	0%	0%	0
20	19.1	0	0%	0%	0
Total		8,759	100%		144,106Wh/m2
Potencia/Area [W/m2]		16.452	W/m2		

Con la información de las tablas se creo la gráfica de la ilustración 5.20 en donde se ve claramente el aumento de la energía dispinible con la altura. Para una altura de 11m se tiene un potencial eólico de 5.14W/m² y a 25m aumenta a 16.45W/m².

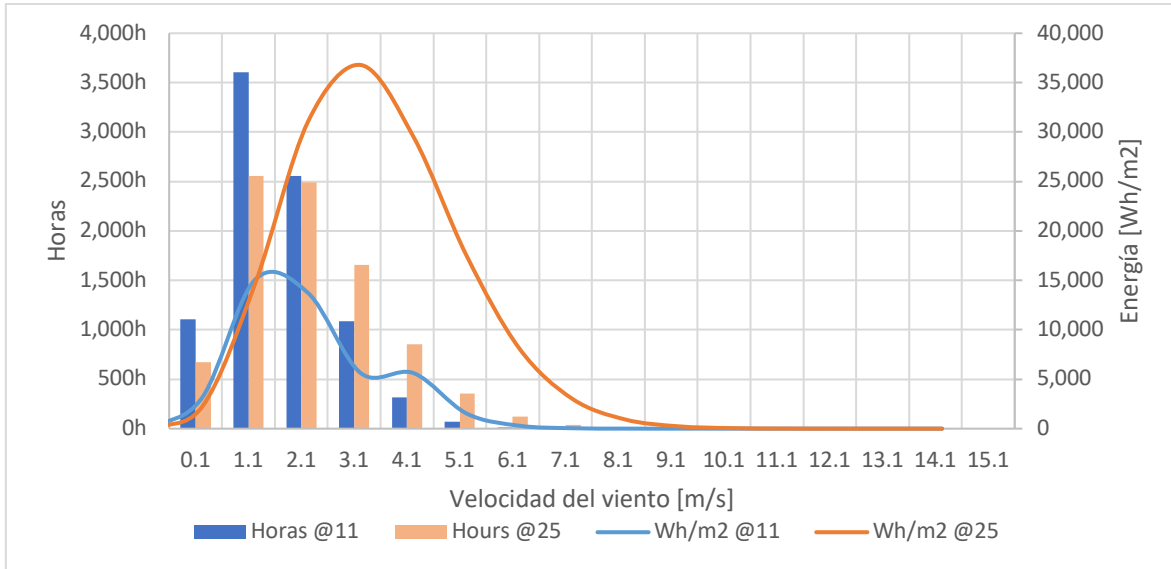


Ilustración 5.20: Comparación del promedio anual de velocidades y potencial eólico

De igual manera se realizó una tabla para las curvas en donde no se modificó el valor de k , al trazar la gráfica de horas y potencial eólico se obtuvo la ilustración 6.5. En este caso se obtuvo un potencial eólico de 11.57 W/m^2 a 11m y de 110.79 W/m^2 a 25m de altura. Evidentemente, la forma asintótica de la curva de Weibull tiene un impacto significativo en el cálculo de la energía disponible. A medida que la velocidad del viento aumenta, la energía se incrementa de manera cúbica.

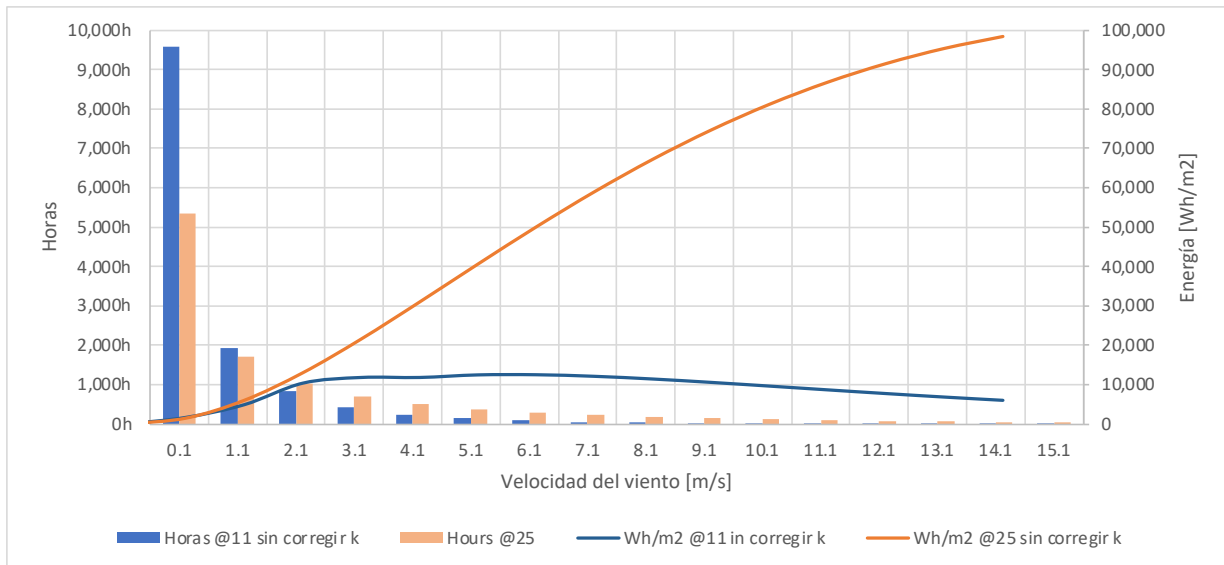


Ilustración 5.21: Comparación del promedio anual de velocidades y el potencial eólico sin ponderar el valor de k

Finalmente, en la ilustración 5.22 se hace una comparación de la energía disponible estimada a 11 y 25 metros de altura para ambos casos. Se evidencia de manera clara las consecuencias de no corregir el parámetro de forma en la distribución Weibull. Como resultado el potencial eólico se estaría sobrestimando en un 125% a los 11m de altura y en 573% a 25m.

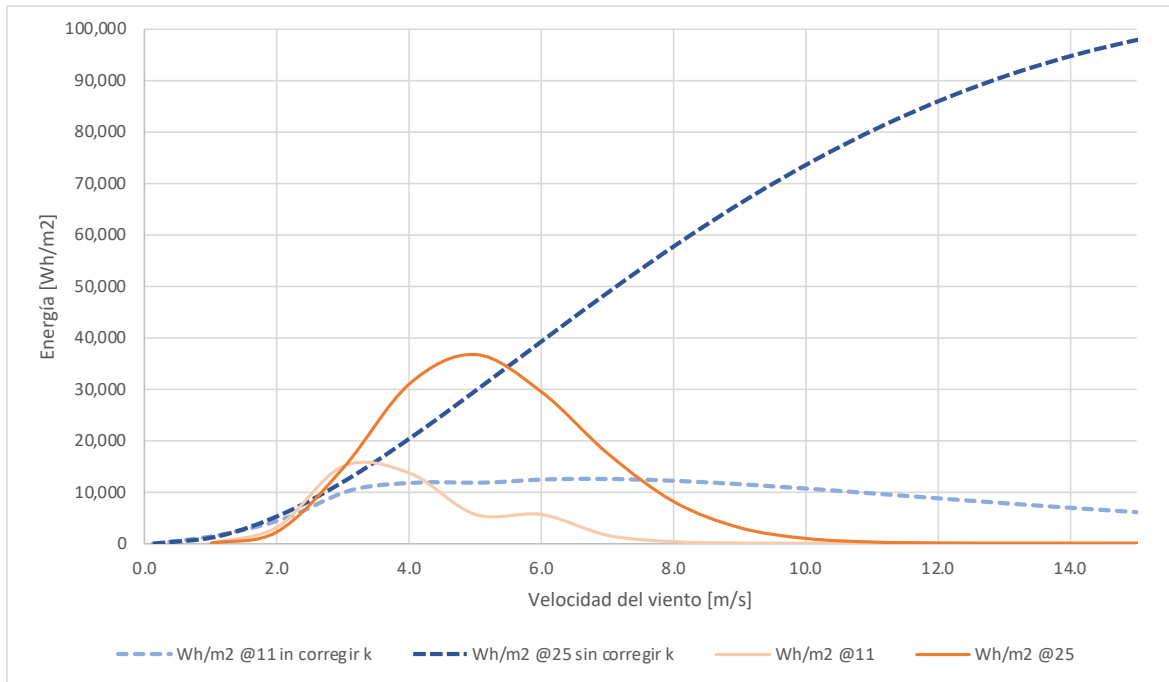


Ilustración 5.22: Comparación del potencial eólico ponderando el valor de k

6 DISCUSIÓN

La investigación realizada sobre la ponderación del perfil vertical del viento, así como la distribución Weibull y su aplicación en el sitio ha llevado a algunos hallazgos importantes.

El coeficiente de rugosidad final, con valor de $z_0 = 0.97$, se encuentra en medio de los valores asignados para un bosque y una zona de suburbios, lo cual es bastante similar al terreno que rodea al IITCA. Esta similitud entre la rugosidad del terreno y el resultado obtenido valida la metodología ocupada en este estudio.

Al comparar las curvas de distribución en las 5 alturas diferentes, se observó que utilizar directamente el valor de "k", sin ponderar para las diferentes alturas, resulta en curvas que no se ajustan adecuadamente al comportamiento real del viento a distintas escalas. Teniendo como efecto que el cálculo del potencial eólico pueda ser sobrestimado entre 125% y 573% dependiendo de la altura.

Se comprobó que al tomar el valor promedio de la constante "k" de todos los datos y ajustar la curva con el valor de rugosidad encontrado, se logra una aproximación cercana a la curva del grupo Acurite, que representa una referencia confiable a 11 metros de altura. Esta aproximación sugiere que el uso del factor promediado de "k" es esencial para obtener una distribución Weibull más adecuada y precisa para el sitio en cuestión.

Además, se destacó que modificar directamente los valores de velocidad del viento del grupo IITCA con la fórmula de logaritmos no produce el efecto deseado para calcular el potencial eólico en el sitio. Por lo tanto, la elección adecuada de la distribución Weibull y el ajuste correcto de los parámetros de escala y forma son fundamentales para obtener estimaciones precisas del potencial eólico en la ubicación de la estación meteorológica.

En resumen, el enfoque de utilizar el valor promedio de "k" y ajustar los parámetros de velocidad con el factor de ponderación encontrado es recomendable para encontrar la distribución Weibull más adecuada para el sitio y realizar una evaluación confiable del potencial eólico en el área estudiada.

Estas conclusiones son valiosas para investigaciones y proyectos futuros relacionados con energía eólica a pequeña escala en regiones donde se cuenten con datos de estaciones meteorológicas, como las EMA.

7 CONCLUSIÓN

Considerando la hipótesis y los objetivos planteados en este caso de estudio, podrían destacar los siguientes puntos:

- **Confirmación de la hipótesis:** El análisis de datos de viento y la determinación del coeficiente de rugosidad como factor de ponderación han demostrado ser una metodología efectiva para estimar el potencial eólico en sitios con presencia de obstáculos. La investigación respalda la idea de que utilizar coeficientes de rugosidad puede proporcionar estimaciones más precisas del potencial eólico en áreas donde las condiciones de flujo son complejas debido a la presencia de edificios u otros obstáculos.
- **Cumplimiento del objetivo general:** El estudio ha logrado cumplir con el objetivo general de realizar una evaluación del coeficiente de rugosidad en el IITCA mediante la caracterización de la distribución del viento utilizando los perfiles de velocidad asociados a distintos grupos de datos. Los resultados obtenidos proporcionan una visión más completa de la disponibilidad de energía eólica en la zona, considerando las influencias de la rugosidad del terreno así como la disponibilidad y calidad de los datos.
- **Logro de los objetivos específicos:** Durante el desarrollo del estudio se alcanzaron los diferentes objetivos específicos. Resaltando la comparación del potencial eólico evaluado con el uso de coeficientes de rugosidad con los resultados obtenidos a partir de los diferentes grupos de datos disponibles en la zona. Esta comparación ha permitido validar la utilidad y precisión de la metodología propuesta en la estimación del potencial eólico.

En general, la conclusión resalta que el estudio ha alcanzado sus objetivos, al proporcionar una metodología eficiente para evaluar el potencial eólico a pequeña escala en áreas con obstáculos y logrando avances en la comprensión de la importancia de los coeficientes de rugosidad en dichas evaluaciones. Estos resultados no solo son valiosos para la toma de decisiones en proyectos de energía eólica a pequeña escala, sino que también contribuyen al conocimiento general. Además se abre la posibilidad de mejoras en la normativa mexicana que favorezcan la colocación de las estaciones meteorológicas de acuerdo a estándares internacionales y por ende la estimación del recurso eólico a pequeña escala.

8 REFERENCIAS

- Spera, D. A. (1994). *Wind Turbine Technology: Fundamental Concepts of Wind Turbine Engineering*. New York: ASME Press.
- Johnson, G. L. (2006). *Wind Energy Systems*. Manhattan.
- Nelson, V. (2009). *Wind Energy - Renewable Energy and the Environment*. Florida: Taylor & Francis Group.
- Campos Aranda, D. F. (2007). *Estimación y aprovechamiento del escurriamiento*. San Luis Potosí.
- IEC 61400-12. (2005). *Power performance measurements of electricity producing wind turbines*. Geneva: International Electrotechnical Commission.
- NMX-AA-166/2-SCFI. (2015). *ESTACIONES METEOROLÓGICAS, CLIMATOLÓGICAS E HIDROLÓGICAS. PARTE 2: ESPECIFICACIONES TÉCNICAS QUE DEBEN CUMPLIR EL EMPLAZAMIENTO Y EXPOSICIÓN DE LOS INSTRUMENTOS DE MEDICIÓN DE LAS ESTACIONES METEOROLÓGICAS AUTOMÁTICAS Y CONVENCIONALES*. Norma Mexicana.
- Secretaría de Hacienda y Crédito Público. (2018). *Proyecto de Modernización del Servicio Meteorológico Nacional*. CONAGUA.
- Manwell, J. F., McGowan, J. G., & Rogers, A. L. (2009). *Wind Energy Explained*. United Kingdom: John Wiley & Sons Ltd.
- Burton, T., Jenkins, N., Sharpe, D., & Bossanyi, E. (2011). *Wind Energy Handbook*. United Kingdom: John Wiley & Sons.
- Meteoblue. (20 de 11 de 2019). *Weather Model Theory*. Obtenido de <https://content.meteoblue.com/especificaciones/modelizacion-nmm>
- CONAGUA. (06 de 01 de 2020). *Estaciones Meteorológicas Automáticas (EMAS)*. Obtenido de Sistema de Información y Visualización de Estaciones Automáticas (SIVEA): <https://smn.conagua.gob.mx/es/observando-el-tiempo/estaciones-meteorologicas-automaticas-ema-s>
- Meteoblue. (16 de 03 de 2020). *Validation*. Obtenido de Processes: <https://content.meteoblue.com/en/research-development/processes/validation>
- UL Solutions. (28 de Diciembre de 2017). *Windographer (Version 5) [Software]*. Obtenido de <https://www.ul.com/software/windographer-wind-data-analytics-and-visualization-solution>

TU Delft. (19 de 09 de 2019). *Wind Energy Online Reader*. Obtenido de <http://xn--drmstrre-64ad.dk/wp-content/wind/miller/windpower%20web/en/tour/wres/shelter/index.htm>

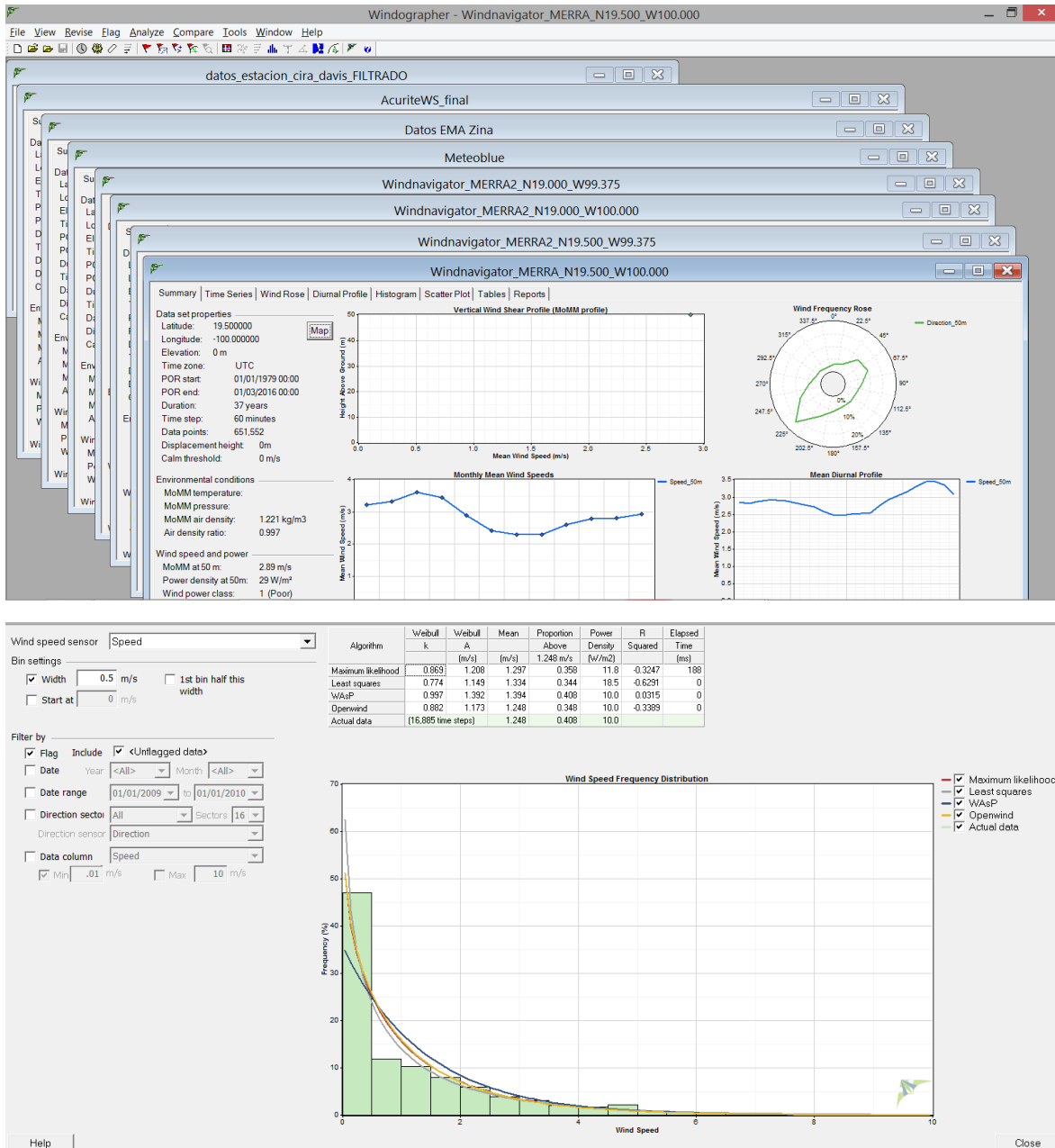
Steven MJ., S. P. (1979). *The estimation of the parameters of the Weibull wind speed distribution for wind energy utilization purposes*. . Wind Eng.

Eskin N, A. H. (2008). *Wind energy potential of Gökçeada Island in Turkey*. Turquia: Renewable and Sustainable Energy Reviews.

9 ANEXOS

9.1 ANEXO A

Interfaz del programa Windographer



9.2 ANEXO B

Ubicación de la estación IITCA



0°



22.5°



45°



67.5°



90°



112.5°



135°



157.5°



180°



202.5°



225°



247.5°



270°



292.5°



315°



337.5

9.3 ANEXO C

Interfaz del programa en línea “Wind Shade Calculator”

▶ HOME



- ▶ Home
- ▶ Guided tour
 - Wind
 - Turbine siting
 - Roughness & shear
 - Speed calculation
 - Escarpments
 - The roughness rose
 - Variable winds
 - Turbulence
 - Wind obstacles
 - Wind shade
 - Calculator guide
 - Shade calculator
 - Wake
 - The park effect
 - The tunnel effect
 - The hill effect
 - Turbine siting
 - Offshore winds
 - Wind map Europe
 - Wind map Denmark
 - Energy output
 - How does it work?
 - Generators
 - Turbine design
 - Manufacturing
 - R & D
 - Electrical grid
 - Environment
 - Economics
 - History of wind energy
 - Wind energy manual

Wind Shade Calculator

Do not operate the form until this page and its programme have loaded completely. If you are too fast, the programme will complain about missing data, and you will have to click reload.

You should have read about [obstacles](#), [roughness](#) and [porosity](#) before using the calculator.

CALCULATOR

? Turbine hub height m

? Distance between obstacle and turbine m

? Roughness length m
= roughness class ▾

? Obstacle height m

? Obstacle width m
= % of sector width

? Porosity %
= ▾

for

m/s hub height wind speed

?

? Result: % wind speed decrease*

= % energy loss in this sector*

Click in grey squares to insert or remove obstacles

Energy in per cent of undisturbed airflow

70 75 80 85 90 95 100

Select obstacle porosity:

0%= 30%= 50%= 70%=

*

To print the results of the plotter programme you should make a [screen dump](#)

9.4 ANEXO D

Ubicación de la estación Acurite



Fotografía Norte-Sur