



BENEMÉRITA UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE PUEBLA

FACULTAD DE CIENCIAS DE LA ELECTRÓNICA

DISEÑO DE UNA TURBINA DE AEROGENERADOR DE
EJE VERTICAL DE BAJA POTENCIA PARA SU USO EN
ZONAS RESIDENCIALES EN LA CIUDAD DE PUEBLA

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:

LICENCIADO EN INGENIERÍA EN ENERGÍAS
RENOVABLES

PRESENTA:

JOSÉ URIEL FLORES ARELLANO

TUTORES:

DR. LUIS ARMANDO MORENO CORIA
DR. GERMAN ARDUL MUÑOZ HERNÁNDEZ



Puebla, Puebla, 2023

Dedicatoria

Dedico esta tesis a mi familia, por siempre haber estado para mí en esta etapa de formación académica.

Agradecimientos

Agradezco a todos los profesores y profesoras que me motivaron a ser un mejor estudiante y crearon en mí el interés por investigar y aprender sobre nuevos temas.

Gracias a mis amigos y amigas, que siempre me brindaron un gran apoyo moral y humano en toda mi estancia en la universidad.

Introducción

Los primeros usos de la energía por la humanidad son documentados hace más de 1 millón de años [1], cuando el homo sapiens utilizó el fuego para cocinar sus alimentos y ahuyentar a sus depredadores y no es hasta la época de los romanos donde comienza el estudio de la energía eléctrica mediante la observación de peces eléctricos.

La energía eléctrica ha tenido un papel fundamental dentro de nuestra sociedad desde el momento en que fue concebida como una herramienta y fue utilizándose para el desarrollo de muchos sectores de la sociedad. Los primeros en percatarse del fenómeno eléctrico fueron los antiguos egipcios hacia el año de 2750 a.c. con la observación de peces eléctricos [2]. Posteriormente otras culturas como los romanos, los griegos y los árabes también harían observaciones al respecto [3]. Con el avance de nuestra sociedad en el entendimiento de cómo funciona nuestro entorno podemos encontrar a pioneros en la investigación como William Gilbert, que en el siglo XVII realizó uno de los primeros estudios de electricidad y magnetismo [4], las primeras investigaciones guiadas por el método científico llegan dos siglos después con científicos como Antonio Volta [5] y C. Augustin Coulomb [6], y para el siglo XIX podemos encontrar a grandes científicos como Ampère, Faraday y Maxwell [6].

Un momento importante en la integración de la energía eléctrica en la sociedad fue con la generación industrial de la electricidad para la iluminación eléctrica de calles y viviendas y es en este tiempo, cuarto final del siglo XIX, donde la electricidad es parte fundamental de la segunda revolución industrial convirtiéndola en una de las principales fuerzas motrices [6]. Fue el momento de grandes inventores como Nikola Tesla [7], Von Siemens [6] o Alva Edison, siendo este último quien entendió la relación entre el desarrollo tecnológico y el mercado, sentando las bases para la integración de la innovación tecnológica como una actividad industrial [8]. Con la llegada de la tercera revolución industrial

y la integración de las tecnologías de la información, se establece que la energía es uno de los pilares fundamentales en el desarrollo de la sociedad, la necesidad de energía será cada vez mayor. Ambos procesos y la historia venidera dan origen a la crisis energética y medioambiental que se vive hoy en día, y dado que el consumo energético será igual o mayor acorde a la historia de la humanidad, será necesario el desarrollo de nuevas y mejores formas de obtener energía a partir de recursos energéticos renovables. Uno de estos recursos renovables es el viento, un fenómeno cíclico que obtiene su energía para completar el ciclo del sol, mediante el alcance de su radiación eleva la temperatura de las masas de aire más cercanas a la superficie de la atmósfera, mientras que las masas de aire por debajo de esta permanecen a temperaturas menores, originando un intercambio térmico llamado convección atmosférica que provoca el movimiento de estas masas creando así corrientes de viento [9]. Estas ráfagas de viento pueden ser aprovechadas para el movimiento de aspas que a su vez concentran toda la energía hacia un generador eléctrico el cual transforma la energía cinética en energía eléctrica, este generador junto con otros mecanismos e instrumentos es dispuesto en una sola máquina llamada aerogenerador [25]. Existen 2 grandes categorías de aerogeneradores en función de la orientación de su eje, aerogeneradores de eje vertical y aerogeneradores de eje horizontal, en los últimos años la comunidad científica ha concentrado sus esfuerzos en el desarrollo de eje horizontal, sin embargo, este tipo de tecnología ha resultado envuelta en conflictos de índole medioambiental, además de que su transporte y emplazamiento son cuestiones complejas en su ejecución, una alternativa al uso de estos dispositivos son los aerogeneradores de eje vertical. Una de las principales características de los aerogeneradores de eje vertical es su tamaño, son pequeños en comparación con las grandes estructuras de los de eje horizontal, y es por esta característica que el impacto ambiental en cuanto a su emplazamiento es mínimo, esta tecnología puede ser utilizada en entornos urbanos y rurales, además de poder ser instalada en viviendas para brindar un esquema de interconexión o un sistema aislado [11]. Dado que hace falta más desarrollo de este campo, en este trabajo de investigación se propone un modelo de turbina de aerogenerador de eje vertical que pueda suplir necesidades energéticas en entornos urbanos.

Índice general

Agradecimientos	II
Introducción	III
1 Recurso Energético	1
§1.1 Energía eólica	1
§1.2 Recurso eólico	3
§1.3 Origen de los vientos	3
§1.4 Características del viento urbano	4
§1.4.1 Turbulencia en el viento	6
§1.4.2 Distribución de Weibull	7
§1.5 Recurso energético en sitio	8
§1.6 Justificación	11
§1.7 Objetivos	12
2 Aerogeneradores	14
§2.1 Principio de funcionamiento	14
§2.1.1 Fuerza de arrastre y sustentación	14
§2.1.2 Ley de Betz	15
§2.1.3 Perfil aerodinámico	16
§2.2 Tipos de aerogenerador	17
§2.2.1 Aerogeneradores de eje horizontal (HAWT)	17
§2.2.2 Aerogeneradores de eje vertical (VAWT)	19
§2.3 Potencia teórica del viento	23
§2.4 Relación de velocidad punta	23

§2.5	Coefficiente de potencia	24
§2.6	Selección de aerogenerador	25
3	Estudio experimental	30
§3.1	Modelo de turbina Savonius estándar	31
§3.2	Modelo de turbina ICEWIND	36
§3.3	Modelo de turbina Ehecatl	42
§3.4	Consideraciones en la comparación de los modelos	48
§3.5	Software utilizado	50
§3.6	Simulación CFD	51
§3.6.1	Dominio y generación de malla	52
§3.6.2	Configuración y solución de las simulaciones	55
4	Análisis de resultados y conclusiones	60
§4.1	Consideraciones de los resultados	60
§4.2	Comparación de turbinas	62
§4.3	Caracterización turbina Ehecatl	64
§4.4	Conclusiones y desarrollo futuro	72

Índice de figuras

1.1	Parque eólico de aerogeneradores de eje horizontal ubicado en Fluvanna, Texas [10].	1
1.2	Representación ideal de la interacción entre el planeta tierra y los rayos solares	3
1.3	Ilustración simplificada de circulación atmosférica del viento [13].	4
1.4	Ilustración de las subcapas de la troposfera en conjunto con las capas verticales en las que se puede dividir una ciudad [14].	5
1.5	Ilustración de distribución de Weibull [21].	7

1.6	Ubicación de los puntos para el análisis del perfil de viento	9
1.7	Histograma de velocidad de viento	10
1.8	Distribución de Weibull	11
2.1	Perfil aerodinámico de tipo NACA 0012 interactuando con líneas de corriente. Imagen de Michael Belisle.	16
2.2	Esquema de un aerogenerador de eje vertical (obtenido del departamento de energía de EUA)	18
2.3	Estructura simple de una turbina Savonius. Modificado de [22]	20
2.4	A) Aerogenerador Darrieus B) Diagrama de funcionamiento de aerogenerador Darrieus. Imagen de dominio público	21
2.5	Partes de aerogenerador tipo Rotor H [29].	22
2.6	Grafica comparativa de coeficiente de potencia entre diferentes aerogeneradores [32].	25
2.7	Diagramas de los parámetros constructivos [34-37]	28
3.1	Dos vistas de modelo Savonius estándar	31
3.2	Plano transversal de modelo Savonius estándar	32
3.3	Gráfica TSR vs Coeficiente de potencia de diseño Savonius estándar [37].	34
3.4	Gráfica de TSR contra CP de turbinas de tipo Savonius con diferente número de aspas [40].	34
3.5	A) Variación de CP contra TSR para 2 y 3 aspas, B) Variación de CP contra velocidad de viento para diferente relación de aspecto	35
3.6	Comparación entre turbinas Savonius con o sin discos [40].	35
3.7	a) Tamaño d discos utilizados en el estudio b) Comparación de la misma turbina Savonius con platos de diferentes tamaños [40].	36
3.8	Modelos de turbina ICEWIND [38].	37
3.9	Diseño de las hélices de turbina ICEWIND	38
3.10	Obtención de la curvatura para cada hélice	39
3.11	Diseño de estructura final de modelo ICEWIND	40
3.12	Gráfica de la comparación de coeficiente de potencia [38].	41

3.13	Gráfica de la comparación de torque [38].	42
3.14	Turbina Ehecatl	43
3.15	Guías y perfil de aspas	43
3.16	Vista área de turbina Ehecatl	44
3.17	Gráfica de la ecuación de Myring con variaciones en n [42].	45
3.18	Gráfica de coeficiente de potencia contra TSR de turbina estándar Savonius con variaciones basadas en la ecuación de Myring [42].	46
3.19	Coeficiente de torque de cada una de las turbinas con diferente rotación [45].	47
3.20	Área de sólido de revolución de turbina Icewind	49
3.21	Interfaz de usuario COMSOL Multyphysics	50
3.22	Interfaz de usuario ANSYS Fluent	51
3.23	Entorno de pruebas	52
3.24	a) Vista superior de diagrama de dominios en la simulación b) Vista en perspectiva de diagrama de dominios en la simulación	53
3.25	Perspectiva del enmallado del dominio no dinámico, sin el volumen del do- minio dinámico y sin la turbina.	54
3.26	Perspectiva del enmallado del modelo completo con cada uno de elementos en su posición.	55
3.27	Configuración del modelo de viscosidad y del método de la solución	57
3.28	Ejemplo de los residuos obtenidos durante el desarrollo de las simulaciones	58
3.29	Proceso de solución en curso	59
4.1	Gráfica de velocidad de viento a diferentes alturas en el lugar de instalación	61
4.2	Imagen Turbina VAWT instalada sobre un poste [55].	62
4.3	Gráfica de comparación de velocidad angular de las tres turbinas a una velocidad de viento de 3m/s	63
4.4	Gráfica de comparación de torque de las tres turbinas a una velocidad de viento de 3m/s	63
4.5	Gráfica de comparación de potencia generada de las tres turbinas a una velocidad de viento de 3m/s	64

4.6	Izquierda: Velocidad tangencial de la turbina Ehecatl a una velocidad de viento de 5m/s, derecha: Velocidad angular de la turbina Ehecatl a una velocidad de viento de 5m/s	65
4.7	Izquierda: Torque de la turbina Ehecatl a una velocidad de viento de 5m/s, derecha: Potencia de la turbina Ehecatl a una velocidad de viento de 5m/s	66
4.8	Izquierda: Comportamiento del viento de 5m/s, derecha: Potencia de la turbina Ehecatl a una velocidad de viento de 5m/s , sin los valores previos a la velocidad constante de viento.	66
4.9	Gráfica de TSR contra Coeficiente de Potencia.	67
4.10	Curva de potencia de la Turbina Ehecatl	68
4.11	Gráfica de Coeficiente de Potencia contra velocidad de viento	69
4.12	Coeficiente de Torque contra velocidad de viento	69
4.13	Potencia disponible en el viento y generada por la turbina	71
4.14	Potencia generada por la turbina Ehecatl a lo largo de un día	71

Capítulo 1

Recurso Energético

1.1. Energía eólica

Se conoce como energía eólica a la energía que utiliza al viento como recurso energético, es decir, el aprovechamiento de la energía cinética de las masas de aire, la máquina que se encarga de transformar la energía se llama aerogenerador y lo hace a través de un mecanismo provisto de un generador eléctrico y una turbina eólica, además de otros elementos como pueden ser una caja de engranes, un sistema de posicionamiento e instrumentos de medición, además de los elementos necesarios para su emplazamiento. El tipo de aerogenerador a utilizar depende del lugar de su instalación, la altura, las condiciones climáticas, de los alrededores, además de otros factores.



Figura 1.1: Parque eólico de aerogeneradores de eje horizontal ubicado en Fluvanna, Texas [10].

Este tipo de energía se considera renovable porque utiliza recursos renovables como materia prima para proveer energía eléctrica, para este caso el viento es el recurso que utiliza y como la mayoría de los recursos renovables, es originado por la interacción del planeta tierra con el sol. El viento es en realidad la interacción de dos o más masas de aire a diferentes presiones atmosféricas [9], la presión atmosférica de estas masas depende de cuanta energía en forma de calor han absorbido de la superficie terrestre, una vez que se alcanzan los parámetros adecuados la temperatura, presión y humedad, empieza a suceder un fenómeno termodinámico llamado convección atmosférica en el cual las masas de aire comienzan a circular dando origen al viento. Dado que esta energía está basada en recursos renovables su impacto medioambiental es menor en comparación con plantas de energía de combustibles fósiles, como el carbón o el gas natural.

Como se mencionó anteriormente, el tipo de aerogenerador a utilizar para la transformación de energía está en función del tipo de recurso eólico disponible, de manera muy general podemos notar que para la generación de grandes cantidades de energía se utilizan múltiples aerogeneradores de eje horizontal de gran tamaño (Figura 1.1), este agrupamiento recibe el nombre de parque eólico, su instalación puede ser en tierra o en el mar, para su emplazamiento es necesario hacer un estudio sobre el lugar donde se instalaran, las redes de transmisión eléctrica más cercanas, planeación de las rutas para el transporte de los aerogeneradores, el estudio del recurso eólico de lugar, el pronóstico de la cantidad de energía que generara el parque eólico y muchos otros requisitos a tener en consideración, en general se trata de un proceso extenso y meticuloso. Por otra parte, cuando se trata de micro generación o generación en sitio, se utilizan aerogeneradores de eje vertical, los cuales pueden ser utilizados en un esquema de interconexión o en un sistema aislado de la red eléctrica, la instalación y mantenimiento de estos es sencillo, pueden ser emplazados en medios rurales y urbanos [11]. De acuerdo con la Asociación Mexicana de Energía Eólica (AMDEE), en el año 2020 México contaba con 6,237 MW de capacidad de generación [12], de los cuales 1,279 MW se instalaron en 2019, el total de esta capacidad se encuentra principalmente instalada en los estados de Oaxaca, San Luis Potosí, Tamaulipas y Coahuila.

1.2. Recurso eólico

Para el crear el diseño de un aerogenerador de eje vertical primero es necesario conocer el tipo de viento al que este será sometido, además de la clasificación de aerogeneradores antes nombrada (en función de la orientación de su eje de rotación), también es posible agrupar a los aerogeneradores con base en la fuerza generada en la turbina según el tipo de viento, habiendo dos grandes categorías, las turbinas que utilizan la sustentación o el arrastre del viento. En esta sección se expondrán temas relacionados con las características y consideraciones del viento, así como la adquisición y tratamiento de los datos a utilizar.

1.3. Origen de los vientos

La razón principal del origen de los vientos es una diferencia en cuanto a la presión atmosférica de los gases entre 2 masas de aire, esto es originado por una diferencia de temperatura causada por la transmisión de calor en forma de convección desde la superficie terrestre al aire de los alrededores.



Figura 1.2: Representación ideal de la interacción entre el planeta tierra y los rayos solares

Como podemos notar es en realidad el sol el que da origen al viento, los rayos solares son absorbidos por la superficie terrestre, es necesario notar que la superficie solar no recibe los rayos solares de manera uniforme dado que la tierra es idealmente una esfera, si pudiéramos representar a los rayos solares como líneas horizontales perpendiculares al eje de rotación de la tierra notaríamos que en los extremos inferior y superior los rayos solares no llegarían con la misma intensidad, como se puede observar en la figura 1.2. Esto

causaría que el viento rotara desde el polo norte y el polo sur hacía el ecuador, sin embargo, esto no es así.

Otro factor importante que influye en como se comporta el viento es la rotación de la tierra, que a su vez genera el efecto Coriolis, afectando directamente a los flujos de las masas de aire, creando un sistema de corrientes complejo y cambiante. Además de las fuerzas de fricción presentes y la fuerza gravitatoria [13]. Una versión simplificada puede verse en la figura 1.3.

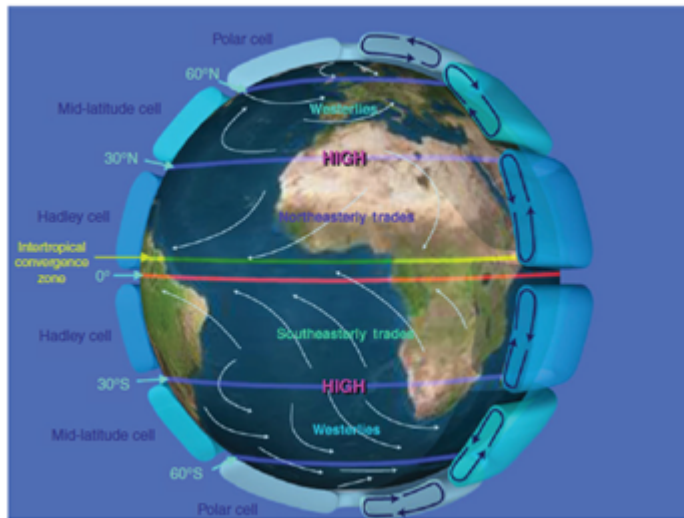


Figura 1.3: Ilustración simplificada de circulación atmosférica del viento [13].

1.4. Características del viento urbano

Para nuestro objeto de estudio no es necesario tener en consideración este sistema complejo de los vientos, si no uno más simple. La atmosfera está dividida en capas de manera vertical, estas capas dan nombre a 10 divisiones [13], siendo la exosfera la más lejana, a unos 700km desde la superficie terrestre, y la troposfera la capa más cercada a la superficie terrestre, que se extiende desde la superficie hasta 10km por encima. Teniendo en cuenta que el diseño del aerogenerador está planeado para que este sea instalado en la parte más alta de las viviendas, nuestro marco referencial respecto a la dinámica del viento es diferente, las subcapas de la troposfera que toman relevancia para el análisis del viento, así como las capas referenciales en las que se puede dividir una ciudad se pueden

ver en la figura 1.4, se enlistan y se definen a continuación:

- Capa de dosel urbano (Urban canopy layer UCL) : La distancia desde el suelo hasta aproximadamente la altura de los techos.
- Capa limite urbana (Urban boundary layer UBL) : La sección desde el nivel de los techos hacia arriba afectada por turbulencia del viento urbano
- Capa limite planetaria (Planetary boundary layer PBL) : Tambien conocida como capa limite de atmosfera, es la parte de la atmosfera más cercana a la superficie terrestre contenida en la troposfera, su altura es de 1km.
- Capa superficial (Superficial layer) : La altura de esta capa varia con la hora del día y la estabilidad atmosférica, esta puede tener una altura desde 50m hasta 200m.
- Capa de Ekman (Ekman layer) : Se caracteriza por el hecho de que existen 3 fuerzas balanceadas, el gradiente de presión, la fuerza de fricción y la fuerza el efecto Coriolis.
- Atmosfera libre(free atmosphere) : Se define como la capa donde las fuerzas de fricción de vuelven despreciables, es decir, la superficie terrestre no tiene influencia en esta capa.

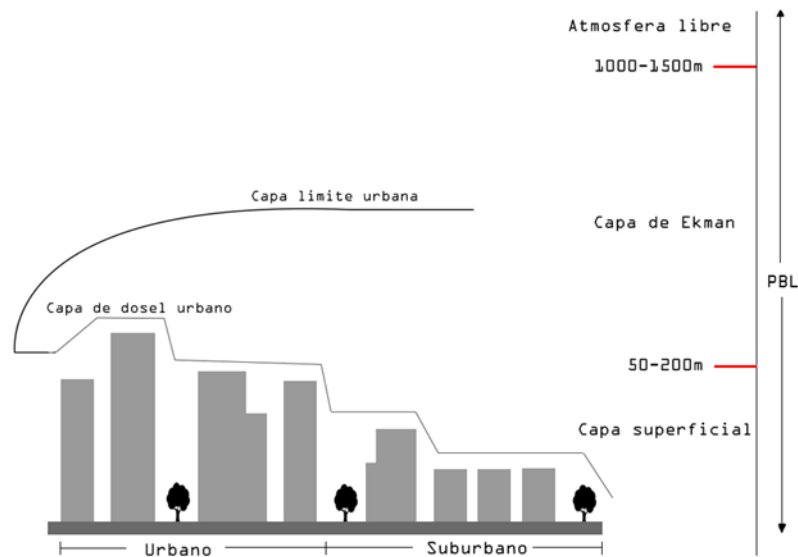


Figura 1.4: Ilustración de las subcapas de la troposfera en conjunto con las capas verticales en las que se puede dividir una ciudad [14].

En las ciudades el comportamiento del viento en la capa de dosel es muy variable debido a las diferentes alturas de los edificios, esta variación en su longitud es vista como una superficie rugosa, esta superficie afecta en gran medida las características del viento, tales como: Velocidad, escala e intensidad de turbulencia y el arrastre superficial [15]. En esta superficie rugosa, el viento depende particularmente de la posición, altura y forma de los edificios, este comportamiento turbulento se extiende por encima de la capa de dosel hasta la capa de límite urbana, la separación de estas es de 2 a 5 veces la altura promedio de los elementos en la capa de dosel [16]. Por lo que para el diseño del aerogenerador hay que tomar en cuenta que este operara en una región con un viento turbulento.

1.4.1. Turbulencia en el viento

El flujo de viento puede comportarse de dos maneras según la mecánica de fluidos, puede comportarse como un flujo laminar o como un flujo turbulento, esto es de especial interés para esta investigación ya que podemos caracterizar de mejor manera el recurso energético. El comportamiento del viento es diferente en estos estados, por una parte cuando se trata de un flujo laminar, podemos observar una trayectoria suave, el fluido fluye en capas paralelas de manera regular por lo que podemos esperar mucha estabilidad en cuanto a su comportamiento, por otra parte el flujo turbulento se caracteriza por los fenómenos de recirculación y remolinos, y el movimiento irregular de las partículas del fluido, durante este estado la velocidad del viento experimenta cambios continuos de dirección y de velocidad, por lo tanto es difícil predecir un comportamiento [17]. Para la caracterización del recurso eólico es conveniente utilizar la intensidad de turbulencia para conocer que tanto van a variar los vientos. La intensidad de turbulencia se define como la desviación típica de la velocidad del viento dividida por la velocidad media del viento, cuando la desviación típica y la velocidad media han sido determinadas a partir de un mismo conjunto de datos de velocidad del viento, tomadas sobre un periodo de tiempo especificado [19][20], la ecuación de la intensidad de turbulencia se muestra a continuación (Ecuación 1.1).

$$I_u = \left(\frac{\sigma}{V} \right) \cdot 100 \% \quad (1.1)$$

Donde σ es la desviación estándar en m/s y v es la velocidad media del viento a la altura en la que se requiere obtener la turbulencia, de igual manera en m/s. Los valores típicos de la intensidad de la turbulencia medidos con anemómetros de copa se encuentran en el rango de 3 % a 20 % y los valores cerca de la superficie van de 10 % a 40 % [33].

1.4.2. Distribución de Weibull

Además de saber la turbulencia del viento basándonos en la variación de velocidad, es necesario saber de manera general cual es el recurso eólico del que se dispone la mayor parte del tiempo en el lugar de instalación del aerogenerador. Para ello podemos utilizar una función para entender la distribución de probabilidad de que la velocidad de viento ocurra, esta función es llamada distribución de Weibull, se puede observar un ejemplo en la figura 1.5.

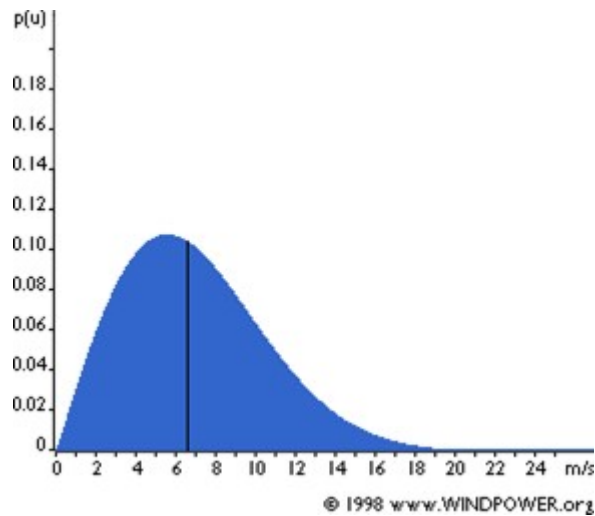


Figura 1.5: Ilustración de distribución de Weibull [21].

Como podemos ver en la figura 1.5, se trata de una gráfica de la distribución de la probabilidad, el área total bajo la curva es igual a 1, como podemos observar hay una línea negra que atraviesa la gráfica de manera vertical en 6.6 m/s, esta línea es la mediana de la distribución, significa que la mitad del tiempo el viento tendrá velocidades menores de 6.6m/s y la otra mitad del tiempo a velocidades mayores [21]. Para poder utilizar esta función es necesario conocer 2 parámetros, el parámetro de forma k que varía entre 1 y 3, y el parámetro de escala A , cuando se tienen esos parámetros es posible utilizar la fórmula

de la distribución de Weibull [13] que se muestra a continuación, donde $f(u)$ es la frecuencia de que esa velocidad de viento ocurra y u es la velocidad de viento, como se muestra en la ecuación 1.2.

$$I_u = \frac{k}{A} \left(\frac{u}{A}\right)^{k-1} \exp\left(-\left(\frac{u}{A}\right)^k\right) \quad (1.2)$$

1.5. Recurso energético en sitio

Es importante disponer de una base de datos confiable, desde donde podemos tomar los datos como datos de entrada para realizar una simulación al diseño del aerogenerador. Por lo que en este apartado se explica todo lo relacionado a la adquisición y tratamiento de datos. En un principio se buscó obtener la información de estaciones meteorológicas locales, sin embargo las estaciones a cargo de la Comisión Nacional del Agua (CONAGUA) no cuentan con anemómetro por que se optó por buscar los datos de velocidad de viento desde una aplicación llamada NASA POWER(<https://power.larc.nasa.gov/docs/methodology/data/>), esta aplicación utiliza metodología llamada reanálisis atmosférico que mediante la observación de satélites y los datos históricos disponibles utiliza la técnica matemática de asimilación de datos, permitiendo tener información que se ajusta mejor a los datos reales que otros modelos matemáticos [18].

Para tomar una decisión sobre el tipo de la turbina a utilizar es necesario analizar el perfil eólico que existe en la ciudad de Puebla, Puebla, México. Para ellos se tomaron 3 puntos de la ciudad de Puebla para el análisis de las mediciones históricas de velocidad de viento, los puntos tomados son los siguientes:

- Punto 1: 19.045010128677596, -98.19656134217753
- Punto 2: 19.07553440088361, -98.17486159787968
- Punto 3: 19.013748623585187, -98.22097014356841

Los puntos que fueron seleccionados con la intención de obtener un promedio de la velocidad promedio de viento en la ciudad, es por eso por lo que se encuentran distribuidos

en la ciudad. Las coordenadas de los puntos seleccionados son las siguientes, estos puntos también pueden ser apreciados en la figura 1.6.

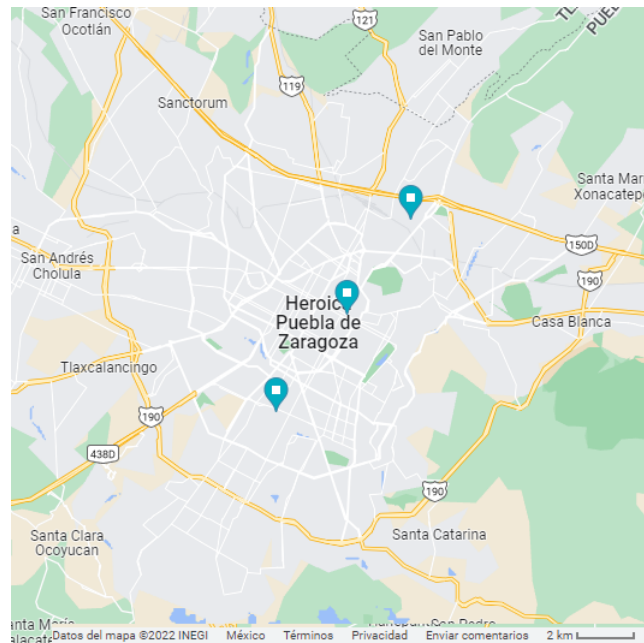


Figura 1.6: Ubicación de los puntos para el análisis del perfil de viento

Los datos obtenidos mediante la aplicación de NASA POWER proporcionan las siguientes variables: velocidad de viento mínima, máxima y rango a una altura de 10m y 50m, estos datos son de los meses comprendidos entre el año 2015 al 2020, sin embargo, para en análisis para el perfil de viento únicamente utilizaremos los datos de velocidad de viento a 10m de altura.

Una vez obtenidos los datos mensuales para el análisis del recurso eólico en los 3 puntos mencionados, es notable que debido a la proximidad que existe entre los puntos no se encontraron grandes variaciones en cuanto a la velocidad del viento en una comparación entre los 3 puntos, por lo que únicamente tomaremos la información de uno de los puntos para el análisis del perfil de viento.

Se eligieron los datos de 10m de altura, dado que es la menor altura de la que se tiene registro, los datos pueden ser observador en la tabla 1.1.

Tabla 1.1: Velocidad de viento promedio mensual a 10m de altura entre el año 2015 y 2020.

Mes\Año	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Enero	3.53	3.02	2.89	3.84	3.1	3.48
Febrero	3.05	3.62	3.09	2.75	2.91	3.34
Marzo	3.13	3.66	3.01	2.82	3.27	2.91
Abril	2.95	3.05	2.8	2.66	3.13	2.8
Mayo	2.02	2.34	2.23	2.04	2.77	2.48
Junio	2.44	2.26	1.88	3.09	2.68	2.73
Julio	2.8	2.67	2.59	2.84	2.3	2.52
Agosto	2.84	2.48	2.3	2.68	2.13	2.69
Septiembre	2.2	2.14	2.3	2.41	2.37	2.41
Octubre	3.56	3.27	3.62	2.98	2.77	3.25
Noviembre	3.16	3.03	3.05	2.57	2.85	4.02
Diciembre	3.06	3.19	2.99	2.96	2.64	2.69

Un par de herramientas que nos pueden ayudar para tomar esta decisión son el histograma de velocidad de viento y la distribución de Weibull.

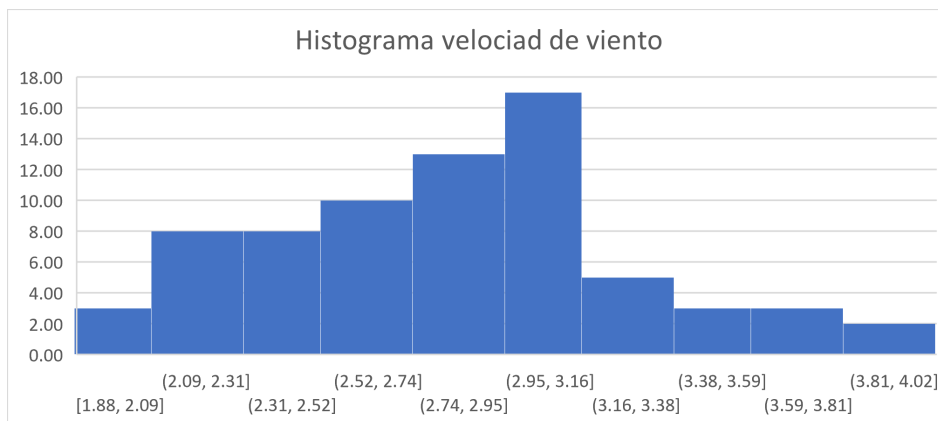


Figura 1.7: Histograma de velocidad de viento

Un histograma de velocidad nos permite ver el rango de velocidad de viento que tiene más mediciones, como podemos ver en la figura 1.7, para el perfil de viento de la ciudad se tienen más presentes velocidades de viento entre 2.95 m/s y 3.16 m/s, para ser exactos tenemos 17 mediciones dentro de ese rango de un total de 72 mediciones. Sin embargo, esto no basta para el pronóstico de las velocidades de viento que nuestra turbina dispondrá para la generación de energía, a continuación, se muestra una gráfica de Weibull la cual nos indicará la probabilidad de que ocurran las velocidades de viento.

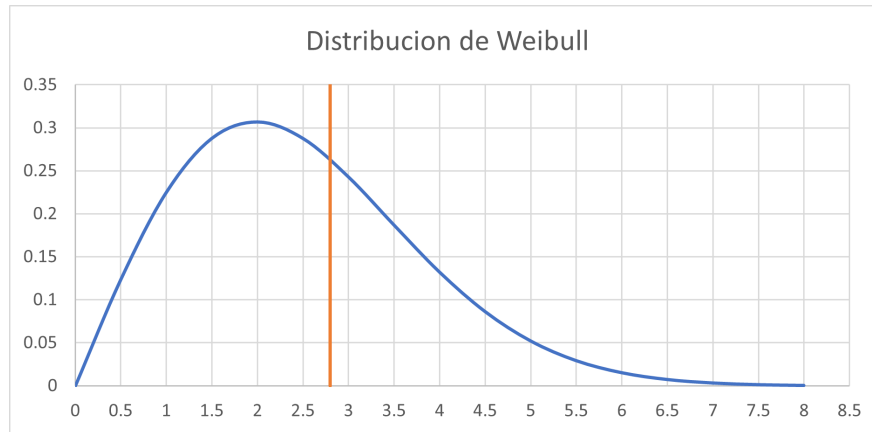


Figura 1.8: Distribución de Weibull

Como podemos apreciar en la figura 1.8, tenemos una velocidad promedio de 2.79 m/s que es donde se encuentra la línea anaranjada, esto quiere decir que tendremos una probabilidad de 50% de que los vientos sean de 0 a 2.79 m/s, y otro 50% de probabilidad de que el viento sea de 2.79

1.6. Justificación

El calentamiento global generado en una gran medida por el uso de energías convencionales ha impulsado a la humanidad a optar a el uso de energías renovables, una de las energías de las que más se ha popularizado debido a su capacidad de generación es la energía eólica, sin embargo, la generación con este tipo de manera convencional puede llegar a tener un impacto negativo si las prácticas en la instalación de este tipo de tecnologías no se hacen de manera adecuada, es necesario notar que, aunado a lo anterior, el emplazamiento de aerogeneradores de eje horizontal suele hacerse alejado de centrales de distribución eléctrica provocando así también, que exista un desgaste natural en el tendido eléctrico al realizar él envío de energía a centrales de distribución.

Debido al gran tamaño de estas tecnologías, la única manera de utilizar este recurso energético para la extracción de energía en un entorno urbano o aislado de la red es utilizando aerogeneradores de baja potencia, dentro de esta categoría podemos encontrar que se dividen en función de la posición de su eje, dentro de esta categoría podemos encontrar que los aerogeneradores de eje vertical ofrecen ventajas en cuando al uso del

recurso energético cuando es comparado con los aerogeneradores de eje horizontal.

Algunos modelos de aerogenerador de eje vertical (VAWT), no necesitan que el viento provenga de una dirección específica para funcionar, así mismo tienen una velocidad de arranque menor que el promedio de los aerogeneradores de eje horizontal, su emplazamiento tiene un impacto mínimo en el medio que son instalados, requieren menor mantenimiento que los de eje horizontal, además de que tienden a hacer menos ruidosos y por tanto no suelen perturbar el medio mientras generan energía.

1.7. Objetivos

Objetivo General

- Diseñar y caracterizar un aerogenerador de eje vertical tipo Savonius de baja potencia para su uso en zonas residenciales en la ciudad de Puebla

Objetivos específicos

- Recopilar de estaciones meteorológicas u otros medio información sobre el tiempo atmosférico, con el fin generar una base de datos fiable de la zona de instalación en la ciudad de Puebla.
- Diseñar una turbina de tipo Savonius para la generación de energía eléctrica con las condiciones climáticas de la ciudad de Puebla, México.
- Realizar simulaciones de mecánica de fluidos para comprobar la funcionalidad del dispositivo en las condiciones previstas.
- Caracterización del modelo generado, así como la comparación de este con otros 2 modelos del mismo tipo en condiciones de viento iguales

Este trabajo está organizado por capítulos, a continuación, una reseña de cada uno de ellos, en el capítulo 1 se realizó una breve explicación sobre el recurso eólico, de como es el comportamiento del viento a diferentes alturas de la atmosfera, así como un reconocimiento

del recurso eólico del lugar pensado para la instalación de esta turbina. El capítulo 2 está constituido por una investigación de los tipos de aerogeneradores que existen, las tecnologías y principios que utilizan para funcionar, una tabla comparativa de los tipos de aerogeneradores, de este capítulo se concluye que tipo de aerogenerador se utilizara de base para diseñar la turbina Ehecatl.

En el capítulo 3 se presenta el estudio experimental, el cual incluye una explicación en la elaboración de cada uno de los 3 modelos tridimensionales, se incluyen sus medidas y algunos estudios científicos realizados con anterioridad de las características de diseño que aumenta la eficiencia, así también se explica cómo fueron las simulaciones realizadas. El capítulo 4 es el análisis de resultados y conclusiones, en este capítulo se muestran los resultados obtenidos de las simulaciones en forma de gráficas, se realiza un análisis de resultados para encontrar la curva de potencia de la turbina, además de encontrar el coeficiente de potencia de la turbina Ehecatl.

Capítulo 2

Aerogeneradores

En este capítulo mostraremos una explicación del funcionamiento de las turbinas, 2 principios básicos: el principio de arrastre y el principio de sustentación, estos 2 principios son los que cimientan el funcionamiento de este tipo de turbinas, en este capítulo se resumirán de manera general las características físicas de cada tipo de turbina, así como la influencia del diseño con la generación de energía.

2.1. Principio de funcionamiento

Los aerogeneradores son las maquinas eléctricas que nos permiten aprovechar la energía del viento y transformarla en energía eléctrica, existen de diferentes tamaños y tipos por lo que pueden ser clasificados por diferentes rubros, en este trabajo investigativo los dividiremos entre la orientación de su eje de rotación. Más adelante se explicarán las características de los aerogeneradores de eje vertical (VAWT) y aerogeneradores de eje horizontal (HAWT) pero antes abordaremos los fundamentos para hacer posible la rotación de las turbinas de cualquier tipo de aerogenerador.

2.1.1. Fuerza de arrastre y sustentación

La mayoría de los generadores utilizan alabes o hélices orientadas y colocadas en posiciones específicas para lograr la rotación de su eje, desde el punto de vista aerodinámico

cuando uno de estos elementos se mueve relativo al viento, este genera una fuerza aerodinámica hacia atrás dependiendo del ángulo y de la posición. Esta fuerza aerodinámica es comúnmente dividida en 2 componentes que actúan en el cuerpo, la fuerza de arrastre y de sustentación [23]. La fuerza de arrastre actúa en dirección opuesta relativa al movimiento de cualquier objeto respecto al fluido que lo rodea, esta fuerza es dependiente de la velocidad del fluido, en este caso viento. La fuerza de arrastre es proporcional a la velocidad de un flujo laminar y el cuadrado de la velocidad de un flujo turbulento y es independiente a la viscosidad del fluido. Esta fuerza siempre disminuye la velocidad del fluido relativa al objeto sólido en interacción del camino del flujo. El componente de sustentación es una fuerza que actúa perpendicular al flujo del viento. Esta fuerza contrasta con la fuerza de arrastre que actúa de manera paralela al flujo, este tipo de fuerza es mayormente asociada con las alas de los aviones, en este mismo ejemplo la fuerza de sustentación es la que actúa contraria a la fuerza de gravedad, aunque en realidad la dirección de esta fuerza varía conforme a la dirección del viento, no de la gravedad.

2.1.2. Ley de Betz

Albert Betz fue un físico alemán que en 1926 formuló en su libro “Wind-Energie” una ley que concluye que ninguna turbina de viento podrá convertir más de $16/27$ (59.3 %) de la energía cinética del viento a energía mecánica para hacer girar el rotor. Los aerogeneradores extraen energía del viento disminuyendo su velocidad, si una turbina fuera 100 % eficiente tendría que detener el viento en un 100 % siendo equivalente a colocar un disco sólido contra el flujo del viento que no podría rotar y por tanto no podría generar energía. Entonces la eficiencia de potencia máxima que puede alcanzar cualquier aerogenerador es de 0.59, agregando todos los componentes que debe de llevar un aerogenerador para garantizar su durabilidad y resistencia resultaría en un el límite de Betz de valores aún menores (0.35-0.45) aún en las turbinas mejor diseñadas [24]. Si tomamos en cuenta otras ineficiencias del sistema completo de los aerogeneradores, como baleros, transmisión de energía o el generador, veríamos que solo entre el 10 %-30 % de la energía cinética del viento es realmente convertida a energía eléctrica.

2.1.3. Perfil aerodinámico

Algunos tipos de aerogeneradores utilizan perfiles aerodinámicos en sus hélices, esto se refiere a la forma del área transversal de las hélices, un ejemplo de esto puede ser observado en la figura 2.1, cuando este perfil interactúa con el viento es capaz de crear un equilibrio de fuerzas que genere una fuerza de sustentación, este concepto es ampliamente usado en aviones, transbordadores o en rotor de helicópteros.

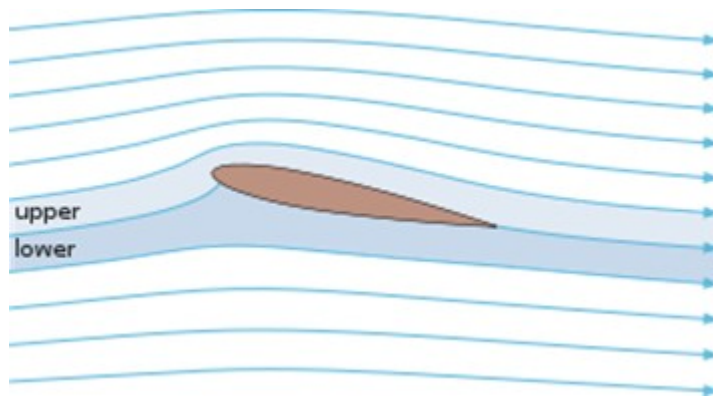


Figura 2.1: Perfil aerodinámico de tipo NACA 0012 interactuando con líneas de corriente. Imagen de Michael Belisle.

El diseño del perfil varía según las necesidades de diseño puede variar su grosor, su simetría o su longitud, para el caso de la generación de energía el diseño cambia según el tipo de aerogenerador, para el tipo Darrieus se utilizan perfiles simétricos, sin embargo, para aerogeneradores de eje horizontal el diseño puede no ser simétrico y tener variaciones en el ángulo de ataque, es decir el ángulo con el que el perfil tiene contacto con el viento. Existen perfiles ya estandarizados y probados, principalmente desarrollados por Comité Nacional de Aeronáutica de los Estados Unidos (NACA), antecesor de la NASA[30]. Para cuestiones de diseño es conveniente partir de un diseño estandarizado y hacer ligeras variaciones según las necesidades de diseño, para el caso de generación de energía en aerogeneradores de eje vertical se ha comprobado que para aerogeneradores tipo H o Darrieus es mejor utilizar un perfil que tenga curvatura para compensar su falta de auto inicio a velocidades de viento bajas [29].

2.2. Tipos de aerogenerador

Como se ha mencionado anteriormente, podemos clasificar a todos los aerogeneradores en diferentes categorías, en este trabajo de investigación lo haremos separándolos según el sentido de su eje de rotación, a continuación, resumiremos en que se diferencian, cuales son sus ventajas y desventajas, y en que escenarios es mejor la instalación de uno o de otro.

2.2.1. Aerogeneradores de eje horizontal (HAWT)

Este tipo de aerogeneradores tienen rotación horizontal al suelo y operan de manera paralela al flujo del viento, este tipo de aerogenerador es el más usado actualmente para la producción de energía y como se ha comentado anteriormente trabajan predominantemente con el principio de fuerza de sustentación. Los componentes de un aerogenerador pueden ser vistos en la figura 2.1 y su funcionamiento es el siguiente [25], el viento interactúa con los alabes fijados al eje, produciendo así la rotación del rotor. Dentro de la góndola, que es lo que resguarda a todos los mecanismos, la rotación del rotor es transferida a través de un eje, llamado eje de baja velocidad, a un eje de alta velocidad a mediante una caja de engranes, existen también aerogeneradores que tienen de transmisión directa en los que no hay caja de engranes, hay que notar que antes del eje de alta rotación podemos encontrar un freno que se activará en caso de emergencia. La velocidad es aumentada por al tren de engranes según los requisitos del generador, así mismo el generador convierte la energía mecánica en energía eléctrica. Aunado a ello podemos encontrar otros elementos en el aerogenerador.

Un sistema de control domina al aerogenerador colocándolo en la posición en la que puede transformar la mayor cantidad de energía mecánica, esto lo hace mediante el uso de sensores y actuadores, los sistemas de medición se reducen a 2 en la mayoría de los casos, un anemómetro que mide la velocidad del viento y una veleta de viento que mide la dirección del viento(en algunos modelos la veleta puede ser un sensor o una veleta rígida sujeta a la góndola). Los actuadores del sistema de control suelen ser dos, el sistema de pitch nos permite ajustar la rotación de los alabes, permitiendo ajustar el ángulo de estos

para obtener la mayor cantidad de energía del viento o rotarlos para que no aprovechen nada de energía en caso de que el viento sea más del que el aerogenerador pueda soportar, el otro sistema se conoce como sistema yaw , se trata de un sistema de rotación de la góndola con respecto al poste que la sostiene.

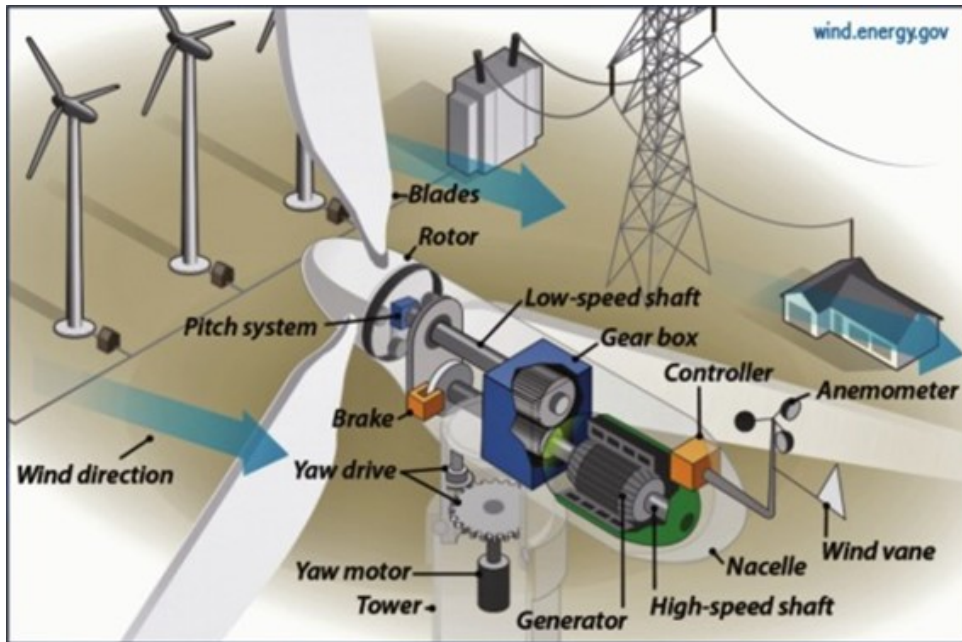


Figura 2.2: Esquema de un aerogenerador de eje vertical (obtenido del departamento de energía de EUA)

La instalación de estos aerogeneradores se complica acorde a sus dimensiones, debido a su gran tamaño las compañías tienen que coordinar el transporte de las piezas por tren o por camiones de carga al sitio de instalación, además de obtener permiso para su traslado, deben de diseñar una ruta y realizar toda una estrategia para su transporte. Debido a la forma de este tipo de aerogeneradores, sus estructuras son alargadas y esbeltas que deben ser tomadas en cuenta para la cimentación de este [26]. Los cimientos para una estructura son diseñados principalmente para transferir la carga vertical al suelo (peso muerto), en el caso de los aerogeneradores la interacción del viento con el rotor crea una fuerte tendencia a hacer caer los aerogeneradores. Esta carga vertical causa una gran fuerza sobre los cimientos, por lo que es una de las partes más importantes en la instalación de este tipo de máquinas de viento ya que los cimientos deben de resistir la tendencia a ladearse [27].

2.2.2. Aerogeneradores de eje vertical (VAWT)

Existen diferentes tipos de aerogeneradores de eje vertical, primero haremos una revisión de las características de funcionamiento y estructura compartidas entre cada uno de este tipo de aerogeneradores y después pasaremos a las características propias de cada diseño. Este tipo de aerogeneradores son típicamente pequeños, se caracterizan porque su rotación es perpendicular al suelo, como resultado de esto este pueden rotar cuando el viento viene de cualquier dirección [28], esto resulta una ventaja en entornos urbanos donde el viento tiene un comportamiento impredecible debido al cambio rápido de dirección de viento, este tipo de estructura permite que partes como la caja de engranes o el generador se encuentre más cerca del suelo por lo que su mantenimiento y reparación resulta un proceso más sencillo. Existen principalmente 3 diseños de este tipo de aerogeneradores, a partir de los cuales puede haber variaciones, pero funcionan de manera similar, estos 3 diseños se distinguen por el tipo de fuerza aerodinámica (arrastre o sustentación) utilizada para su funcionamiento, a continuación, serán enlistados estos diseños:

Savonius

Se trata de uno de los diseños más sencillos y robustos, aerodinámicamente se trata de una turbina que utiliza la fuerza de arrastre para hacer rotar su eje, consiste en dos o tres estructuras con forma de parabolos. Si se mira desde arriba a un modelo de 2 parabolos podremos observar un ensamble parecido a la letra “s” transversal al eje, como se puede observar en la figura 2.3.

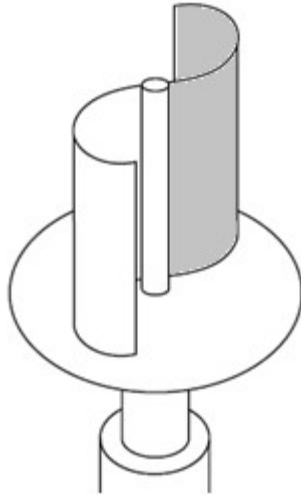


Figura 2.3: Estructura simple de una turbina Savonius. Modificado de [22]

A pesar de que es capaz de producir energía es ineficiente, su diseño sufre de un defecto en el que las paletas de la turbina solo pueden producir un torque positivo (generar energía) durante la primera mitad de la revolución total del eje [29], basándonos en la figura 2.3 podemos ejemplificarlo de la siguiente manera, cuando la parte cóncava de la paleta gris se mueve a favor del viento estaremos generando energía, al completar la mitad de la vuelta la parte convexa estará contra el viento, lo que contribuye torque negativo al torque total que es transferido al generador o a la caja de engranes. A pesar de tener un diseño sencillo, este tipo de turbina solo podrá producir energía la mitad de una revolución por lo que sus aplicaciones para la generación de energía eléctrica son limitadas.

Darrieus

Este tipo de aerogenerador consiste en hélices de perfil aerodinámico sobre un eje montado en una estructura de soporte, como se puede ver en la figura 2.4 parte A. La curvatura de estas hélices les permite soportar la tensión a altas velocidades de rotación. En el diseño original este aerogenerador solo tiene montada dos hélices y el perfil aerodinámico es simétrico, este tipo de perfil permite que el viento pueda ser aprovechado cuando choca de manera perpendicular con el perfil aerodinámico. Es importante notar que este tipo de aerogenerador funciona casi en su totalidad con fuerzas aerodinámicas de sustentación.

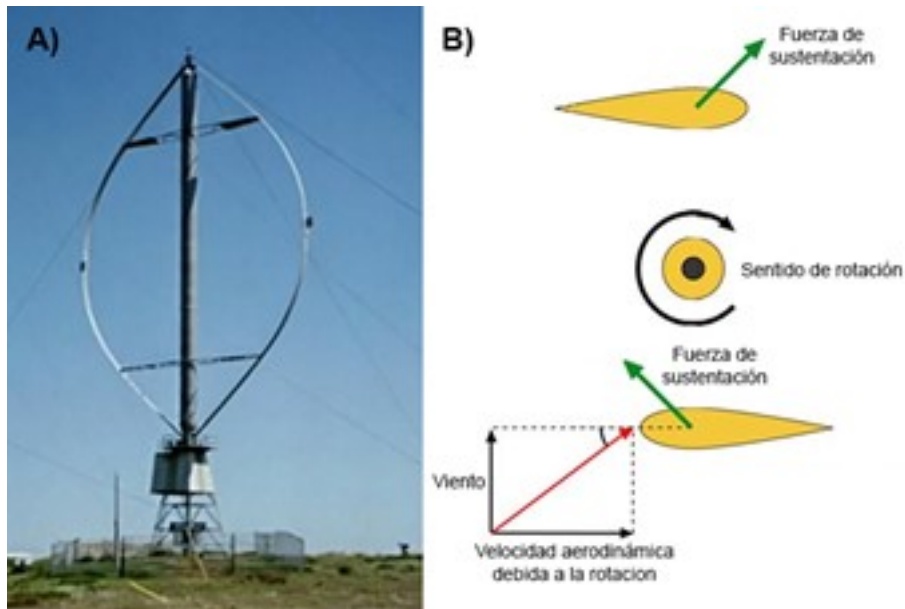


Figura 2.4: A) Aerogenerador Darrieus B) Diagrama de funcionamiento de aerogenerador Darrieus. Imagen de dominio público

Cuando el rotor del Darrieus se encuentra girando, los perfiles aerodinámicos rotan sobre una circunferencia, relativo a la hélice el viento se induce de manera perpendicular al perfil aerodinámico como podemos ver en la gráfica de la figura 2.4 parte B, esto da como resultado una fuerza resultante representada por la línea roja, que está formada por los dos ángulos de las fuerzas que interactúan. Esta fuerza resultante es proyectada hacia dentro de la turbina creando consigo la fuerza de sustentación para el equilibrio de fuerzas, contribuyendo a la rotación del aerogenerador.

Cuando el rotor se encuentra en estado estacionario, no hay forma en que estas fuerzas interactúen, incluso si la velocidad del viento es alta, el rotor debe estar rotando para que pueda producirse rotación en la interacción con el viento. Es por esto por lo que el diseño original no puede empezar a generar energía por si solo, por lo que requiere un sistema para iniciar su arranque. Otro problema que presenta este tipo de diseño es que el ángulo de los perfiles aerodinámicos con respecto al viento, el ángulo del viento cambia conforme se completa una rotación, cada hélice genera el máximo torque solo en 2 puntos de su rotación, por lo que si hiciéramos una lectura del torque cuando el aerogenerador se encuentra girando encontraríamos una señal senoidal, este tipo de comportamiento puede destruir eventualmente las hélices dado las variaciones en la velocidad de viento y la rotación del eje, por lo que es necesario que este diseño integre un sistema de frenado

cuando la velocidad del rotor es alta.

Rotor H

Este aerogenerador funciona bajo el mismo principio que el aerogenerador Darrieus, sin embargo, su tamaño es mucho menor y bajo las condiciones adecuadas y el diseño apropiado este tipo de aerogenerador es posible que pueda iniciar por si solo, esto es debido a que utiliza las dos fuerzas aerodinámicas (arrastre y sustentación). Según Whittlesey [29] para que este tipo de aerogenerador pueda iniciar por si solo, el perfil aerodinámico debe tener una pequeña curvatura, lo cual resultara en interacción con el viento turbulento iniciando la rotación del aerogenerador.

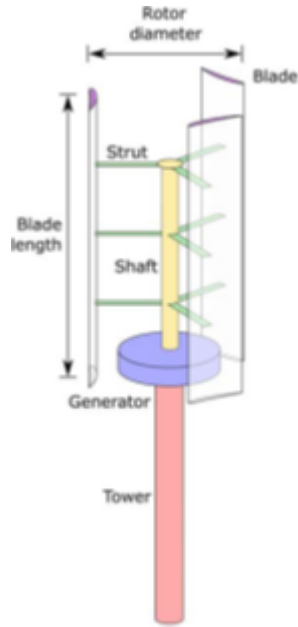


Figura 2.5: Partes de aerogenerador tipo Rotor H [29].

Como podemos observar en la figura 2.5 este aerogenerador puede tener múltiples variaciones de diseño a cada una de las partes señaladas acorde a el recurso eólico y a la cantidad de energía que se decida generar.

2.3. Potencia teórica del viento

Es posible realizar una estimación de cantidad de potencia que el viento puede producir si se aprovecha, la potencia es la tasa de tiempo de la energía, es decir, la ecuación fundamental de la potencia del viento nos proporciona la cantidad de energía que puede producir un aerogenerador por unidad de tiempo [29]. La energía del viento depende de 3 cosas, la cantidad de viento (volumen), la velocidad del viento y la masa del aire (densidad). La potencia del viento cuantifica la cantidad de energía fluyendo a través de un área de interés por unidad de tiempo, como puede verse en la ecuación 2.1

$$P = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot U^3 \quad (2.1)$$

Donde P es la potencia, A es el área elegida, ρ es la densidad del flujo y U es la velocidad del viento. Podemos ver en la ecuación fundamental (Ec. 2.1) que la potencia del viento tiene una dependencia cúbica no lineal de la velocidad del viento, esto explica por que es necesario una buena velocidad de viento para la generación de energía eléctrica. Si toda la ecuación es dividida entre A, la parte derecha de la ecuación sería el resultado de lo que se conoce como densidad de potencia de viento (WPD), que es el flujo de energía del viento, esto nos sirve para comparar diferentes recursos eólicos independientemente del tipo y tamaño de la turbina que vaya a usarse.

2.4. Relación de velocidad punta

La relación de velocidad punta (TSR) es un factor de mucha importancia para el diseño de turbinas eólicas [31], esta relación hace referencia a la relación que existe entre la velocidad del viento y la velocidad a la cual giran las puntas de las hélices de las turbinas eólicas, como se puede ver en la ecuación 2.2.

$$Relacindevelocidadpunta(\lambda) = \frac{Velocidaddelapuntadelahlice}{Velocidaddelviento} \quad (2.2)$$

Si el rotor de la turbina gira demasiado lento, la mayor parte del viento pasara a través de las hélices, y por lo tanto no podrá haber producción de energía, por otra parte, si el

rotor gira demasiado rápido, las hélices de la turbina actuaran como si fueran un muro contra el viento además de que creara turbulencia en el viento al tiempo haciendo que las hélices sean expuestas a vientos turbulentos. Esta relación afecta al diseño ya que las turbinas de los aerogeneradores deben de ser diseñadas con relaciones de velocidad de punta optimas y así conseguir una gran cantidad de energía del viento. Esta relación es comúnmente interpretada con la letra lambda λ .

2.5. Coeficiente de potencia

La cantidad total de energía que puede ser extraída del viento fue vista en el apartado anterior, aunado a ello sabemos que la energía total del viento no puede ser extraída en su totalidad, esto por el limite de Betz, el coeficiente de potencia se relaciona directamente con esos otros 2 conceptos. La eficiencia en la extracción de energía del viento es cuantificada en el coeficiente de potencia (C_p) que no es más que la relación que existe entre la cantidad de energía extraída por la turbina con respecto a la cantidad de energía disponible en el viento [29]. Una vez que una turbina de aerogenerador ha sido diseñada podemos saber su óptimo estado de operación a una cierta relación de velocidad punta, o en su defecto hacerlo en sentido contrario como haremos en este trabajo de investigación, utilizaremos la gráfica de coeficiente de potencia contra relación de velocidad punta (figura 2.6) para saber que tipo de aerogenerador es el más viable acorde a el tratamiento de datos de la velocidad del viento del sitio en estudio.

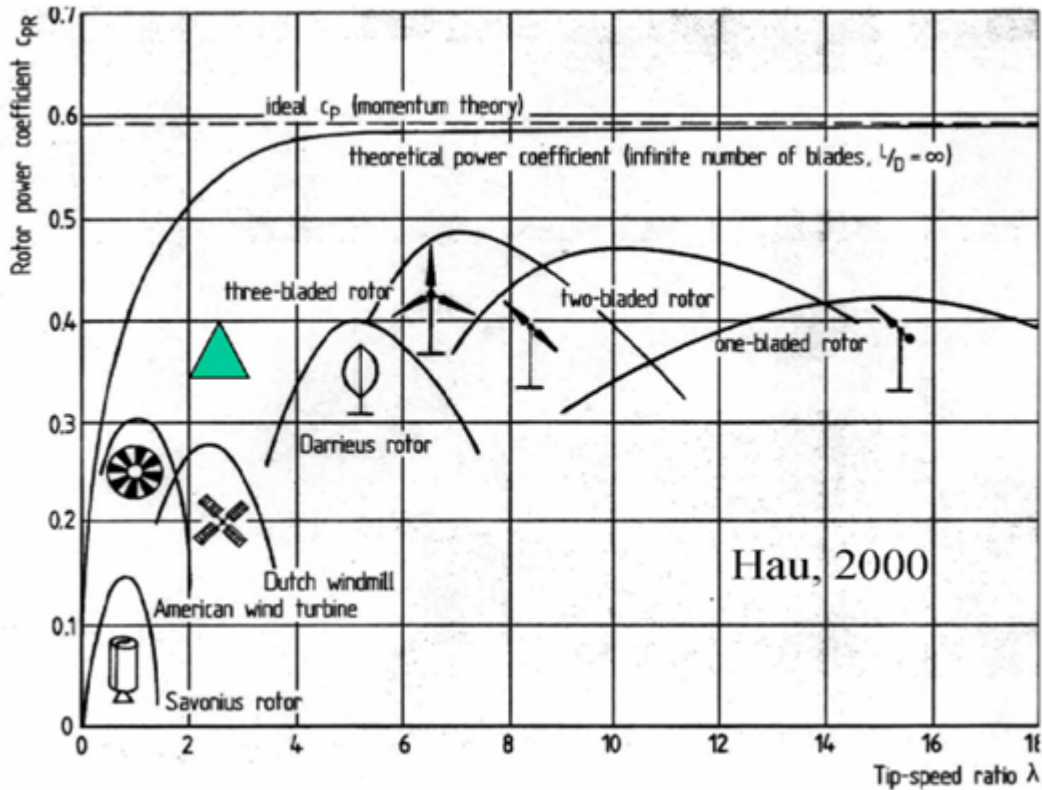


Figura 2.6: Grafica comparativa de coeficiente de potencia entre diferentes aerogeneradores [32].

Como podemos observar en la figura 2.6 el rotor tipo Savonius y el rotor tipo Darrieus tienen sus coeficientes de potencia óptimos a diferentes relaciones de velocidad punta, esto es acorde a lo que se ha tratado en este trabajo de investigación, ya que el rotor Savonius transforma energía en un viento de baja velocidad y con fuerza de arrastre, mientras que el aerogenerador Darrieus lo hace en un entorno con velocidad de viento alta y con fuerza de sustentación. En el siguiente capítulo se presenta una fórmula para medir el coeficiente de potencia.

2.6. Selección de aerogenerador

Ahora que conocemos algunos términos necesarios para poder entender de manera mas general el funcionamiento de un aerogenerador, podemos comparar algunas de sus ventajas y desventajas como se ve en la tabla 2.1.

Tabla 2.1: Comparación entre diferentes tipos de aerogenerador

	Aerogenerador de eje horizontal (sustentación)	Aerogenerador de eje vertical Darrieus (sustentación)	Aerogenerador de eje vertical Savonius (Arrastre)	Aerogenerador de eje vertical Rotor H (sustentación)
Ventajas	<ul style="list-style-type: none"> -Alta eficiencia -Más económico -Ampliamente utilizado en aplicaciones <i>onshore</i> y <i>offshore</i> 	<ul style="list-style-type: none"> -Menos ruido -Alto coeficiente de potencia -Menos propenso a turbulencias -Menor estrés de flexión 	<ul style="list-style-type: none"> -Baja velocidad de arranque -Autoinicio de rotación -Reduce vibraciones y ruido -Reduce la altura de la torre de instalación -Alta fiabilidad 	<ul style="list-style-type: none"> -Mejor eficiencia
Desventajas	<ul style="list-style-type: none"> No puede funcionar en algunas situaciones como: -Cambio de viento impredecible -Baja velocidad de viento -Flujo de viento turbulento 	<ul style="list-style-type: none"> -Bajo toque de inicio -Altos costos de producción -Necesita una fuente de energía externa para iniciarse 	<ul style="list-style-type: none"> -Poca eficiencia -El torque varia con el ángulo de ataque de las hélices 	<ul style="list-style-type: none"> -Alto torque al iniciar -Altos costos de manufactura

Dadas las características de cada uno de los tipos de turbina se ha seleccionado la turbina de tipo Savonius para realizar esta tesis, ya que el recuso eólico disponible presenta características de turbulencia además de bajas velocidades. El desarrollo de esta tesis se basará en este tipo de turbina, se propondrá un modelo original comparado con el diseño más básico de turbina Savonius y otro modelo comercial de alta eficiencia. Este tipo de

turbina pueden ser caracterizadas de diferente maneras, una de las formas más completas es mediante los parámetros constructivos, estos parámetros nos ayudan a identificar los datos técnicos claves en cuanto al diseño de una turbina de tipo Savonius, con estos datos podremos suponer el comportamiento de que tendrá una turbina, además del espacio total requerido para su instalación y funcionamiento, a continuación se muestra la figura 2.7 para un mejor entendimiento de las relaciones en cada parámetro y también se muestra la tabla 2.2 que contiene que los parámetros constructivos tomados en consideración así como las relaciones que integra.

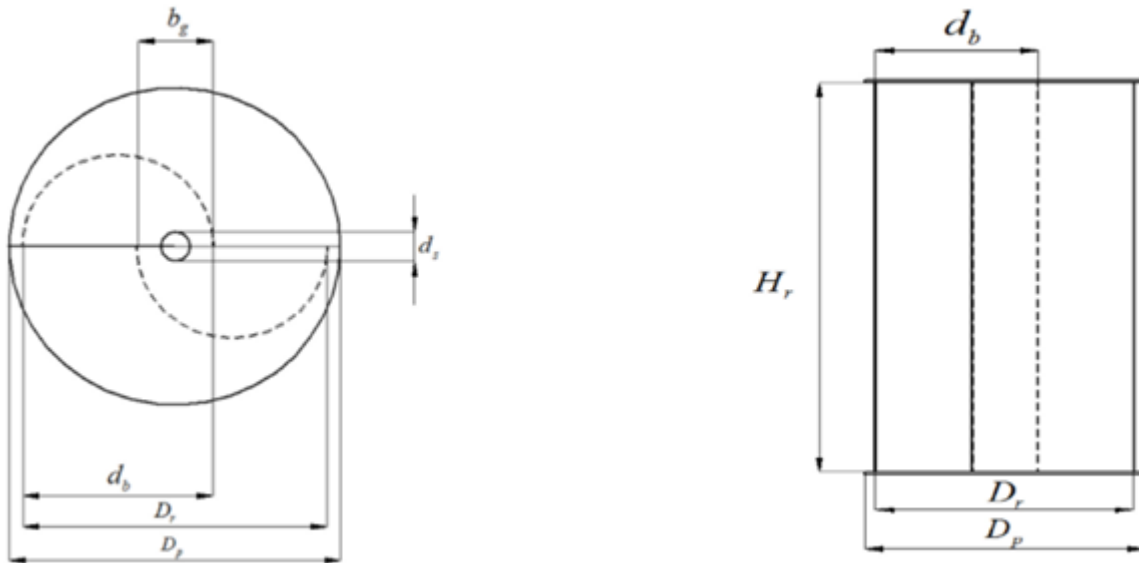


Figura 2.7: Diagramas de los parámetros constructivos [34-37]

Tabla 2.2: Parámetros constructivos y su notación [34-37]

Parámetros constructivos	Notación
Diámetro de rotor	(D_r)
Altura de rotor	(H_r)
Área de rotor	$A_r = D_r \cdot H_r$
Diámetro de plato terminal	(D_p)
Diámetro de eje	(d_s)
Diámetro de aspa	(d_b)
Desfase de aspa	(b_g)
Relación de aspecto	$\alpha = \frac{H_r}{D_r}$
Relación de superposición	$\beta = \frac{b_g}{d_s}$

Como se mencionó anteriormente también es posible obtener los parámetro funcionales [34-37] de cada turbina, con la finalidad de tener las características de desempeño para cada una de las turbinas, sin embargo para obtener los parámetros funcionales de cada turbina primero es necesario conocer valores que únicamente se pueden obtener por medio de la simulación de los modelos, por tanto de momento únicamente mostraremos estos parámetros al lector para su conocimiento, los parámetros pueden ser consultados en la tabla 2.3.

Tabla 2.3: Parámetros funcionales [34-37].

Parámetro funcional	Notación/relación
Potencia total del viento	$N_W = \frac{1}{2} \rho a A r v^3$
Velocidad angular	$\omega_r = \frac{1}{30} \pi n$
Razón de velocidad punta	$(TSR) = \frac{1}{2} \frac{\omega \cdot D_r}{v}$
Torque de rotor	(T_r)
Coefficiente de presión	$C_p = \frac{2(p - p_a)}{\rho_a v^2}$
Coefficiente de torque	$CT = \frac{4T_r}{\rho_a v^2 D_r H_r}$
Coefficiente de potencia	$CP = \frac{2T_r \cdot \omega}{\rho_a v^3 D_r H_r}$

Definiremos el coeficiente de cada turbina de 2 formas para corroborar los resultados, una manera como se muestra en la tabla 2.3 y de otra forma como es representada por el autor Ragheb M [39], donde se define como razón entre la cantidad de aire transformada por el rotor en energía P_t , entre la cantidad de energía disponible en el viento P_a .

$$P = \frac{P_t}{P_a} = \frac{P_t}{\frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot v^3} \quad (2.3)$$

Capítulo 3

Estudio experimental

En una primera parte, en este capítulo se hará una revisión a los modelos que se utilizará para las simulaciones. Cada uno de los modelos será construido utilizando el diseño asistido por computadora (CAD) mediante el software SolidWorks, en cada sección correspondiente a cada modelo se adjuntarán imágenes ilustrativas, evidenciando como fue el proceso de su construcción con esta herramienta. Para una correcta caracterización del modelo propuesto en esta tesis, es necesario comparar el modelo con otro modelo de referencia, es por esto por lo que se documenta la creación de los otros 2 modelos, esto con la finalidad de conocer los alcances de esta turbina con respecto a las turbinas ya existentes. Se usarán 3 modelos: modelo Savonius estándar, modelo ICEWIND y el modelo Ehecatl. El primero de los modelos de referencia se trata de la turbina Savonius más simple. El otro modelo de referencia se trata de una turbina comercial llamada ICEWIND, enfocada a zonas con viento turbulento y de baja velocidad y el ultimo es el modelo propuesto en este trabajo de tesis. Se hará una revisión de las características precisas para cada modelo además de señalar investigaciones que han logrado obtener más eficiencia de estos mismos modelos agregando ciertos elementos de diseño. Los 3 modelos funcionan mediante la fuerza aerodinámica de arrastre, por tanto, las 3 turbinas comparten características en su diseño, desempeño y funcionamiento. Para cada uno de los modelos se describirán parámetros constructivos y funcionales utilizados como una forma de caracterizar [34-37] este tipo de turbina. En una segunda parte de esta capitulo podremos observar una explicación sobre el software utilizado para realizar la simulación, así también una explicación de aspectos

importantes de la simulación y los parámetros utilizados.

3.1. Modelo de turbina Savonius estándar

Este modelo se trata de una turbina Savonius diseñada de la manera más simple, consta de únicamente 2 palas, un eje y 2 discos, uno en la parte superior y uno en la parte inferior. El diseño final de esta turbina podemos observarlo en la figura 3.1.

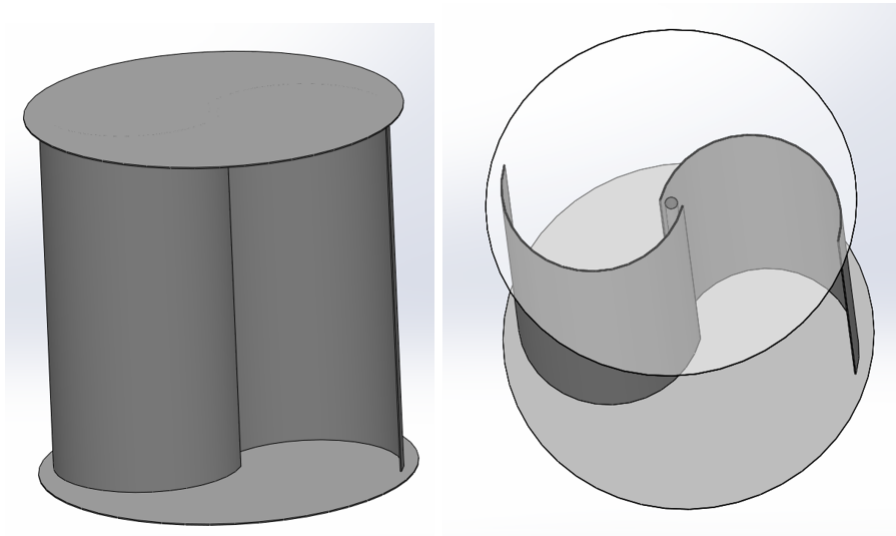


Figura 3.1: Dos vistas de modelo Savonius estándar

Se trata de uno de los modelos más simples, al igual que su diseño la manufactura de este modelo no es muy sofisticada. Existen múltiples variantes respecto al modelo original Savonius, generalmente los modelos más simples no disponen de los discos montados en la parte inferior y superior de la turbina, sin embargo, se han agregado para aumentar la capacidad de generación de este modelo, los detalles de este aspecto de diseño se discutirán más adelante. Haciendo un corte transversal a el modelo podemos observar la forma en como las aspas y los discos están integrados, tal y como se muestra en la figura 3.2, podemos notar que las aspas se encuentran superpuestas y que su forma es la de medio círculo, ambos discos son lo suficiente grandes para dejar un espacio entre las aspas y el perímetro del disco.

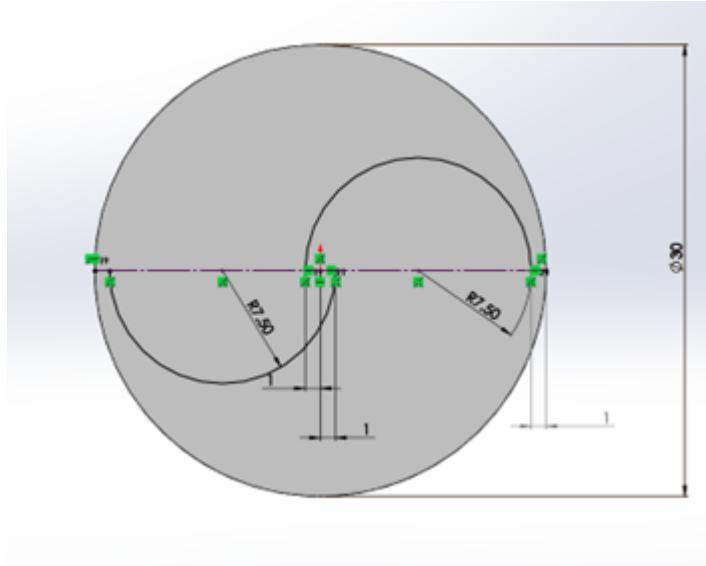


Figura 3.2: Plano transversal de modelo Savonius estándar

A continuación, en la tabla 3.1 podemos observar los parámetros constructivos de este modelo que será usado para someterlo a la simulación.

Tabla 3.1: Parámetros constructivos de turbina Savonius

Parámetro constructivo	Valor Real	Valor Escala (3:1)
Diámetro de plato (D_p)	90cm	30cm
Altura de plato	0.3cm	0.1cm
Diámetro de rotor (D_r)	84cm	28cm
Grosor del eje rotor	0.3cm	0.1cm
Altura de rotor (H_r)	90cm	30cm
Área de rotor (A_r)	8,100cm ²	900cm ²
Diámetro de eje (d_s)	3cm	1cm
Grosor del aspa	0.3cm	0.1cm
Diámetro de aspa (d_b)	45cm	15cm
Desfase de aspa (b_g)	6cm	2cm
Relación de aspecto (α)	1.071	1.071
Relación de superposición (β)	2	2

Existen ya algunos estudios referentes a este tipo de turbina que nos ayudan a predecir cual será el comportamiento que tendrá este modelo de turbina al someterlo a una simulación, a continuación, se presenta información relacionada al desempeño de tres de estos estudios [37] [40] [44]. Del primer estudio obtenemos como se espera que actúe el modelo, o más bien como será su respuesta de potencia ante diferentes tasas de velocidad punta (TSR), en la figura 3.3 podemos observar que este tipo de turbinas empiezan con un alto torque que eventualmente disminuye hasta 1.7 TSR, también podemos observar una distribución cuasi normal del coeficiente de potencia, con su punto más alto ubicado cuando es igual a 1 la tasa de velocidad punta.

Estos datos son reforzados por lo escrito anteriormente, los aerogeneradores que trabajan con fuerza aerodinámica de tipo arrastre tienen un mayor coeficiente de potencia cuando $1 > \text{TSR}$ y un mayor coeficiente de torque cuando $\text{TSR} < 1$.

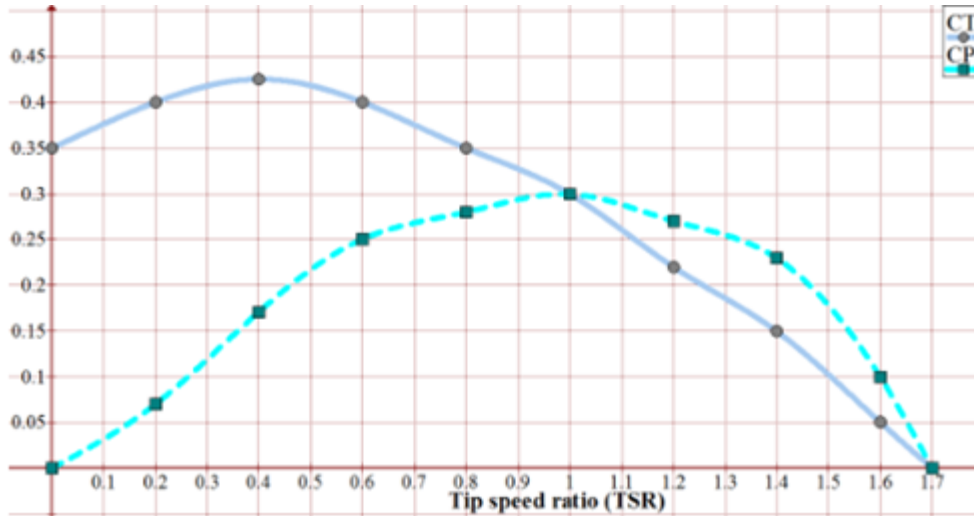


Figura 3.3: Gráfica TSR vs Coeficiente de potencia de diseño Savonius estándar [37].

El otro estudio [40] se centra en investigar cual es el número de aspas más apropiados para este tipo de turbina de eje vertical. En la figura 3.4 se puede observar que existe una relación entre el número de aspas y el coeficiente de potencia de la turbina. Como se menciona en las conclusiones del estudio “An experimental study on the performance of Savonius wind turbines related with the number of Blades” [40] la turbina con 4 aspas tiene un nivel un torque más elevado en comparación de la turbina de 3 o 2 aspas y a pesar de que la turbina de 4 aspas tenga un mejor desempeño a menores valores de TSR, la turbina de 3 aspas tiene un mejor desempeño a velocidades superiores de TSR.

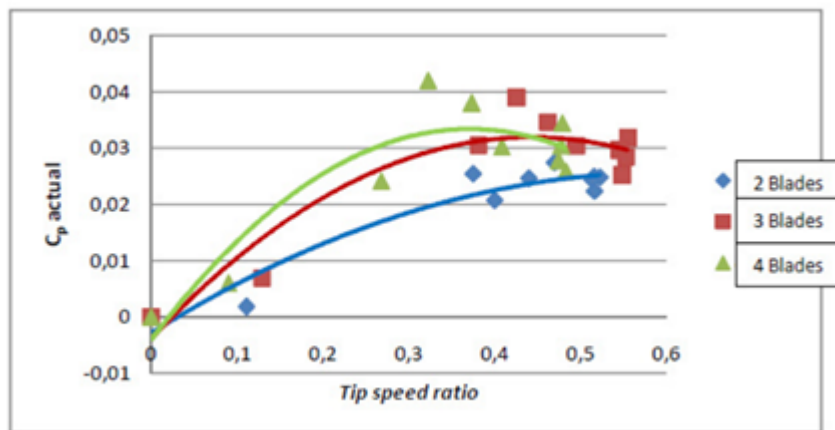


Figura 3.4: Gráfica de TSR contra Cp de turbinas de tipo Savonius con diferente número de aspas [40].

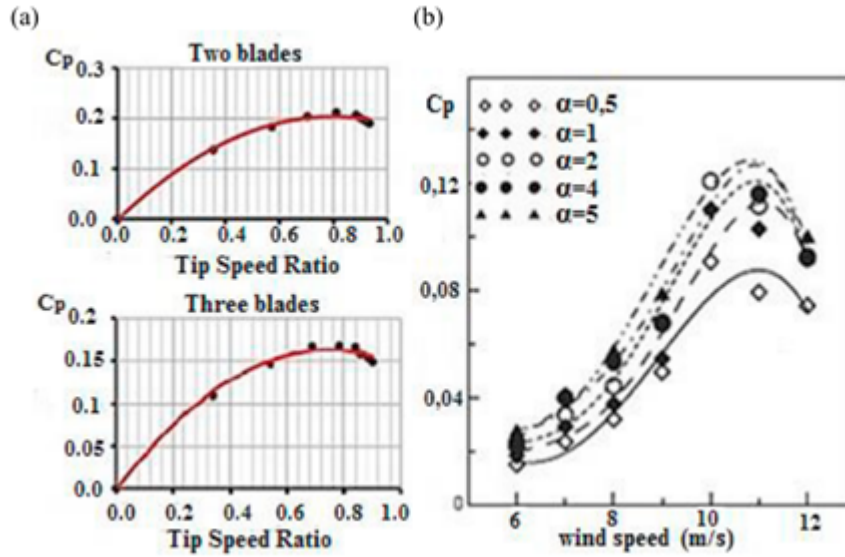


Figura 3.5: A) Variación de C_p contra TSR para 2 y 3 aspas, B) Variación de C_p contra velocidad de viento para diferente relación de aspecto

El tercer artículo considerado en relación con el desempeño analiza el uso de discos en las parte inicial y final de la turbina [40], este estudio hace una comparación entre diferentes tamaños de discos y los enumera de 1 a 4, siendo el número 4 el más grande que está incluido en el diseño de la turbina Savonius estándar. En la figura 3.6 podemos observar una comparación entre las turbinas de este tipo que utilizan 2 platos, 1 solo plato o que carecen de platos. Dentro de las conclusiones del estudio se demuestra que el uso de 2 discos en las turbinas de este tipo puede aumentar hasta en un 36% el coeficiente de potencia [40].

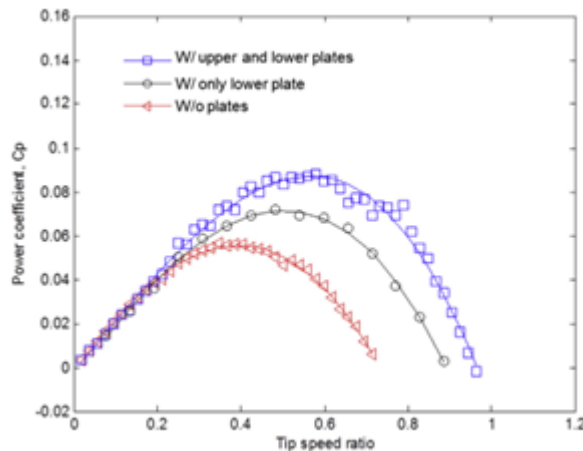


Figura 3.6: Comparación entre turbinas Savonius con o sin discos [40].

Los tamaños de discos utilizados en la comparación pueden ser vistos en la figura 3.7, al igual que una comparación del coeficiente de potencia de la misma turbina utilizando los discos propuestos. Podemos observar que el plato con mayor coeficiente de potencia es el número 4.

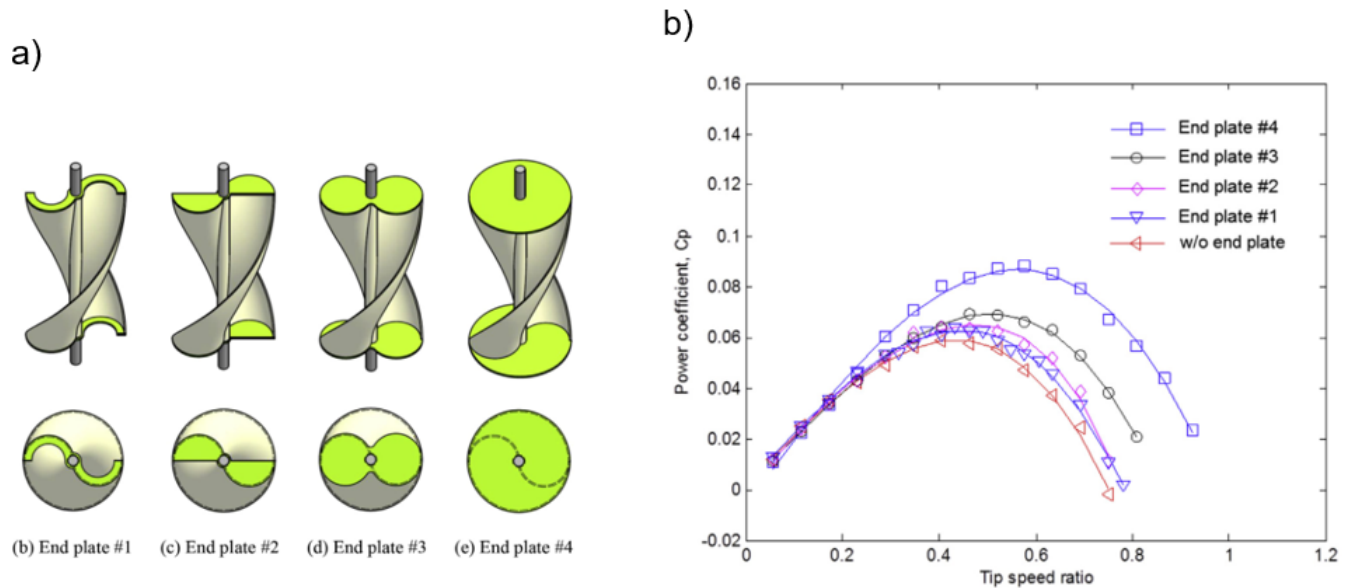


Figura 3.7: a) Tamaño d discos utilizados en el estudio b) Comparación de la misma turbina Savonius con platos de diferentes tamaños [40].

3.2. Modelo de turbina ICEWIND

Un emprendimiento en Islandia presentó un modelo innovador en 2012, un modelo de una turbina de tipo Savonius, pero con grandes diferencias en la geometría con la que comúnmente se identifica este tipo de turbinas, este modelo fue elegido ya que presenta un desempeño mayor en vientos de baja velocidad en comparación con el modelo estándar Savonius, detalles que se revisaran más adelante, esta turbina puede ser observada en la figura 3.8. Al igual que el caso anterior primero haremos una revisión a la construcción de este modelo utilizando diseño asistido por computadora, para luego conocer algunas características estudiadas de este modelo, al igual que sus parámetros constructivos.



Figura 3.8: Modelos de turbina ICEWIND [38].

La construcción de este modelo en la herramienta de Solid Works fue bastante diferente al modelo estándar Savonius, el modelo está basado en los planos presentados en el artículo “Design and 3D CFD Static Performance Study of a Two-Blade IceWind Turbine” [38] , para comenzar la construcción de esta turbina primero fue necesario diseñar la forma que tienen cada una de sus hélices en un plano 2D como podemos observar en la figura 3.9, el perfil bidimensional de este tipo de hélice está conformado por 3 circunferencias que tienen puntos tangentes entre sí, una vez que esas 3 circunferencias se encuentran correctamente colocadas se procede a realizar cortes de las mismas para terminar con un perfil como se muestra en la parte derecha de la figura 3.9, si comparamos este perfil como el del diseño original (figura 3.8) podemos notar que el diseño es muy similar.

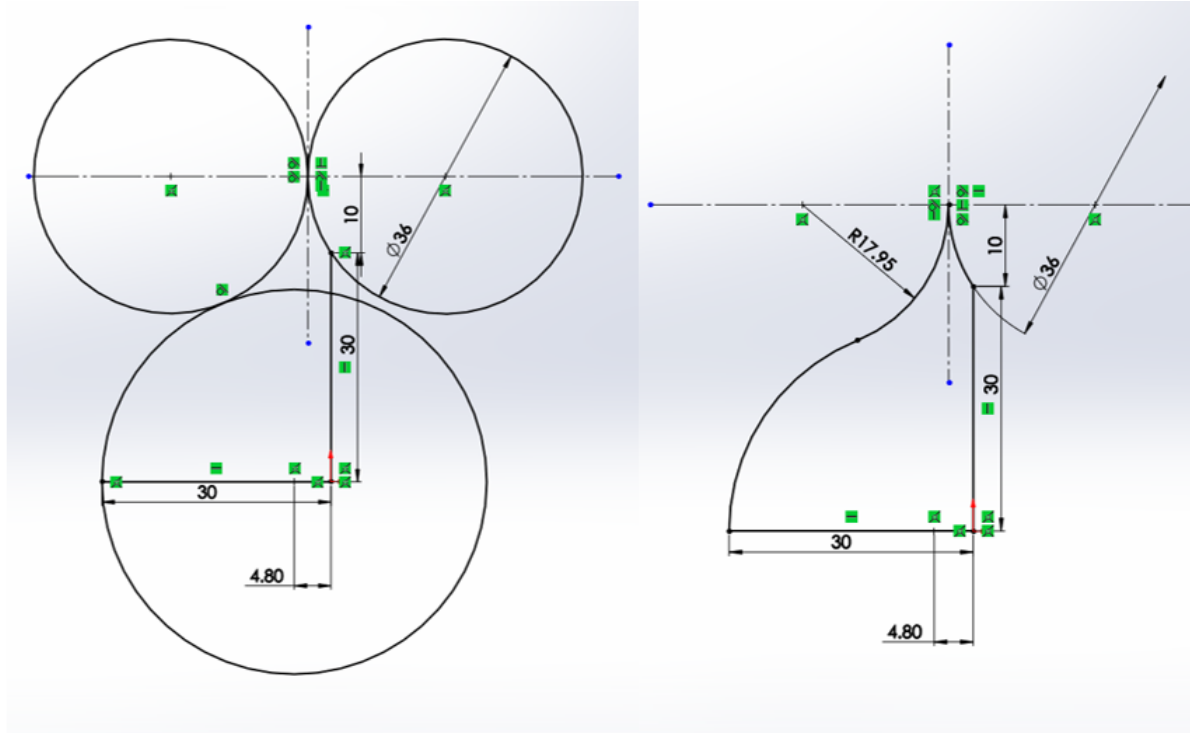


Figura 3.9: Diseño de las hélices de turbina ICEWIND

Una vez que el perfil de las hélices ha sido diseñado se procede a obtener la curvatura de cada una como lo muestra el modelo original, el perfil se revoluciona por 360° grados, para obtener un sólido como el mostrado en la parte izquierda de la figura 3.10, cuando ese sólido es generado se realiza una operación de extracción configurada de tal manera que se limite a la superficie del sólido generado utilizando como elemento para la extracción parte de una circunferencia de radio 19.29 como se observa en la parte derecha de la figura 3.10.

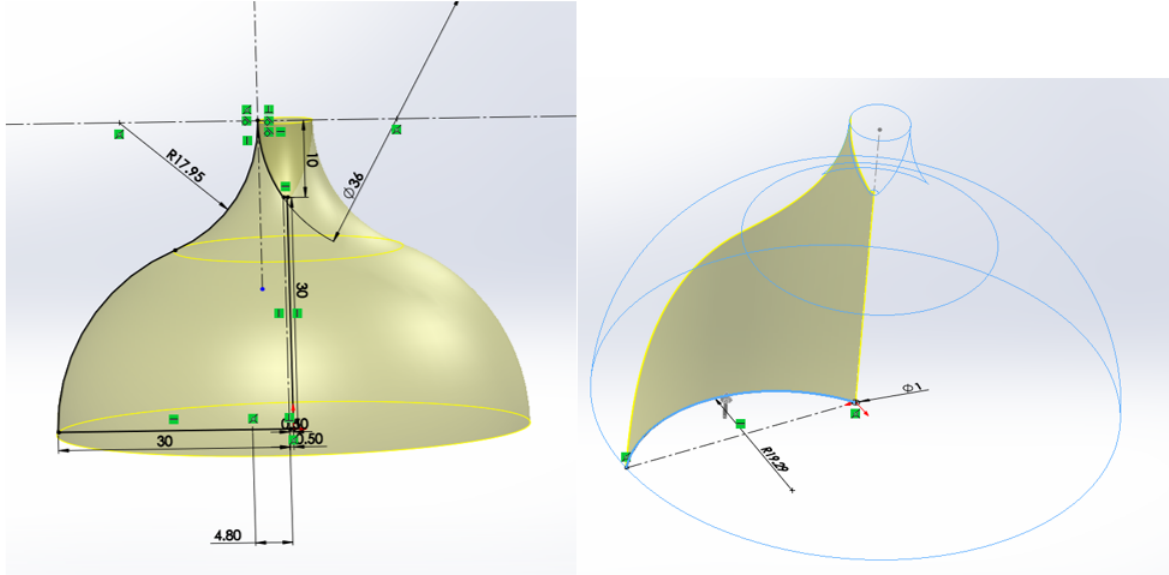


Figura 3.10: Obtención de la curvatura para cada hélice

El resultado de lo anteriormente mencionado puede ser observado en la parte izquierda de la figura 3.11, una vez que una de las hélices es completada se realiza la operación de matriz para que el sólido generado se repita 3 veces en torno a una circunferencia guía, una vez que las hélices se encuentran posicionadas en su sitio se colocó un eje en medio de las 3 hélices, completando así el diseño de la turbina Savonius, podemos notar un gran parecido entre el modelo generado y el modelo general, figura 3.11 y la figura 3.8. En la tabla 3.2 se pueden apreciar los parámetros constructivos para esta turbina.

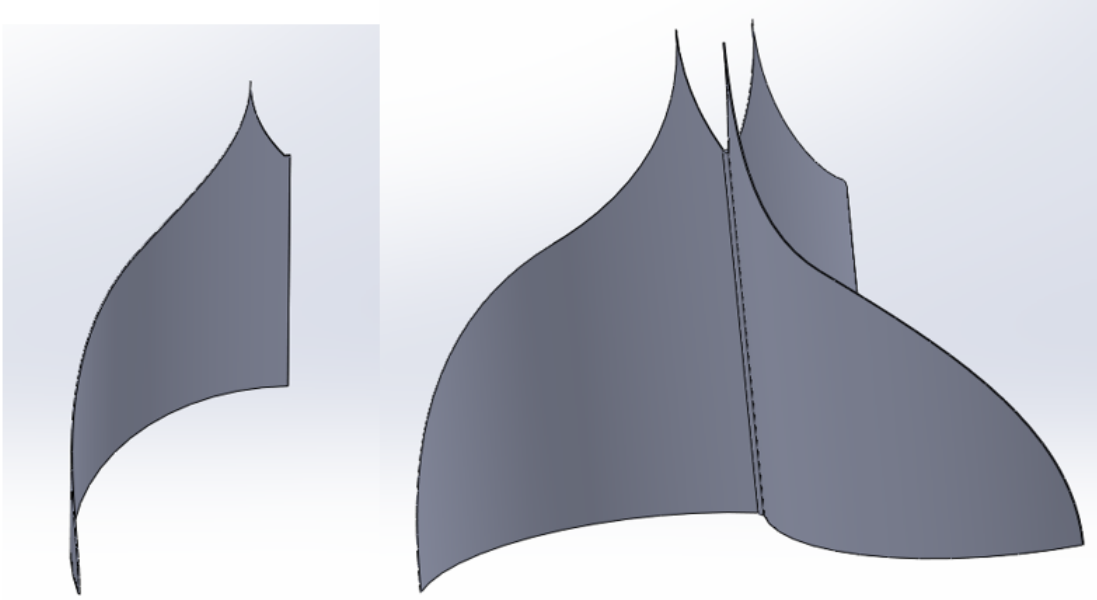


Figura 3.11: Diseño de estructura final de modelo ICEWIND

Tabla 3.2: Parámetros constructivos de modelo ICEWIND

Parámetro constructivo	Valor Real	Valor Escala (3:1)
Diámetro de rotor (D_r)	180cm	60cm
Grosor del eje rotor	0.3cm	0.1cm
Altura de rotor (H_r)	90cm	30cm
Área de rotor (A_r)	16,200cm ²	1,800cm ²
Diámetro de eje (d_s)	3cm	1cm
Grosor del aspa	0.3cm	0.1cm
Diámetro de aspa (d_b)	57.87 cm	19.29 cm
Desfase de aspa (b_g)	3cm	1cm
Relación de aspecto (α)	0.5	0.5
Relación de superposición (β)	1	1

Uno de los estudios realizados en este modelo de turbina [38] nos da una revisión de características de interés para esta tesis, como se mencionó anteriormente el rango de

operación de esta turbina es de viento a baja velocidad, más precisamente encontraremos su mayor desempeño cuando la velocidad se encuentra entre 2m/s y 3m/s, tal y como se observa en la figura 3.12 y la tabla 3.3.

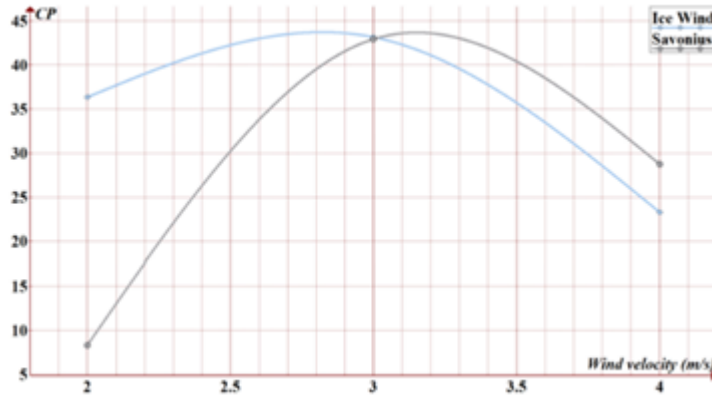


Figura 3.12: Gráfica de la comparación de coeficiente de potencia [38].

Tabla 3.3: Comparación de coeficiente de potencia entre el modelo ICEWIND y estándar Savonius [38].

Velocidad de viento (m/s)	Coeficiente de potencia CP (%)	
	Modelo ICEWIND	Modelo estándar Savonius
2	36.36	8.34
3	43.17	42.95
4	23.26	28.73

A la par de la velocidad podemos encontrar una gráfica respecto al toque producido por la turbinas a diferentes velocidades, tal y como se observa en la figura 3.13 y la tabla 3.4, las turbinas alcanzan el mismo torque cuando la velocidad de viento es de 4 m/s.

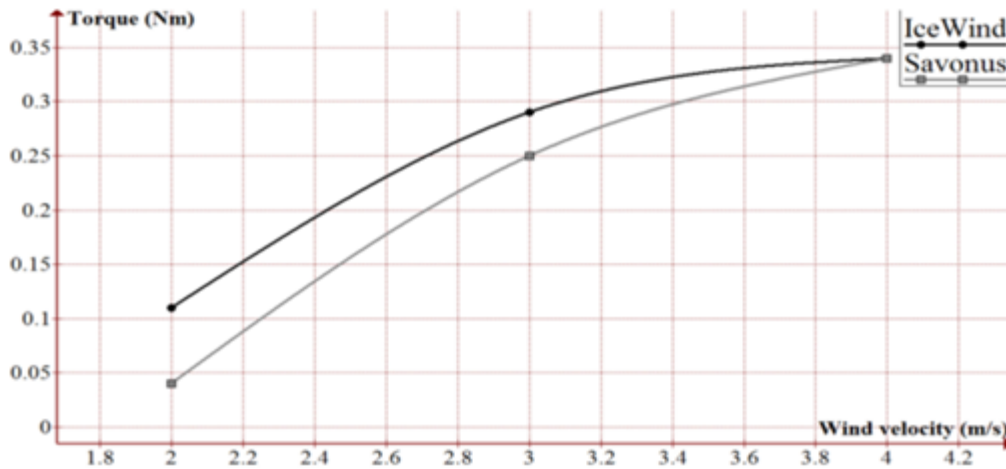


Figura 3.13: Gráfica de la comparación de torque [38].

Tabla 3.4: Comparación de valores de torque entre el modelo ICEWIND y estándar Savonius [38].

Velocidad de viento (m/s)	Torque (Nm)	
	Modelo ICEWIND	Modelo estándar Savonius
2	0.11	0.04
3	0.29	0.25
4	0.34	0.34

3.3. Modelo de turbina Ehecatl

Se trata del modelo propuesto en este trabajo de tesis, su diseño está basado en múltiples investigaciones que han demostrado aumentar la eficiencia de las turbinas tipo Savonius. Se puede observar que en su construcción está incluido un plato, cuenta con una rotación helicoidal, sus aspas no son formadas por un medio círculo y cuenta con una abertura al inicio de cada aspa por la parte interior, puede ser observada en la figura 3.14.

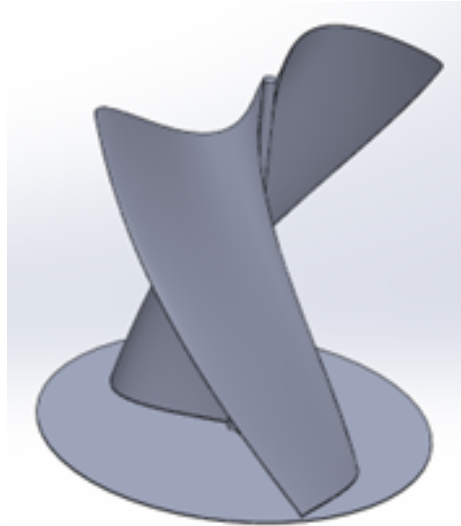


Figura 3.14: Turbina Ehecatl

Su construcción comienza con un plato en la parte inferior, en donde se inician 2 trayectorias simétricas que constituyen una guía en donde será centrado el perfil del aspa. (Figura 3.15)

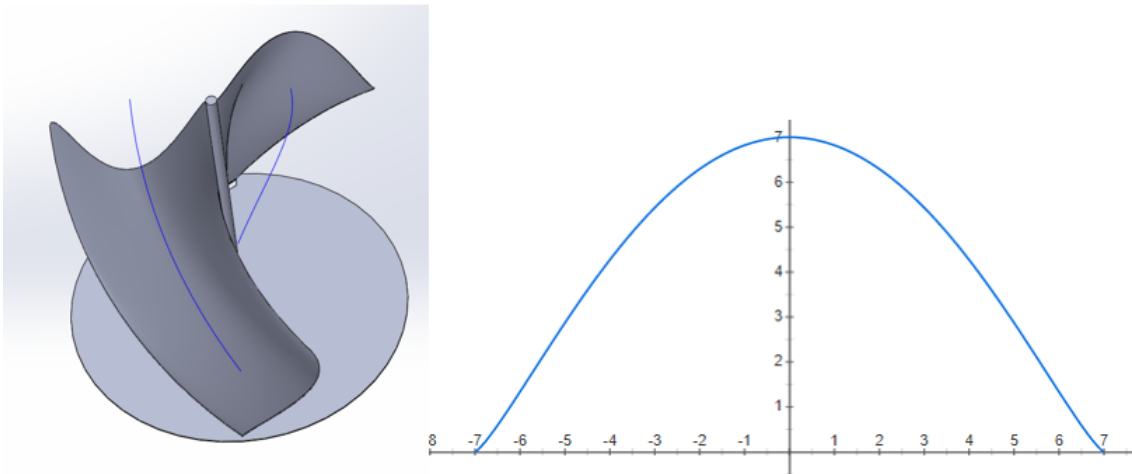


Figura 3.15: Guías y perfil de aspas

En la parte de la derecha de la figura 3.15 podemos observar la parábola utilizada para la elaboración del perfil, una vez que las guías fueron recubiertas por el perfil creado se procedió a la creación del eje y a realizar un corte transversal en la parte superior para alinear los 3 elementos a una sola altura.

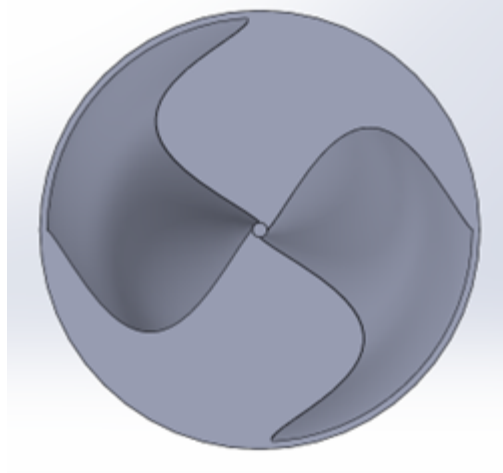


Figura 3.16: Vista área de turbina Ehecatl

Como se mencionó anteriormente el diseño de la turbina está basado en conclusiones de múltiples investigaciones, las cuales se explican a continuación: El perfil de la turbina está basado en la ecuación de Myring, la cual comúnmente se utiliza en el diseño de la nariz y cola de vehículos submarinos autónomos y se ha demostrado que es capaz de proporcionar un coeficiente de arrastre ideal.

$$f(x) = b\left[1 - \left(\frac{x}{a}\right)^2\right]^{\frac{1}{n}} \quad (3.1)$$

El estudio realizado en [42] consiste en variar los valores de n de 0.5 a 3, mientras los valores de a y b se mantienen estáticos con un valor de 0.25. Podemos observar que con estas condiciones cuando el valor de $n=2$ la parábola graficada por la ecuación es la de un medio círculo. En la figura 3.17 podemos observar la gráfica de lo anteriormente mencionado, cuando $a=b$ y el valor de n varía de 0.5 a 3. Para el caso en particular de la turbina Ehecatl los valores utilizados fueron $n=4/5$, $a=b=7$, tal y como se observa en la ecuación de a continuación:

$$f(x) = 7\left[1 - \left(\frac{x}{7}\right)^2\right]^{1.25} \quad (3.2)$$

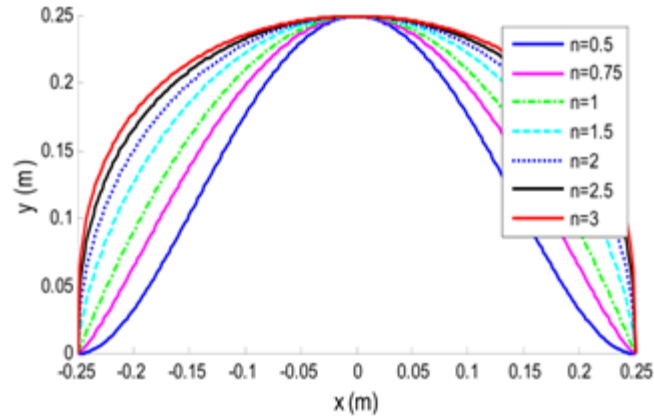


Figura 3.17: Gráfica de la ecuación de Myring con variaciones en n [42].

Estas variaciones en la forma de las aspas tienen una repercusión directa en la eficiencia de la turbina y por tanto en el coeficiente de potencia, sometiendo a las variaciones de diseño antes mencionadas a las mismas condiciones de simulación como se hace en [42], podemos observar el coeficiente de potencia para cada una de estas variaciones. En la figura 3.18 podemos observar como para casi todos los modelos de la turbina alcanzan el máximo coeficiente de potencia cuando $TSR=0.8$ excepto por cuando el factor $n=0.5$ que alcanza su punto máximo cuando $TSR=1$. Analizando la gráfica podemos darnos cuenta de que se obtiene el mayor coeficiente de potencia cuando el diseño tiene un factor con $n=1$ y tiene un comportamiento muy parecido al que podemos encontrar en la figura 3.17 del artículo [37].

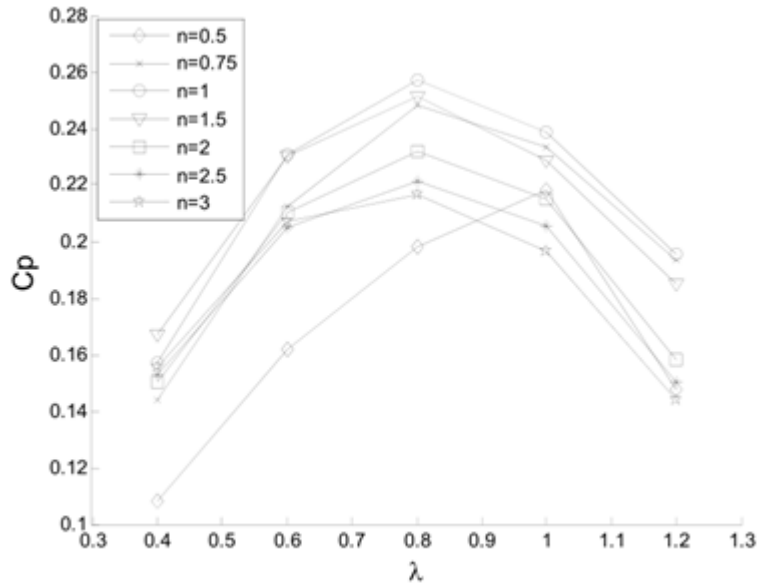


Figura 3.18: Gráfica de coeficiente de potencia contra TSR de turbina estándar Savonius con variaciones basadas en la ecuación de Myring [42].

La rotación helicoidal de las aspas, apreciable en la parte izquierda de la figura 3.19, está relacionada con un estudio [45], en el cual se estudia la rotación helicoidal a diferentes ángulos, en concreto con ángulos de 0° , 45° , 90° y 135° , las conclusiones de este artículo señalan que a un ángulo de 45° aparece el mayor coeficiente de potencia, así también señala que a ángulos de 90° y 135° ocurren coeficiente de potencia incluso menores que a 0° y que cuando la rotación es de más de 90° el coeficiente de torque se estabiliza y permanece constante, como se observa en la figura 3.19.

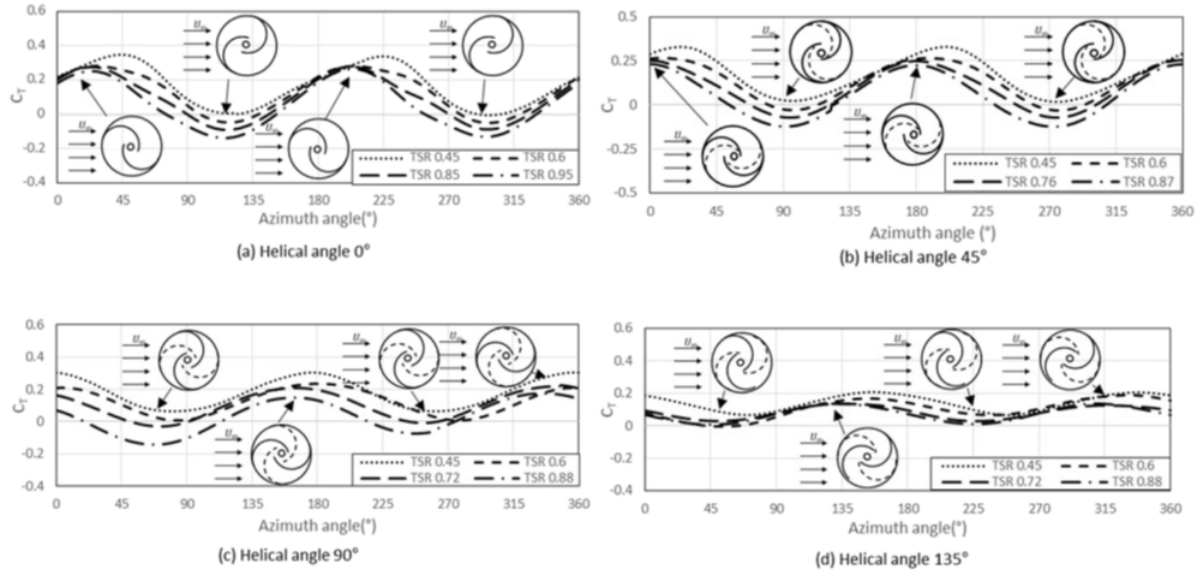


Figura 3.19: Coeficiente de torque de cada una de las turbinas con diferente rotación [45].

Ahora que los modelos de las turbinas a probar se han descrito de manera específica procederemos a una explicación breve del software utilizado y una explicación extensa de la metodología utilizada para simular, es necesario mencionar que para efecto de las simulaciones los modelos fueron sometidos a ligeras modificaciones que serán descritas más adelante. En la tabla 3.5 se pueden apreciar los parámetros constructivos de la turbina Ehecatl.

Tabla 3.5: Parámetros constructivos de modelo Ehecatl

Parámetro constructivo	Valor Real	Valor Escala (3:1)
Diámetro de plato (D_p)	90cm	30cm
Altura de plato	0.3cm	0.1cm
Diámetro de rotor (D_r)	87.6cm	29.2cm
Grosor del eje rotor	0.3cm	0.1cm
Altura de rotor (H_r)	90cm	30cm
Área de rotor (A_r)	7,884 cm ²	876cm ²
Diámetro de eje (d_s)	3.6cm	1.2cm
Grosor del aspa	0.3cm	0.1cm
Diámetro de aspa (d_b)	42cm	14cm
Desfase de aspa (b_g)	3.6cm	1.2cm

3.4. Consideraciones en la comparación de los modelos

Retomando la ecuación 2.3 mencionada en el capítulo anterior debemos notar que la potencia disponible en una determinada área la cual es atravesada por viento puede obtenerse con esta ecuación.

Para tener igualdad de condiciones se aplicará una escala a los modelos para igualar el área de barrido en los 3 modelos, esto se hará utilizando la herramienta de escala propiamente y otra herramienta que nos permite calcular el área de un cualquier polígono cerrado dentro de Solid Works, como se observa en la figura siguiente. El cálculo se hizo utilizando primero un sólido de revolución de todos los modelos, es decir tomando su estructura, haciéndola girar en su propio eje y así formar un sólido, esto nos ayuda a calcular el área de barrido de una manera muy sencilla, lo único faltante es realizar un croquis sobre el contorno de esta nueva estructura y así obtendremos el área de barrido para cada turbina, tal como se observa en la figura 3.20 a continuación.

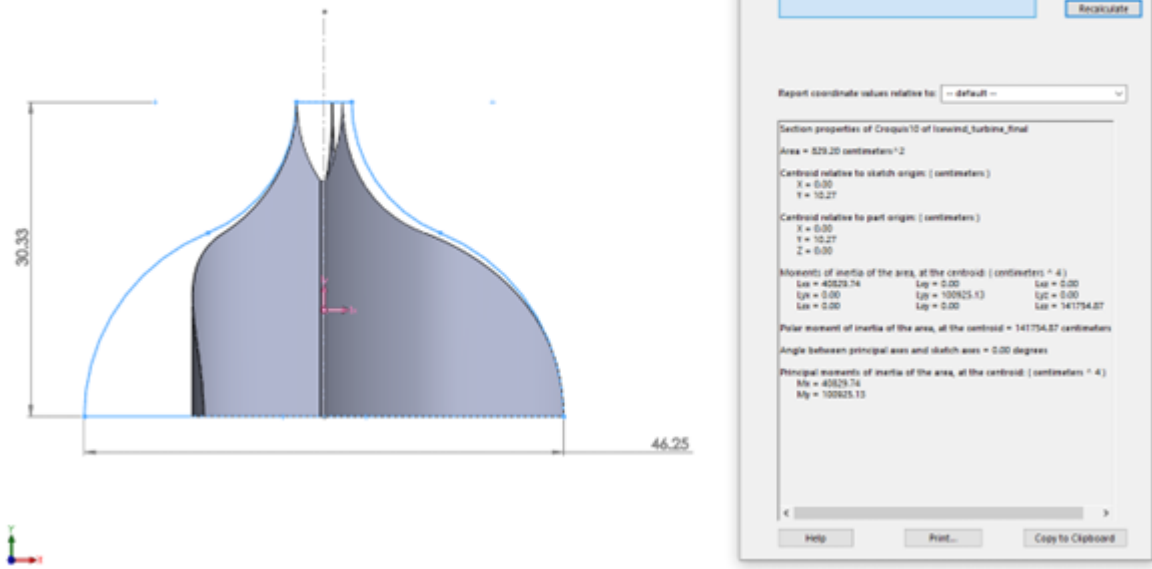


Figura 3.20: Área de sólido de revolución de turbina Icewind

Tabla 3.6: Medidas antes y después de escalar de los 3 modelos de turbina

	Altura anterior (cm)	Diámetro Anterior (cm)	Escala	Altura nueva(cm)	Diámetro nuevo (cm)
Savonius estándar	29.60	30	1	29.60	30
Icewind	40	60	0.758185	30.33	44.25
Ehecatl	30	29.2	0.976215	29.28	28.50

El área superficial a igual por todos los modelos tiene un total de 829.20 cm^2 , hace falta señalar que para el caso de la turbina Ehecatl este valor es de 828.194 cm^2 , en la tabla 3.6 podemos observar cuales son las medidas finales después de la operación de escala para cada uno de los modelos.

3.5. Software utilizado

Además del uso de software como Solid Works como herramienta del modelado asistido por computadora, es necesario el uso de otro software para someter a pruebas de velocidad de viento a los diferentes modelos. En una primera prueba se intentó realizar las simulaciones de dinámica de fluidos utilizando en software COMSOL Multiphysics (figura 3.21) debido a las características propias del software, sin embargo, las simulaciones no pudieron completarse debido a la falta de documentación enfocada a el análisis de la turbina en un túnel de viento. Debido a la anterior se optó por cambiar el software a utilizar por ANSYS Fluent, este software cuenta con bastante más documentación en comparación del software anterior y con una basta cantidad de foros y comunidades donde se da soporte a dudas y recomendaciones, además de ser una herramienta muy completa para el desarrollo de simulaciones como se observa en la figura 3.22.

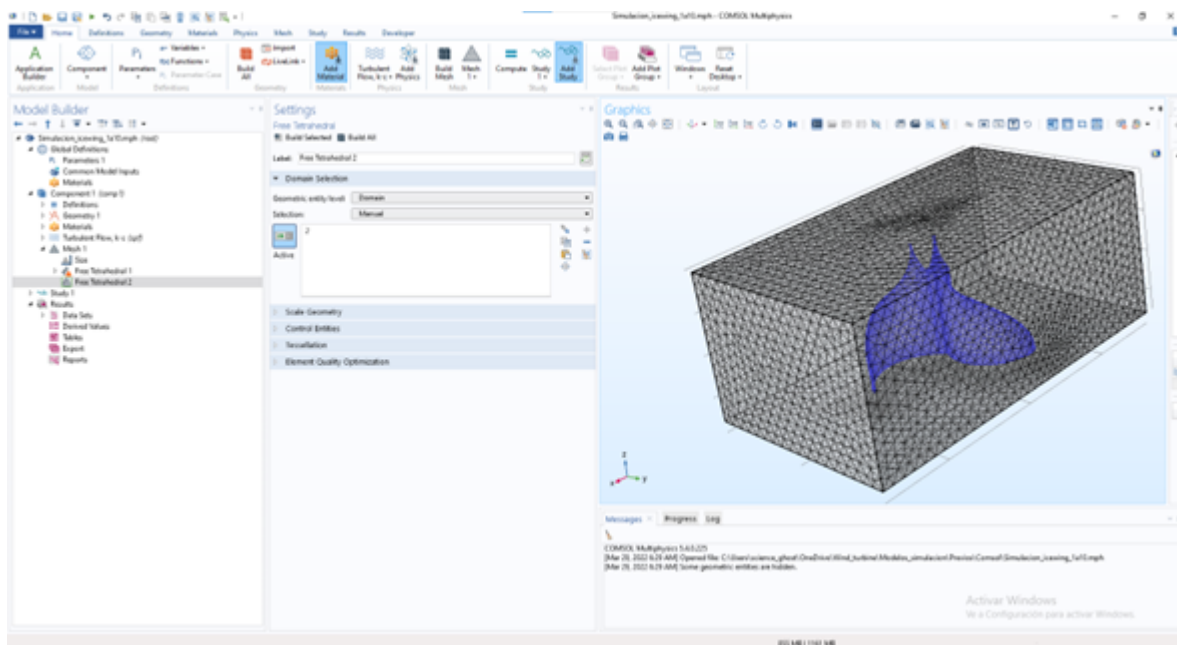


Figura 3.21: Interfaz de usuario COMSOL Multiphysics

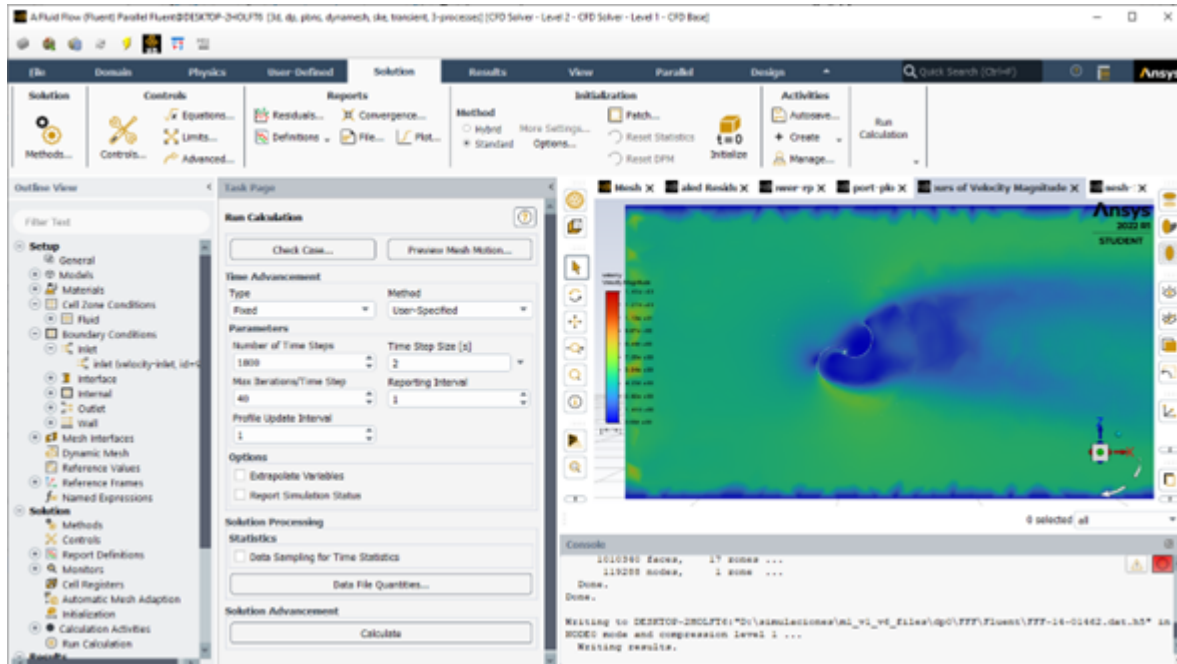


Figura 3.22: Interfaz de usuario ANSYS Fluent

3.6. Simulación CFD

El software seleccionado es capaz de realizar este tipo de simulaciones [46], el tipo de simulación es CFD (Computational Fluid Dynamics), este tipo de simulación utiliza análisis numérico y estructuras de datos para resolver problemas que tiene relación con mecánica de fluidos, más precisamente el software ANSYS se basa en el método de volúmenes finitos [47], el cual es un método para la representación y evaluación de ecuaciones diferenciales parciales en la forma de ecuaciones algebraicas, los parámetros físicos son aproximados a nodos discretos rodeados de volúmenes finitos dentro del dominio de la simulación. A continuación, se describe el proceso realizado para desarrollar las simulaciones, se realizó una simulación por cada modelo, dado que los procesos son prácticamente iguales para los 3 modelos, únicamente se reportará el proceso del modelo Savonius estándar y se señalará los cambios particulares para las simulaciones de los otros dos modelos.

3.6.1. Dominio y generación de malla

En una primera parte es necesario elaborar un entorno en el cual las turbinas puedan ser sometidas a las pruebas necesarias, se diseñó un túnel de viento mostrado en la figura 3.23, esta diseñado según los requisitos de ANSYS Fluent para poder realizar la simulación, podemos ver que consta de 3 partes, la turbina, un cilindro que encapsula la turbina y el túnel, estos dos últimos son utilizados como dominios. Un dominio se puede entender como una opción de espacio donde la solución de la simulación CFD es calculada [49].

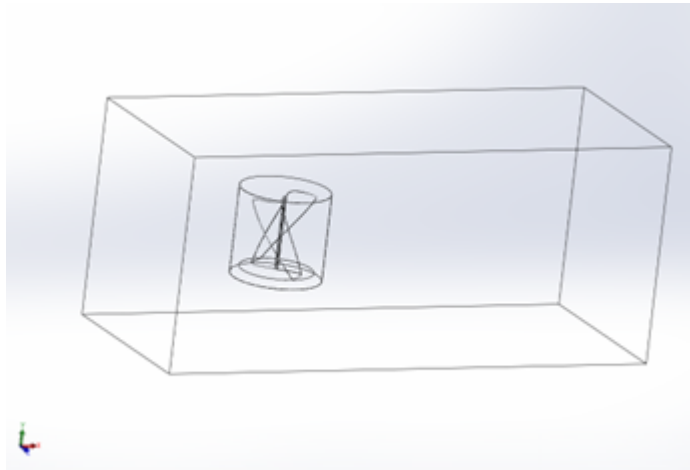


Figura 3.23: Entorno de pruebas

Es necesario señalar que ambos dominios son geometrías completamente independientes, esto debido al tipo de mallado que se necesita en cada uno de ellos para poder realizar el tipo de estudio de trabajo, otro punto importante a señalar es que por la forma en que el programa ANSYS procesa los modelos fue necesario que el segundo dominio tenga un vaciado de la forma de la turbina, es decir, a pesar de que en la figura 3.24 se puede ver la turbina dentro del dominio se trata en realidad de falta de un espacio vacío con forma de la turbina. Se utilizaron dos tipos de mallado, el primero tipo de mallado es un mallado estático, utilizado en el túnel de viento, los nodos de este dominio permanecen estáticos, y el otro es un mallado dinámico, utilizado en el dominio que encapsula la turbina, en el cual los nodos se adaptan modificando su geometría a la interacción que existe entre la turbina de un material sólido y el fluido que en este caso es aire.

El proceso de generación de malla consiste en dividir en partes, llamadas nodos [48], un

modelo tridimensional. Los nodos son los puntos en donde la simulación adquiere información, esta información pasa por un proceso de post procesamiento en el cual se calcula, a partir de la información obtenida, el valor de una variable en ese punto, estos nodos pueden variar en densidad y posición, es necesario notar que el resultado por un nodo es utilizado por los nodos circundantes. Debido a lo anterior podemos asumir que una mayor densidad de nodos indicaría una mayor densidad de información y por tanto mayor exactitud en los resultados obtenidos.

En todas las simulaciones realizadas por encontrar la siguiente configuración en cuanto a posicionamiento y tamaño de los elementos que la constituyen.

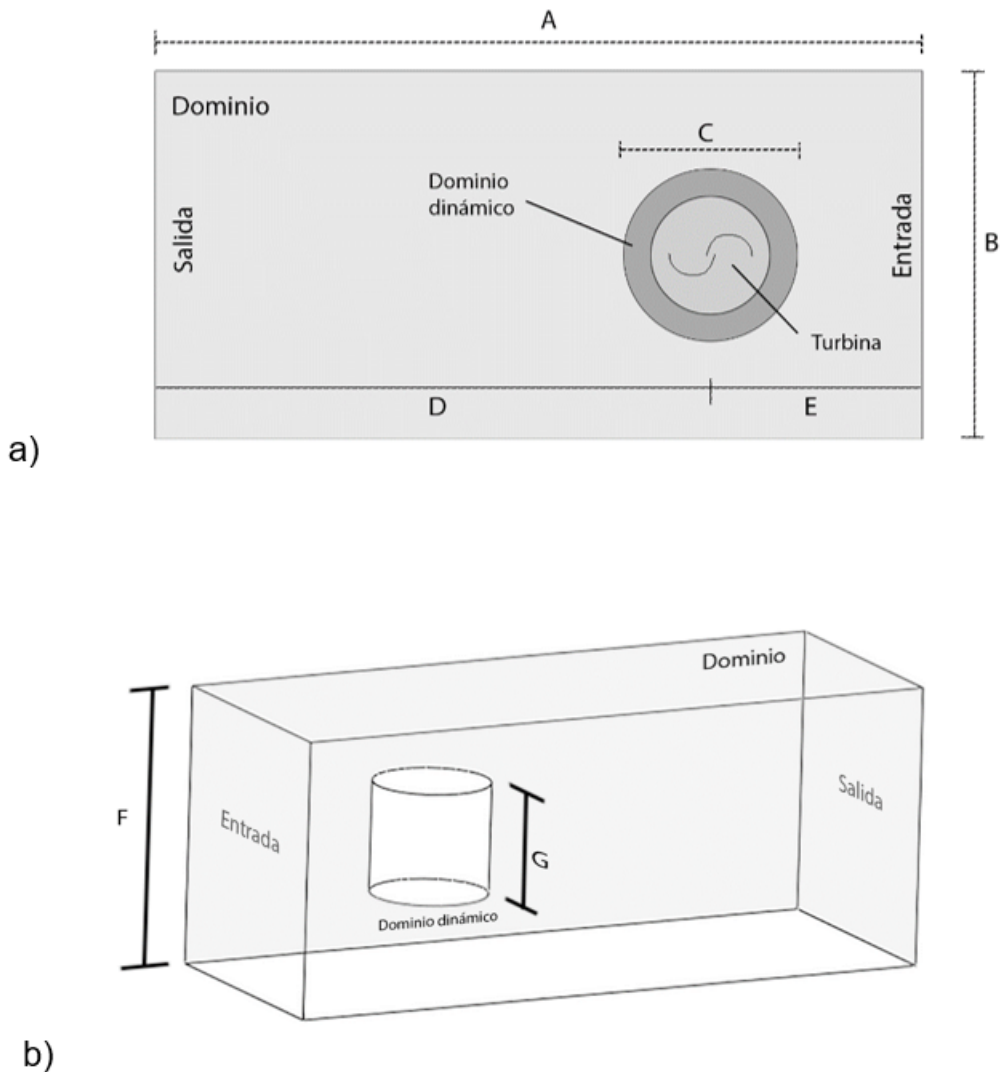


Figura 3.24: a) Vista superior de diagrama de dominios en la simulación b) Vista en perspectiva de diagrama de dominios en la simulación

Tabla 3.7: Medidas de dominios de simulación

Turbina	A (cm)	B (cm)	C (cm)	D (cm)	E (cm)	F (cm)	G (cm)
Savonius estándar	205.20	79.20	36	144	61.20	90	35.52
Icewind	302.67	116.82	53.10	212.23	90.44	94	31.33
Ehecatl	205.20	79.20	36	144	61.20	87.6	35.04

Los valores para los modelos Savonius estándar y Ehecatl comparten casi todos los valores, excepto por el valor F ya que ambos modelos presentan un diámetro igual e 30cm, la turbina Icewind tiene un diámetro de 60cm. Todas las medidas fueron basadas en múltiplos del diámetro de cada turbina. En las figuras de a continuación se puede observar el modelo completo de la turbina Icewind antes del proceso de simulado.

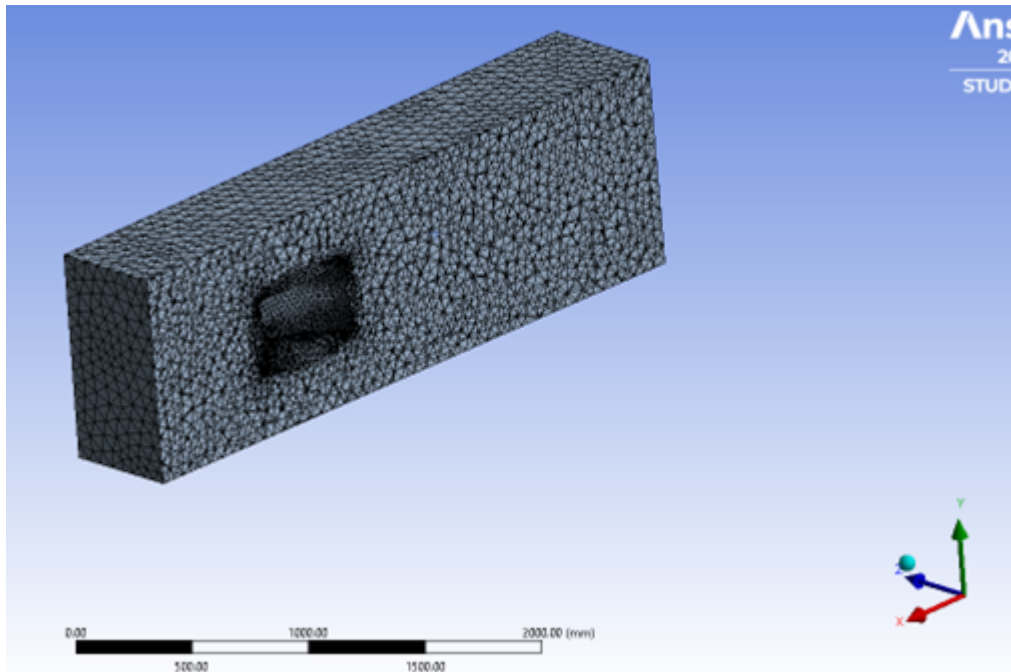


Figura 3.25: Perspectiva del enmallado del dominio no dinámico, sin el volumen del dominio dinámico y sin la turbina.

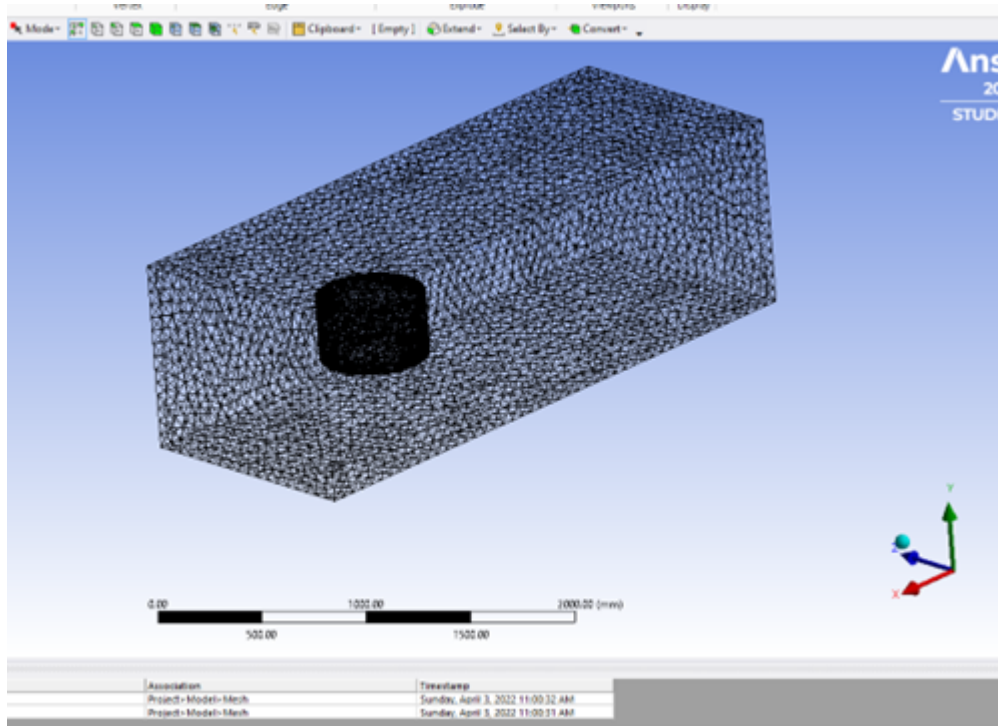


Figura 3.26: Perspectiva del enmallado del modelo completo con cada uno de elementos en su posición.

3.6.2. Configuración y solución de las simulaciones

Se realizaron un total de 15 simulaciones, 3 de ellas fueron realizadas con la finalidad de analizar el comportamiento de los 3 tipos de turbina a una velocidad de 3 m/s, las otras 12 simulaciones tienen la finalidad de obtener la información necesaria para encontrar la curva de potencia de la turbina Ehecatl. Después de haber creado el diseño de la malla para cada uno de los elementos, además de haber etiquetado correctamente los dominios se proceden a la configuración de cada simulación. El primer paso es la designación de función de cada una de las partes de la simulación, se aplica una configuración de entrada y salida para 2 paredes del túnel de viento, las otras 4 se designan como paredes sólidas, en el caso del dominio dinámico es necesario configurar que el vaciado de este dominio sea interpretado como un elemento sólido. Posteriormente se designan los materiales de los que cada dominio está constituido, en este caso aire con una densidad constante de 1.225 kg/m^3 (densidad del aire a nivel del mar) y una viscosidad de $1.7894 \times 10^{-5} \text{ kg/(m s)}$, para el caso de la turbina se utilizó aluminio como material con una densidad constante de 2719 kg/m^3 . Para el dominio dinámico se utilizó un solucionador llamado seis grados de

libertad (six DOF) el cual permite calcular fuerzas y momentos externos, como fuerzas y momentos aerodinámicos y gravitacionales en un objeto. Estas fuerzas se calculan mediante la integración numérica de la presión y el esfuerzo cortante sobre las superficies del objeto. Se pueden agregar fuerzas de carga adicionales [50]. Para la obtención de datos es necesario configurar todas las variables que se quieren medir dentro de la simulación, las seleccionadas para todas las simulaciones fueron: Velocidad axial, velocidad tangencial, fuerza en eje X, fuerza en eje z, momento en el eje Y, velocidad de viento, coeficiente de toque, tiempo y numero de iteraciones por paso de tiempo, estos valores son almacenados en un documento de texto en formato de tabla. El único valor que cambia para cada una de las simulaciones es el valor de la velocidad de viento, a continuación, se muestra una tabla con las funciones que describen el comportamiento del viento para cada simulación.

Tabla 3.8: Funciones utilizadas para cada simulación

#	Modelo	Velocidad de viento (m /s)	Función del comportamiento del viento
1	Icewind	3	$1 \text{ [m s}^{-1}\text{]}^3 / (1 + \exp(-0.2 * (\text{Time} / 1.5[\text{s}]) + 5.2))$
2	Savonius estándar	3	$1 \text{ [m s}^{-1}\text{]}^3 / (1 + \exp(-0.2 * (\text{Time} / 1.5[\text{s}]) + 5.2))$
3	Ehecatl	1	$1 \text{ [m s}^{-1}\text{]}^1 / (1 + \exp(-0.2 * (\text{Time} / 1.5[\text{s}]) + 5.2))$
5	Ehecatl	2	$1 \text{ [m s}^{-1}\text{]}^2 / (1 + \exp(-0.2 * (\text{Time} / 1.5[\text{s}]) + 5.2))$
6	Ehecatl	3	$1 \text{ [m s}^{-1}\text{]}^3 / (1 + \exp(-0.2 * (\text{Time} / 1.5[\text{s}]) + 5.2))$
7	Ehecatl	4	$1 \text{ [m s}^{-1}\text{]}^4 / (1 + \exp(-0.2 * (\text{Time} / 1.0[\text{s}]) + 5.2))$
8	Ehecatl	5	$1 \text{ [m s}^{-1}\text{]}^5 / (1 + \exp(-0.15 * (\text{Time} / 1.5[\text{s}]) + 5.2))$
9	Ehecatl	6	$1 \text{ [m s}^{-1}\text{]}^6 / (1 + \exp(-0.2 * (\text{Time} / 1.5[\text{s}]) + 5.2))$
10	Ehecatl	7	$1 \text{ [m s}^{-1}\text{]}^7 / (1 + \exp(-0.15 * (\text{Time} / 1.5[\text{s}]) + 5.2))$
11	Ehecatl	8	$1 \text{ [m s}^{-1}\text{]}^8 / (1 + \exp(-0.10 * (\text{Time} / 1.7[\text{s}]) + 5.2))$
12	Ehecatl	9	$1 \text{ [m s}^{-1}\text{]}^9 / (1 + \exp(-0.10 * (\text{Time} / 1.7[\text{s}]) + 5.2))$
13	Ehecatl	10	$1 \text{ [m s}^{-1}\text{]}^{10} / (1 + \exp(-0.17 * (\text{Time} / 3[\text{s}]) + 5.2))$
14	Ehecatl	11	$1 \text{ [m s}^{-1}\text{]}^{11} / (1 + \exp(-0.14 * (\text{Time} / 3[\text{s}]) + 5.2))$
15	Ehecatl	12	$1 \text{ [m s}^{-1}\text{]}^{12} / (1 + \exp(-0.14 * (\text{Time} / 3[\text{s}]) + 5.2))$

Se utilizo un modelo k-épsilon estándar para el comportamiento del viento, este modelo es comúnmente utilizado en simulaciones del fluido turbulento [51]. Es un modelo de dos ecuaciones que da una descripción general de la turbulencia utilizando el balance de dos ecuaciones de transporte. Los valores del modelo de viscosidad para el comportamiento

del viento pueden ser visualizados en la figura 3.27, al igual que una captura de pantalla de la configuración utilizada para la solución del modelo.

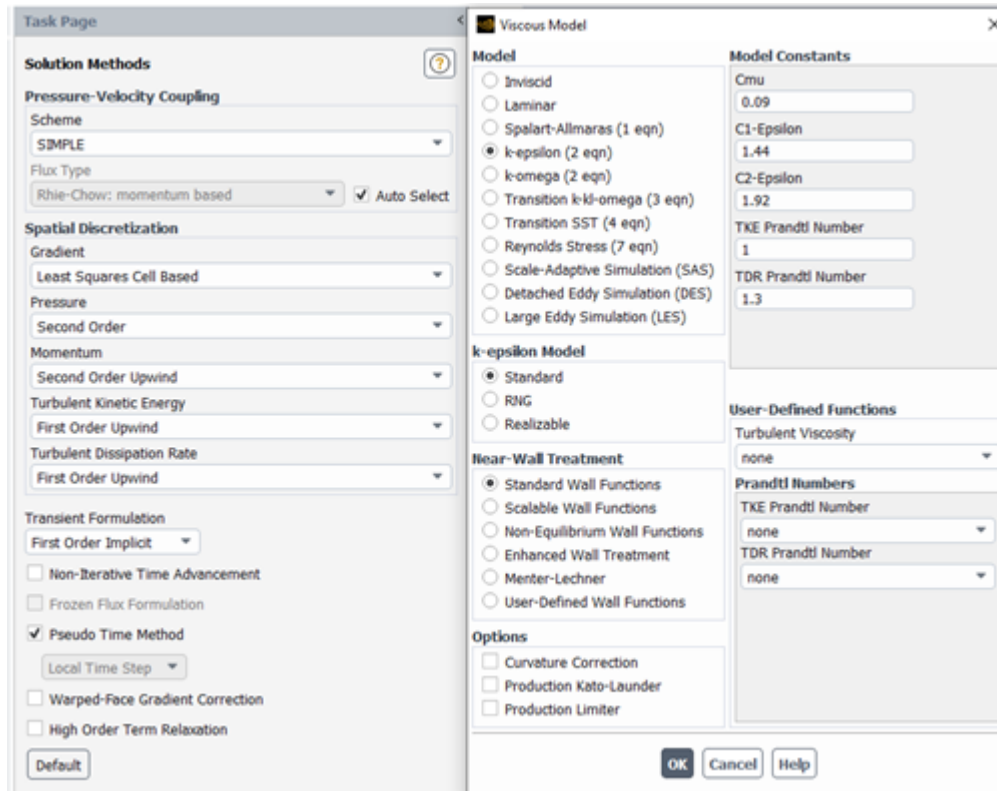


Figura 3.27: Configuración del modelo de viscosidad y del método de la solución

Para la solución del modelo se consideró un criterio absoluto de 0.05 de convergencia en los residuos de la simulación, los residuos pueden ser explicados como una expresión del error de la convergencia de la solución [52] en la figura 3.28 podemos observar una captura de pantalla de la gráficas de los residuos obtenidos.

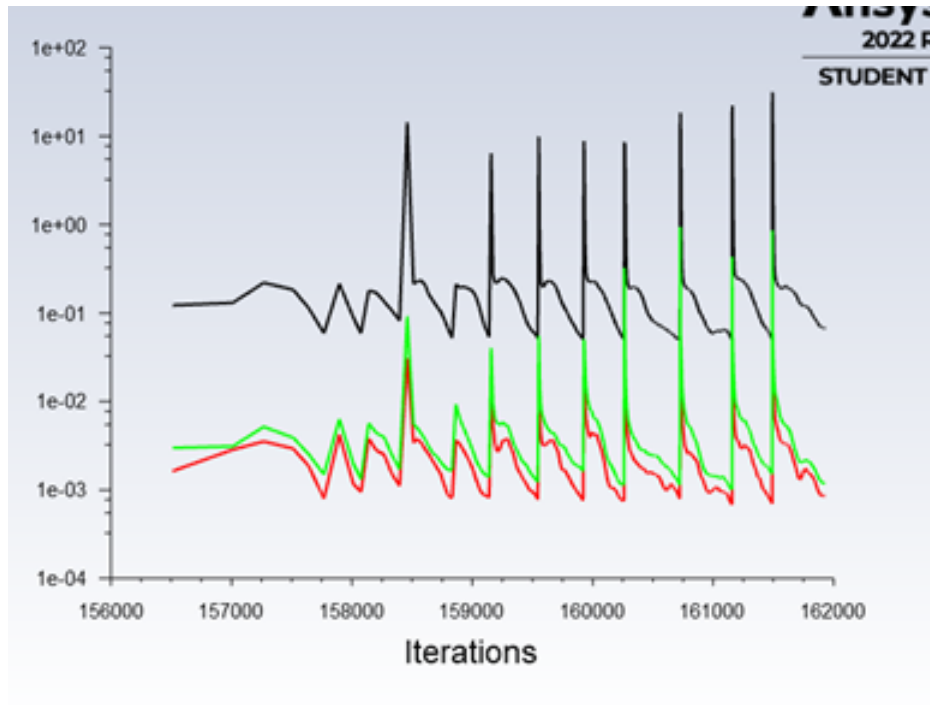


Figura 3.28: Ejemplo de los residuos obtenidos durante el desarrollo de las simulaciones

En la figura 3.29 podemos encontrar una captura de pantalla del proceso de solución en curso, se muestran los parámetros de residuos que indican información relacionada con error de cada iteración, las gráficas de debajo indican torque, la velocidad del viento de entrada, y la velocidad tangencial de la turbina.

Cuando la simulación ha sido realizada el programa almacena en una base de datos desde donde pueden ser recuperados para realizar procesos de post procesamiento de información.

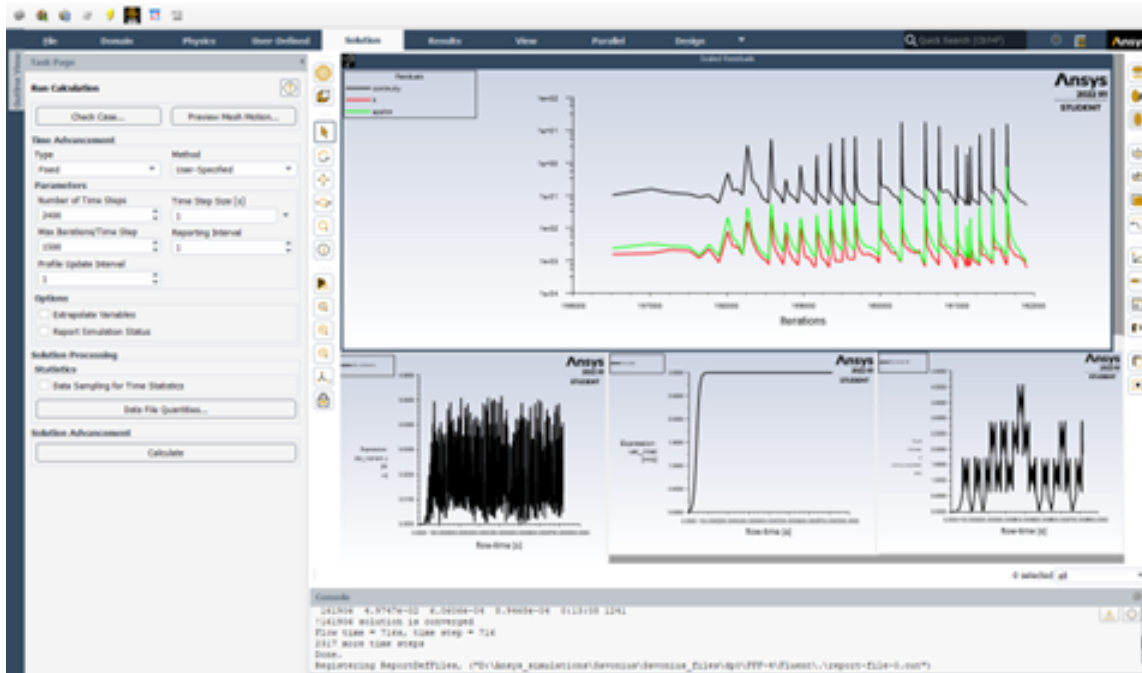


Figura 3.29: Proceso de solución en curso

Capítulo 4

Análisis de resultados y conclusiones

En esta capítulo se analizarán los resultados obtenidos de las 15 simulaciones realizadas, se dividirán entre los resultados obtenidos para la caracterización de la turbina Ehecatl y los resultados de la comparación de las 3 turbinas.

4.1. Consideraciones de los resultados

Es necesario notar que los resultados obtenidos fueron basados en los datos obtenidos de velocidad de viento a 10 m de altura de la aplicación NASA POWER , esta velocidad de viento puede variar en el sitio de instalación ya que en el área metropolitana o residencial de la ciudad de Puebla únicamente las casas de 2 o más pisos son las más cercanas a esta a esta altura, basados en la norma técnica complementaria para el proyecto arquitectónico de la Ciudad de México [53] como ejemplo, podemos notar que la altura mínima de una casa de 1 piso debe de ser de 2.30m y debe tener una altura máxima de 3.5m.

$$V = V_{ref} \left(\frac{\ln(h/h_0)}{\ln(h_{ref}/h_0)} \right) \quad (4.1)$$

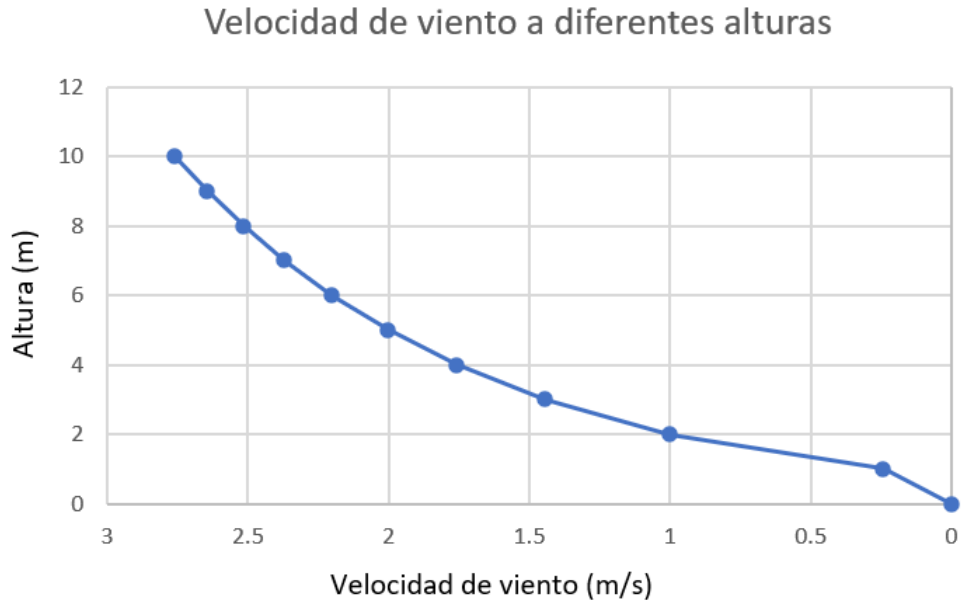


Figura 4.1: Gráfica de velocidad de viento a diferentes alturas en el lugar de instalación

La ecuación logarítmica para el cálculo del perfil de velocidad de viento a diferentes alturas (ecuación 4.1) nos permite conocer la velocidad de viento a cualquier altura [54], teniendo en cuenta una altura como referencia, la velocidad de viento a dicha altura de referencia y un parámetro relacionado con la rugosidad de la superficie, a continuación en la figura 4.1 se grafica como es que la velocidad de viento va disminuyendo conforme se acerca al suelo utilizando la ecuación 4.1 tomando como referencia los 2.79m/s promedio a 10m de altura del sitio de instalación.



Figura 4.2: Imagen Turbina VAWT instalada sobre un poste [55].

Teniendo en cuenta lo antes dicho en referencia a la altura promedio de las casas en zonas residenciales, podemos observar que una casa de 3 m de altura estaría obteniendo una velocidad de viento aproximada de unos 1.5 m/s, lo cual es suficiente para mover la turbina, sin embargo podemos ver que mientras más altura mayor será la velocidad del viento y por ende la generación de energía, como una alternativa para alcanzar una mayor velocidad en el sitio de instalación pueden utilizarse postes para instalar la turbina a una mayor altura como se puede observar en la figura 4.2.

4.2. Comparación de turbinas

A continuación, podemos en las figuras 4.3,4.4 y 4.5 podemos ver la comparación de las tres turbinas a una velocidad de viento de 3 m/s.

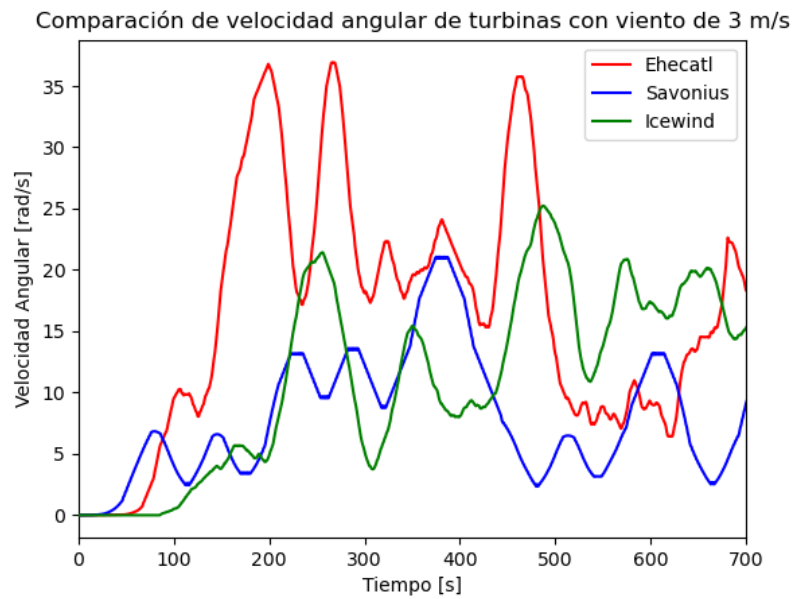


Figura 4.3: Gráfica de comparación de velocidad angular de las tres turbinas a una velocidad de viento de 3m/s

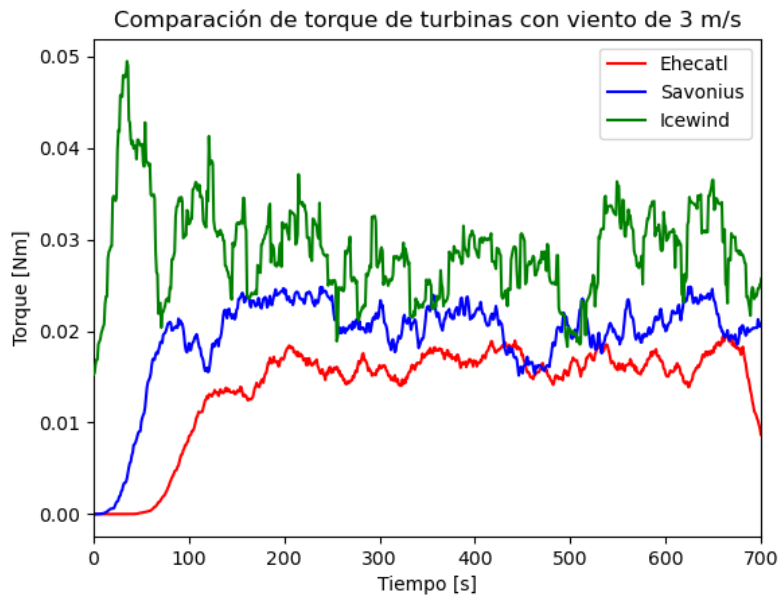


Figura 4.4: Gráfica de comparación de torque de las tres turbinas a una velocidad de viento de 3m/s

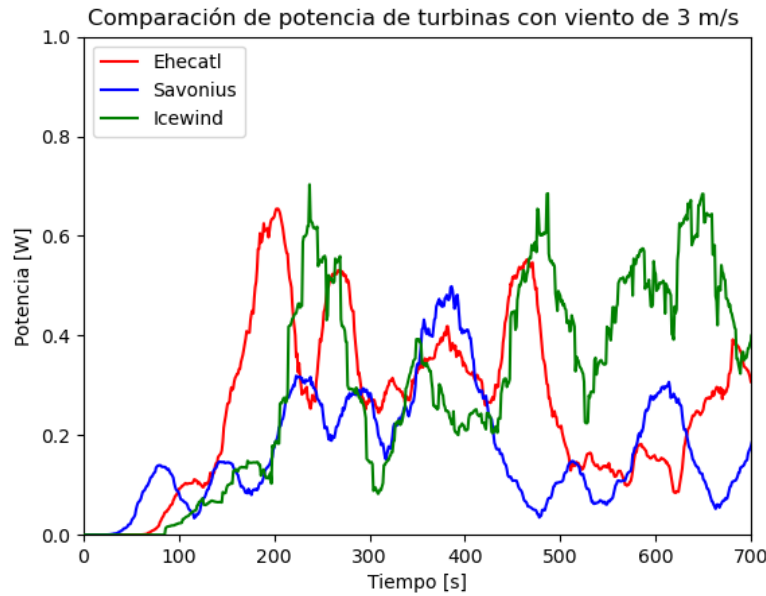


Figura 4.5: Gráfica de comparación de potencia generada de las tres turbinas a una velocidad de viento de 3m/s

La turbina Icewind fue la que tuvo una mayor generación de energía en el lapso de 700 segundos en comparación con las otras 2 turbinas, en la tabla 4.3 podemos observar que la Ehecatl genera un 70 % del total de la energía generada por la turbina Icewind a una velocidad de 3m/s.

Tabla 4.1: Tabla comparativa de Potencia Promedio

Modelo de Turbina	Potencia promedio [W]
Savonius	0.173
Icewind	0.388
Ehecatl	0.265

4.3. Caracterización turbina Ehecatl

Para lograr obtener la curva de potencia de la turbina Ehecatl, primero fue necesario obtener de las 12 simulaciones realizadas cada uno de los siguientes valores: velocidad angular, potencia generada por la turbina, el coeficiente de potencia (C_p) y a la relación

de velocidad punta (TSR), las ecuaciones necesarias para obtener estos valores ya fueron descritas en el capítulo I de este documento. Como ejemplo de los resultados obtenidos se adjuntarán las gráficas de las variables calculadas de la turbina Ehecatl con una velocidad de viento a 5m/s, en el anexo A pueden encontrarse las gráficas obtenidas para todos los demás valores obtenidos de la turbina Ehecatl, incluyendo las figuras ya presentadas para facilitar la lectura del anexo. La primera variable obtenida es la velocidad angular, como se puede observar en la ecuación 4.2, la velocidad angular es igual a la velocidad tangencial dividida por el radio de la turbina, en este caso $r=0.15$, en la figura 4.6 podemos observar ambas velocidades graficadas.

$$\omega = \frac{v_a}{r} \quad (4.2)$$

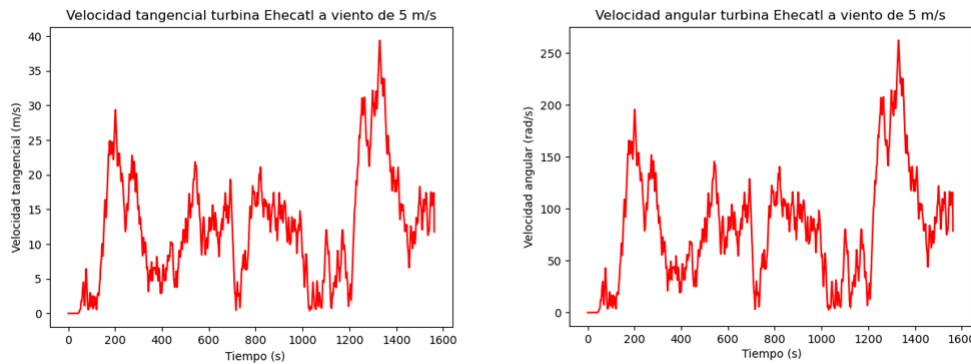


Figura 4.6: Izquierda: Velocidad tangencial de la turbina Ehecatl a una velocidad de viento de 5m/s, derecha: Velocidad angular de la turbina Ehecatl a una velocidad de viento de 5m/s

Otro valor obtenido de las simulaciones en el momento de fuerza o torque, necesario para obtener la potencia generada por la turbina, como podemos observar en la ecuación 4.3 la potencia es igual a el producto entre el torque y la velocidad angular, en la figura 4.7 podemos observar el torque y la potencia obtenida por la turbina.

$$W = T \cdot \omega \quad (4.3)$$

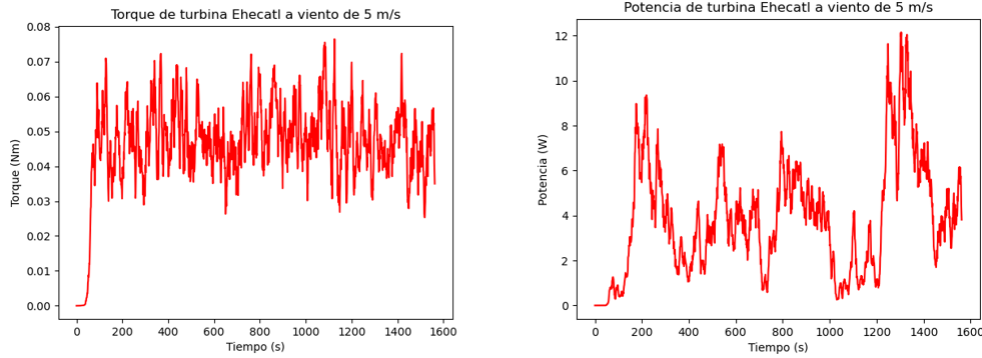


Figura 4.7: Izquierda: Torque de la turbina Ehecatl a una velocidad de viento de 5m/s, derecha: Potencia de la turbina Ehecatl a una velocidad de viento de 5m/s

Como se mencionó en el capítulo anterior el comportamiento del viento corresponde a una función, podemos ver una gráfica de la misma en la figura 4.8, debido a que el viento no es siempre constante a 5m/s se proceden a eliminar todos los valores previos a la velocidad constante en la gráfica de potencia como se puede observar también en la figura 4.8.

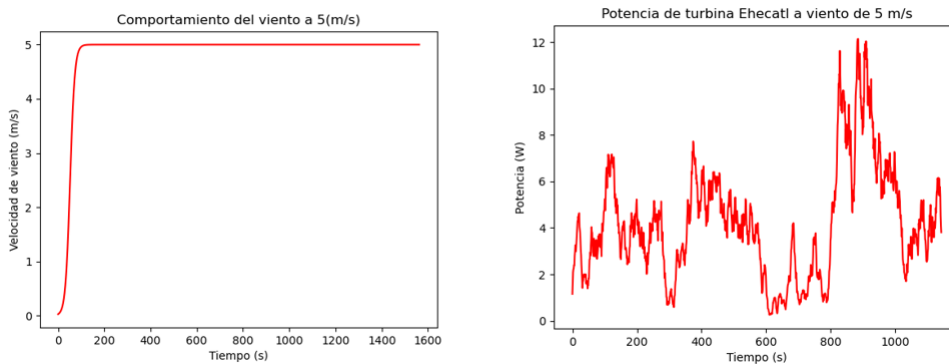


Figura 4.8: Izquierda: Comportamiento del viento de 5m/s, derecha: Potencia de la turbina Ehecatl a una velocidad de viento de 5m/s , sin los valores previos a la velocidad constante de viento.

Cuando se ha completado el tratamiento de datos para todas las simulaciones se obtiene la potencia generada a velocidad de viento constante por la turbina para todas las velocidades de viento desde 1 m/s a 12 m/s, se promedia el valor obtenido para cada simulación para así poder obtener un valor de potencia constante, con este valor es posible calcular un coeficiente de potencia utilizando la ecuación 2.1 del capítulo 2.3 , estos valores se pueden observar en la tabla 4.2.

Tabla 4.2: Valores obtenidos de la turbina Ehecatl

Velocidad de viento m/s	Velocidad tangencial m/s	Torque (Nm)	Velocidad angular (rad/s)	TSR	Potencia de aire (W)	Potencia de turbina (W)	Coefficiente de potencia (Cp)	Coefficiente de Torque (Cm)
1	1.083	0.0015	7.221	1.083	0.053	0.011	0.208	0.002
2	2.350	0.0059	15.667	1.175	0.424	0.092	0.217	0.010
3	11.384	0.0210	75.891	3.795	1.431	1.596	1.116	0.034
4	13.587	0.0341	90.580	3.397	3.392	3.086	0.910	0.056
5	7.316	0.0464	48.775	1.463	6.625	2.263	0.342	0.002
6	8.567	0.0662	57.114	1.428	11.448	3.780	0.330	0.010
7	5.739	0.0786	38.260	0.820	18.179	3.009	0.166	0.034
8	7.001	0.1221	46.673	0.875	27.136	5.698	0.210	0.056
9	11.976	0.1462	79.840	1.331	38.637	11.676	0.302	0.076
10	5.007	0.1695	33.380	0.501	53.000	5.657	0.107	0.108
11	7.801	0.1964	52.006	0.709	70.543	10.214	0.145	0.128
12	8.466	0.2538	56.438	0.705	91.584	14.322	0.156	0.199

Con la información disponible en la tabla 4.2 es posible calcular la curva de potencia de la turbina Ehecatl, tomando en cuenta los valores de TSR y coeficiente de potencia, en la figura 4.9 podemos observar la gráfica de estos valores.

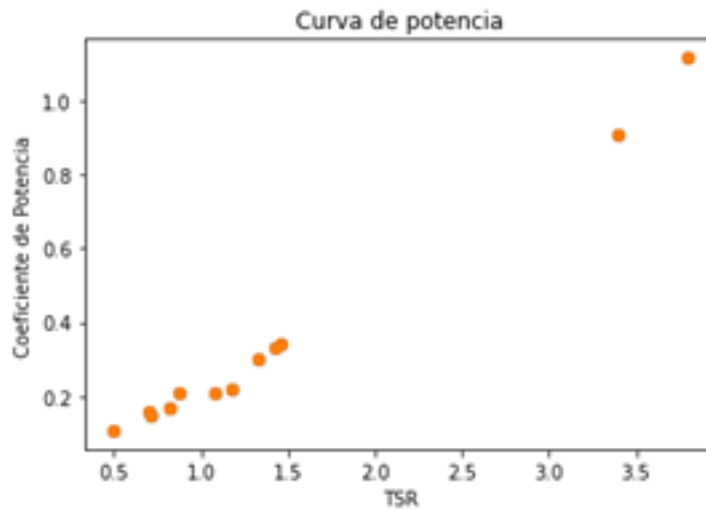


Figura 4.9: Gráfica de TSR contra Coeficiente de Potencia.

No es posible obtener una curva de potencia debido a la naturalidad de puntos obtenidos

, debido a que es necesario hacer un ajuste de curva para obtener una ecuación que describa el comportamiento de la turbina procederemos a eliminar 2 puntos que no tienen precisión correspondiente a los demás valores, posterior a ello agregaremos 2 valores de referencia para crear el ajuste de curva, el valor agregado será el doble del valor más alto de TSR y con valor 0 en coeficiente de potencia, el otro valor será colocado en el origen de la gráfica, ambos valores pueden ser identificados con el color azul en la figura siguiente, la función que define la curva de potencia puede ser observada a continuación en la figura 4.10 al igual que la gráfica de la curva.

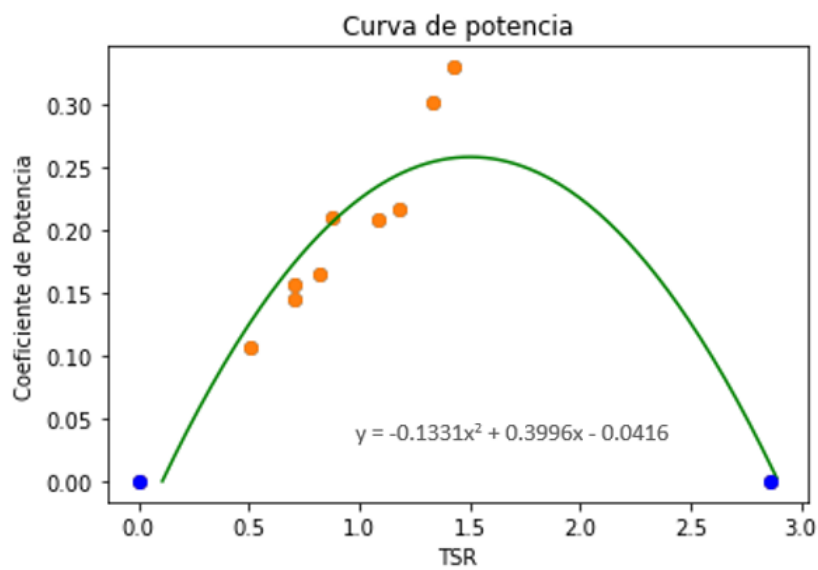


Figura 4.10: Curva de potencia de la Turbina Ehecatl

A continuación, en la figura 4.11 podemos observar la gráfica de velocidad de viento contra coeficiente de potencia, esta gráfica es muy útil para ayudarnos a predecir la potencia que será capaz de generar la turbina Ehecatl teniendo en cuenta la potencia total disponible del viento.

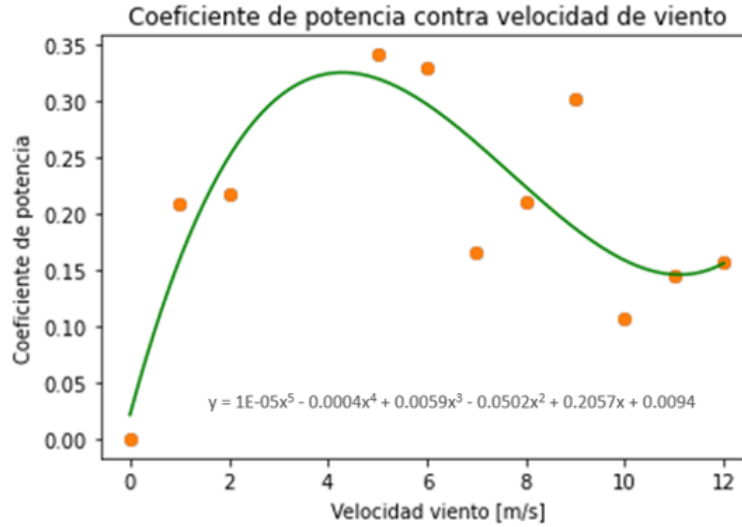


Figura 4.11: Gráfica de Coeficiente de Potencia contra velocidad de viento

En la figura 4.12 podemos apreciar una gráfica del coeficiente de torque contra la velocidad del viento, la información sobre coeficiente de torque fue un dato obtenido directamente de los resultados de las simulaciones, ya que el programa ANSYS nos permite medir este valor de la turbina Ehecatl.

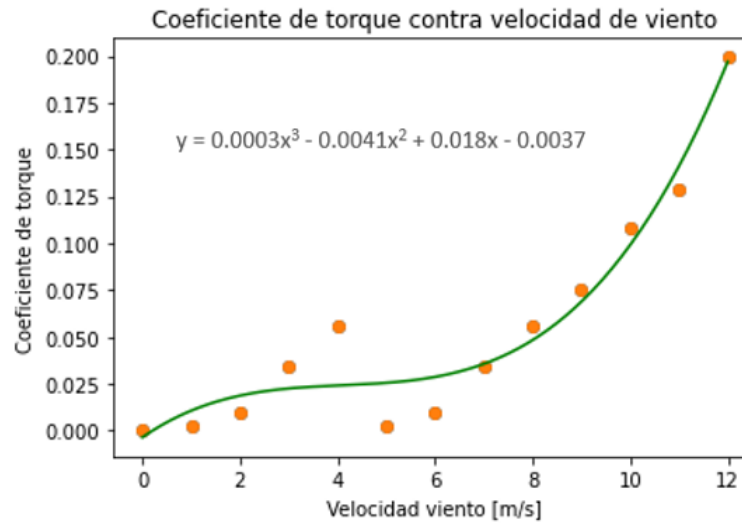


Figura 4.12: Coeficiente de Torque contra velocidad de viento

Tomando en cuenta la ecuación que define la curva del coeficiente de potencia contra velocidad de viento de la figura 4.11, es posible obtener una ecuación que define el valor de la potencia de la turbina conociendo únicamente la velocidad de viento, basados en la ecuación 4.4 mostrada a continuación, veremos que la potencia de la turbina se define

como la potencia disponible en el viento multiplicado por el coeficiente de potencia, tal que si sustituimos los valores de la potencia disponible en el viento y la ecuación que nos entrega el valor del coeficiente de potencia a partir de la velocidad de viento obtendremos la ecuación 4.5

$$P_t = P_a \cdot CP \quad (4.4)$$

Para la potencia disponible en el viento utilizaremos el valor de área utilizado para realizar las simulaciones es decir 0.08292 m², y para la densidad del aire utilizaremos la densidad a nivel del mar, utilizada también para realizar las simulaciones, es decir 1.225 kg/m³. Utilizando la ecuación 4.5, evaluaremos la potencia entregada por de la turbina Ehecatl utilizando los valores de la velocidad promedio del viento mensual del año 2015 al 2020, es decir los datos que se encuentran en la tabla 1.1

$$P_t = \left(\frac{1}{2} \cdot 1.225 \cdot 0.08292 \cdot V^3 \right) (-3.122e^{-5} V^5 + 0.001093 V^4 - 0.01327 V^3 + 0.06159 V^2 - 0.07575 V + 0.2273) \quad (4.5)$$

En la gráfica 4.13 podemos apreciar cuál es la potencia disponible en el viento y la potencia disponible en la turbina durante los 72 meses de la tabla 1.1, la potencia está medida en watts. Utilizando los datos obtenidos para realizar esta gráfica podemos obtener un valor promedio del coeficiente de potencia de la turbina, ya que su potencia se ha evaluado en un largo período de tiempo, despejando el coeficiente de potencia de la ecuación 4.4, utilizando el valor promedio de la potencia del viento y potencia de la turbina, el coeficiente de potencia o eficiencia energética de la turbina Ehecatl es de 0.277.

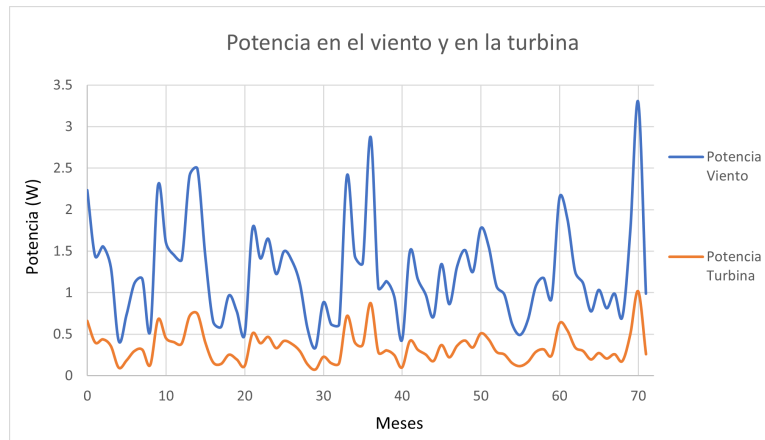


Figura 4.13: Potencia disponible en el viento y generada por la turbina

Con el dato de coeficiente de potencia de la turbina queda concluido el proceso de caracterización de la turbina, ya que nuevamente utilizando a la ecuación 4.4 podemos saber la energía de la turbina en función de la velocidad del viento, sin la necesidad de utilizar el valor del polinomio, utilizando a su vez únicamente el coeficiente de potencia de la turbina y la velocidad del viento, como se muestra en la gráfica de a continuación.

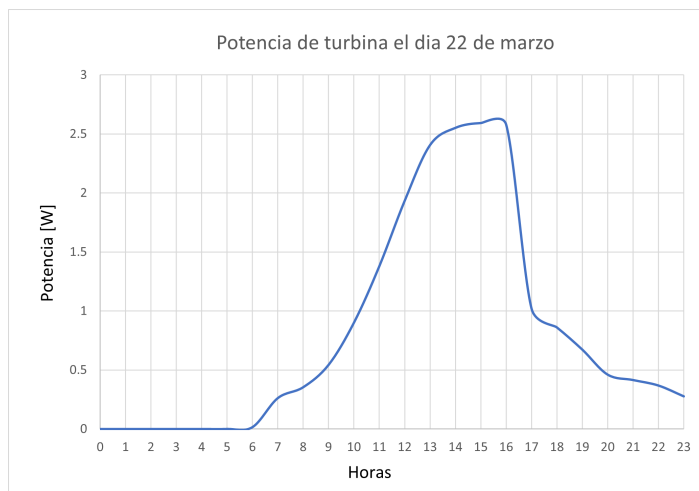


Figura 4.14: Potencia generada por la turbina Ehecatl a lo largo de un día

Utilizando el valor de la velocidad del viento de un día al azar, en este caso 22 de marzo, podemos ver cuanta será la energía generada a lo largo de ese día por la turbina. En este caso genero un total de 19.58W de los 70.71W disponibles en el viento, generando un promedio de 0.81 W/h.

4.4. Conclusiones y desarrollo futuro

El resultado de esta tesis ha sido el diseño y caracterización de la turbina Ehecatl, con todos los antecedentes vistos en los anteriores capítulos como son el estudio de tipo de viento en el lugar de instalación, estudiar el comportamiento del recurso del viento en el lugar de emplazamiento, una investigación de los tipos de aerogenerador de eje vertical que existen actualmente, la selección específica del tipo de aerogeneradores que será más eficiente en el tipo de viento al que será expuesta la turbina, posteriormente se buscaron elementos de diseño para este tipo de aerogeneradores que contribuyeran a la eficiencia del mismo, resultando en la creación del diseño de la turbina.

Los resultados de simulaciones realizadas a la turbina Ehecatl pueden ser apreciados en este último capítulo, en el cual se exponen 3 gráficas en particular que nos ayudan a conocer las características de esta turbina en función de su desempeño en la generación de energía, estas gráficas son: la curva de potencia de velocidad punta contra coeficiente de potencia (figura 4.10), coeficiente de potencia contra velocidad de viento (figura 4.11) y coeficiente de torque contra velocidad de viento (figura 4.12), tras el análisis de estos resultados fue posible conocer cuál será el desempeño de esta turbina prácticamente conociendo únicamente la velocidad del viento (ecuación 4.5) esto se complementa con las otras 3 simulaciones en las cuales se compara el modelo de la turbina Ehecatl, contra la turbina Savonius y la turbina a Icewind, estos resultados nos ayudan a referenciar cuál sería el desempeño de la turbina comparándola con otros modelos de turbinas. Tras el análisis de los datos presentes en este último capítulo concluimos que el coeficiente de potencia o eficiencia energética de la turbina Ehecatl es de 0.277.

Este documento como producto de una primera investigación del desarrollo del modelo de la turbina de Ehecatl cumple con la función de caracterizar y comparar la turbina con otros modelos, sin embargo, es necesario recalcar que en un futuro trabajo de investigación sería bueno mejorar ciertos aspectos del proceso de simulación, características más específicas en la configuración de las simulaciones con referencia al comportamiento del viento, las características del fluido, exponer la turbina a más simulaciones para poder obtener una mayor cantidad de datos y lograr una caracterización más exacta de esta turbina,

haría falta también exponer la turbina a condiciones extremas de viento y realizar simulaciones sobre cuál sería el desgaste de exponer esta turbina a el medio ambiente, todo esto podría ser realizada por medio de simulaciones computacionales de mecánica de fluidos, las cuales requieren de un gran un gran recurso computacional para ser llevadas a cabo de una manera precisa, por otra parte, esta etapa de experimentación podría realizarse físicamente, con modelos construidos a escala, en túneles de viento, exponiendo la turbina a diferentes condiciones de viento.

Como parte del trabajo futuro de esta investigación se podría hacer una propuesta sobre los demás elementos que componen el aerogenerador de eje vertical, el sistema de engranajes y el generador en función de la fuerza de torque y velocidad angular que tiene la turbina, el tipo de material a utilizar para la turbina, así como posibles modificaciones al modelo.

Para obtener una mayor eficiencia en la generación de energía con la turbina Ehecatl, podría estudiarse como se comportará la turbina en un arreglo de “reverse doublet” [29], esto con el fin de formar arreglos en la posición de las turbinas que mejoren su rendimiento al estar afectadas positivamente por la estela dejada por otra turbina. Aunado a lo anterior pueden proponerse Incluir en el diseño de turbinas en par al algún panel fotovoltaico para tener generación combinada de energía solar y energía eólica en un mismo dispositivo.

Este trabajo hace la aportación de un diseño de aerogenerador de eje vertical, contribuyendo a la vasta variedad de aerogeneradores de este tipo que ya existen en el mercado, que tiene como objetivo aumentar la generación en sitio y con ello disminuir el uso del tendido eléctrico para el transporte de energía, esto a su vez genera una reducción de emisión de gases contaminantes y contribuye a el frenado del cambio climático, este trabajo aporta una opción más en el cambio de uso de tecnología que utiliza combustibles fósiles a tecnología que aprovecha recursos energéticos renovables.

Bibliografía

- [1] University of Toronto. (2012, April 2). Evidence that human ancestors used fire one million years ago. ScienceDaily. Retrieved October 31, 2021 from www.sciencedaily.com/releases/2012/04/120402162548.html.
- [2] Heinrich Karl Brugsch-Bey and Henry Danby Seymour, .^A History of Egypt Under the Pharaohs". J. Murray, 1881. Page 422. (cf., [... the symbol of a] 'serpent' is rather a fish, which still serves, in the Coptic language, to designate the electric fish [...]).
- [3] Moller, Peter; Kramer, Bernd (diciembre de 1991), «Review: Electric Fish», *BioScience (American Institute of Biological Sciences)* 41 (11): 794-6 [794], JSTOR 1311732, doi:10.2307/1311732.
- [4] Stewart, J. V. (2001). *Intermediate Electromagnetic Theory* , p50. World Scientific.
- [5] *Volta: Science and culture in the age of enlightenment*, Princeton University Press, 2003.
- [6] Maver, William, Jr.: .^Electricity, its History and Progress", *The Encyclopedia Americana; a library of universal knowledge*, vol. X, pp. 172ff. (1918). New York: Encyclopedia Americana Corp.
- [7] Carlson, W. Bernard (2013). *Tesla: Inventor of the Electrical Age*. Princeton University Press. ISBN 978-1-4008-4655-9.
- [8] heney M (2001). *Tesla : Man Out of Time*. New York, NY: Touchstone. ISBN 0-7432-1536-2.

- [9] ünter D. Roth Meteorología. Formaciones nubosas y otros fenómenos meteorológicos. Situaciones meteorológicas generales. Pronósticos del tiempo. Barcelona:Ediciones Omega, 2003 (edición original alemana: Múnich, 2002).
- [10] GreenMountainWindFarm Fluvanna 2004. (2004). [Fotografía]. commons.wikimedia.org/wiki/File:GreenMountainWindFarm_Fluvanna_2004.jpg.
- [11] F. Frunzulica, A. Cismilianu, A. Boros, A. Dumitrache, and B. Suatean, “A new vertical axis wind turbine design for urban areas,” in AIP Conference Proceedings, Jun. 2016, vol. 1738, no. 1, p. 410008, doi: 10.1063/1.4952209.
- [12] Mariano, E. (2020, 1 abril). Arranca instalación de 2 parques eólicos en Tamaulipas. Energy & Commerce. <https://energyandcommerce.com.mx/arranca-instalacion-de-2-parques-eolicos-en-tamaulipas/>.
- [13] Landberg, L. (2015). Meteorology for Wind Energy. Wiley.
- [14] Tasneem, Z., Al Noman, A., Das, S. K., Saha, D. K., Islam, M. R., Ali, M. F., R Badal, M. F., Ahamed, M. H., Moyeen, S. I., & Alam, F. (2020). An analytical review on the evaluation of wind resource and wind turbine for urban application: Prospect and challenges. *Developments in the Built Environment*, 4, 100033. <https://doi.org/10.1016/j.dibe.2020.100033>.
- [15] Ng E, YuanC, ChenL, RenC, FungJC .Improving the wind environment in high-density cities by under standing urban morphology and surfacerough- ness: a study in Hong Kong.Landsc Urban Plan 2011;101:59–74. Ng E, YuanC, ChenL, RenC, FungJC .Improving the wind environment in high-density cities by under standing urban morphology and surfacerough- ness: a study in Hong Kong.Landsc Urban Plan 2011;101:59–74.
- [16] Raupach M, Antonia R, RajagopalanS. Rough-wall turbulent boundary layers. *Appl Mech Rev* 1991 ;44:1–25.
- [17] Kaiser-Weiss, A. K., Kaspar, F., Heene, V., Borsche, M., Tan, D. G. H., Poli, P., Obregon, A., and Gregow, H., 2015: Comparison of regional and global reanalysis

- near-surface winds with station observations over Germany, *Adv. Sci. Res.*, 12, 187-198, DOI: 10.5194/asr-12-187-2015.
- [18] Connor, N. (2020, 20 enero). ¿Qué es el flujo laminar vs turbulento? Definición. *Thermal Engineering*. <https://www.thermal-engineering.org/es/que-es-el-flujo-laminar-vs-turbulento-definicion>.
- [19] Clifton A.; Wagner R. (2014). "Accounting for the effect of turbulence on wind turbine power curves". *The Science of Making Torque Proceedings*; June 18-20, 2014. Copenhagen. Denmark. [Consultado mayo de 2017]. Disponible en: <https://www.nrel.gov/docs/fy14osti/62234.pdf>.
- [20] *Terminesp:intensidad de turbulencia - Wikilengua*. (2018). *Terminesp:intensidad de turbulencia*. www.wikilengua.org/index.php/Terminesp:intensidad_de_turbulencia.
- [21] Distribución de Weibull. <http://xn--drmstrre-64ad.dk/wp-content/wind/miller/windpower20web/es/tour/wres/weibull.htm>.
- [22] Manwell, J. F., & McGowan, J. G. (2021). *WIND ENERGY EXPLAINED Theory, Design and Application Second Edition* BY J. F. Manwell and J. G. McGowan (English Edition) (2.a ed.). *Wind Energy Explained*.
- [23] Clancy, L.J. (1978). *Aerodynamics*. New York: Wiley. ISBN 0-273-01120-0.
- [24] Betz Limit | REUK.co.uk. (2010, septiembre). Betz Limit. <http://www.reuk.co.uk/wordpress/wind/betz-limit>.
- [25] Mathew, S., & Philip, G. (2012). Wind Turbines. *Comprehensive Renewable Energy*, 93–111. <https://doi.org/10.1016/b978-0-08-087872-0.00205-5>.
- [26] Lombardi, D. (2010). *Long Term Performance of Mono-pile Supported Offshore Wind Turbines*. Bristol: University of Bristol.
- [27] Cox, J. A., & Jones, C. (2010). *Long-Term Performance of Suction Caisson Supported Offshore Wind Turbines*. Bristol: University of Bristol.

- [28] Raciti Castelli, Marco; Englaro, Alessandro; Benini, Ernesto (2011). "The Darrieus wind turbine: Proposal for a new performance prediction model based on CFD". *Energy*. 36 (8): 4919–34. doi:10.1016/j.energy.2011.05.036.
- [29] Letcher, T. M. (2017). *Wind Energy Engineering: A Handbook for Onshore and Offshore Wind Turbines* (Illustrated ed.). Academic Press.
- [30] Holmes, B. J.; Obara, C. J.; Yip, L. P. (1984-06-01). "Natural laminar flow experiments on modern airplane surfaces".
- [31] Minnesota Municipal Power Agency. (2015). *Wind Energy Math Calculations*. <https://www.mmpa.org/>. <https://mmpa.org/wp-content/uploads/2015/09/Tip-Speed-Ratio-Provided-by-Kid-Wind-PDF.pdf>.
- [32] Hau, E., & Renouard, H. (2013). *Wind Turbines: Fundamentals, Technologies, Application, Economics* (English Edition) (3.a ed.). Springer.
- [33] José Augusto Medrano Hernández, J. A. M. H. (2019). *Análisis sobre la influencia de la turbulencia en la producción energética de las turbinas eólicas*. Ingeniería Energética. Published.
- [34] Scheaua, F. D. (2020). Comparative Numerical Analysis on Vertical Wind Turbine Rotor Pattern of Bach and Benesh Type. *Energies*, 13(9), 2311.
- [35] Shaheen, M., & Abdallah, S. (2016). Development of efficient vertical axis wind turbine clustered farms. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 63, 237–244. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.05.062>.
- [36] Zemamou, M., Aggour, M., & Toumi, A. (2017). Review of savonius wind turbine design and performance. *Energy Procedia*, 141, 383–388. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2017.11.047>.
- [37] Scheaua, F. D. (2021). Wind energy conversion within agricultural farm using vertical axis turbines of optimized SAVONIUS type. *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*, 635(1), 012015. <https://doi.org/10.1088/1755-1315/635/1/012015>.

- [38] Mansour, H., & Afify, R. (2020). Design and 3D CFD Static Performance Study of a Two-Blade IceWind Turbine. *Energies*, 13(20), 5356. <https://doi.org/10.3390/en13205356>.
- [39] Ragheb, M., & M., A. (2011). Wind Turbines Theory - The Betz Equation and Optimal Rotor Tip Speed Ratio. *Fundamental and Advanced Topics in Wind Power*. Published. <https://doi.org/10.5772/21398>.
- [40] Wenehenubun, F., Saputra, A., & Sutanto, H. (2015). An Experimental Study on the Performance of Savonius Wind Turbines Related With The Number Of Blades. *Energy Procedia*, 68, 297–304. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2015.03.259>.
- [41] Tian, W., Song, B., VanZwieten, J., & Pyakurel, P. (2015). Computational Fluid Dynamics Prediction of a Modified Savonius Wind Turbine with Novel Blade Shapes. *Energies*, 8(8), 7915–7929. <https://doi.org/10.3390/en8087915>.
- [42] Sousa, J.V.N.; Macêdo, A.R.L.; Amorim Junior, W.F.; Lima, A.G.B. Numerical analysis of turbulent fluid flow and drag coefficient for optimizing the AUV hull design. *Open J. Fluid Dyn.* 2014, 4, 263 -277.
- [43] Tian, W.; Song, B.; Mao, Z. Numerical investigation of a Savonius wind turbine with elliptical blades. *Proc. CSEE* 2014, 34, 796–802.
- [44] Jeon, K. S., Jeong, J. I., Pan, J. K., & Ryu, K. W. (2015). Effects of end plates with various shapes and sizes on helical Savonius wind turbines. *Renewable Energy*, 79, 167–176. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2014.11.035>.
- [45] Lee, J. H., Lee, Y. T., & Lim, H. C. (2016). Effect of twist angle on the performance of Savonius wind turbine. *Renewable Energy*, 89, 231–244. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2015.12.012>.
- [46] Ansys. Pennsylvania Technology Directory. 1999. p. 25.
- [47] LeVeque, R. J. (2012). *Finite Volume Methods for Hyperbolic Problems* (Cambridge Texts in Applied Mathematics). Cambridge University Press.

- [48] Node Values. (2009). ANSYS FLUENT 12.0/12.1 Documentation. <https://www.afs.enea.it/project/neptunius/docs/fluent/html/ug/node980.htm>.
- [49] Geometry or computational domain creation. (2012). ENGINEERING EXCELLENCE. <http://www.cfdyna.com/CFDHT/GeoCreation.html>.
- [50] Six DOF Solver Settings. (2009). ANSYS FLUENT 12.0/12.1 Documentation. <https://www.afs.enea.it/project/neptunius/docs/fluent/html/ug/node401.htm>.
- [51] K-epsilon models – CFD-Wiki, the free CFD reference. (2009). K Epsilon Models. https://www.cfd-online.com/Wiki/K-epsilon_models.
- [52] Monitoring Residuals. (s. f.). ANSYS FLUENT 12.0 User's Guide. <https://www.afs.enea.it/project/neptunius/docs/fluent/html/ug/node812.htm>.
- [53] Aboitiz Saro, Lic. F. (2011). NORMA TÉCNICA COMPLEMENTARIA PARA EL PROYECTO ARQUITECTÓNICO [Ley Orgánica de la Administración Pública del Distrito Federal]. <http://cgservicios.df.gob.mx/prontuario/vigente/r406001.pdf>.
- [54] Holmes, J. D. (2018, 9 octubre). Wind Loading of Structures | John D. Holmes | Taylor & Francis eBooks,. Taylor & Francis.
- [55] Wang, Y. (s. f.). Dynamic Study of a Rooftop Vertical Axis Wind Turbine Tower Based on an Automated Vibration Data Processing Algorithm. MDPI.

Anexo A

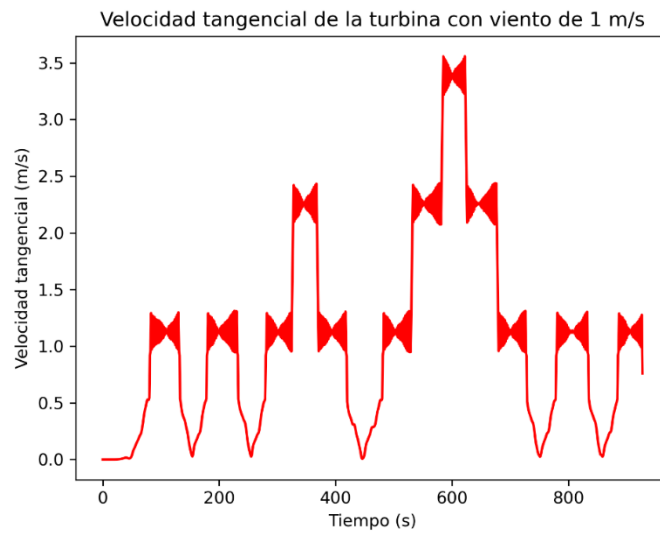


Figura A1: Velocidad tangencial (m/s) de turbina Ehecatl a una velocidad de viento de 1 m/s

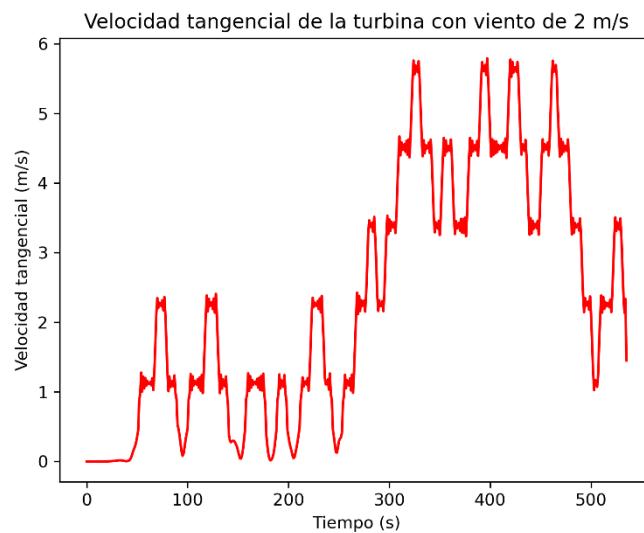


Figura A2: Velocidad tangencial (m/s) de turbina Ehecatl a una velocidad de viento de 2 m/s

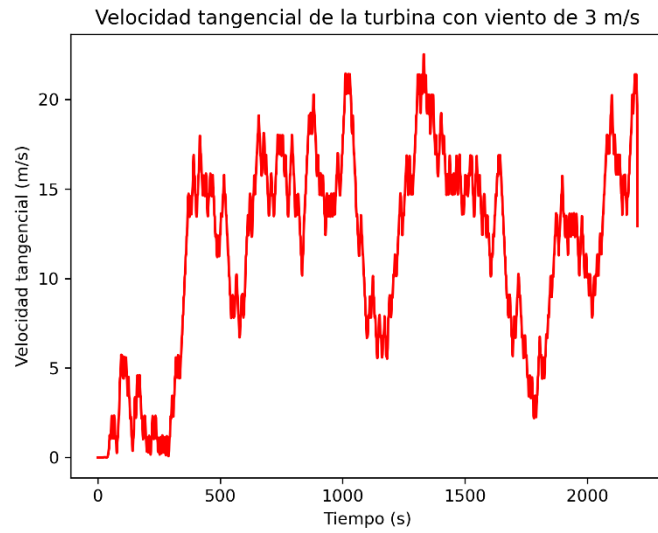


Figura A3: Velocidad tangencial (m/s) de turbina Ehecatl a una velocidad de viento de 3 m/s

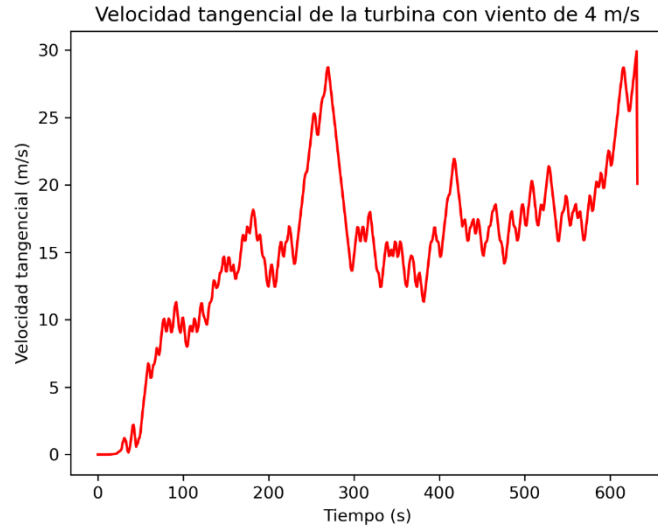


Figura A4: Velocidad tangencial (m/s) de turbina Ehecatl a una velocidad de viento de 4 m/s

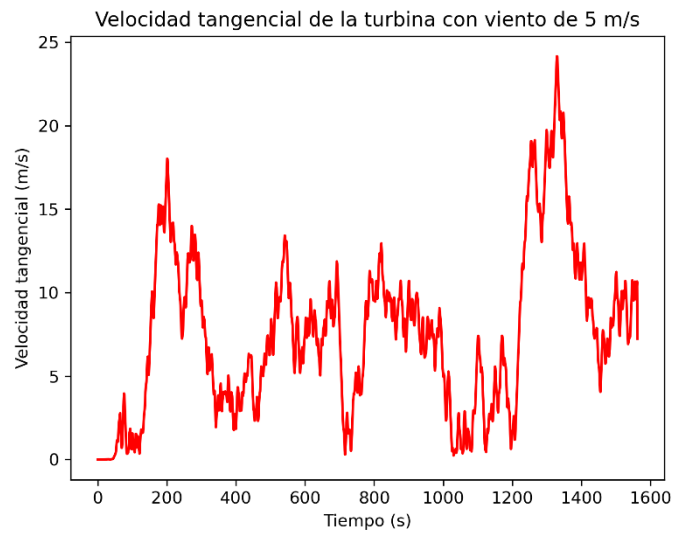


Figura A5: Velocidad tangencial (m/s) de turbina Ehecatl a una velocidad de viento de 5 m/s

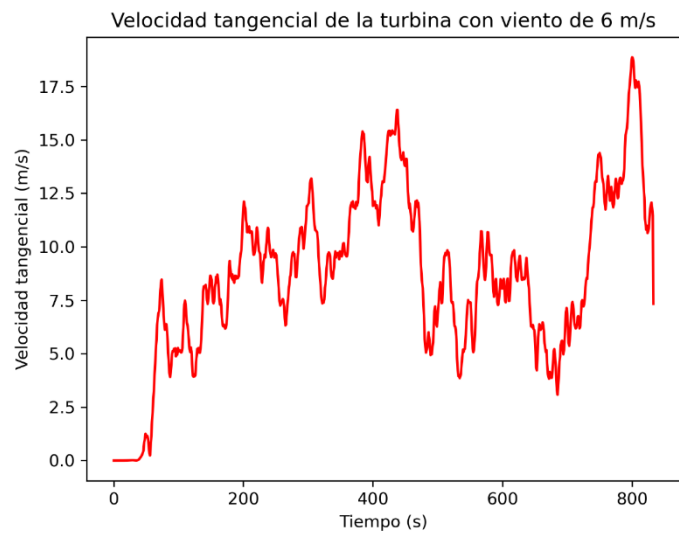


Figura A6: Velocidad tangencial (m/s) de turbina Ehecatl a una velocidad de viento de 6 m/s

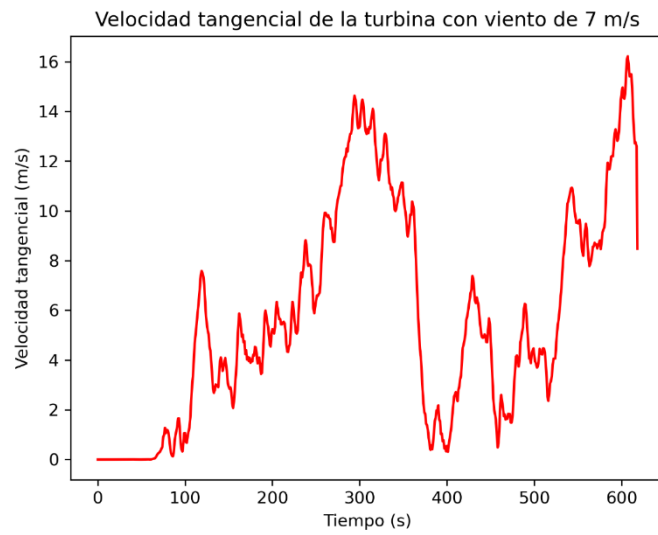


Figura A7: Velocidad tangencial (m/s) de turbina Ehecatl a una velocidad de viento de 7 m/s

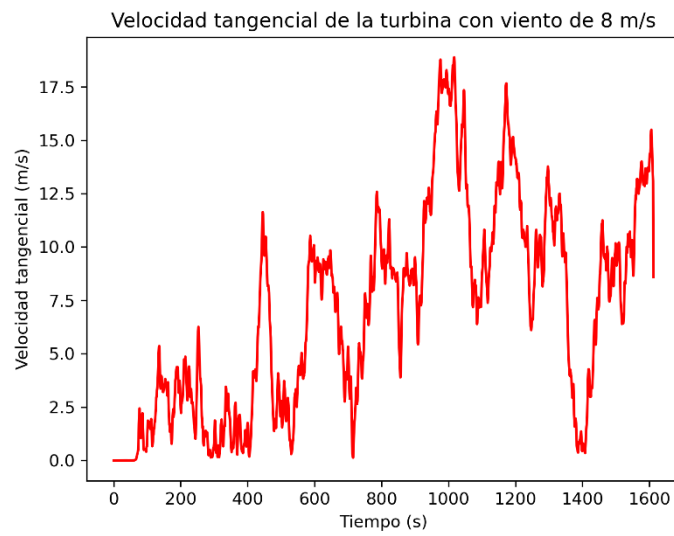


Figura A8: Velocidad tangencial (m/s) de turbina Ehecatl a una velocidad de viento de 8 m/s

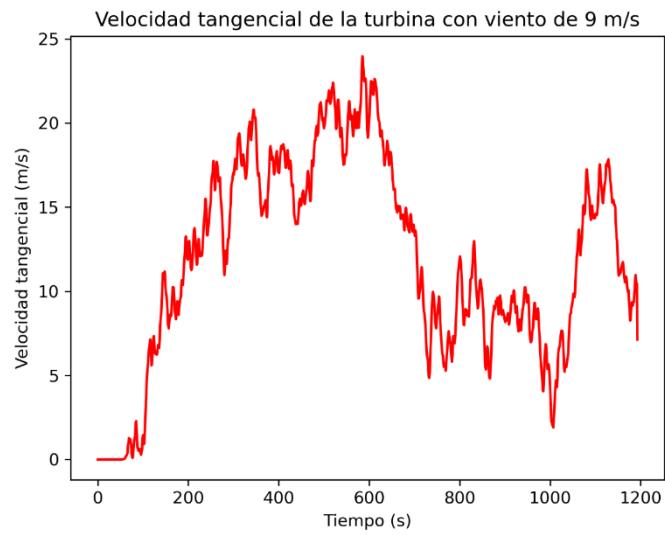


Figura A9: Velocidad tangencial (m/s) de turbina Ehecatl a una velocidad de viento de 9 m/s

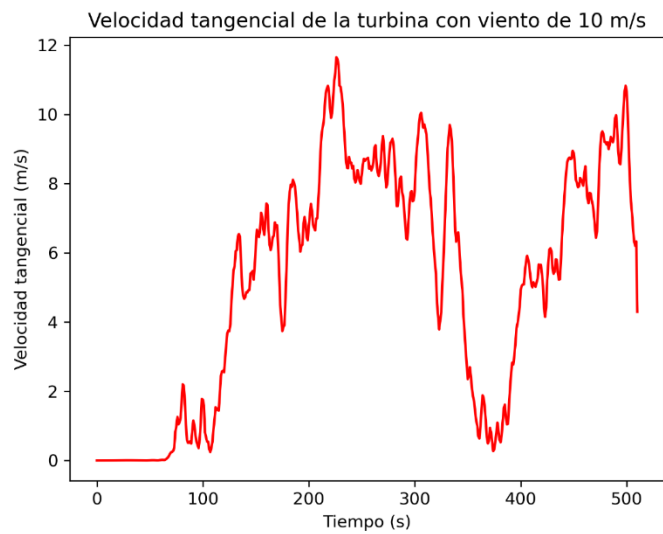


Figura A10: Velocidad tangencial (m/s) de turbina Ehecatl a una velocidad de viento de 10 m/s

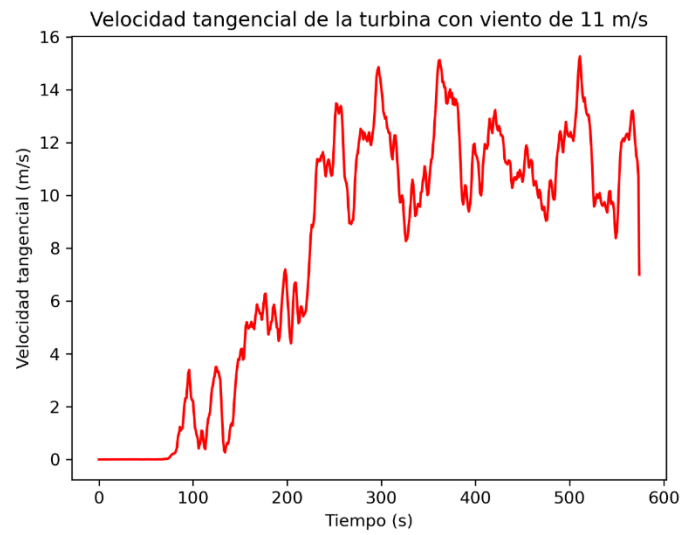


Figura A11: Velocidad tangencial (m/s) de turbina Ehecatl a una velocidad de viento de 11 m/s

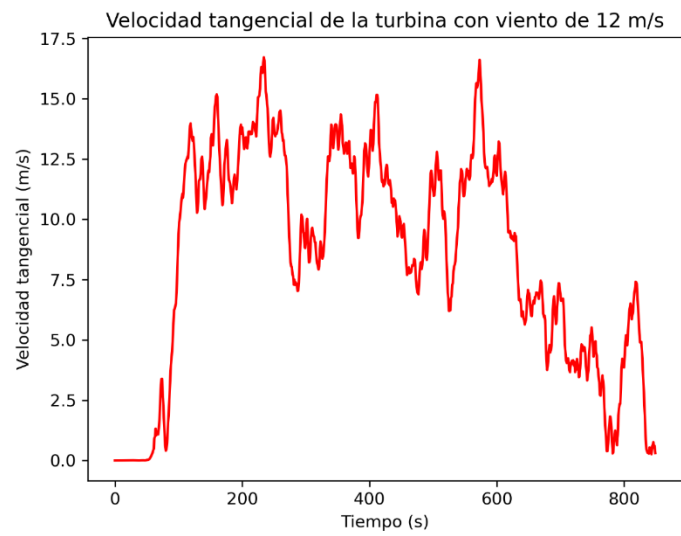


Figura A12: Velocidad tangencial (m/s) de turbina Ehecatl a una velocidad de viento de 12 m/s

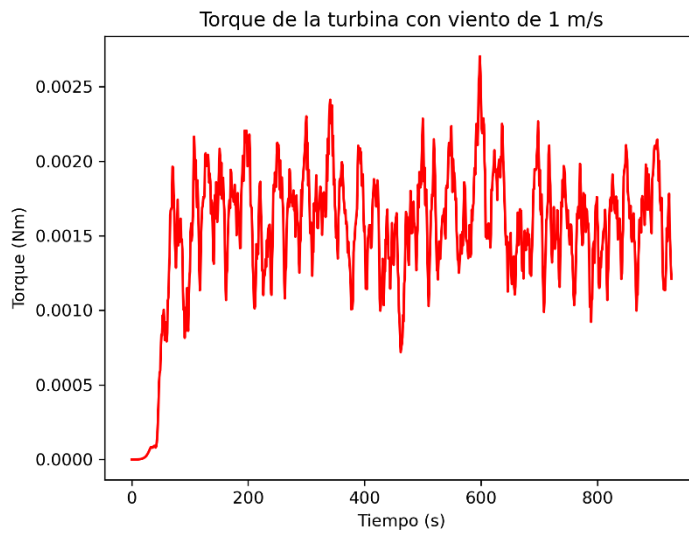


Figura A13: Torque (Nm) de turbina Ehecatl a una velocidad de viento de 1 m/s

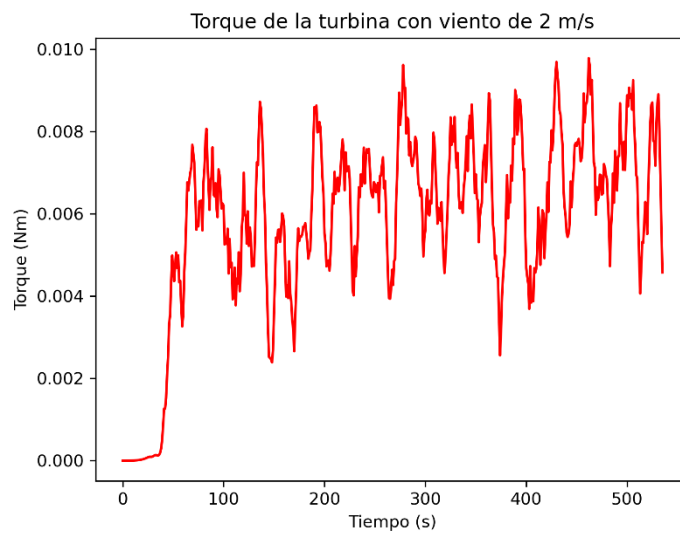


Figura A14: Torque (Nm) de turbina Ehecatl a una velocidad de viento de 2 m/s

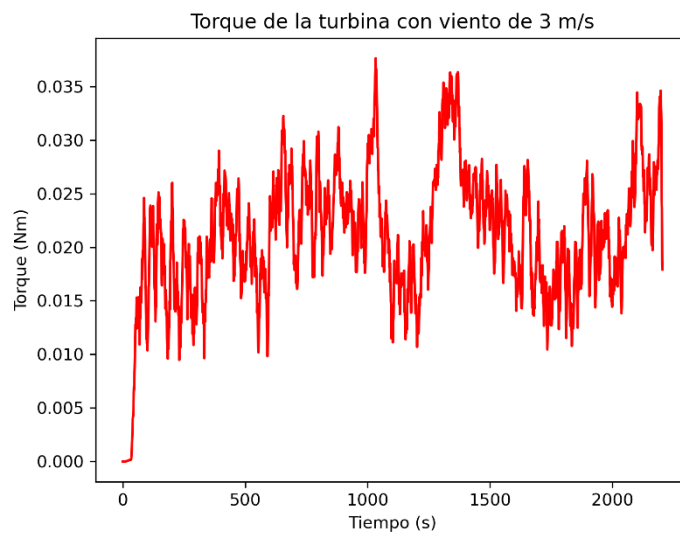


Figura A15: Torque (Nm) de turbina Ehecatl a una velocidad de viento de 3 m/s

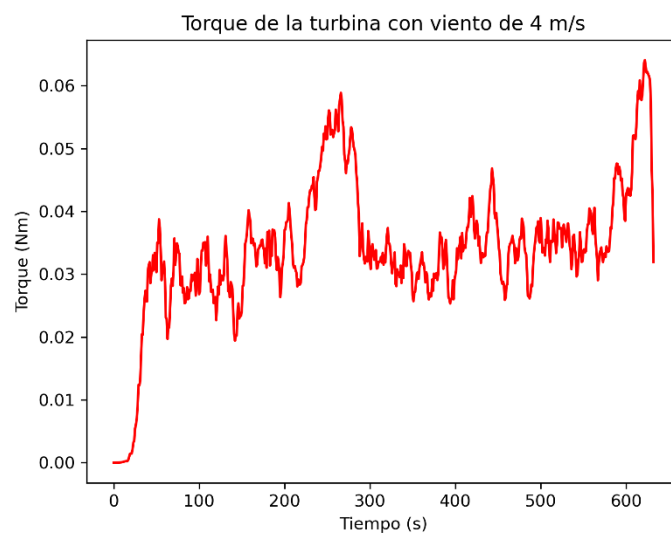


Figura A16: Torque (Nm) de turbina Ehecatl a una velocidad de viento de 4 m/s

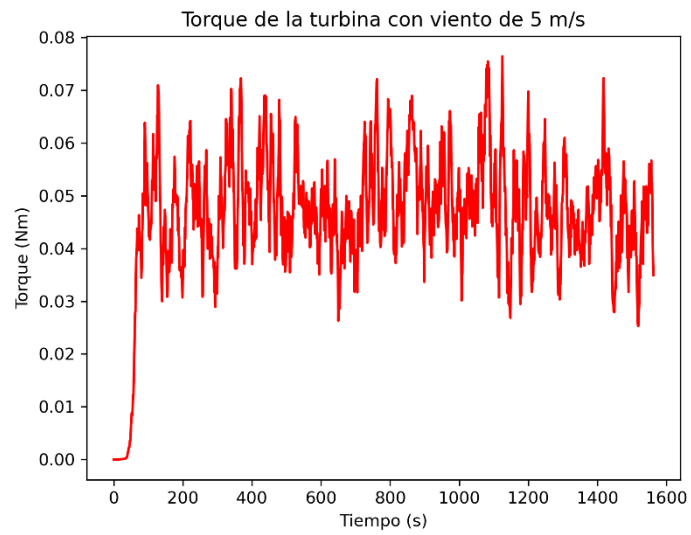


Figura A17: Torque (Nm) de turbina Ehecatl a una velocidad de viento de 5 m/s

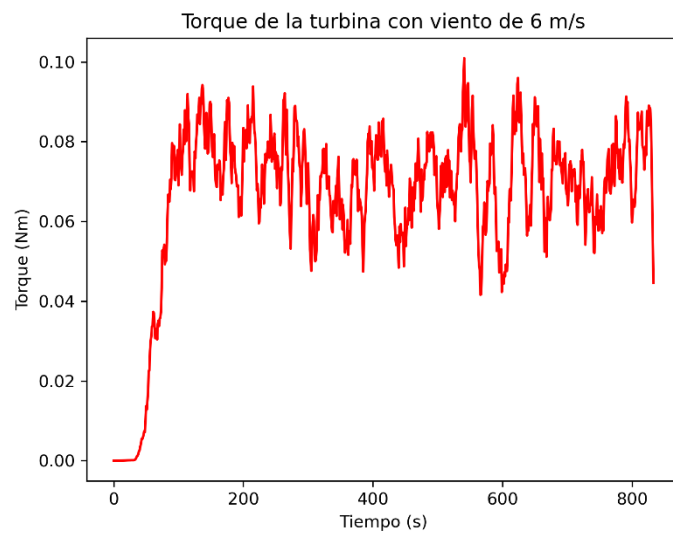


Figura A18: Torque (Nm) de turbina Ehecatl a una velocidad de viento de 6 m/s

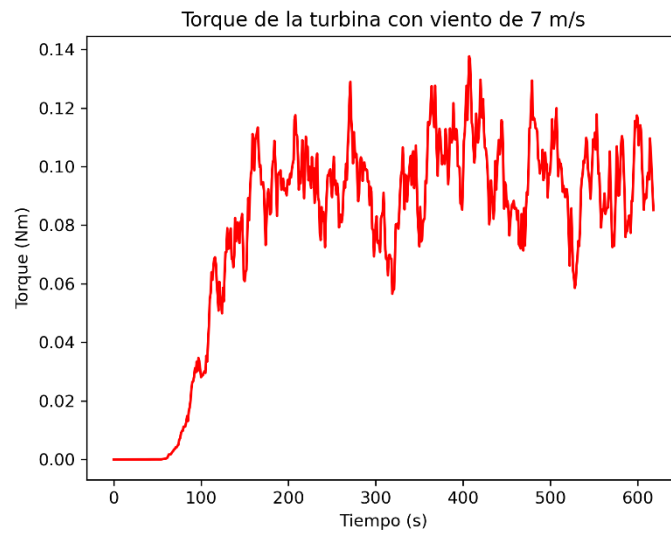


Figura A19: Torque (Nm) de turbina Ehecatl a una velocidad de viento de 7 m/s

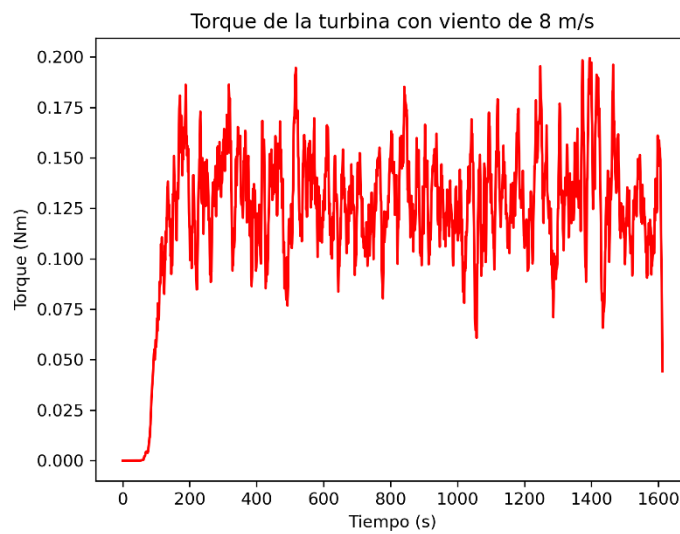


Figura A20: Torque (Nm) de turbina Ehecatl a una velocidad de viento de 8 m/s

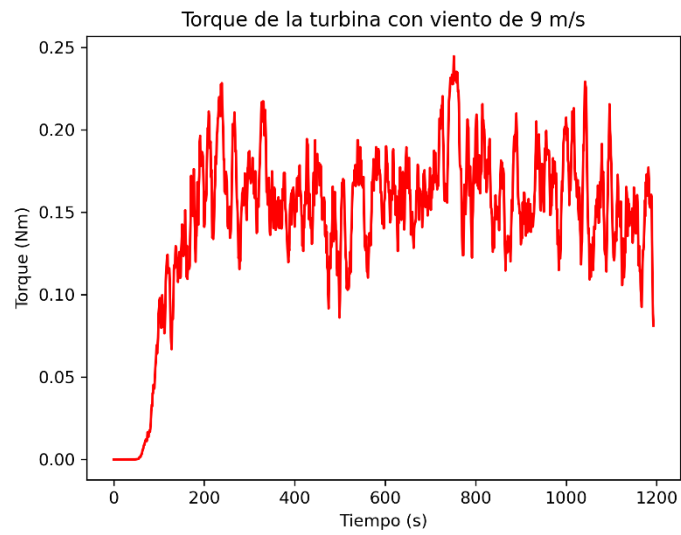


Figura A21: Torque (Nm) de turbina Ehecatl a una velocidad de viento de 9 m/s

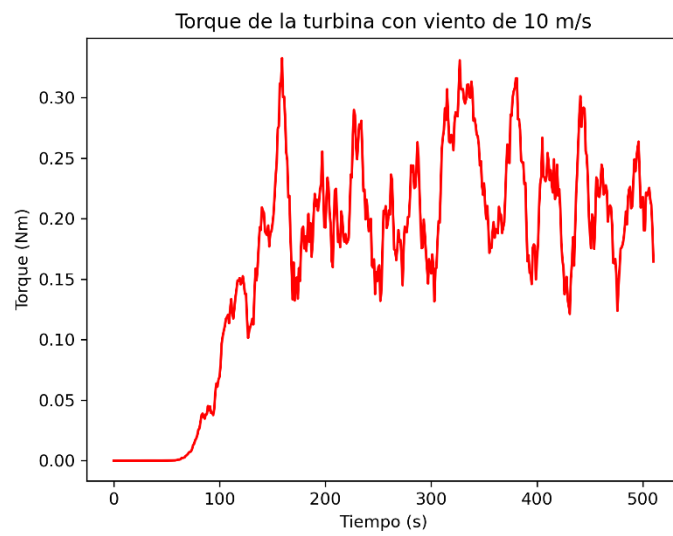


Figura A22: Torque (Nm) de turbina Ehecatl a una velocidad de viento de 10 m/s

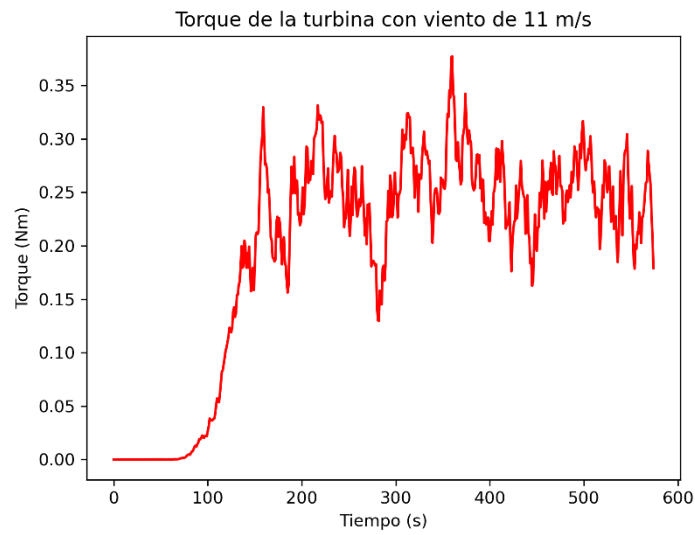


Figura A23: Torque (Nm) de turbina Ehecatl a una velocidad de viento de 11 m/s

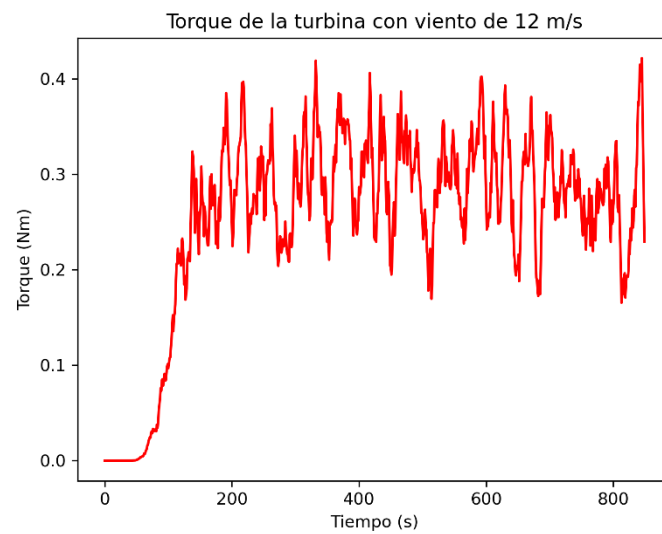


Figura A24: Torque (Nm) de turbina Ehecatl a una velocidad de viento de 12 m/s

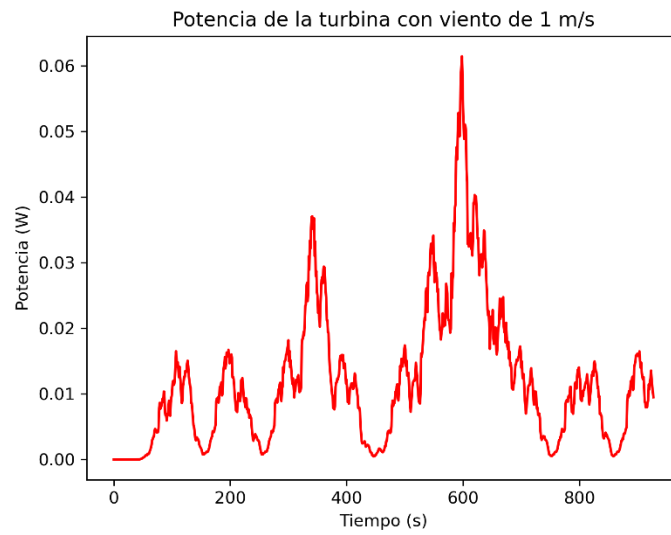


Figura A25: Potencia (W) de turbina Ehecatl a una velocidad de viento de 1 m/s

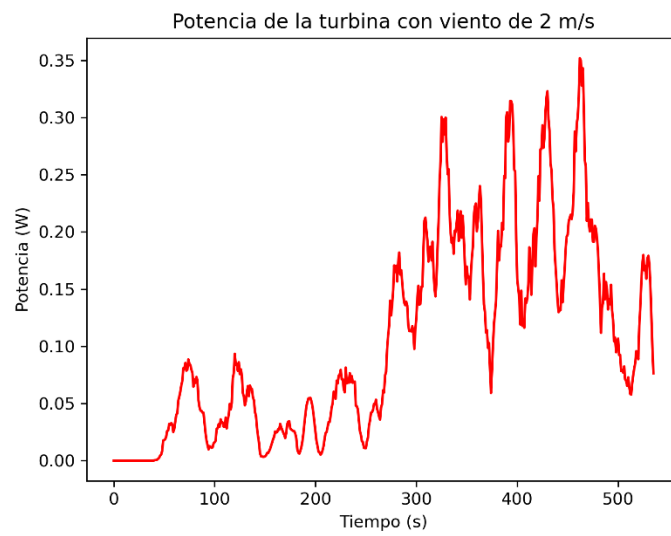


Figura A26: Potencia (W) de turbina Ehecatl a una velocidad de viento de 2 m/s

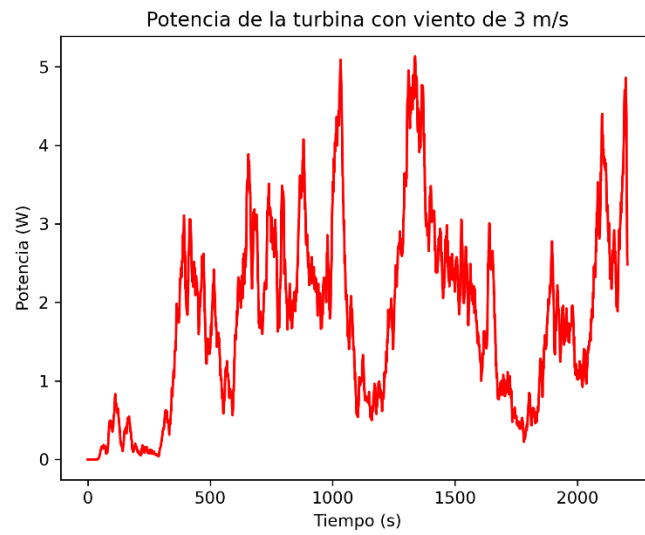


Figura A27: Potencia (W) de turbina Ehecatl a una velocidad de viento de 3 m/s

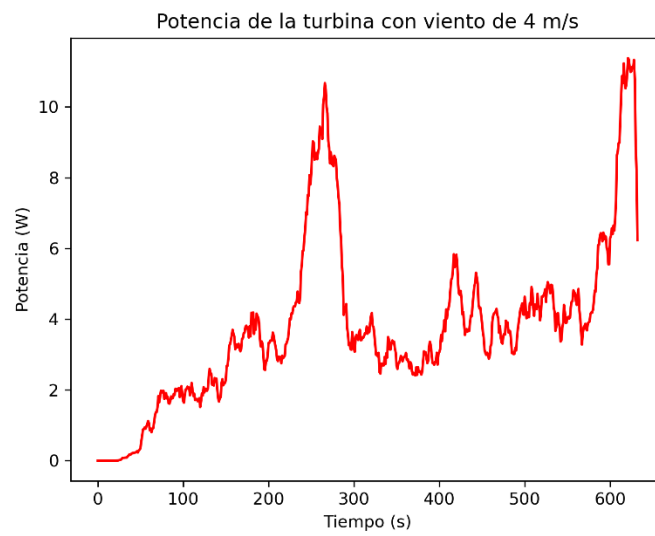


Figura A28: Potencia (W) de turbina Ehecatl a una velocidad de viento de 4 m/s

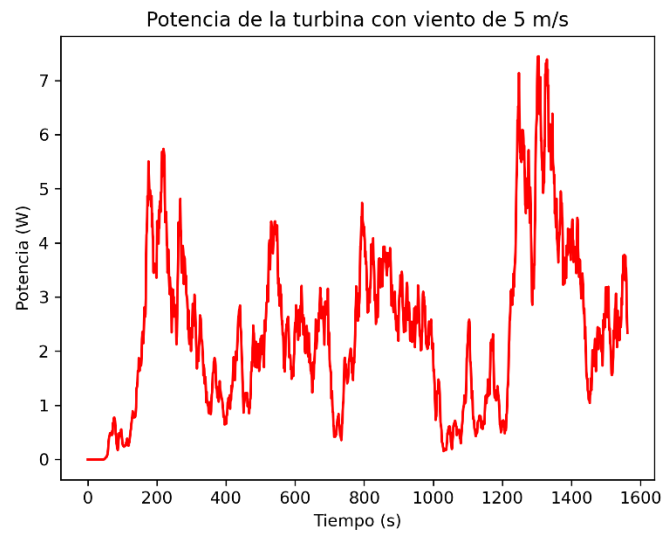


Figura A29: Potencia (W) de turbina Ehecatl a una velocidad de viento de 5 m/s

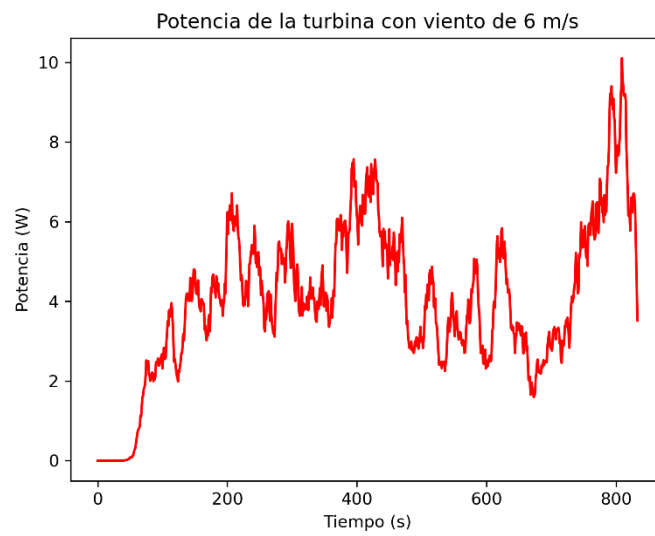


Figura A30: Potencia (W) de turbina Ehecatl a una velocidad de viento de 6 m/s

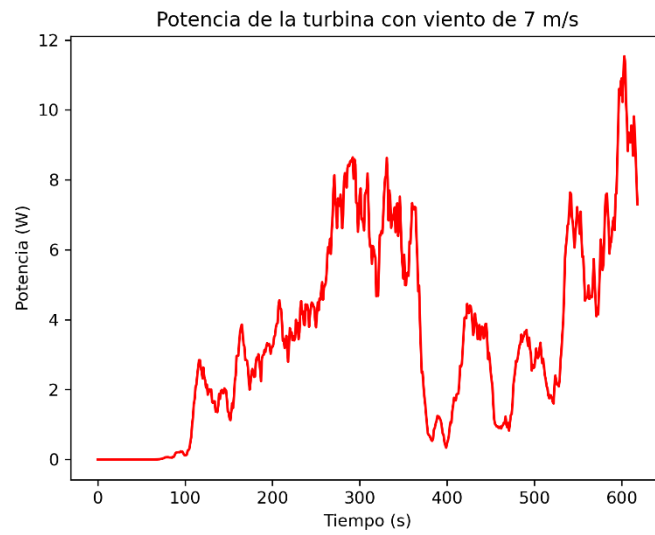


Figura A31: Potencia (W) de turbina Ehecatl a una velocidad de viento de 7 m/s

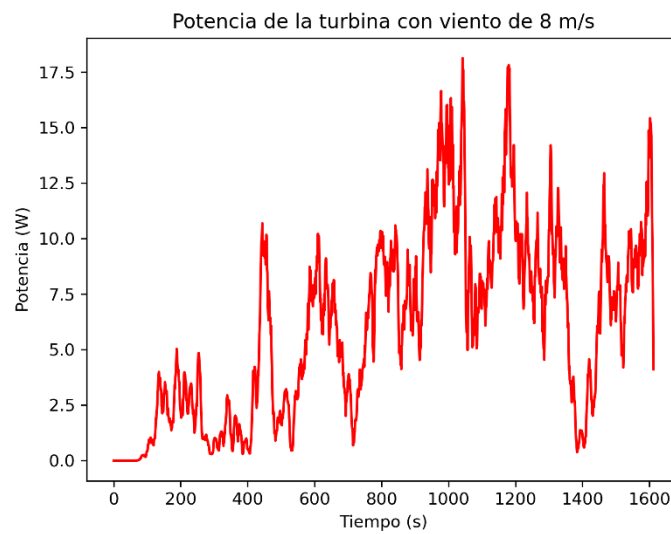


Figura A32: Potencia (W) de turbina Ehecatl a una velocidad de viento de 8 m/s

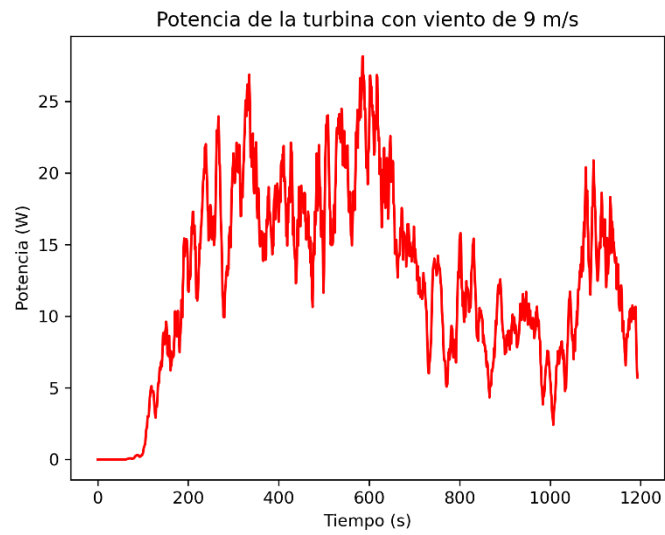


Figura A33: Potencia (W) de turbina Ehecatl a una velocidad de viento de 9 m/s

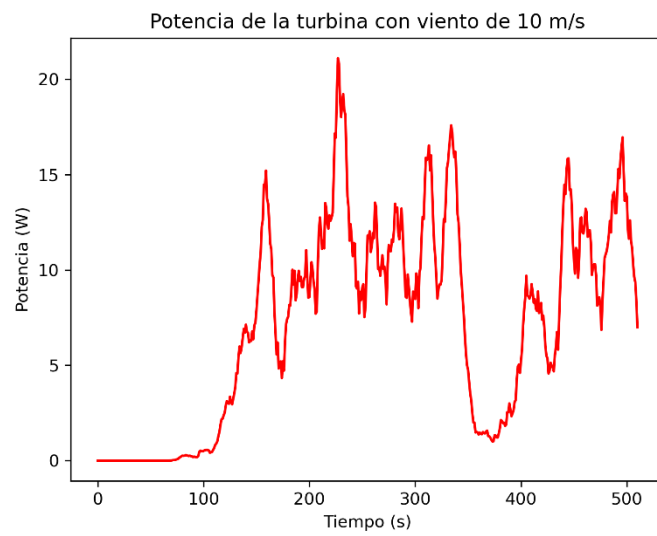


Figura A34: Potencia (W) de turbina Ehecatl a una velocidad de viento de 10 m/s

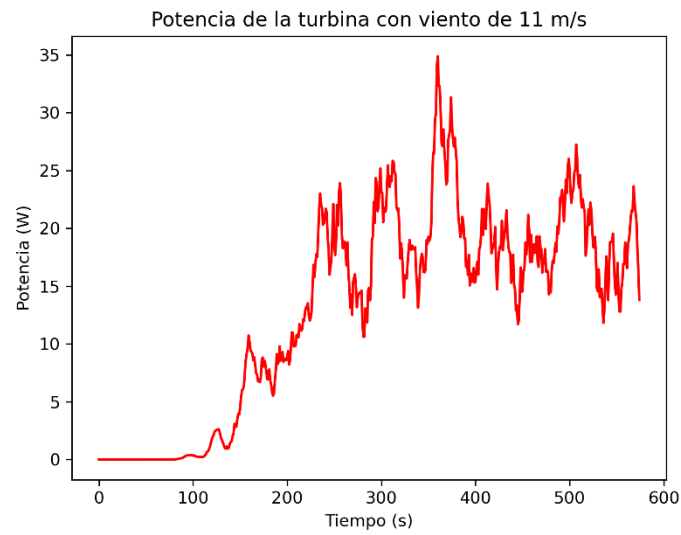


Figura A35: Potencia (W) de turbina Ehecatl a una velocidad de viento de 11 m/s

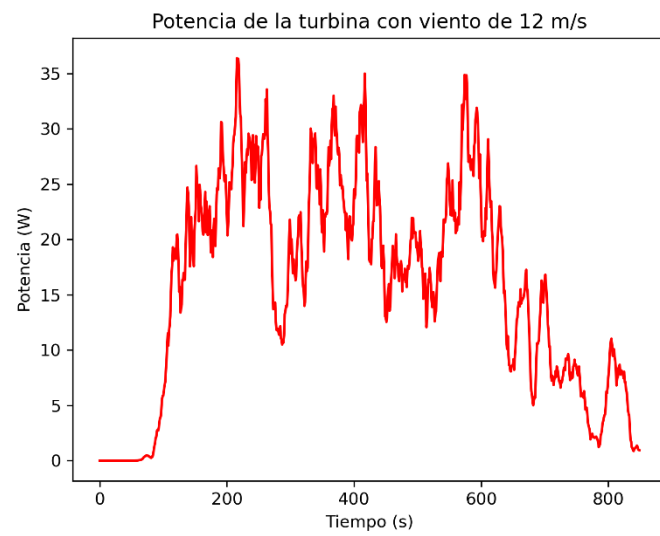


Figura A36: Potencia (W) de turbina Ehecatl a una velocidad de viento de 12 m/s