



**UNIVERSIDAD MICHOACANA  
DE SAN NICOLÁS DE HIDALGO**



**FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA**

**EMPLAZAMIENTO EÓLICO INCORPORADO  
A LA RED ELÉCTRICA EN EL ESTADO DE  
MICHOACÁN**

**TESIS**

**QUE PARA OBTENER EL GRADO DE MAESTRO EN CIENCIAS EN  
INGENIERÍA MECÁNICA**

**PRESENTA:**

**ING, JULIO CESAR CASTAÑEDA RAMÍREZ**

**ASESOR:**

**DR, ERASMO CADENAS CALDERÓN**



**Morelia Michoacán; Agosto de 2018**



## Resumen.

Los sistemas actuales de generación de energía eléctrica están basados principalmente en la quema de combustibles fósiles. Sin embargo, al momento de la conversión de energía de esta fuente se generan sustancias que contaminan el medio ambiente.

Una solución al problema de la contaminación ambiental generada por la quema de combustibles fósiles es mediante el uso de energías alternas, como la energía eólica, la cual es abundante y de fácil obtención.

La energía eólica es la energía obtenida por medio de la velocidad del viento, es decir, la fuerza del viento generada por efecto de las corrientes de aire; el principal medio para obtenerla son los aerogeneradores los cuales transforman con sus palas la energía cinética del viento en energía mecánica y a su vez en energía eléctrica mediante un generador.

Los aerogeneradores se agrupan en sitios con una alta incidencia del viento, a esta agrupación se la conoce como campo eólico.

El objetivo más importante en la selección de sitios apropiados para instalaciones eólicas es maximizar la captación de energía cinética del viento; para determinar la idoneidad del sitio para el emplazamiento se deberá estimar el recurso eólico en el lugar y la energía producida en el mismo.

La energía eólica en el mundo es, entre las energías renovables, la que más desarrollo ha tenido en los últimos años. Tan solo en México, según datos de la Secretaria de Energía (SENER), al cierre del 2016 se registró la generación de 10,520.9 GWh. No obstante, para el 2020 se estima que este volumen será 163 % superior.

En Michoacán existen sitios con recurso eólico suficiente para generar energía eléctrica por esta vía, por lo que es importante caracterizarlos para conocer su potencial energético y así poder realizar una propuesta para el emplazamiento de un campo eólico.

En la actualidad existen softwares especializados para la planificación y el diseño de proyectos eólicos abarcando todos sus aspectos; WindPRO es un software basado en módulos usado para el cálculo de campos eólicos. Mediante el software se realiza la estadística necesaria para poder conocer la velocidad media del viento en el sitio seleccionado que para este caso es de  $5.7 \text{ m/s}$  y la dirección predominante Este-Norte-Este las cuales son utilizadas para el diseño del campo, generando  $26,544.3 \text{ MWh/año}$  con un costo aproximado de inversión de \$208,033,456.00 dólares. Con esto se concluye que el sitio analizado dentro del Estado de Michoacán cuenta con el suficiente recurso eólico para la generación de energía eléctrica con la posibilidad de que existan más.

Aerogenerador, WindPRO, Viento, Energía, Renovable

## **Abstract.**

The current power systems are mainly based in the burning of fossil fuels. Nonetheless, at the time of energy conversion from this source, substance that pollute the environment are generated.

A solution to the problem of environmental pollution generated by the burning of fossil fuels is through the use alternative energies, such as the wind power, which is abundant and easy to obtain.

Wind power is the energy obtained by the wind velocity, that is to say, the wind force generated by the air currents; the principal way to obtained are the wind turbines which transform whit its blades the kinetic energy of the wind into mechanic energy and in turn in electrical energy by a generator.

The wind turbines are grouped in zones with high wind incidence, this group is known as wind farm.

The most important objective in selecting appropriate sites for wind installations is to maximize abstraction of the kinetic wind energy; to determinate the site suitability for the site it should be estimated the wind resource and the energy produced in the site.

The wind power in the world is, among renewable energies, the most developed in the last years. Just in Mexico, according to Secretary of Energy (SENER) data, at the end of 2016 was registered the generation of 10,520.9 MWh. Nonetheless, to 2020 it is estimated that this volume will be 163 % higher.

The state of Michoacán account whit enough wind resource to generate electrical energy by this way, so it is important characterize them to know their energy potential in order to make a proposal for the location of a wind field.

Currently there are specialized software for the planning and design of wind projects covering all its aspects; WindPRO is a software package based on modules used for the calculation of wind fields. Through the software the necessary statistics are carried out in order to know the average wind speed at the site being for this case  $5.7 \text{ m/s}$  and the predominant East-North-East direction that are used for the design of the field, generating  $26,544.3 \text{ MWh/year}$  with an approximate investment cost of \$ 208,033,456.00 dollars. This conclude that in the site analyzed within the state of Michoacán has sufficient wind resources for the generation of electric power with the possibility that there are more.

## Índice general.

Glosario.....	1
Nomenclatura.....	4
Objetivo general.....	6
Objetivos específicos.....	6
Definición del problema.....	7
Hipótesis.....	8
Introducción.....	9
LA ATMÓSFERA.....	12
1.1 Componentes de la atmósfera.....	12
1.2 Estructura y características.....	13
1.3 Circulación de la atmósfera.....	13
1.3.1 Gradiente térmico vertical.....	13
1.3.2 Ascensos de masas de aire.....	13
1.3.3 Variación térmica en un día soleado.....	15
1.3.4 Anticiclones y depresiones.....	15
1.3.5 Circulación general de la atmósfera.....	15
1.4 El viento como recurso energético.....	17
1.4.1 El viento.....	17
1.4.2 Energía cinética del viento.....	17
1.4.3 Variación de la velocidad del viento con la altura.....	17
1.4.4 Efectos del terreno y perturbaciones del flujo.....	19
1.5 Aerogeneradores.....	20
1.6 El potencial eólico.....	23
1.6.1 Limite Betz para la eficiencia de la turbina eólica.....	23
1.7 Campos eólicos.....	24
1.8 Selección de emplazamientos.....	25
1.8.1 Factores influyentes en el funcionamiento de un sistema eólico.....	25
1.8.2 Criterios básicos de selección de emplazamientos.....	25
1.8.3 Aspectos particulares en la selección de emplazamientos.....	26
1.8.4 Otros factores.....	27
RECURSO EÓLICO.....	28

2.1 En el mundo. ....	28
2.2 En México. ....	29
2.3 En Michoacán.....	30
EL SOFTWARE WINDPRO.....	32
3.1 Aplicación del software.....	32
3.2 WindPRO. ....	32
3.3 BASIS. ....	33
3.3.1 Proyectos / Datos de entrada. ....	33
3.3.2 Sistema de administración de mapas.....	34
3.3.3 Catálogo de aerogeneradores (WTG).....	34
3.3.4 Administración del proyecto. ....	35
3.4 Módulos “Energy”.....	35
3.4.1 METEO.....	35
3.4.2 MODEL.....	36
3.4.3 MCP. ....	37
3.4.4 PARK. ....	37
3.4.5 LOSS & UNCERTAINTY.....	37
3.4.6 OPTIMIZE. ....	38
3.5 Módulos “Load”.....	38
3.5.1 SITE COMPLIANCE. ....	38
3.5.2 LOAD RESPONSE.....	38
3.6 Módulos “Environment”.....	39
3.6.1 DECIBEL.....	39
3.6.2 SHADOW. ....	39
3.6.3 ZVI. ....	40
3.6.4 IMPACT.....	40
3.6.5 NORD2000.....	41
3.7 Módulos “Visualization”.....	41
3.7.1 POTHOMONTAGE.....	42
3.7.2 ANIMATION.....	42
3.7.3 3D-ANIMATOR. ....	42
3.8 Modulo “Electrical”.....	42
3.8.1 eGRID. ....	42

3.9 Modulo “ <i>Economy</i> ” .....	42
3.10 Modulo “ <i>Operation</i> ” .....	43
MEDICIÓN DEL VIENTO. ....	44
4.1 Caracterización.....	44
4.2 Equipos de medición. ....	44
4.2.1 Anemómetros. ....	44
4.2.2 Veletas.....	45
4.2.3 Termómetros. ....	45
4.2.4 Barómetros. ....	46
4.3 Descripción del equipo utilizado.....	46
4.4 Datos utilizados.....	47
ESTUDIO ESTADÍSTICO DEL VIENTO. ....	49
5.1 Estimación del potencial de energía del viento. ....	49
5.2 Distribución de velocidades. ....	52
5.3 Variaciones de la velocidad del viento.....	53
5.3.1 Variaciones diarias. ....	53
5.4 Rosa de los vientos.....	54
CALCULO DEL POTENCIAL EÓLICO. ....	55
6.1 El potencial eólico.....	55
6.2 Potencia eólica disponible.....	55
6.2.1 Potencia eólica aprovechable. ....	57
6.3 Descripción del sitio.....	58
6.3.1 Salto de Tepuxtepec, Michoacán.....	58
6.4 Procedimiento. ....	58
6.4.1 Mapas topográficos y datos de velocidad del viento.....	59
6.4.2 Curvas de nivel.....	60
6.4.3 Rugosidad.....	61
6.4.4 Estadística del viento.....	61
6.4.5 Aerogenerador y curva de potencia.....	63
6.4.6 Perfil de velocidad del viento.....	64
6.5 Resultados. ....	64
6.5.1 Producción energética anual.....	66
6.5.2 Mapa de recurso eólico. ....	68

ANÁLISIS ECONÓMICO DE UN CAMPO EÓLICO.....	69
7.1 Análisis económico.....	69
7.2 Análisis de precio unitario.....	69
7.3 Costos.....	70
7.3.1 Costos indirectos.....	70
7.3.2 Costos indirectos de obra.....	71
7.3.3 Sobrecosto para suministrar el precio de venta (El factor del sobrecosto).....	71
7.3.4 Costos directos.....	72
7.3.5 Integración del costo.....	72
7.3.6 Elaboración del costo directo.....	73
7.3.7 Costos de mano de obra.....	74
7.3.8 Costo unitario del trabajo.....	74
7.3.9 Costos preliminares.....	75
7.3.10 Costos finales.....	75
7.4 Costos de instalación de un campo eólico.....	75
7.4.1 Costos de estudios de viabilidad.....	76
7.4.2 Costos de equipamiento.....	76
7.4.3 Costos de obra civil.....	76
7.4.4 Costos de conexión a la red.....	77
7.4.5 Otros costos.....	77
7.5 El software SAM.....	77
7.6 Procedimiento para crear un modelo de financiamiento en SAM.....	78
7.6.1 Seleccionar archivo de recurso eólico.....	78
7.6.2 Selección del aerogenerador.....	79
7.6.3 Costo del sistema.....	79
Conclusiones.....	82
Bibliografía.....	83

## Índice de tablas.

<b>Tabla 1.1.</b> Componentes y cantidades volumétricas de la atmósfera.....	12
<b>Tabla 1.2.</b> Coeficientes de fricción $\alpha$ usados en la ecuación de Hellmann.....	18
<b>Tabla 1.3.</b> Valores aproximados de rugosidades de superficies.....	19

<b>Tabla 5.1.</b> Distribución de frecuencias para las mediciones de la velocidad del viento registradas cada 10 minutos del año 2006 en el Istmo de Tehuantepec. Velocidades del viento ajustadas a 59 m de altura.....	50
<b>Tabla 6.1.</b> Potencial de un aerogenerador a diferentes velocidades del viento, con una densidad del aire de 1.2 kg/m <sup>3</sup> y un diámetro de rotor de 1 m. Nótese que al duplicar la velocidad del viento aumentara el potencial en un factor de 8.....	57
<b>Tabla 6.2.</b> Longitud de rugosidad y color asociado a cada tipo de área en WindPRO.....	61
<b>Tabla 6.3.</b> Análisis de producción de diferentes modelos de aerogeneradores, se utilizó una densidad del aire de 0.893 kg/m <sup>3</sup> . ....	63
<b>Tabla 6.4.</b> Energía anual calculada para el Campo Eólico en Tepuxtepec, Michoacán. ....	66
<b>Tabla 6.5.</b> Distribución de AGs UTM (north)-WGS84 Zona: 14. ....	67
<b>Tabla 7.1.</b> Cargos y sus correspondientes rangos de variaciones para el factor de sobrecosto. ....	72
<b>Tabla 7.2.</b> Factor de herramienta menor según el tipo de obra. ....	75

## Índice de figuras.

<b>Figura 1.1.</b> a) La presencia de obstáculos obligan al aire a ascender y por lo tanto este se enfría. b) El aire cálido, al encontrarse con el aire frío, asciende por diferencia de densidades.....	13
<b>Figura 1.2.</b> Al encontrarse zonas de alta presión con zonas de baja presión, el aire es impulsado hacia arriba provocando que este se descomprima y por lo tanto este se enfría. ....	14
<b>Figura 1.3.</b> El aire cálido al ser menos denso asciende hasta enfriarse y por lo tanto ser más denso, lo que provoca que este descienda impulsando nuevamente al aire cálido.....	14
<b>Figura 1.4.</b> Anticiclones y depresiones. ....	15
<b>Figura 1.5.</b> Circulación general atmosférica. ....	16
<b>Figura 1.6.</b> Perfil de velocidad del viento y generación de la capa límite.....	18
<b>Figura 1.7.</b> Influencia de un obstáculo de pendientes suaves.....	20
<b>Figura 1.8.</b> Influencia de un obstáculo de pendientes abruptas.....	20
<b>Figura 1.9.</b> Influencia de un obstáculo en forma de cresta.....	21
<b>Figura 1.10.</b> Principales componentes de un aerogenerador de pala variable.....	21
<b>Figura 1.11.</b> Aerogenerador de eje vertical. ....	22
<b>Figura 1.12.</b> Campo eólico terrestre.....	24
<b>Figura 1.13.</b> Campo eólico “offshore”. ....	25
<b>Figura 2.1.</b> Potencia eólica instalada acumulada en el mundo. 2001 – 2016. Cortesía (GWEC). ...	28
<b>Figura 2.2.</b> Capacidad eólica instalada en México. Cortesía (AMDEE). ....	30
<b>Figura 2.3.</b> Circulación atmosférica en Michoacán. Imagen de fondo cortesía de Google Earth. ...	31
<b>Figura 3.1.</b> Esquema del paquete completo del software WindPRO. Cortesía EMD International. ....	32
<b>Figura 3.2.</b> Ubicación de las pestañas en la interfaz del software WindPRO. ....	33
<b>Figura 3.3.</b> Ventana desde donde se pueden cargar los mapas de fondo para realizar el proyecto..	34
<b>Figura 3.4.</b> Información desplegada al elegir un aerogenerador en el catálogo. ....	35
<b>Figura 3.5.</b> Ubicación de las pestañas cálculos y módulos. ....	36
<b>Figura 3.6.</b> Pre visualización del impacto visual de un emplazamiento; generado por el modulo “ZVI”. Cortesía EMD International. ....	39
<b>Figura 3.7.</b> Imagen generada por el modulo “IMPACT”. Cortesía EMD International. ....	40
<b>Figura 3.8.</b> Imagen generada por el modulo “POTHOMONTAGE”. Cortesía EMD International. ....	41
<b>Figura 4.1.</b> Anemómetro de cazoletas. Cortesía “Herter Instruments”. ....	45

<b>Figura 4.2.</b> Veleta meteorológica. Cortesía “Herter Instruments” .....	45
<b>Figura 4.3.</b> Estructuras donde se montan los sensores de la estación meteorológica. Tipo andamio la de la izquierda y de tipo torre triangular la de la derecha. Cortesía SMN.....	46
<b>Figura 4.4.</b> Ubicación de la EMA TEMASCALES. Cortesía Google Earth.....	47
<b>Figura 5.1.</b> Curvas de potencia de aerogeneradores comerciales de 4.5 y 5.0 MW de capacidad. Cortesía de GAMESA.....	51
<b>Figura 5.2.</b> Distribución de Weibull para los datos presentados en la Tabla 5.1, con un factor de forma y escala de 1.7 y 11.5 respectivamente.....	52
<b>Figura 5.3.</b> Rosa de los vientos para datos simulados de Salto de Tepuxtepec, Mich. ....	53
<b>Figura 6.1.</b> Área circular cubierta por las hélices de la turbina al rotar. ....	56
<b>Figura 6.2.</b> Vista de Salto de Tepuxtepec. Se puede apreciar las cortinas de la presa de Tepuxtepec. ....	59
<b>Figura 6.3.</b> Salto de Tepuxtepec, Michoacán y sus alrededores. Cortesía Google Earth.....	60
<b>Figura 6.4.</b> Curvas de nivel generadas por WindPRO. ....	60
<b>Figura 6.5.</b> Mapa de rugosidad generado por WindPRO de Salto de Tepuxtepec, Michoacán. ....	61
<b>Figura 6.6.</b> Distribución Weibull para una altura de 100 m de Salto de Tepuxtepec, Michoacán. ..	62
<b>Figura 6.7.</b> Rosas de viento para una altura de 100 m de Salto de Tepuxtepec, Michoacán. ....	63
<b>Figura 6.8.</b> Curva de potencia del aerogenerador Siemens SWT-2.3-113. Cortesía Catalogo de AGs WindPRO. ....	64
<b>Figura 6.9.</b> Perfil de velocidad del viento para Salto de Tepuxtepec, Michoacán. ....	65
<b>Figura 6.10.</b> Mapa donde se muestra la distribución óptima de los aerogeneradores en el emplazamiento en Tepuxtepec, Michoacán. ....	66
<b>Figura 6.11.</b> Producción energética por sector del emplazamiento en Tepuxtepec, Michoacán.....	67
<b>Figura 6.12.</b> Mapa de recurso eólico. Producción de AG (MWh/año) para el emplazamiento en Tepuxtepec, Michoacán. ....	68
<b>Figura 7.1.</b> Proporción de costos de instalación de un campo eólico.....	76
<b>Figura 7.2.</b> Ventana de selección de los modelos de desempeño y financiero.....	78
<b>Figura 7.3.</b> Distribución Weibull generada mediante los datos obtenidos en WindPRO.....	79
<b>Figura 7.4.</b> Ventana de selección del aerogenerador para utilizar en los modelos de desempeño y financiero.....	80
<b>Figura 7.5.</b> Análisis financiero preliminar generado por el software SAM. ....	80

## Glosario.

**AMDEE.** Asociación Mexicana de Energía Eólica.

**Convergencia.** Encuentro de dos flujos de aire horizontales que da lugar a una ascendencia dinámica.

**Distribución Weibull.** Es una distribución de probabilidad continua que recibe su nombre de Waloddi Weibull, que la describió detalladamente en 1951, aunque fue descubierta inicialmente por Frechet (1927) y aplicada por primera vez por Rosin y Rammler (1933) para describir la distribución de los tamaños de determinadas partículas.

**Divergencia.** Es la división de cada una de las corrientes de aire verticales (ascendencias y subsidencias) en dos flujos que se alejan en direcciones diferentes.

**Emplazamiento.** Lugar donde está ubicado (una construcción, un edificio, una central eléctrica, etc.) en un lugar determinado.

**Fuerza de Coriolis.** El efecto Coriolis, descrito en 1836 por el científico francés Gaspard-Gustave Coriolis, es el efecto que se observa en un sistema de referencia en rotación cuando un cuerpo se encuentra en movimiento respecto de dicho sistema de referencia. Este efecto consiste en la existencia de una aceleración *relativa* del cuerpo en dicho sistema en rotación. Esta aceleración es siempre perpendicular al eje de rotación del sistema y a la velocidad del cuerpo.

El efecto Coriolis hace que un objeto que se mueve sobre el radio de un disco en rotación tienda a acelerarse con respecto a ese disco según si el movimiento es hacia el eje de giro o alejándose de éste. Por el mismo principio, en el caso de una esfera en rotación, el movimiento de un objeto sobre los meridianos también presenta este efecto, ya que dicho movimiento reduce o incrementa la distancia respecto al eje de giro de la esfera.

Debido a que el objeto sufre una aceleración desde el punto de vista del observador en rotación, es como si para éste existiera una fuerza sobre el objeto que lo acelera. A esta fuerza se le llama *fuerza de Coriolis*, y no es una fuerza real en el sentido de que no hay nada que la produzca. Se trata pues de una fuerza inercial o ficticia, que se introduce para explicar, desde el punto de vista del sistema en rotación, la aceleración del cuerpo, cuyo origen está en realidad, en el hecho de que el sistema de observación está rotando.

**GEOS-5.** El *Goddard Earth Observing System Model, Version 5* es un sistema de modelos integrados que usan el *Earth System Modeling Framework* (ESMF). Es un Sistema que ha sido desarrollado por la GMAO y soportado por el departamento de investigación de ciencias de la tierra, predicción meteorológica y climática, análisis de datos e investigación básica de la NASA.

**GMAO.** El *Global Modeling and Assimilation Office* es una organización única perteneciente a la NASA que usa modelos computarizados en técnicas de asimilación de datos para mejorar el programa de observación de la tierra.

**GSI.** *Gridpoint Statistical Interpolation* es un sistema de asimilación de datos de uso público.

**Histéresis.** Es la tendencia de un material a conservar una de sus propiedades, en ausencia del estímulo que la ha generado.

**Hub.** Parte del aerogenerador donde se instalan las palas; también se le conoce como cubo.

**Incertidumbre.** Es una cota superior del valor de la corrección residual de la medida.

**Interruptores optoelectrónicos.** Es el nexo de unión entre los sistemas ópticos y los sistemas electrónicos. Los componentes optoelectrónicos son aquellos cuyo funcionamiento está relacionado directamente con la luz.

La optoelectrónica es la tecnología que combina la óptica y la electrónica. Este campo incluye a muchos dispositivos basados en la acción de una unión pn.

**Ley de Betz.** La ley de Betz dice que sólo puede convertirse menos de  $16/27$  (el 59 %) de la energía cinética en energía mecánica usando un aerogenerador.

La ley de Betz fue formulada por primera vez por el físico alemán Albert Betz en 1919. Su libro "*Wind-Energie*", publicado en 1926, proporciona buena parte del conocimiento que en ese momento se tenía sobre energía eólica y aerogeneradores.

**MERRA-2.** El *Modern-Era Retrospective analysis for Research and Applications, Version 2* provee datos meteorológicos desde 1980. MERRA-2 es el primer re-análisis global a largo plazo para asimilar las observaciones espaciales de los aerosoles y representar sus interacciones con otros procesos físicos en el sistema climático.

**NASA.** La Administración Nacional de la Aeronáutica y del Espacio, más conocida como NASA (por sus siglas en inglés, *National Aeronautics and Space Administration*), es la agencia del gobierno estadounidense responsable del programa espacial civil, así como de la investigación aeronáutica y aeroespacial.

**Subsidencia.** Es el descenso del aire hacia niveles atmosféricos inferiores que se produce como respuesta a un mecanismo que lo fuerza a ir hacia abajo o por convección descendente. Es el proceso inverso al ascenso o elevación.

**Vientos alisios.** Los vientos alisios soplan de manera relativamente constante en verano (hemisferio norte) y menos en invierno. Circulan entre los trópicos, desde los  $30-35^\circ$  de latitud hacia el ecuador. Se dirigen desde las altas presiones subtropicales, hacia las bajas presiones ecuatoriales.

**WGS84.** Es un sistema de coordenadas geográficas mundial que permite localizar cualquier punto de la Tierra (sin necesitar otro de referencia) por medio de tres unidades dadas. WGS84 son las siglas en inglés de *World Geodetic System 84* (que significa Sistema Geodésico Mundial 1984).

Se trata de un estándar en geodesia, cartografía, y navegación, que data de 1984. Tuvo varias revisiones (la última en 2004), y se considera válido hasta una próxima reunión (aún no definida en la página web oficial de la Agencia de Inteligencia Geoespacial). Se estima un error de cálculo menor a 2 cm. por lo que es en la que se basa el Sistema de Posicionamiento Global (GPS).

Consiste en un patrón matemático de tres dimensiones que representa la tierra por medio de un elipsoide, un cuerpo geométrico más regular que la Tierra, que se denomina WGS 84 (nótese el espacio). El estudio de este y otros modelos que buscan representar la Tierra se llama Geodesia.

**WMS.** El servicio *Web Map* definido por el OGC (*Open Geospatial Consortium*) produce mapas de datos referenciados espacialmente, de forma dinámica a partir de información geográfica. Este estándar internacional define un "mapa" como una representación de la información geográfica en forma de un archivo de imagen digital conveniente para la exhibición en una pantalla de ordenador. Un mapa no consiste en los propios datos. Los mapas producidos por WMS se generan normalmente en un formato de imagen como PNG, GIF o JPEG, y opcionalmente como gráficos vectoriales en formato SVG (*Scalable Vector Graphics*) o WebCGM (*Web Computer Graphics Metafile*).

El estándar define tres operaciones:

1. Devolver metadatos del nivel de servicio.
2. Devolver un mapa cuyos parámetros geográficos y dimensionales han sido bien definidos.
3. Devolver información de características particulares mostradas en el mapa (opcionales).

**Nomenclatura.**

<b>%.</b>	Porcentaje.
<b><math>\rho</math>.</b>	Densidad del fluido en Kg/m <sup>3</sup> .
<b>A.</b>	Área del disco del aerogenerador en m <sup>2</sup> .
<b><i>a.</i></b>	Coefficiente de fricción o exponencial de Hellmann.
<b>AGs.</b>	Aerogeneradores.
<b>Ar.</b>	Argón.
<b><i>c.</i></b>	Parámetro de escala de la distribución de Weibull.
<b><i>C<sub>f</sub></i>.</b>	Factor de capacidad.
<b><i>C<sub>p</sub></i>.</b>	Coefficiente de potencia.
<b>°C.</b>	Grados Celsius.
<b>CH<sub>4</sub>.</b>	Metano.
<b>CO.</b>	Monóxido de carbono.
<b>CO<sub>2</sub>.</b>	Dióxido de carbono.
<b>E.</b>	Energía generada por un aerogenerador o campo eólico.
<b><math>\dot{E}_{mec}</math>.</b>	Energía mecánica.
<b><i>e.</i></b>	Numero de Euler.
<b><i>f(v)</i>.</b>	Función de distribución de probabilidad de Weibull.
<b>GW.</b>	Giga-watts.
<b>GWh.</b>	Giga-watts-hora.
<b>gz.</b>	Energía potencial en Joule (J).
<b>H.</b>	Altura de la velocidad de viento desconocida en m.
<b>He.</b>	Helio.
<b>H<sub>0</sub>.</b>	Altura de la velocidad del viento conocida en m.
<b>H<sub>2</sub>.</b>	Hidrogeno.
<b><i>k.</i></b>	Parámetro de forma de la distribución de Weibull.
<b>Kg/m<sup>3</sup>.</b>	Kilo-gramos por metro-cubico.
<b>Km.</b>	Kilometro.
<b>KPa.</b>	Kilo-pascales.
<b>Kr.</b>	Criptón.
<b>KW.</b>	Kilo-watts.
<b>KWh/año.</b>	Kilo-watts-hora por año.
<b>ln.</b>	Logaritmo natural.
<b>m.</b>	Unidad del metro en el SI.
<b>mm.</b>	Unidad de milímetros en el SI.
<b>min.</b>	Minutos.
<b><math>\dot{m}</math>.</b>	Cantidad de flujo másico.
<b>MW.</b>	Mega-watts.
<b>MWh.</b>	Mega-watts por hora.
<b>m/s.</b>	Metros por segundo, unidad de la velocidad en el sistema SI.
<b>Ne.</b>	Neón.
<b>N<sub>2</sub>.</b>	Nitrógeno.
<b>N<sub>2</sub>O.</b>	Óxido nitroso.
<b>O<sub>2</sub>.</b>	Oxigeno.

<b>O<sub>3</sub>.</b>	Ozono.
<b>P.</b>	Presión.
<b>P<sub>n</sub>.</b>	Potencia nominal.
<b>ppm.</b>	Partes por millón.
<b>rpm.</b>	Revoluciones por minuto.
<b>v.</b>	Velocidad del viento.
<b>v<sub>0</sub>.</b>	Velocidad del viento conocida.
<b><i>W<sub>disponible</sub></i>.</b>	Potencia disponible.
<b>Xe.</b>	Xenón.
<b>z<sub>0</sub>.</b>	Coefficiente de longitud de rugosidad.

### **Objetivo general.**

Generar por lo menos una propuesta completa para establecer un campo eólico incorporado a la red eléctrica en el estado de Michoacán.

### **Objetivos específicos.**

- Buscar información a través de libros, artículos, revistas y fuentes de información relativas a la energía eólica.
- Buscar mediciones de al menos 1 año de la velocidad del viento de Salto de Tepuxtepec u otro sitio del estado de Michoacán, elegido para el emplazamiento.
- Calcular del potencial eólico en el lugar seleccionado.
- Realizar curso del software “WindPRO”, con el cual se llevara a cabo el análisis de factibilidad para el emplazamiento del parque eólico.
- Conformar la propuesta de por lo menos un campo eólico en el estado de Michoacán.
- Generar artículo en congreso internacional relacionado con el tema para presentación su presentación.
- Redactar la tesis correspondiente.

## **Definición del problema.**

Para satisfacer sus necesidades de energía la comunidad mundial depende principalmente del combustible fósil. Los sistemas actuales de generación de energía eléctrica están basados principalmente en la quema de combustibles fósiles como fuente primaria. Sin embargo, al momento de la conversión de esta fuente fósil se generan sustancias que contaminan y dañan el medio ambiente.

Una solución práctica al problema de la contaminación ambiental al momento de quemar combustibles fósiles para la generación de energía eléctrica es mediante el uso de energías alternas, como la energía solar y eólica las cuales son abundantes y de fácil obtención, además de que contaminan poco.

En México la generación de energía por medio de fuentes alternas ha llamado la atención de los inversionistas. En la actualidad el país cuenta con 47 parques eólicos generando un total de 4, 256 MW aproximadamente, que además de ser una fuente que contamina poco es también fuente de generación de empleo.

Actualmente el estado de Michoacán no cuenta con generación de energía eléctrica por la vía eólica debido a las bajas velocidades del viento que se presentan en la mayor parte del estado, pero, de acuerdo a estudios preliminares realizados en la materia por la Universidad Michoacana de San Nicolás de Hidalgo (UMSNH), se concluyó que en ciertos municipios del estado existe el recurso eólico suficiente para la generación de energía eléctrica por lo que se busca proponer el emplazamiento de al menos un campo eólico en el estado.

## **Hipótesis.**

Es posible establecer un campo eólico incorporado al Sistema Eléctrico Nacional, en el estado de Michoacán, de acuerdo a estudios preliminares realizados en los municipios de Lázaro Cárdenas, Contepec e Isla Clarión.

## **Introducción.**

Las energías renovables son fuentes de energía limpia, inagotable y crecientemente competitiva. Se diferencian de los combustibles fósiles principalmente en su diversidad, abundancia y potencial de aprovechamiento en cualquier parte del planeta pero sobre todo en que no producen gases de efecto invernadero ni emisiones contaminantes. [1]

Las principales fuentes de energía renovable incluyen la energía solar, eólica, hidráulica, geotérmica y biomasa, entre otras.

Para el presente proyecto se analizará únicamente la generación de energía eléctrica obtenida por medio de la fuerza del viento, también conocida como energía eólica. El principal medio para obtenerla es a través de aerogeneradores, los cuales son generadores eléctricos de tamaño variable que transforman a través de una hélice la energía cinética del viento en energía mecánica y a su vez en energía eléctrica por medio de un alternador.

El viento es el movimiento del aire alrededor de la tierra debido principalmente al calentamiento desigual de su superficie por el sol, generando zonas de altas y bajas presiones distribuidas por todo el planeta, está clasificado en dos tipos: general o planetario y local. Los vientos generales son aquellos que se mueven en la atmósfera superior, mientras que los vientos locales están más cerca de la superficie terrestre.

El viento sopla en todas partes. Sopla más fuerte y más a menudo en algunas áreas que en otras, más fuerte en algunos meses del año, más fuerte durante algunas horas del día y no sopla algunas veces. También varía sobre la superficie de la tierra en un patrón indefinido, esto es más complicado por el hecho de que no siempre sopla en la misma dirección. Además, los cambios en su dirección pueden ser muy frecuentes en un intervalo pequeño de tiempo. El estudio del viento con el objetivo de producir energía eléctrica mediante un aerogenerador es conocido como caracterización. [2]

El número de aerogeneradores que componen un campo eólico es muy variable, y depende fundamentalmente de la superficie disponible y de las características del viento en el emplazamiento. Antes de montar un campo eólico se estudia el viento en el sitio elegido durante un tiempo, de preferencia superior a un año. Para ello se instalan veletas y anemómetros; con los datos obtenidos se traza una rosa de los vientos que indica las direcciones predominantes del viento y su velocidad.

En este proyecto se analizará la factibilidad de emplazamiento de un parque eólico en el estado de Michoacán con el antecedente de que ya se realizó un estudio preliminar, en el cual se encontraron zonas con potencial para generar energía eléctrica a través del viento, donde el poblado de Tepuxtepec municipio de Contepec es el que mejor potencial eólico presenta.

En cualquier tipo de instalación, un detallado conocimiento de la evolución diaria y estacional de la velocidad del viento es necesario antes de seleccionar un emplazamiento determinado. Aunque lo deseable es medir la velocidad del viento en un determinado lugar, en ocasiones, no están disponibles estos valores por carencia de instrumentación. En esta

situación, este inconveniente puede ser, hasta cierto punto, paliado mediante aplicaciones informáticas. En cualquier caso, no solo influye la evolución del viento en la decisión de situar en un lugar una instalación, sino que tiene que considerarse la altura de la torre de la turbina, ya que la velocidad del viento cambia con la altura. [3]

El análisis de este proyecto se llevará a cabo mediante el software “WindPRO”, el cual es usado para la planificación y el diseño de proyectos eólicos; en este caso se utiliza la base de datos del software para realizar el análisis, los cuales fueron comparados con los datos obtenidos de una estación meteorológica cercana al sitio, dicha comparación no mostró diferencia. Mustafa Suel en su estudio evaluó el recurso eólico en una pequeña locación de Turquía utilizando la base de datos del software WindPRO; realizando una comparación entre los datos medidos de una estación meteorológica y la base de datos del software, concluye que el análisis de viento realizado con los datos obtenidos a través de la estación de medición se ve similar a los datos proporcionados por el atlas de viento para la misma región. [4]

En estos días las alturas de hub de los modernos aerogeneradores comúnmente se encuentran comprendidas a alturas entre 50 – 120 m lo cual convierte en una tarea difícil el tomar mediciones cerca de las alturas de hub requeridas, lo que genera un costo extra cuando se instalan las torres de monitoreo del viento. Una solución alternativa conocida es mediante la aplicación del análisis del cambio en la velocidad horizontal del viento. Este análisis demuestra que la velocidad del viento puede ser extrapolada a las alturas de hub deseadas desde las alturas medidas. Actualmente existen una gran variedad de soluciones para el perfil vertical de velocidad, completamente basados en la experiencia, modelos matemáticos comúnmente conocidos como PL, ley logarítmica y modelos numéricos. [5]

Debido a la gran cantidad de datos que se manejan, lo normal es emplear distribuciones paramétricas que permiten resumir el comportamiento de las velocidades medidas. En cualquier caso, no conviene olvidar que las funciones de distribución son abstracciones, expresiones teóricas, que con frecuencia se aproximan muy bien a los datos reales.

Este trabajo se ha estructurado en siete capítulos, que son englobados en una parte teórica descriptiva y otra parte dedicada a los resultados. En el Capítulo 1 se realiza una revisión teórica referente al estudio de la atmósfera, donde se presentan sus componentes, estructura y características de esta así como también el uso del viento como recurso energético.

En el Capítulo 2 se describe brevemente las estadísticas mundiales y de México en cuanto al desarrollo de la energía eólica, además de su perspectiva de crecimiento.

El Capítulo 3 describe el software WindPRO utilizado para el análisis de los datos y el desarrollo de la estadística correspondiente para el diseño del campo eólico; se realiza un pequeño resumen de las características de cada módulo del software y de los elementos que los conforman.

En los Capítulos 4 y 5 se describe la procedencia de los datos, como pueden ser obtenidos y como se ha trabajado con ellos; explicándose también los criterios de selección.

El Capítulo 6 corresponde a los resultados obtenidos, iniciando con la descripción de las ecuaciones para el cálculo del potencial eólico, seguido de una breve descripción del sitio seleccionado para el emplazamiento eólico, continuando con el procedimiento para la elaboración de un proyecto eólico en WindPRO, para finalmente presentar los resultados obtenidos del análisis representándose también en un mapa de recurso.

Por último, en el Capítulo 7 se presenta un análisis económico de los costos generados en la elaboración de un proyecto eólico; primeramente se describe la incorporación de un precio unitario el cual es básico en cualquier tipo de proyectos ingenieriles, para después presentar el software SAM, el cual es un software especializado de libre acceso para el desarrollo de proyectos energéticos, donde su principal característica es el análisis económico de los mismos. Cabe destacar que no es posible realizar un análisis económico más detalló por la vía de precios unitarios debido a la insuficiencia de información.

# 1

## LA ATMÓSFERA.

### 1.1 Componentes de la atmósfera.

La atmósfera es la capa gaseosa que rodea el planeta. Está compuesta de gases y de partículas sólidas y líquidas en suspensión, atraídas por la gravedad terrestre. En ella se producen todos los fenómenos climáticos y meteorológicos que afectan al planeta, además de que regula la entrada y salida de energía y es el principal medio de transferencia de calor.

En la actualidad, la atmósfera está compuesta por tres gases fundamentales: nitrógeno, oxígeno y argón, los cuales constituyen el 99.95 % del volumen atmosférico. [6]

Los componentes restantes de la atmósfera están presentes en cantidades muy pequeñas y se expresan en volumen en partes por millón (ppm) (Tabla 1.1). Por otra parte las partículas sólidas en suspensión pudieran ser: aerosoles, humo, polvo, cenizas, sales y materia orgánica.

**Tabla 1.1.** Componentes y cantidades volumétricas de la atmósfera.

Componentes	Formula química	Volumen % (aire seco)
Nitrógeno	N <sub>2</sub>	78.08
Oxígeno	O <sub>2</sub>	20.95
Argón	Ar	0.93
Dióxido de carbono	CO <sub>2</sub>	350 ppm
Neón	Ne	18.2 ppm
Helio	He	5.24 ppm
Metano	CH <sub>4</sub>	2 ppm
Criptón	Kr	1.1 ppm
Hidrogeno	H <sub>2</sub>	0.5 ppm
Óxido nitroso	N <sub>2</sub> O	0.3 ppm
Xenón	Xe	0.08 ppm
Monóxido de carbono	CO	0.05 – 0.2 ppm
Ozono	O <sub>3</sub>	0.02 – 0.03 ppm

A la mezcla homogénea de los gases que constituyen la atmósfera terrestre, se le conoce como aire.

## 1.2 Estructura y características.

La atmósfera puede dividirse en capas dependiendo de su altura según la presión, temperatura, densidad, composición química, estado molecular, eléctrico y magnético. Sin embargo hasta ahora no hay definiciones aceptadas para los distintos niveles. Una de las formas de diferenciar estas capas, la cual es usada en los libros de climatología y meteorología, es:

- Homósfera: Se encuentra en los primeros 80 kilómetros de la atmósfera. Su composición química es uniforme. Su estructura física se divide en tres capas según presión, densidad y temperatura y las cuales son la troposfera, estratosfera y mesosfera.
- Heterosfera: Se encuentra a partir de los 80 kilómetros de altitud. Su principal característica es la disposición de capas definidas, más por la composición química que por sus características físicas.

## 1.3 Circulación de la atmósfera.

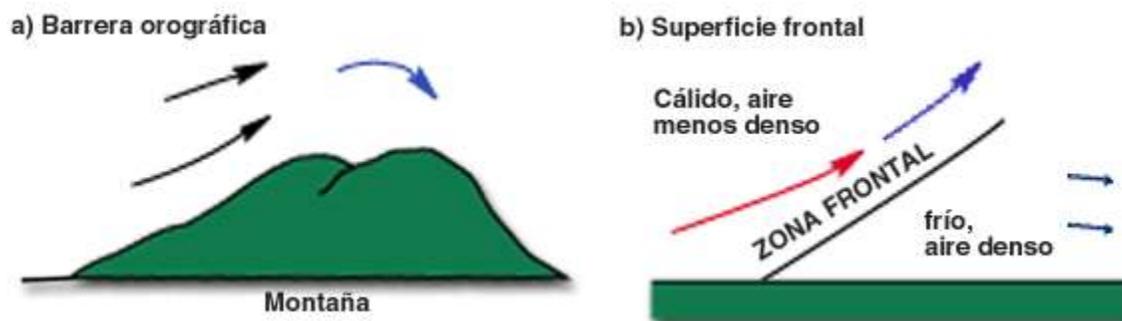
La circulación atmosférica es un movimiento del aire atmosférico a gran escala y junto con la circulación oceánica el medio por el que el calor se distribuye sobre la superficie de la tierra. A continuación se definen antecedentes para comprender la circulación general de la atmósfera.

### 1.3.1 Gradiente térmico vertical.

El gradiente térmico se refiere al descenso de la temperatura con la altitud y se debe a que la fuente de calor en la atmósfera es la irradiación desde la superficie terrestre, por tanto mientras más alejado se encuentre de la fuente, más frío estará el aire.

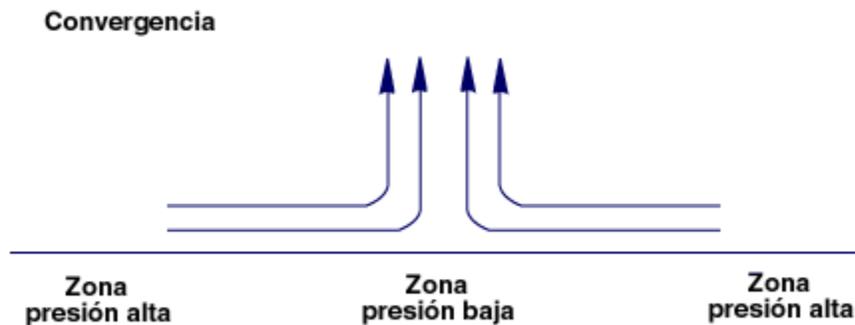
### 1.3.2 Ascensos de masas de aire.

Las masas de aire pueden ascender debido a distintas causas, las cuales son:



**Figura 1.1.** a) La presencia de obstáculos obligan al aire a ascender y por lo tanto este se enfría. b) El aire cálido, al encontrarse con el aire frío, asciende por diferencia de densidades.

- La presencia de un obstáculo, tal como una montaña (Figura 1.1), que actúa como barrera el cual obliga al aire a fluir por sus laderas y sufriendo una descompresión que se traduce en el enfriamiento del mismo.
- En un sistema frontal (Figura 1.1), el aire más cálido por ser menos denso se enfría al ascender obligadamente por sobre el aire frío que es más denso.
- En sistemas convergentes (Figura 1.2), el aire proveniente de las zonas de alta presión choca en la zona de baja presión, impulsando el aire hacia arriba donde se descomprime y por lo tanto se enfría.



**Figura 1.2.** Al encontrarse zonas de alta presión con zonas de baja presión, el aire es impulsado hacia arriba provocando que este se descomprima y por lo tanto este se enfría.

- En el mecanismo convectivo (Figura 1.3), las burbujas de aire cálido ascienden y se enfrían por compresión.



**Figura 1.3.** El aire cálido al ser menos denso asciende hasta enfriarse y por lo tanto ser más denso, lo que provoca que este descienda impulsando nuevamente al aire cálido.

### 1.3.3 Variación térmica en un día soleado.

Durante la noche, la pérdida de calor por radiación de la superficie terrestre enfría también el aire que se encuentra en contacto con ella lo que origina una inversión térmica cuyo límite superior aumenta con las horas nocturnas. Con esto la atmósfera permanece estable y debido al descenso de temperatura se origina una saturación de aire y la formación de nieblas.

Al amanecer el suelo se calienta por la radiación solar y el calor es transmitido por conducción térmica a las capas de aire inmediatas y la inversión comienza a desaparecer. Durante el transcurso de la mañana y principios de la tarde, el descenso de la temperatura con la altitud es muy rápido, lo que hace que el aire sea muy inestable y se eleve a gran altura. Este proceso es conocido como convección térmica.

### 1.3.4 Anticiclones y depresiones.

El anticiclón (zona de alta presión  $> 101.3 \text{ KPa}$ ) produce una **divergencia** de aire debido a su movimiento hacia zonas de baja presión; el vacío formado es llenado por aire. La inversión térmica se forma por la **subsistencia** de aire desde la zona de **convergencia** superior (Figura 1.4). Una vez que el aire desciende este se calienta por compresión dejando una franja más cálida que el aire inmediatamente debajo de ella (inversión térmica de subsistencia). El proceso contrario se produce en una depresión (zona de baja presión  $< 101.3 \text{ KPa}$ ).

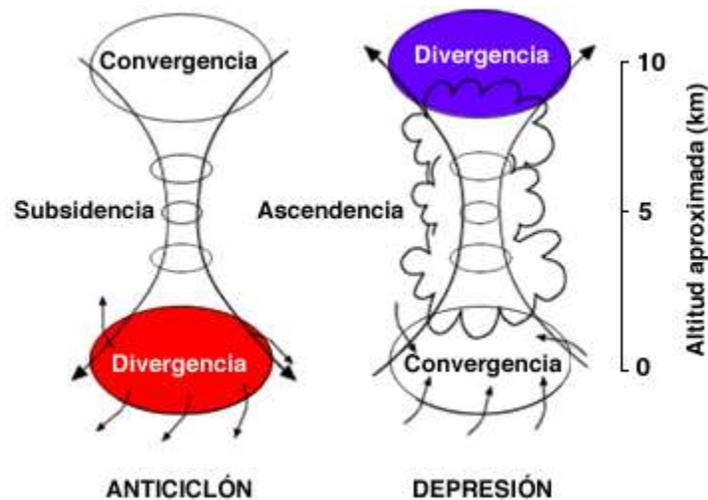


Figura 1.4. Anticiclones y depresiones.

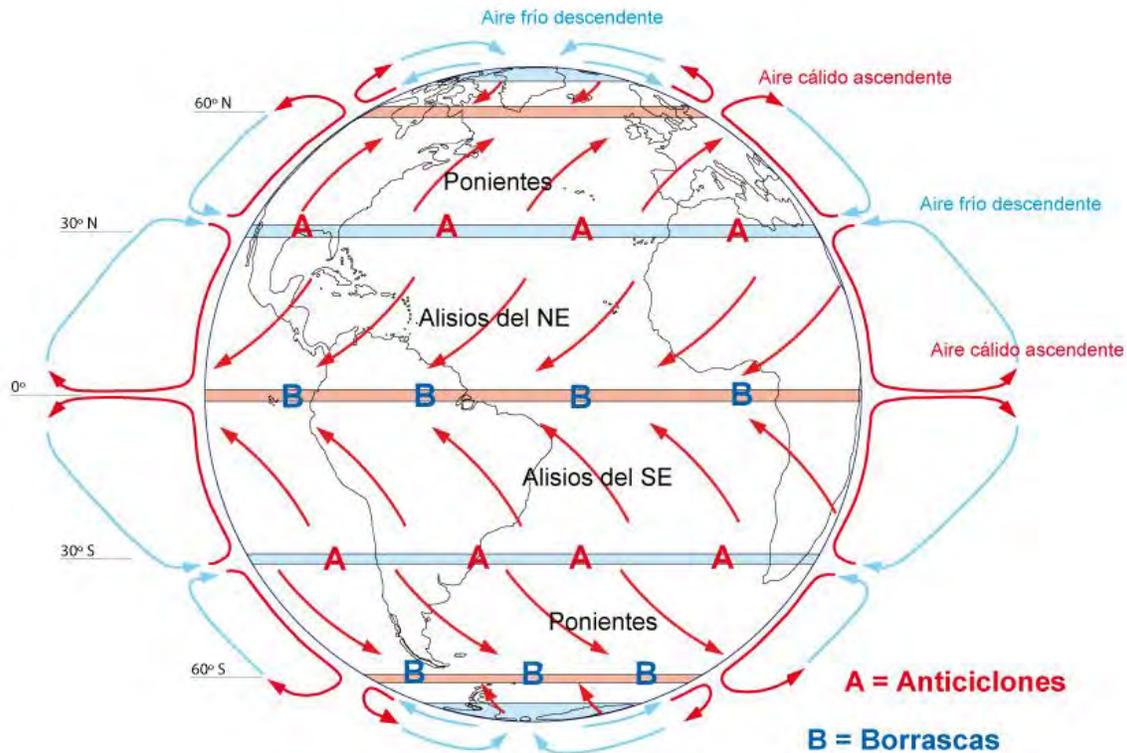
### 1.3.5 Circulación general de la atmósfera.

La energía transmitida a la Tierra por radiación solar es la principal causa del funcionamiento de la atmósfera.

La atmósfera absorbe muy poca radiación, más bien esta se calienta debido al intercambio de calor que se realiza constantemente con la superficie terrestre la cual constantemente absorbe

la energía irradiada por el sol, aunque no toda la superficie de la tierra recibe por igual la misma energía y por esta razón transmite distinta cantidad de calor al aire circundante.

Las regiones polares reciben mucho menos radiación calorífica en comparación con las regiones ecuatoriales las cuales se calientan más. Este desequilibrio genera intercambios térmicos a través de determinados movimientos del aire.



**Figura 1.5.** Circulación general atmosférica.

En la zona ecuatorial, el aire recalentado por el contacto con el suelo se hace más ligero y se eleva. Ya en las alturas este se dirige hacia los polos y a medida que se desplaza hacia ellos sufre la acción de la fuerza Coriolis, desviándose hacia la derecha en el hemisferio norte y hacia la izquierda en el hemisferio sur.

Una vez enfriado el aire, este va cayendo y ya en el suelo retorna al ecuador. En este proceso vuelve a intervenir la fuerza de Coriolis de manera que al llegar a la zona subtropical es ya un viento del noreste en el hemisferio norte y del sureste en el hemisferio sur, estos vientos son conocidos como alisios (Figura 1.5).

En las zonas polares el aire frío y pesado abandona los casquetes polares a ras del suelo y nuevamente debido a la intervención de la **fuerza de Coriolis** lo convierte en viento del noreste en el hemisferio norte y del sureste en el hemisferio sur. Al alejarse de las zonas polares se calienta y asciende volviendo a los polos por arriba, como viento del sureste en el

hemisferio norte y como viento del noroeste en el hemisferio sur, al llegar al polo el aire desciende cerrando así el ciclo.

## **1.4 El viento como recurso energético.**

El viento ha sido una de las fuentes de energía más utilizada por el hombre a través de la historia y fue probablemente el primer recurso que utilizó la humanidad para industrializar su desarrollo; un claro ejemplo es la navegación a vela y los molinos de viento. En la actualidad, la sociedad observa el viento como un recurso para generar electricidad. [7]

### **1.4.1 El viento.**

El viento se produce por el movimiento de masas de aire en la troposfera, la capa más baja de la atmósfera.

Los movimientos de masas de aire se encuentran en los gradientes de presión existentes, que son originados por la radiación solar desigual sobre la superficie de la tierra. En otras palabras, las capas de aire caliente ascienden siendo desplazadas por las capas de aire frío, generando así el movimiento del aire.

A partir del viento es posible la generación de energía. Aprovechando la energía cinética generada por las corrientes de aire que posteriormente, mediante aerogeneradores será convertida en otras formas útiles de energía, principalmente energía eléctrica. A la energía obtenida mediante la velocidad del viento se le conoce como energía eólica.

### **1.4.2 Energía cinética del viento.**

La energía cinética se define como; la energía que posee un cuerpo debido a su movimiento; siendo esta proporcional a su masa. Así, la energía cinética del viento depende de la densidad del aire.

Dicho de otra manera, cuanto más denso sea el aire más energía recibirá el aerogenerador.

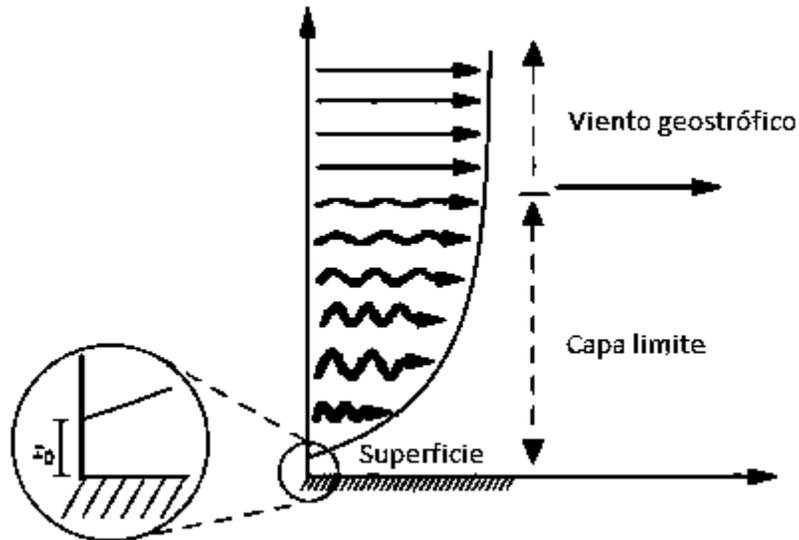
A presión atmosférica y a  $15^{\circ}\text{C}$  el aire tiene una densidad de  $1.225\text{ kg/m}^3$ , aunque la densidad disminuye ligeramente con la humedad. Por otra parte, el aire es más denso a bajas temperaturas que a altas temperaturas, sin embargo, a grandes alturas la presión del aire es más baja y el aire es menos denso. [8]

### **1.4.3 Variación de la velocidad del viento con la altura.**

Debido principalmente al rozamiento de la corriente de aire con la superficie terrestre, el perfil de velocidad del viento (Figura 1.6) no es constante y aumenta con la altura.

Cuando las características del terreno cambian bruscamente como en el caso de mar a tierra, a partir de tal discontinuidad se genera una capa límite interna cuya altura crece con la distancia al punto de cambio dependiendo del grado de turbulencia.

Cuando el aire fluye sobre un terreno uniforme, las características de perfil de viento vienen condicionadas por la rugosidad de este terreno. Si la rugosidad cambia bruscamente, la capa límite interna que se genera responde a esta rugosidad, pero sobre la misma capa el perfil de viento aun viene condicionado por la rugosidad anterior, hasta una distancia de varios kilómetros del cambio y si no se han presentado nuevas alteraciones. [9]



**Figura 1.6.** Perfil de velocidad del viento y generación de la capa límite.

Los datos meteorológicos disponibles de la superficie se encuentran normalmente a alturas alrededor de 10 m. La determinación del recurso eólico a mayores alturas se realiza utilizando métodos de extrapolación. Una expresión simple que da resultados satisfactorios es la ley exponencial de Hellmann que relaciona las velocidades de dos alturas cualesquiera de la siguiente manera.

$$\frac{v}{v_0} = \left(\frac{H}{H_0}\right)^a \quad (1.1)$$

Dónde:  $v$  es la velocidad en m/s a la altura  $H$  en m,  $v_0$  es la velocidad en m/s a la altura  $H_0$  (frecuentemente a una altura de 10 m) y  $a$  (Tabla 1.2) es el coeficiente de fricción o exponencial de Hellmann y se elige en función del tipo de terreno.

**Tabla 1.2.** Coeficientes de fricción  $a$  usados en la ecuación de Hellmann.

Descripción del Terreno	$a$
Lugares llanos con hielo o hierba	$a = 0.08, 0.12$
Lugares llanos (mar, costa)	$a = 0.14a$
Terrenos poco accidentados	$a = 0.13, 0.16$
Zonas rústicas	$a = 0.2$
Terrenos accidentados o bosques	$a = 0.2, 0.26$
Terrenos muy accidentados y ciudades	$a = 0.25, 0.4$

Por otra parte, la extrapolación del recurso eólico se puede realizar mediante la ley de perfil logarítmico del viento. Escribiendo dos expresiones para perfiles logarítmicos, uno para la altura de referencia,  $H_0$ , y otra para una altura desconocida,  $H$ , de este modo se podrá calcular una velocidad del viento desde una velocidad conocida a una altura diferente. [10]

$$\frac{v}{v_0} = \frac{\ln\left(\frac{H}{z_0}\right)}{\ln\left(\frac{H_0}{z_0}\right)} \quad (1.2)$$

Dónde:  $z_0$  es el coeficiente de longitud de rugosidad (Tabla 1.3) en m.

La velocidad media anual del viento es uno de los factores más importantes a considerar cuando se comparan la idoneidad del emplazamiento para instalaciones eólicas en un sitio en una región. La velocidad media anual puede ser tan baja como 1 m/s o tan alta como 10 m/s a 10 m de altura. Para propósitos de generación de energía eléctrica mediante energía eólica, un sitio que presente velocidades medias de 5 m/s es considerable; sin embargo, sitios que presenten velocidades medias de 6 m/s serían más atractivas. [11]

#### 1.4.4 Efectos del terreno y perturbaciones del flujo.

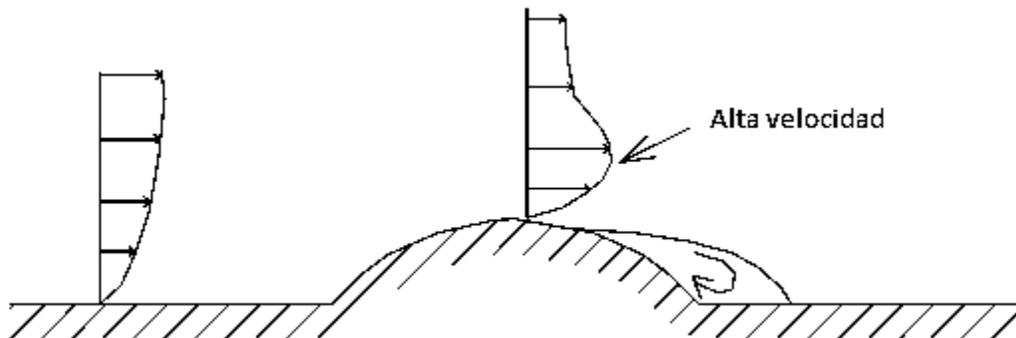
Anteriormente se mencionó que la extrapolación vertical de la velocidad del viento proporciona información de la velocidad a alturas superiores a 10 m (altura estándar a la que se mide la velocidad del viento), pero esta solo es válida para terreno llano. Se considera un terreno como llano cuando las diferencias de elevación entre el lugar de referencia y el terreno circundante en un radio de 12 Km son inferiores a 60 m y cuando la relación entre la altura y anchura de las elevaciones en un radio de 4 Km es inferior a 0.02.

**Tabla 1.3.** Valores aproximados de rugosidades de superficies.

Descripción del Terreno	$z_0$ (mm)
Muy suave: Hielo o lodo	0.01
Mar abierto tranquilo	0.20
Mar soplando	0.50
Superficie nevada	3.00
Césped	8.00
Pasto áspero	10.00
Campo en barbecho	30.00
Cultivos	50.00
Algunos arboles	100.00
Muchos árboles, bordes, algunas construcciones	250.00
Bosques	500.00
Suburbios	1500.00
Ciudades con altos edificios	3000.00

Como ya es conocido la rugosidad del terreno y la presencia de obstáculos se encargan de alterar el perfil de velocidad del viento.

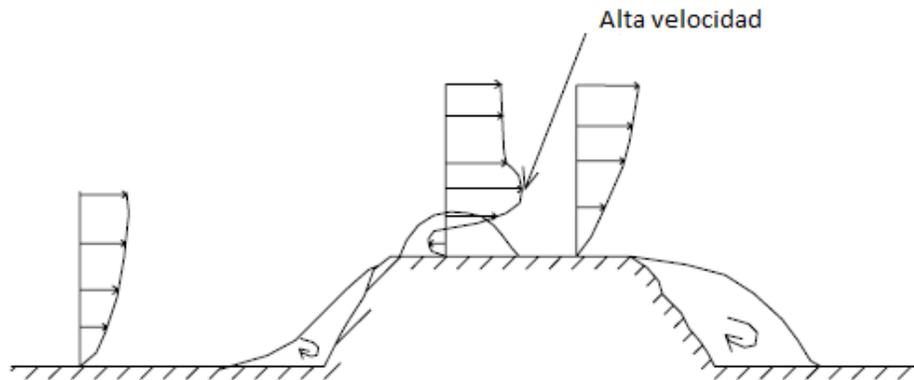
Los efectos provocados por los obstáculos en el terreno (Figura 1.7, 1.8 y 1.9) como elevaciones, colinas, etc. pueden ser de aceleración si el obstáculo es de forma y pendientes relativamente suaves o producirse efectos de reducción si se trata de crestas o bordes agudos.



**Figura 1.7.** Influencia de un obstáculo de pendientes suaves.

Los estudios aerodinámicos de terrenos indican que sobre las colinas de forma triangular o sinusoidal la velocidad del viento aumenta casi un 100% cerca de la cima, pero el aumento de velocidad cae rápidamente hasta hacerse casi nulo a una altura aproximadamente igual a la mitad de la anchura de la colina.

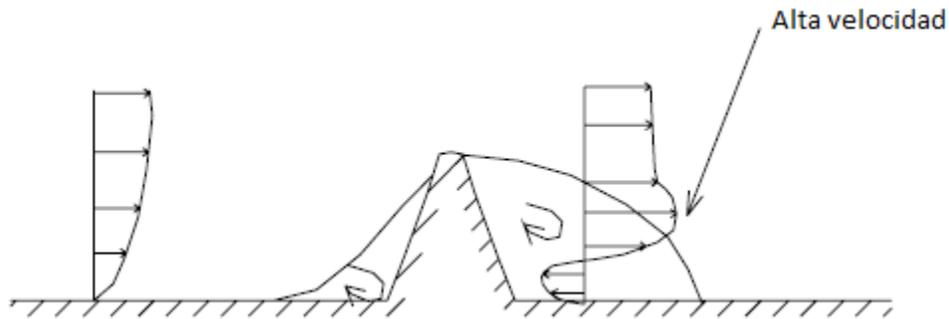
A su vez, las estelas generadas por edificaciones, arbolado, etc. Se caracterizan por reducir la velocidad del viento y aumentar la turbulencia.



**Figura 1.8.** Influencia de un obstáculo de pendientes abruptas.

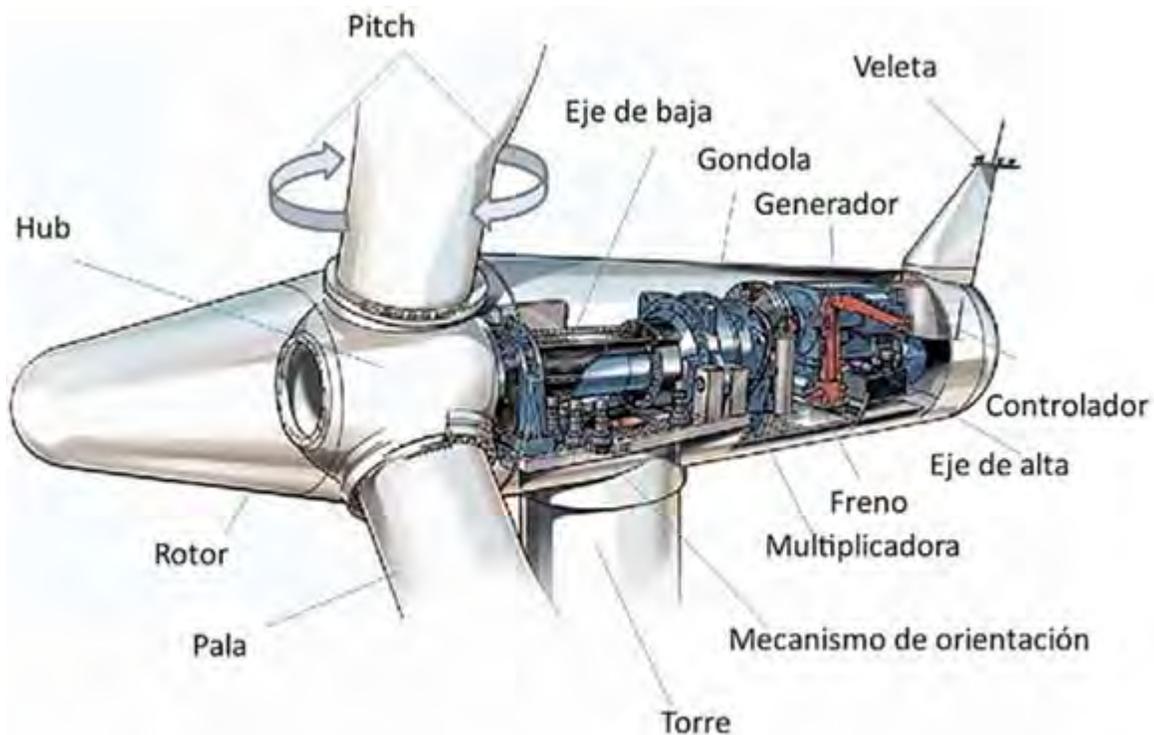
## 1.5 Aerogeneradores.

Un aerogenerador es un generador eléctrico que funciona convirtiendo la energía cinética del viento en energía mecánica a través de una hélice donde por medio de un sistema de transmisión mecánico, hace girar el rotor de un generador que convierte la energía mecánica rotacional en energía eléctrica.



**Figura 1.9.** Influencia de un obstáculo en forma de cresta.

Los aerogeneradores pueden trabajar de forma aislada o en conjunto, en instalaciones conocidas como campos eólicos, distanciados unos de otros en función del impacto ambiental y de las turbulencias generadas por el movimiento de las palas.



**Figura 1.10.** Principales componentes de un aerogenerador de pala variable.

Las partes visibles de un aerogenerador (Figura 1.10) son la góndola (carcasa que protege el mecanismo interno) y las palas del rotor, además de la larga torre que sostiene el aerogenerador, después se pueden encontrar elementos que ya no pueden percibirse a simple vista, entre ellos se encuentra una pieza llamada buje o hub que une las palas con un eje de baja velocidad (cuyo movimiento no supera las 30 rpm) que a su vez está conectado a un multiplicador, este último permite que las bajas velocidades percibidas en las palas se aceleren significativamente en el eje de alta velocidad.

De no ser por este aumento de velocidad, el generador eléctrico no se pondría en marcha.

Existe también otro componente, el cual monitoriza las condiciones del viento, debido a que este cambia de dirección, y reorienta las palas según sea preciso.

Se pueden diferenciar a los aerogeneradores en dos grupos, según sea la posición del eje de rotación, de eje vertical o de eje horizontal.

Los aerogeneradores de eje vertical (Figura 1.11), tienen la ventaja de no tener que orientarse a la dirección del viento dominante, ya que cualquiera que sea la dirección acciona en la misma forma su rotor. Además, los equipos de generación y control se ubican al pie de la estructura simplificando el acceso a ellos y por tanto facilitando su mantenimiento. También ofrecen una estructura firme y resistente por lo cual pueden ser utilizados en zonas con vientos fuertes y con cambios de dirección constantes. Por el lado negativo se pudiera mencionar que la eficiencia de conversión energética es algo menor que las de eje horizontal. [12]

En los aerogeneradores de eje horizontal, como los mostrados en la Figura 1.10, el plano de rotación debe conservarse perpendicular a la dirección del viento para poder captar la máxima energía. En consecuencia, para poder adaptarse a las variaciones de dirección del viento, debe instalarse un mecanismo que oriente la posición del rotor. En equipos pequeños y medianos, el sistema de orientación suele ser más sencillo y mecánico, representado por un timón de cola que reacciona en forma automática.



**Figura 1.11.** Aerogenerador de eje vertical.

En equipos de mayor tamaño, la orientación de este se controla electrónicamente a través de un sistema computarizado.

Aunque no existe una diferencia marcada en las ventajas o desventajas entre las dos tecnologías, los diseñadores de campos eólicos se inclinan más por la instalación de aerogeneradores de eje horizontal.

## 1.6 El potencial eólico.

La capacidad real que tiene un aerogenerador de absorber la energía del viento se le denomina potencial eólico y viene determinado por variables tales como la densidad de potencia, que es la distribución de la energía eólica a distintas velocidades del viento, la curva de potencia, la cual indica la potencia eléctrica obtenida para cada velocidad del viento o la denominada **distribución Weibull** que determina la probabilidad que hay a lo largo de un año de que un viento sople a una determinada velocidad.

Cabe destacar que invertir en un aerogenerador no suele estar justificado si la ubicación no cuenta con vientos estables a una velocidad de aproximadamente 6 m/s o mayor.

Se debe tener claro que cada aerogenerador se diseña en función de necesidades específicas tanto de potencia como de eficiencia energética.

### 1.6.1 Limite Betz para la eficiencia de la turbina eólica.

#### El frenado ideal del viento.

Cuanto mayor sea la energía cinética que un aerogenerador extraiga del viento, mayor será la ralentización que sufrirá el viento que deja el aerogenerador.

Si se intentara extraer toda la energía del viento, el aire saldría con una velocidad cero, en otras palabras, el aire no saldría de la turbina; esto provocaría que no se extrajera nada de energía ya que al no salir el aire de la turbina impediría la entrada de aire al rotor del aerogenerador. En el otro caso extremo, el viento podría pasar a través del aerogenerador sin ser estorbado. En este caso tampoco se extraería energía del viento.

De la descripción anterior podemos asumir que debe haber alguna forma de frenar el viento, y que sea más eficiente en la conversión de su energía cinética en energía mecánica útil. Una respuesta a esto y que resulta ser un tanto simple sería: un aerogenerador ideal ralentizaría el viento hasta  $2/3$  de su velocidad inicial. Para entender el porqué, se tendrá que hacer uso de la ley física fundamental para la aerodinámica de los aerogeneradores conocida como la **Ley de Betz**.

La ley de Betz dice que solo puede convertirse menos de  $16/27$  (el 59%) de la energía cinética en energía mecánica usando un aerogenerador.

La ley de Betz fue formulada por primera vez por el físico Alemán Albert Betz (1885-1968) a mediados de 1920. Su libro "*Wind-Energie*", publicado en 1926, proporciona buena parte del conocimiento que en ese momento se tenía sobre energía eólica y aerogeneradores. [13]

Dadas las características tan dispersas y aleatorias de la energía eólica, es evidente que la manera de determinar si un emplazamiento es adecuado o no, es mediante la aplicación de herramientas estadísticas.

## 1.7 Campos eólicos.

Un campo eólico es una agrupación de aerogeneradores que transforman la energía cinética del viento en energía eléctrica, pudiéndose situar en tierra o mar, siendo los primeros los más habituales (Figura 1.12) aunque los campos que se sitúan en el mar (Figura 1.13), “*offshore*”, han experimentado un crecimiento importante en Europa durante los últimos años.



**Figura 1.12.** Campo eólico terrestre.

El número de aerogeneradores que componen un campo eólico es variable y este depende fundamentalmente de la superficie disponible y de las características del viento en el **emplazamiento**, por lo que antes de montar un campo eólico es de extrema importancia realizar un estudio del viento en el emplazamiento elegido durante un tiempo determinado, el cual por lo regular es igual o superior a un año, esto con la finalidad de cubrir las cuatro estaciones del año ya que el viento sopla a diferentes velocidades y direcciones en cada una de ellas.

Los campos eólicos proporcionan diferente cantidad de energía dependiendo de las diferencias sobre diseño y situación de las turbinas. A pesar de que el impacto ambiental de las plantas de energía eólica es pequeño en comparación con otros tipos de generación, los aerogeneradores producen contaminación acústica y visual, además, se cree que pudiera existir un impacto importante en la fauna ya que la aves no son capaces de ver las palas cuando estas giran.

Los mayores inconvenientes que presenta esta fuente de energía son que: es intermitente y no siempre puede obtenerse la potencia deseable, no puede ser almacenada como energía eólica lo cual encarece el coste, es dispersa y se necesitan grandes superficies para los emplazamientos. Sin embargo el terreno utilizado para los parques puede ser aprovechado para actividades agrícolas o como zonas de recreo.



**Figura 1.13.** Campo eólico “offshore”.

## **1.8 Selección de emplazamientos.**

El objetivo más importante en la selección de emplazamientos eólicos es la de maximizar la captación de energía para reducir costos de producción.

### **1.8.1 Factores influyentes en el funcionamiento de un sistema eólico.**

Entre estos se encuentran los factores meteorológicos de los cuales los más importantes que afectan al diseño, funcionamiento, emplazamiento y operación de un campo eólico son los siguientes:

- Velocidad media del viento y sus variaciones, tanto diurnas, estacionales e interanuales.
- Distribución de probabilidades de velocidades.
- Variación con la altura de la velocidad y de la dirección.
- Distribución de direcciones y probabilidades de cambios bruscos de dirección.
- Variaciones estacionales y diurnas de la densidad del aire y variaciones con la altura.
- Características de las series temporales de altos vientos y de periodos de calma.
- Interacciones entre estelas de máquinas en los parques eólicos.
- Frecuencias de condiciones extremas de viento.
- Condiciones atmosféricas especiales.

### **1.8.2 Criterios básicos de selección de emplazamientos.**

Los emplazamientos óptimos han de cumplir las siguientes características:

- Elevada velocidad media. El emplazamiento además, deberá tener buena exposición al flujo de aire y sin obstáculos.
- Variaciones diurnas y estacionales aceptables.

- Aceptables niveles de vientos extremos y turbulencia. Son estos factores que afectaran a la integridad estructural y vida útil del sistema. Hay que conocer la velocidad máxima alcanzada además de la probabilidad de que esta se produzca.

Los emplazamientos que suelen cumplir con estas características se pueden incluir en la siguiente lista:

- Pasos entre montañas en áreas de altos gradientes de presión.
- Largos valles descendiendo de cadenas montañosas.
- Llanos y llanuras elevados.
- Llanuras y valles con vientos altos asociados a fuertes vientos de gradientes de presión.
- Elevaciones con buena exposición, cimas de montañas de áreas de fuertes vientos de altura.
- Lugares costeros bien expuestos en áreas de fuertes vientos de altura o fuertes gradientes térmicos o de presión.
- Lugares con vegetación acusadamente deformada por la acción de los vientos dominantes.

### **1.8.3 Aspectos particulares en la selección de emplazamientos.**

En función del tipo de aplicación y tamaño de la instalación deberán tenerse en cuenta las siguientes consideraciones:

- En el emplazamiento de instalaciones eólicas de pequeña potencia para uso local, la selección del emplazamiento está restringida a un área pequeña. En este caso, solo puede seleccionarse el emplazamiento más favorable, y estimar con relativa fiabilidad las características eólicas del emplazamiento, teniendo en cuenta los efectos de la topografía local y de las características de la rugosidad superficial del terreno.
- En el emplazamiento de grandes máquinas para producción eléctrica, los métodos empleados son bastante sofisticados. Además de un emplazamiento con buenas condiciones eólicas, hay que estudiar la viabilidad económica, la compatibilidad del diseño con las particularidades meteorológicas, así como los efectos medioambientales y de seguridad.
- En los grandes parques eólicos, la influencia de las estelas de las máquinas puede disminuir la potencia total comparada con la potencia equivalente de las máquinas individualmente. En general, la mejor disposición consistiría en ubicar el menor número posible de máquinas en la dirección paralela a los vientos predominantes y el mayor número posible en la dirección perpendicular. Para minimizar los efectos de las estelas en un parque, la separación lateral mínima recomendada entre máquinas debe estar entre 3 y 5 diámetros, y la separación en la dirección predominante del viento entre 7 y 10 diámetros.

En cualquier caso es necesario hacer un balance global de varios factores entre los que se incluyen la disponibilidad del terreno, los costes de infraestructura e interconexión y la pérdida de energía que implicarían las diversas posibilidades. [14]

#### 1.8.4 Otros factores.

A parte de las características del viento, existen otros factores de cierta relevancia sobre la selección de un emplazamiento para un parque eólico:

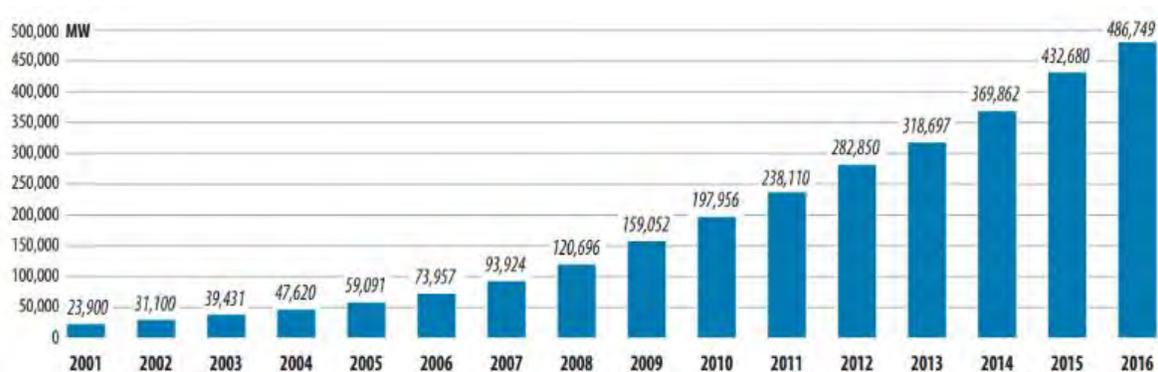
- **Económicos:** tipo de aplicación, infraestructura, distancia a las líneas de transmisión, accesos, costes de suministros.
- **Ambientales:** impacto visual, ruido, efectos en el microclima y en la ecología.
- **Institucionales:** usos del terreno, seguridad, regulaciones, derechos, etc.
- **Meteorológicos:** vientos extremos, turbulencia, heladas, salinidad o aerosoles del ambiente, etc.
- **Técnicos:** uso de la energía, impacto en la operación de las plantas de potencia de la red, fiabilidad, eficiencia, etc.
- Aceptación pública.

# 2

## RECURSO EÓLICO.

### 2.1 En el mundo.

La energía eólica instalada en el mundo creció un 12.4 % en 2016 (Figura 2.1), hasta situarse en 486,749 MW, según datos del “*Global Wind Energy Council*” (GWEC). China, Estados Unidos, Alemania, India y España son los primeros productores mundiales. [15]



**Figura 2.14.** Potencia eólica instalada acumulada en el mundo. 2001 – 2016. Cortesía (GWEC).

Gracias a sus 80 parques eólicos con una generación de 45 GW distribuidas lo largo de todo su territorio, China es el mayor productor de energía eólica en el mundo. Su objetivo es cubrir toda su demanda de energía eléctrica con eólica para 2030 donde espera emplear más de 350 GW. En el continente Americano el mayor productor de energía eólica es Estados Unidos contando con un total de 101 parques eólicos, disponiendo de una capacidad energética de 43 GW. Además de que posee el parque eólico más grande del mundo. El *Roscoe Wind Farm* tiene 627 turbinas y una capacidad de producción de 781 MW. En Europa, Alemania se ostenta como el mayor productor de energía eólica con una capacidad instalada de 28 GW con los cuales satisface el 9 % de su demanda energética. Su principal desafío es seguir expandiendo su capacidad de generación hasta convertirse en líder mundial. En India la producción eólica es una industria en crecimiento, con una capacidad instalada de 14 GW apenas satisface al 1.6 % de su demanda energética. Su principal objetivo es

mejorar la infraestructura de sus campos y turbinas eólicas. España por su parte tiene instalado arriba de los 20 *GW*.

En América Latina Brasil se encuentra entre los primeros diez mercados eólicos importantes del mundo ostentando el noveno lugar. Aunque el subcontinente cuenta con las condiciones climatológicas y geográficas que lo hacen apto para la generación de electricidad con tecnología eólica, la obsesión de los países latinoamericanos por la generación hidroeléctrica ha obstaculizado el aprovechamiento del potencial eólico de estas zonas.

Siguiendo a Brasil el cual es también primer lugar en generación eólica en América Latina, se encuentra México, Chile, Argentina, Costa Rica y Nicaragua.

En México, tan solo Oaxaca en la zona conocida como el Istmo de Tehuantepec la producción de energía eólica llega hasta los 2,300 *MW*, con los cuales se podrían iluminar 1,800,000 hogares durante un año.

## **2.2 En México.**

México es en esencia un país dependiente de los recursos fósiles ya que su economía se basa principalmente en la venta de hidrocarburos, así también, la generación de energía eléctrica se basa en la quema de combustibles fósiles, cuyo efecto, derivado de la combustión de este tipo de combustibles contribuye a la generación de gases de efecto invernadero, principalmente de  $CO_2$ .

En la actualidad, existe un creciente interés por el cuidado del medio ambiente y la preservación de los recursos naturales del país, por tanto, se ha vuelto la mirada al desarrollo de las fuentes de energía renovables, entre las que destacan la solar y eólica. Este tipo de fuentes de energía, son de fácil obtención además de que contaminan poco.

El desarrollo de este tipo de energías renovables favorece la búsqueda de espacios propicios para su desarrollo, implementación y aprovechamiento.

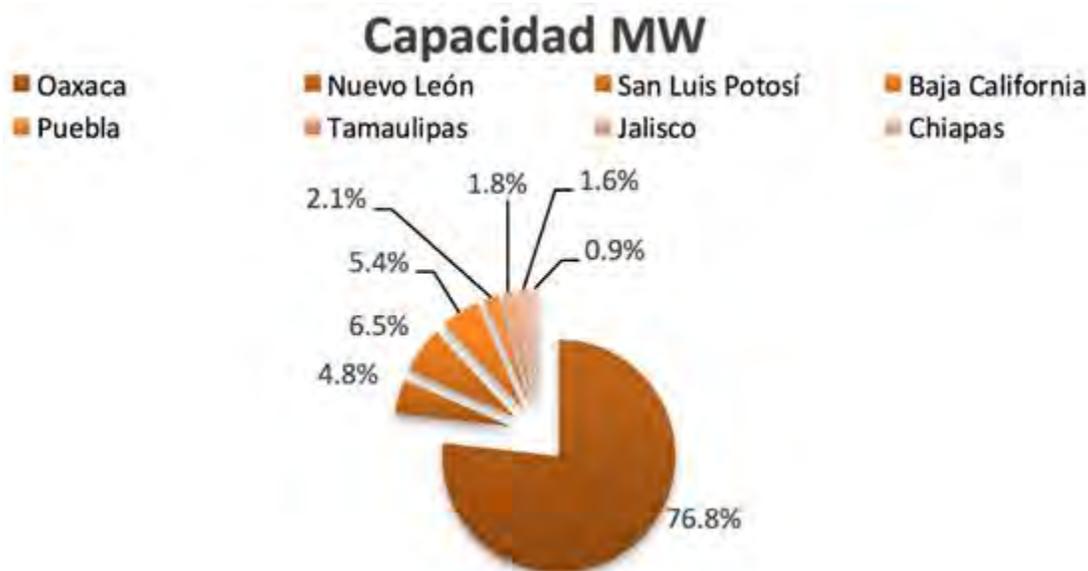
Se calcula que México utiliza solo un 3.2 % de su capacidad potencial de producir energía por medio del viento y según cálculos de la “*World Wind Energy Association*” (**WWEA**), pronostica que para el 2024, 35 % de la energía en México podría estar sustentada por fuentes renovables y 15 % de ella correspondería a la eólica.

La aplicación de la energía eólica para la generación de energía eléctrica requiere del conocimiento de las zonas con potencial eólico que pudieran encontrarse dentro del país.

Aunque existen muchas limitaciones en cuanto a la cuantificación del recurso eólico, nuestro país ha realizado esfuerzos para identificar zonas estratégicas potenciales dentro del territorio nacional. Ejemplo de esto, son los trabajos realizados en el Istmo de Tehuantepec del año de 2008 donde se analizó la velocidad del viento con datos del año 1999 proporcionados por la Comisión Federal de Electricidad (CFE), en el estado de Zacatecas del año 2010 donde se evaluó el potencial eólico en una zona del estado o en el estado de Yucatán en la ciudad de

Mérida en 2014 donde se obtuvieron las velocidades y potencial eólico a alturas superiores, por mencionar solo algunas.

Fruto de estos esfuerzos aunque muy modestos es que en el país ya se cuenta con plantas de generación de energía eólica. A la fecha, las principales plantas de generación de energía eólica operadas por CFE se encuentran instaladas en Oaxaca, Cancún y Baja California. Comenzando por el estado de Oaxaca, se encuentran instaladas: La Venta I, contando con 7 aerogeneradores cada uno con una capacidad de 225 KW, generando un total de 1.57 MW. La Venta II inaugurada en Marzo de 2007 cuenta con 98 aerogeneradores de 850 KW de capacidad, generando un total de 83.3 MW. La Venta III inaugurada en 2011 cuenta con 120 aerogeneradores, generando un total de 102 MW. Oaxaca I, Oaxaca II, Oaxaca III y Oaxaca IV inauguradas en 2012 con una capacidad total de 102 MW cada una. Cancún que solo cuenta con un aerogenerador a la fecha inaugurada en 2011 y con una generación de 1.5 MW. La Rumorosa I, en Baja California, inaugurada en 2010 cuenta con 5 aerogeneradores generando un total de 10 MW. [16]



**Figura 2.15.** Capacidad eólica instalada en México. Cortesía (AMDEE).

Actualmente los estados que cuentan con generación de electricidad por medio de energía eólica son Oaxaca, Nuevo León, San Luis Potosí, Baja California, Puebla, Tamaulipas, Jalisco y Chiapas. La capacidad de generación de cada estado se observa en la Figura 2.2.

### 2.3 En Michoacán.

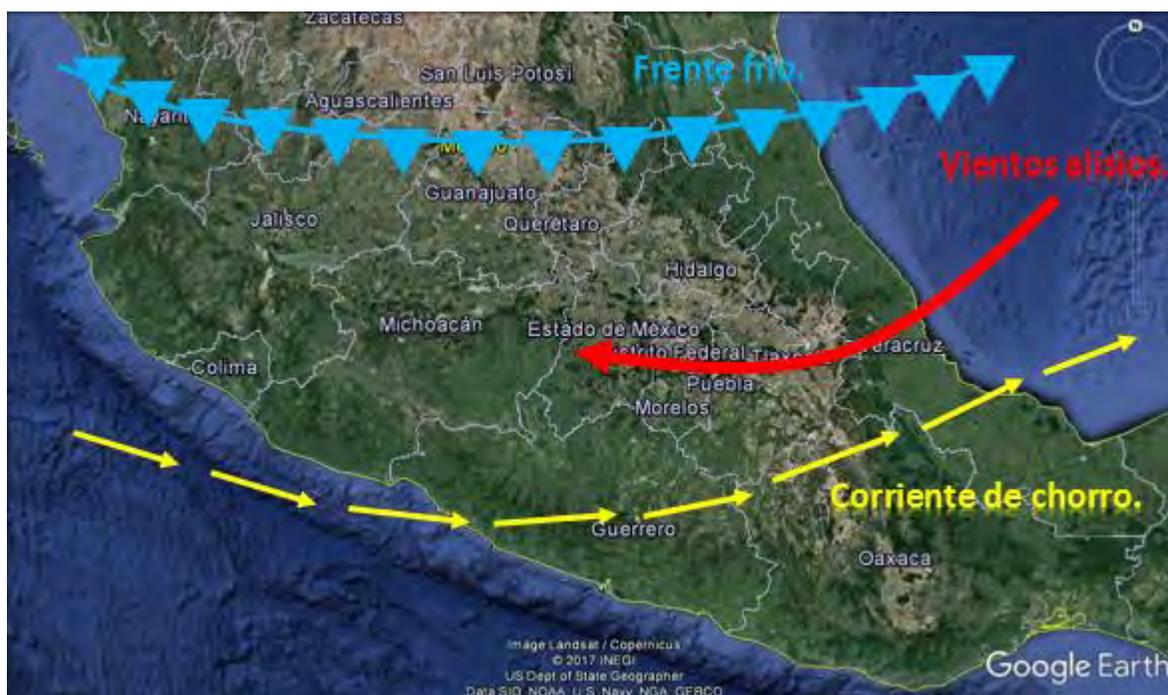
Por la circulación general de la atmósfera, a Michoacán llegan los **vientos alisios** (Figura 2.3) con dirección noreste y recogen humedad del Golfo de México, aunque debido a características locales, como su ubicación adyacente al océano pacífico, en la mayoría de las estaciones del año los vientos dominantes provienen del sur, sureste o suroeste. [17]

Durante el invierno se presentan invasiones de masas de aire frío polar continental procedentes de Estados Unidos y Canadá, conocidas localmente como nortes. También en

invierno la corriente de chorro se desplaza hacia el sur, observándose en el Estado un cinturón de nubes altas con dirección generalmente de este a oeste.

A pesar de que se ha dicho que Michoacán no presenta un recurso eólico importante; quizá no lo hay para generar energía a nivel comercial pero tal vez si lo hubiera para generación a nivel local, es decir, para satisfacer la demanda de pequeñas comunidades alejadas, lugares que la red eléctrica nacional no cubra o no se tenga acceso al servicio tan fácilmente.

En el estado de Michoacán, también se han realizado esfuerzos para identificar las zonas con potencial eólico dentro del estado, en el trabajo de tesis titulado “*Evaluación del recurso eólico en el estado de Michoacán: Identificación preliminar*”, en este, se procesaron las bases de datos de velocidad y dirección de viento de 40 estaciones meteorológicas pertenecientes a la Comisión Nacional del Agua (CONAGUA) y de la Secretaria de Marina (SEMAR), además de que se incluyen 3 estaciones meteorológicas mar adentro en el Océano Pacífico, 4 estaciones en el estado de Guerrero, 1 estación del estado de Colima y 1 estación en el estado de Jalisco.



**Figura 2.16.** Circulación atmosférica en Michoacán. Imagen de fondo cortesía de Google Earth.

Del análisis de los datos de una gran parte de las estaciones meteorológicas se obtuvo que los sitios que presentan un recurso eólico considerable son las medidas en las estaciones de Isla Clarión, Tepuxtepec, Puerto Vicente, Isla Socorro y Laguna Fresno, destacando las estaciones de Isla Clarión y Tepuxtepec, eligiendo esta última debido a que el sitio cuenta con la infraestructura necesaria para la interconexión a la red eléctrica nacional ya que en el lugar se encuentra instalada la central hidroeléctrica Lerma con una capacidad total de generación de 67 MW y una producción anual de 176.35 GWh pudiéndose instalar el campo como complemento de esta. [18]

# 3

## EL SOFTWARE WINDPRO.

### 3.1 Aplicación del software.

El análisis completo para determinar la factibilidad para el emplazamiento del parque eólico, se lleva a cabo mediante el software WindPRO diseñado por EMD International A/S.

### 3.2 WindPRO.

WindPRO es un paquete de software utilizado para la planificación y el diseño de proyectos eólicos. Es utilizado por los principales fabricantes de turbinas, desarrolladores de proyectos, empresas de ingeniería e instituciones de investigación. Los cálculos y los informes realizados con el software son reconocidos y aceptados en todo el mundo por los inversores, los bancos y las autoridades de planificación.

WindPRO abarca todos los aspectos de la planificación de proyectos eólicos, incluyendo la estimación de la producción energética, los impactos ambientales, la selección de la tecnología, la financiación y la operación del proyecto. [19]

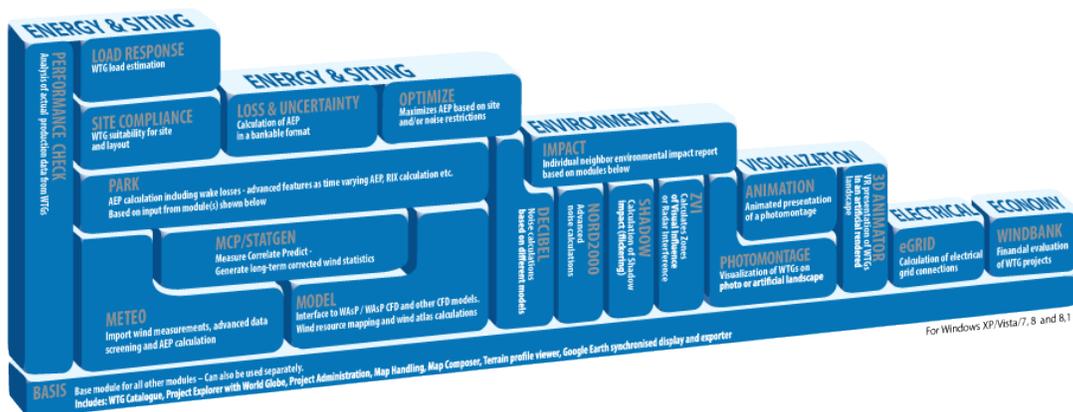


Figura 3.17. Esquema del paquete completo del software WindPRO. Cortesía EMD International.

El software está basado en módulos utilizados para el diseño y planeación de proyectos de campos eólicos abordados de tal forma que permite al usuario una interfaz amigable y donde cada módulo aborda un propósito específico. La Figura 3.1 muestra de manera esquemática los módulos en cómo está compuesto el software.

Con fines explicativos, a continuación se describen los módulos *BASIS*, *Energy*, *Load*, *Environment*, *Visualization*, *Electrical*, *Economy* y *Operation* que forman el software WindPRO.

### 3.3 BASIS.

El modulo “*BASIS*” es la base en el cual se sustentan cualquiera de los otros módulos de cálculo. Este contiene los siguientes elementos:

- Proyectos / Datos de entrada.
- Sistema de administración de mapas.
- Catálogo de aerogeneradores (WTG).
- Administración del proyecto.

#### 3.3.1 Proyectos / Datos de entrada.

El modulo “*BASIS*” ofrece acceso a una interfaz gráfica con el usuario para la construcción de proyectos en WindPRO. Toda la información esta almacenada en objetos los cuales pueden ser colocados sobre los mapas, cargados con anterioridad. Pudiendo ser aerogeneradores en el objeto del catálogo WTG, datos de mediciones en el objeto “*METEO*” o altura de contornos en los objetos línea etc. Hay en total 25 tipos de objetos y todos ellos están organizados en una estructura de capas, como pueden observarse en la Figura 3.2, lo cual hace posible trabajar con múltiples opciones de diseño de fuentes de datos.

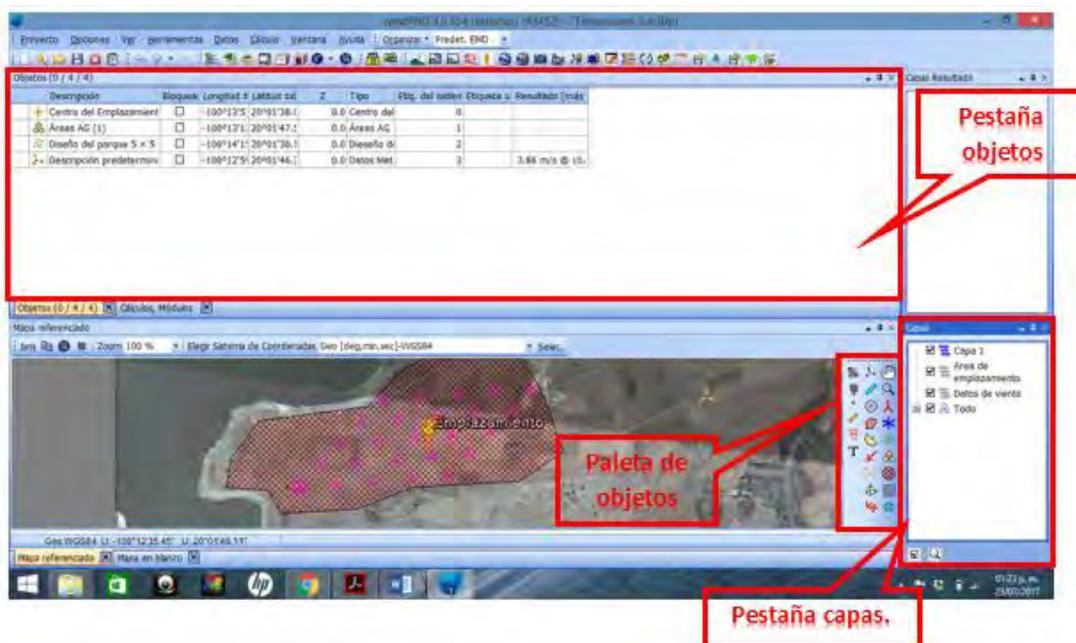


Figura 3.18. Ubicación de las pestañas en la interfaz del software WindPRO.

A su vez, modelos como alturas (curvas de nivel) o rugosidades pueden ser digitalizados y cargados desde archivos foráneos. “BASIS” incluye, además, un número de herramientas necesarias para el diseño de campos eólicos, incluyendo, herramientas de diseño geométrico, funciones de copiar y pegar, ambas desde WindPRO y hacia/desde hojas de cálculo y herramientas múltiples de medición. Además de varias herramientas para crear vistas de perfiles o vistas 3D del sitio, dando la oportunidad de analizarlo desde un ángulo diferente.

### 3.3.2 Sistema de administración de mapas.

El sistema de administración de mapas hace posible el trabajar con mapas directamente desde la pantalla del computador. Esto es posible escaneando mapas y calibrándolos en el sistema de coordenadas que será usado mediante la definición de tres puntos (Figura 3.3) con coordenadas conocidas. WindPRO está suministrado con un amplio recurso en cuanto a mapas en línea permitiendo el acceso a servidores “Web Map Service” (WMS) y su amplio catálogo de recursos.

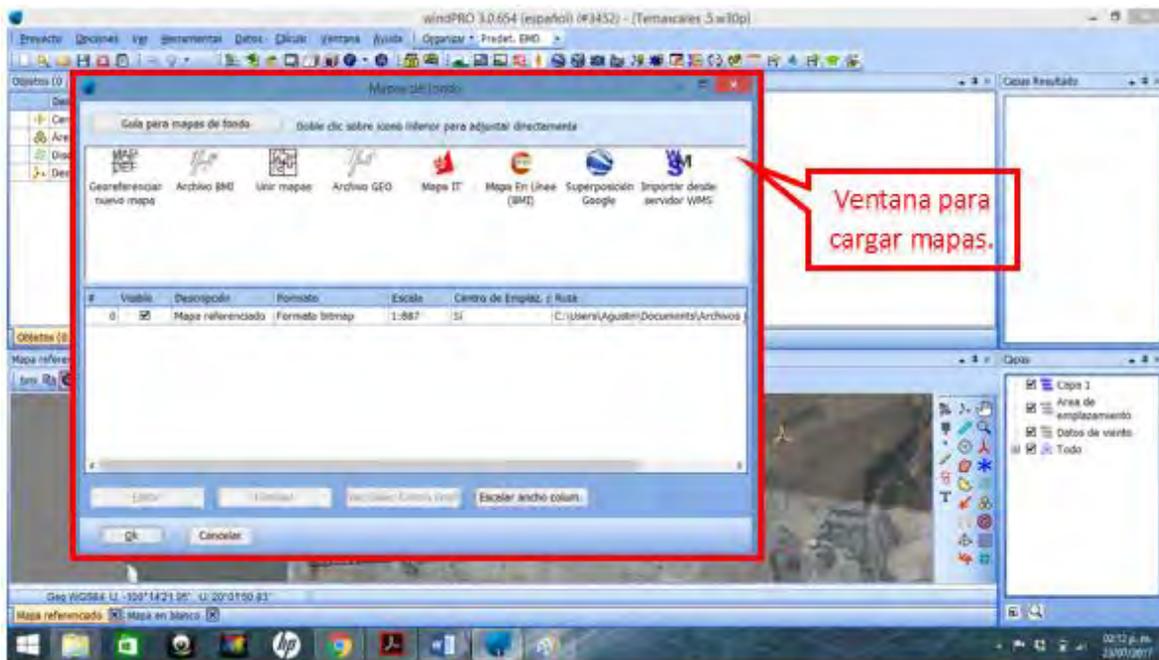


Figura 3.19. Ventana desde donde se pueden cargar los mapas de fondo para realizar el proyecto.

### 3.3.3 Catálogo de aerogeneradores (WTG).

El catálogo WTG (Figura 3.4) puede ser usado por cualquiera que necesite revisar los aerogeneradores disponibles, en este se muestran las características técnicas de más de 500 aerogeneradores disponibles en el mercado, incluyendo varias opciones de comparación y presentación. La información presentada es actualizada constantemente con la finalidad de que el catálogo se encuentre al día.

En el catálogo se tiene disponible la siguiente información:

- Información general que identifica el aerogenerador, fabricante, tipo, medidas del aerogenerador, dimensiones del **hub**, tipo de torre, dimensiones de la pala, una foto del aerogenerador, etc.
- Curva de potencia.
- Datos del ruido.
- Información eléctrica de los tipos de aerogeneradores.

### 3.3.4 Administración del proyecto.

El administrador del proyecto es una herramienta poderosa que administra todos los proyectos presentados en lista o sobre el mapa, ofreciendo la posibilidad de utilizar diferentes filtros para un fácil acceso. Para la creación de un nuevo proyecto, la herramienta “wizard” puede ser usada para seleccionar y descargar todos los datos disponibles en línea (curvas de nivel, mapas, datos de velocidad del viento o aerogeneradores existentes) para la localización del sitio. Todos los datos están organizados en capas, listos para ser usados para el análisis y cálculos requeridos.

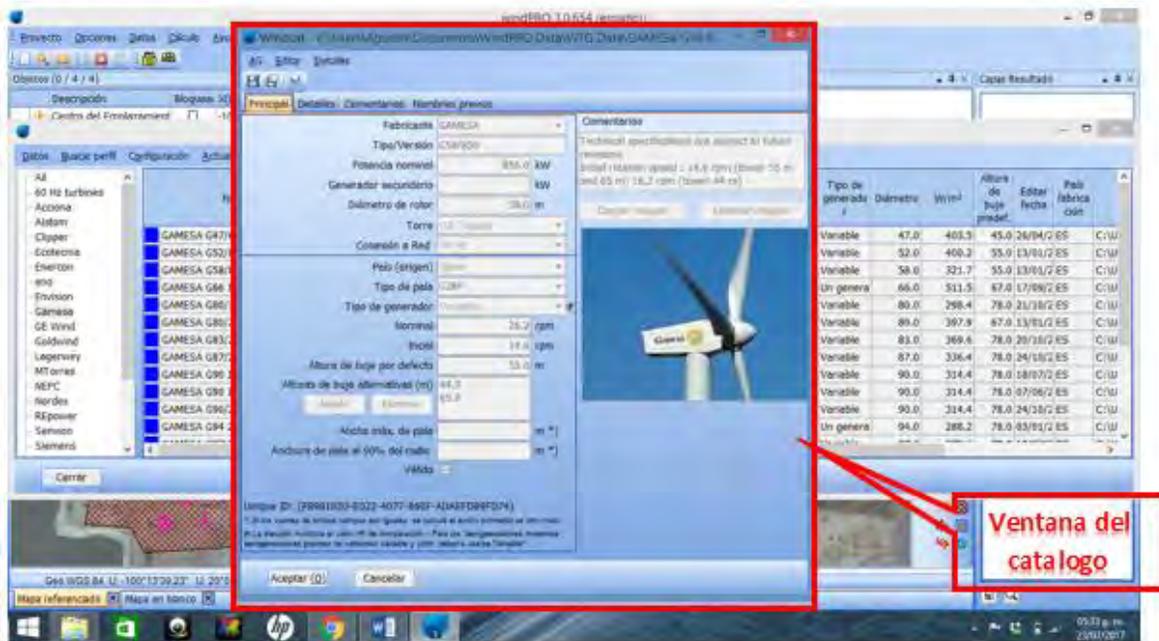


Figura 3.20. Información desplegada al elegir un aerogenerador en el catálogo.

## 3.4 Módulos “Energy”.

Dentro de “Energy” podemos encontrar los módulos de “METEO”, “MODEL”, “MCP”, “PARK”, “LOSS & UNCERTAINTY” y “OPTIMIZE” (Figura 3.5).

### 3.4.1 METEO.

La función principal del módulo “METEO”, es la de realizar los cálculos y reportes necesarios al importar los datos del viento de un sitio dado. A continuación se enlistan de manera general las funciones que puede realizar el módulo “METEO”:

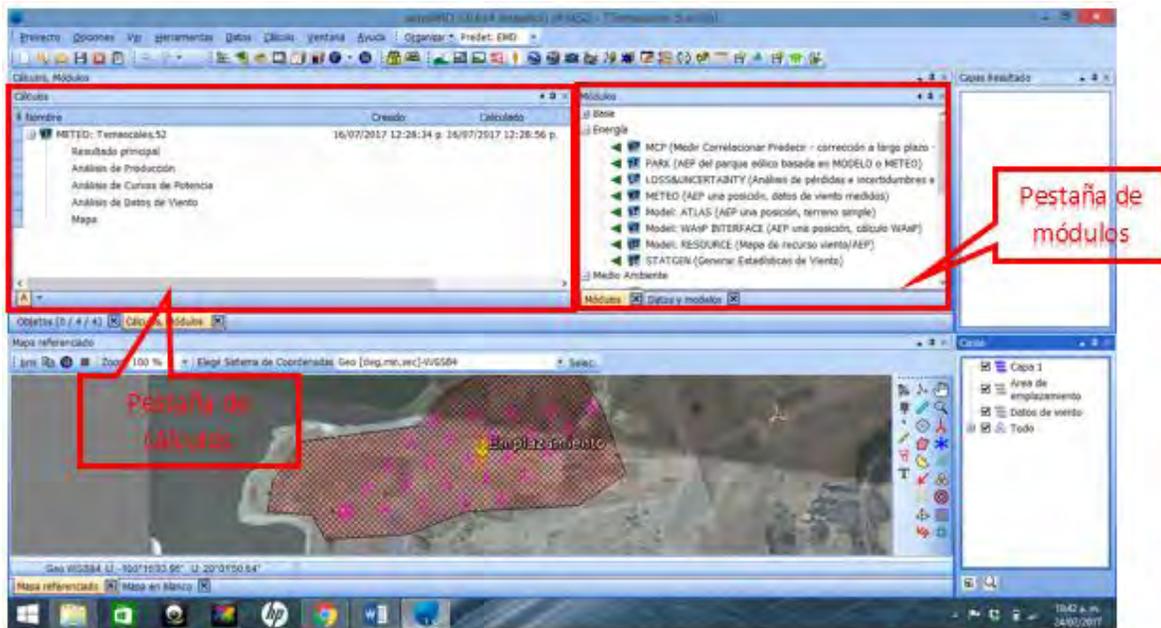


Figura 3.21. Ubicación de las pestañas cálculos y módulos.

- Importar, analizar, sintetizar y presentar los datos de medición del viento.
- Preparación estadística de los datos de velocidad y dirección del viento con “*Wind Atlas Analysis*” (WASP).
- Análisis y sintetizado avanzado de los datos de velocidad del viento a diferentes alturas en la herramienta análisis “*METEO*”.
- Calcular la energía de un campo eólico basado en las mediciones de velocidad y dirección del viento en el sitio.

El método de cálculo usado, consiste en la integración de los datos de la curva de potencia del aerogenerador a la altura de hub seleccionada, pudiéndose ingresar tres tipos de datos: Weibull, donde estos son ajustados con la curva de potencia. Mediciones, donde la tabla de frecuencia de mediciones de dirección y velocidad del viento son directamente integrados con la curva de potencia. Series de tiempo, donde las mediciones como series de tiempo son directamente integradas con la curva de potencia.

En todos los casos se realiza un ajuste de altura de los datos de velocidad medidos a la altura de hub medida mediante el **exponente de cizallamiento**.

### 3.4.2 MODEL.

El módulo “*MODEL*” contiene una colección de herramientas usadas para el modelado de flujo de viento, con el cual se podrán hacer las extrapolaciones verticales y horizontales del sitio.

Los modelos de viento son usados para el cálculo de estadísticas de viento basadas en mediciones, producción de salida de un aerogenerador o de un campo eólico, así como

elaborar un mapa de recurso eólico que puede ser analizado y comparado sobre los mapas de trabajo.

### 3.4.3 MCP.

El módulo “MCP” (*Measure-Correlate-Predict*) es usado para la corrección de los datos de velocidad de viento medidos en el sitio basado en correlaciones a largo plazo.

Los métodos de cálculo que utiliza el modulo son:

- Regresión lineal.
- Matriz.
- Escala Weibull.
- Índice de correlación.

### 3.4.4 PARK.

El cálculo de la producción de energía de un campo eólico incluye perdidas por distribución. Para el cálculo de campos eólicos el software se basa en los resultados previamente obtenidos en los módulos “METEO” y “MODEL”.

Para realizar los cálculos correspondientes, el modulo “PARK” importa los cálculos realizados en los módulos anteriormente mencionados para obtener la distribución del viento en cada aerogenerador, esto significa que el modelo está basado directamente en las mediciones, el modelo o el mapa de recurso previamente realizados o inclusive de otras fuentes. Seguido, la distribución del viento de cada aerogenerador es ajustada para las perdidas por distribución y alturas de hub. Finalmente, el ajuste de distribución del viento es integrado con la curva de potencia de los aerogeneradores para el cálculo del campo eólico; ajustando previamente la curva de potencia a la densidad del aire calculada para cada aerogenerador.

### 3.4.5 LOSS & UNCERTAINTY.

Este módulo requiere los cálculos previamente elaborados por el modulo “PARK”, además para que los resultados presentados por el modulo sean más exactos, este permite importar los resultados de los módulos “METEO”, “SHADOW” y “DECIBEL”, este último es utilizado para calcular perdidas debidas al entorno.

El módulo es una vía eficiente y estructurada para registrar cuestiones como perdidas e incertidumbres que ponen a consideración el financiamiento de un campo eólico. Las pérdidas son agrupadas y organizadas de acuerdo a las recomendaciones hechas por un grupo internacional de expertos en la materia. Unos cuantos ejemplos de pérdidas que pueden ser calculadas en el módulo son las debidas a: alta **histéresis** del viento, gestión del sector eólico y configuración de restricciones, completamente personalizables.

Las **incertidumbres** tienen igual importancia al momento de evaluar el riesgo de inversión. En el módulo los componentes de las incertidumbres más importantes son agrupados de

acuerdo al origen de estas. Los principales componentes de incertidumbres son resultado de la extrapolación vertical y horizontal de los datos del viento, además, también puede ser calculada la incertidumbre debida a la curva de potencia.

### **3.4.6 OPTIMIZE.**

El modulo “*OPTIMIZE*” entre otras ofrece la capacidad de optimizar el acomodo de los aerogeneradores en un campo eólico tomando en cuenta la producción de energía o de optimizar el modo de operación reduciendo ruidos y con pérdidas mínimas.

Varios métodos pueden ser utilizados para optimizar un campo, ya sea independientemente o en conjunto, pudiendo ser: diseño de un parque con restricciones en el acomodo geométrico de los aerogeneradores manteniendo el mismo espaciamiento entre ellos, optimización del acomodo de los aerogeneradores de una forma aleatoria teniendo en cuenta la captación de energía máxima por aerogenerador, por espacio y por ruido.

## **3.5 Módulos “Load”.**

Dentro de “*Load*” se puede encontrar los módulos “*SITE COMPLIANCE*” y “*LOAD RESPONSE*”, de los cuales se describe su función a continuación.

### **3.5.1 SITE COMPLIANCE.**

Este módulo calcula los siete principales puntos requeridos para el emplazamiento en un sitio de acuerdo a los estándares IEC61400-1 ed. 3 (2010).

El modulo “*SITE COMPLIANCE*”, ayuda a identificar los riesgos críticos al realizar un proyecto eólico tomando en cuenta la altura de hub para cada aerogenerador, los cuales son:

- Complejidad del terreno.
- Vientos extremos.
- Turbulencia efectiva.
- Distribución del viento.
- Corte del viento.
- Inclinación del flujo.
- Densidad del aire.

### **3.5.2 LOAD RESPONSE.**

Este módulo provee los cálculos de cargas de fatiga sobre las palas del aerogenerador seleccionado, de acuerdo a los estándares IEC61400-1 ed. 3 (2010). El modulo incluye modelos de aerogeneradores genéricos que representan a los encontrados en el mercado.

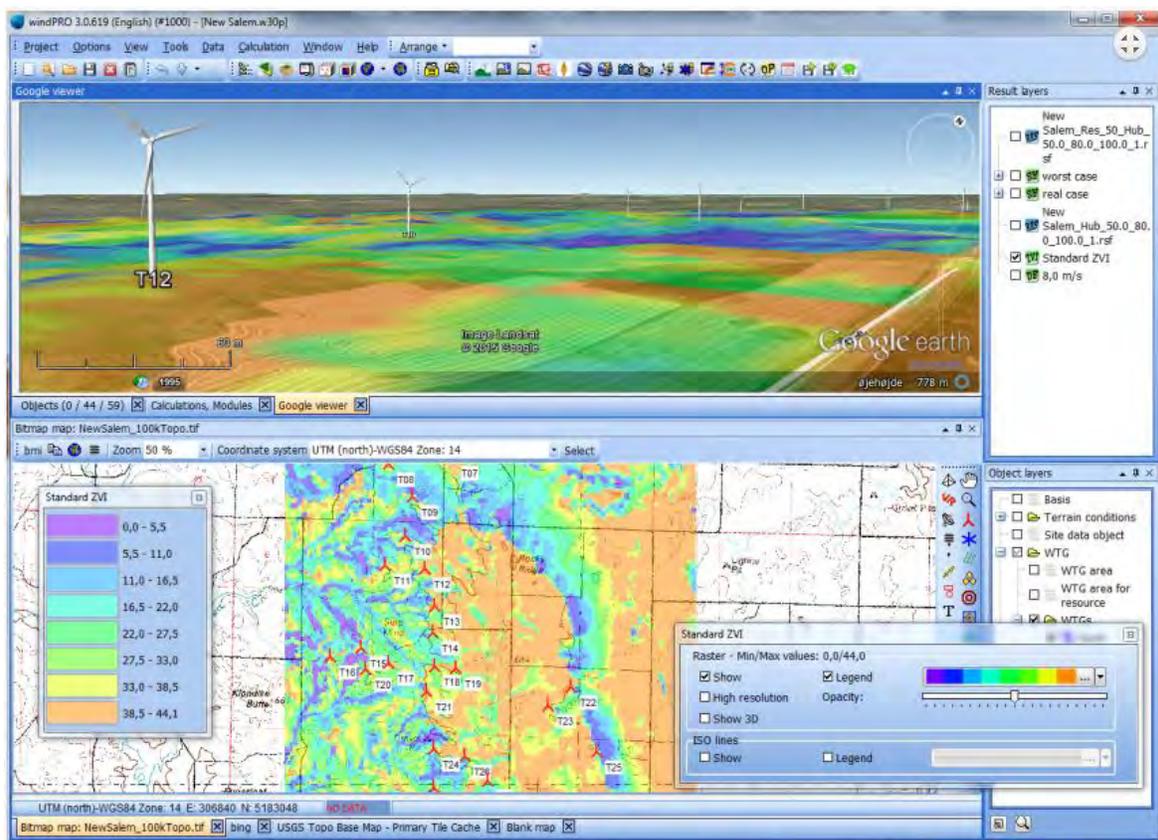
Los resultados obtenidos de los cálculos realizados en el módulo predicen la posibilidad de una falla en los aerogeneradores debido a las cargas por fatiga que sufren estos en el sito y así conocer si se han seleccionado de manera correcta o es necesario cambiarlos en el análisis.

### 3.6 Módulos “Environment”.

Dentro de “Environment” se encuentran los módulos correspondientes al impacto ambiental que pudiese generar el campo eólico en el sitio seleccionado, estos módulos son “DECIBEL”, “SHADOW”, “ZVI”, “IMPACT” y “NORD2000”, los cuales se describen a continuación.

#### 3.6.1 DECIBEL.

El modulo “DECIBEL” calcula y documenta el impacto correspondiente al ruido que origina un aerogenerador o un campo eólico. El modelo comúnmente usado para el cálculo de la propagación de ruido es el descrito por la norma internacional ISO 9613-2.



**Figura 3.22.** Pre visualización del impacto visual de un emplazamiento; generado por el modulo “ZVI”. Cortesía EMD International.

#### 3.6.2 SHADOW.

El modulo “SHADOW” permite realizar los cálculos y análisis correspondientes al parpadeo y las sombras que se generan al girar las palas del aerogenerador y su impacto en posibles asentamientos cercanos al emplazamiento, permitiendo conocer la cantidad de horas al año en que se generan sombras, el número de días con parpadeos y el máximo número de minutos

de parpadeos en un día sobre una área dada, como puede ser una ventana o un terreno. Los resultados son representados como calendarios, graficas o mapas.

### 3.6.3 ZVI.

El modulo “ZVI” permite analizar cómo afecta el impacto visual de un campo eólico en una región y cuál es su impacto acumulativo. Además de que permite pre visualizar el campo eólico generando imágenes con fotomontajes de los aerogeneradores en el sitio como lo muestra la Figura 3.6.

### 3.6.4 IMPACT.

EL modulo “IMPACT” relaciona los análisis y cálculos realizados en los módulos “DECIBEL”, “SHADOW” y “ZVI”, además del objeto cámara el cual proporciona una imagen del sitio. Con esta información el modulo crea una imagen donde se observa el impacto ambiental desde la perspectiva de terceros, es decir de los posibles asentamientos cerca del emplazamiento tal y como lo muestra la Figura 3.7, además de un sencillo reporte donde se listan los impactos provocados por el campo eólico.

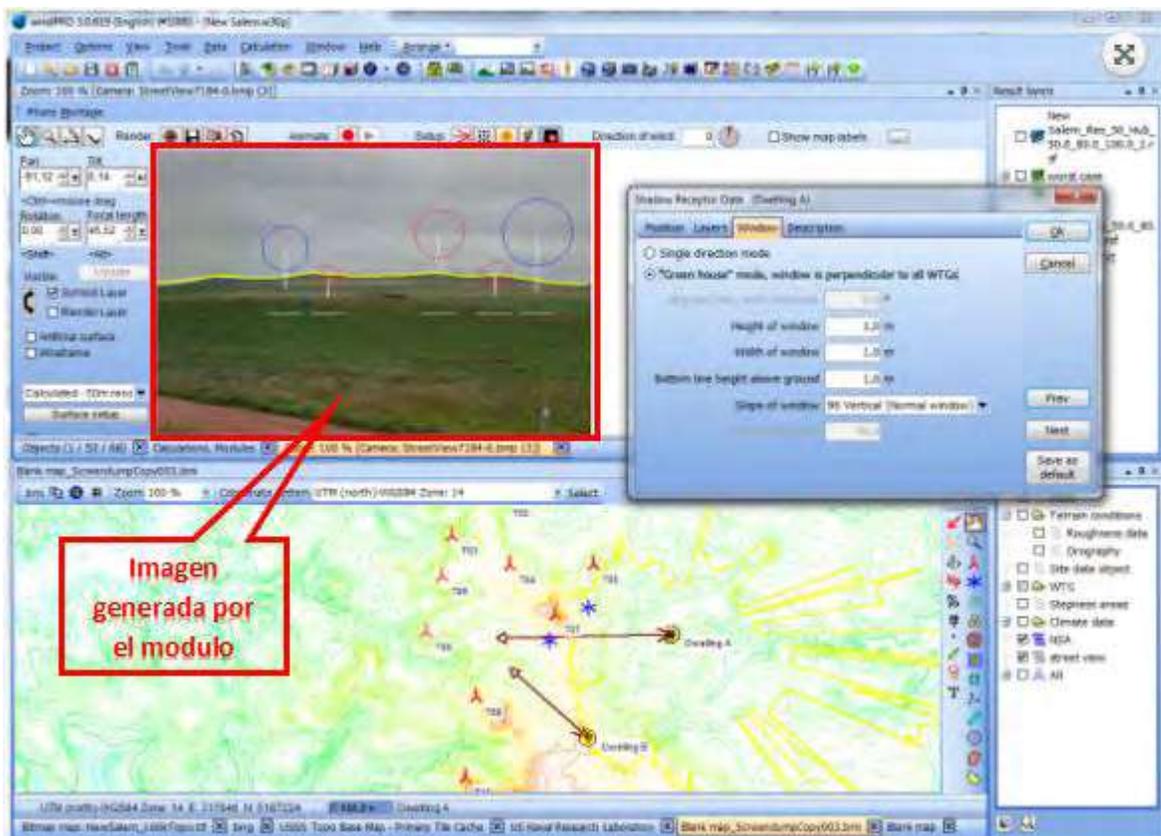


Figura 3.23. Imagen generada por el modulo “IMPACT”. Cortesía EMD International.

### 3.6.5 NORD2000.

Básicamente “*NORD2000*” calcula el ruido generado por un aerogenerador o grupo de aerogeneradores (campo eólico) y la propagación de este por medio del viento hacia un receptor con solo introducir datos, como son, especificación del terreno, viento y condiciones climáticas.

La principal diferencia entre los módulos “*DECIBEL*” y “*NORD2000*” radica en que este último calcula en base a condiciones específicas pero sin cambiar el modelo de cálculo.

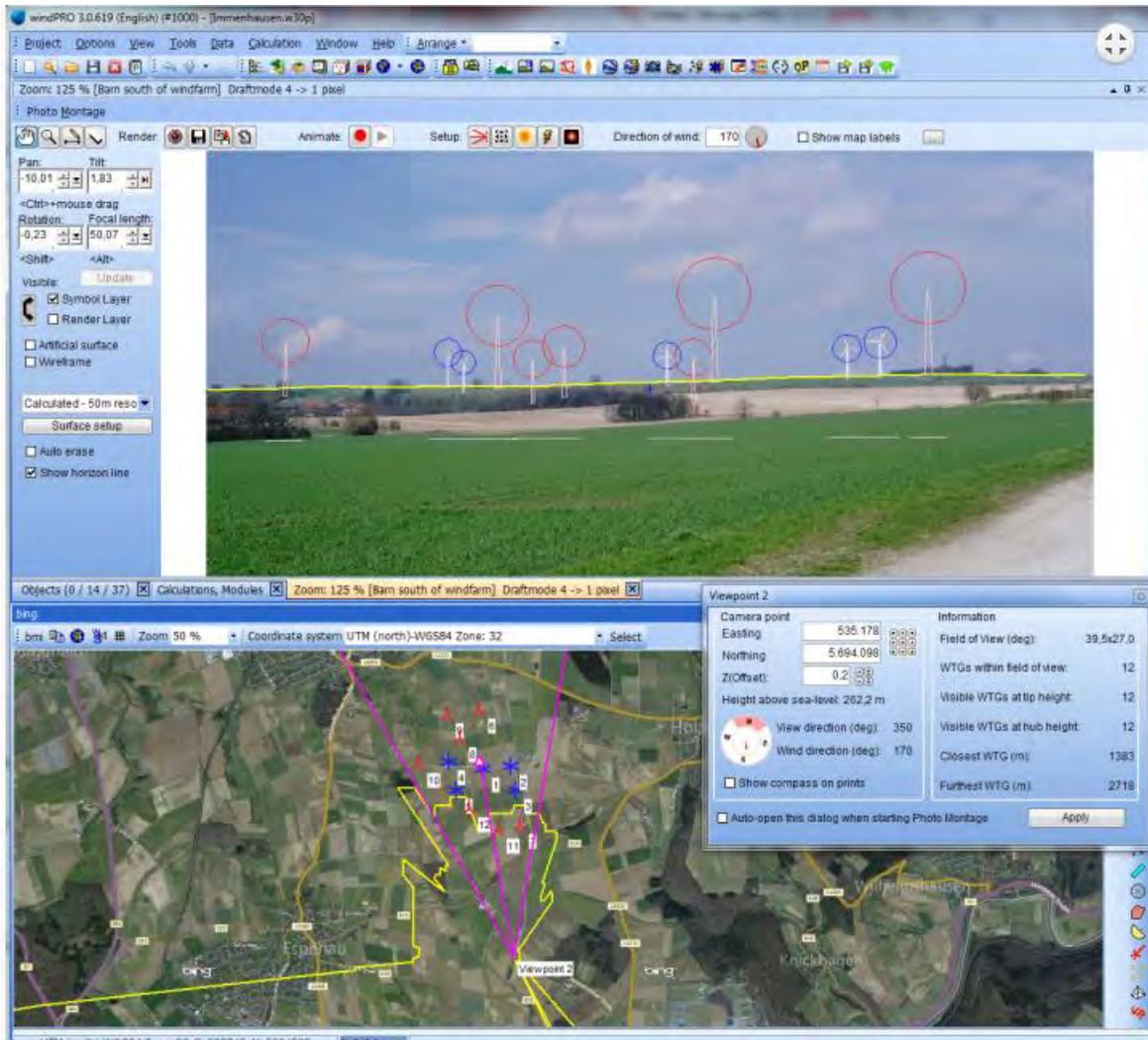


Figura 3.24. Imagen generada por el modulo “*POTHOMONTAGE*”. Cortesía EMD International.

### 3.7 Módulos “*Visualization*”.

Los módulos de “*Visualization*” son aquellos que proporcionan las herramientas para crear imágenes, animaciones y maquetas virtuales del diseño del campo eólico, en este se pueden encontrar los módulos de “*POTHOMONTAGE*”, “*ANIMATION*” y “*3D-ANIMATOR*”.

### **3.7.1 POTHOMONTAGE.**

El módulo de “*POTHOMONTAGE*” es usado para crear visualizaciones realistas de proyectos de campos eólicos antes de que estos sean instalados (Figura 3.8), además de que se puede utilizar para evaluar diferentes alternativas para el proyecto, en reuniones con las autoridades y con las partes involucradas, como vecinos al emplazamiento.

### **3.7.2 ANIMATION.**

El modulo “*ANIMATION*” genera una animación de aerogeneradores con palas rotando basadas en un fotomontaje creado con en el módulo “*POTHOMONTAGE*”. La animación puede ser almacenada en un archivo (formato .wpa) y puede ser reproducido en cualquier computadora que tenga instalado “*EMD Player*” sin que tenga que ser necesario tener instalado WindPRO.

### **3.7.3 3D-ANIMATOR.**

El modulo “*3D-ANIMATOR*” es usado para crear una maqueta virtual del lugar de emplazamiento con aerogeneradores animados para dar una presentación más realista. Las animaciones pueden ser usadas para evaluar diferentes alternativas en cuanto al proyecto.

## **3.8 Modulo “*Electrical*”.**

El modulo “*Electrical*” está formado por un solo modulo, “*eGRID*”, el cual sirve para realizar los cálculos de sistemas de red eléctrica.

### **3.8.1 eGRID.**

El modulo “*eGRID*” cubre las tareas específicas necesarias para el cálculo de integración de redes de aerogeneradores, como son:

- Pérdidas anuales en cables y transformadores basados en el clima local del viento.
- Revisión del cableado y diseño del transformador.
- Variaciones de voltaje.
- Cortos circuitos.
- Fluctuaciones de voltaje.
- Variaciones de voltaje debidos a efectos de conmutación.
- Verificación de los valores calculados con determinadas demandas.

No se requiere de conocimientos del área eléctrica para aplicar las herramientas del módulo y los reportes que genera son de fácil lectura.

## **3.9 Modulo “*Economy*”.**

El modulo “*Economy*” al igual que el anterior consta de un solo modulo, “*WINDBANK*”, el cual calcula la factibilidad financiera de un proyecto ya sea de uno o más aerogeneradores.

### **3.10 Modulo “*Operation*”.**

El modulo “*Operation*” consta, al igual que los dos anteriores de un solo modulo, “*PERFORMANCE CHECK*”, el cual es usado para el análisis de la producción actual de aerogeneradores y campos eólicos. El propósito principal del módulo es el de comprobar si los aerogeneradores producen conforme a lo esperado y si no es así cuanto producen en realidad después de un periodo de operación, además de que comprueban de que estas trabajen según su curva de energía.

# 4

## MEDICIÓN DEL VIENTO.

### 4.1 Caracterización.

A la hora de evaluar un sitio para un emplazamiento hay que determinar las características del viento en el mismo, para lo cual se deben considerar ciertos aspectos, tal como, condiciones generales del viento en el emplazamiento (medidas diarias, estacionales o anuales), la adquisición de datos de cada 10 minutos promediados a 1 hora, condiciones meteorológicas (temperatura, presión atmosférica, humedad relativa y densidad del aire), distribución de frecuencias de dirección, variación temporal de la velocidad y el potencial eólico disponible.

Para obtener mediciones de alta precisión, necesarios para determinar las características del emplazamiento, es necesario que los sensores que han de instalarse sean lo más preciso posible ya que una pequeña diferencia del 3% en la medida de la velocidad del viento y su valor real durante la fase del estudio del proyecto multiplica drásticamente la probabilidad de que el campo eólico a instalar tenga pérdidas de millones de pesos.

La elección de un sistema de medición depende de las necesidades específicas y de las condiciones regionales, climáticas y topográficas.

Los instrumentos de medición necesarios para determinar las características del viento en un sitio para el emplazamiento de un campo eólico son básicamente anemómetros, veletas, termómetros (para medir la temperatura ambiente del aire) y barómetros.

### 4.2 Equipos de medición.

#### 4.2.1 Anemómetros.

Los anemómetros miden la componente horizontal de la velocidad del viento, que es un parámetro crucial para los sistemas de elección de emplazamiento. Existen actualmente distintos tipos de anemómetros los cuales se clasifican según su principio de operación (rotación, presión, de hilo caliente, por efecto sónico y de laser), siendo el de tipo rotativo de cazoletas, como el mostrado en la Figura 4.1, el tipo de anemómetro que se encuentra básicamente en todas las instalaciones meteorológicas.



**Figura 4.25.** Anemómetro de cazoletas. Cortesía “Herter Instruments”.

El anemómetro de cazoletas consiste en tres o cuatro cazoletas montadas simétricamente alrededor de un eje vertical y debido a que la fuerza que el aire ejerce en lado cóncavo es mayor que en el lado convexo, la rueda de cazoletas gira, siendo la velocidad de rotación proporcional a la velocidad del viento. [20] La velocidad de rotación puede ser medida ya sea mediante un contador mecánico, conectando el eje de la rueda de cazoletas a un pequeño generador eléctrico y midiendo el voltaje instantáneo generado o conectándolo a un **interruptor optoeléctrico** y midiendo su salida.

#### 4.2.2 Veletas.

El elemento comúnmente empleado para medir la dirección del viento es una veleta (Figura 4.2), que consiste en un dispositivo montado sobre un eje vertical y de giro libre de tal modo que puede moverse cuando el viento cambia de dirección.



**Figura 4.26.** Veleta meteorológica. Cortesía “Herter Instruments”.

#### 4.2.3 Termómetros.

La medida de temperatura se utiliza para la determinación de la potencia suministrada, así como para evaluar la climatología local en emplazamientos de campos eólicos. Los

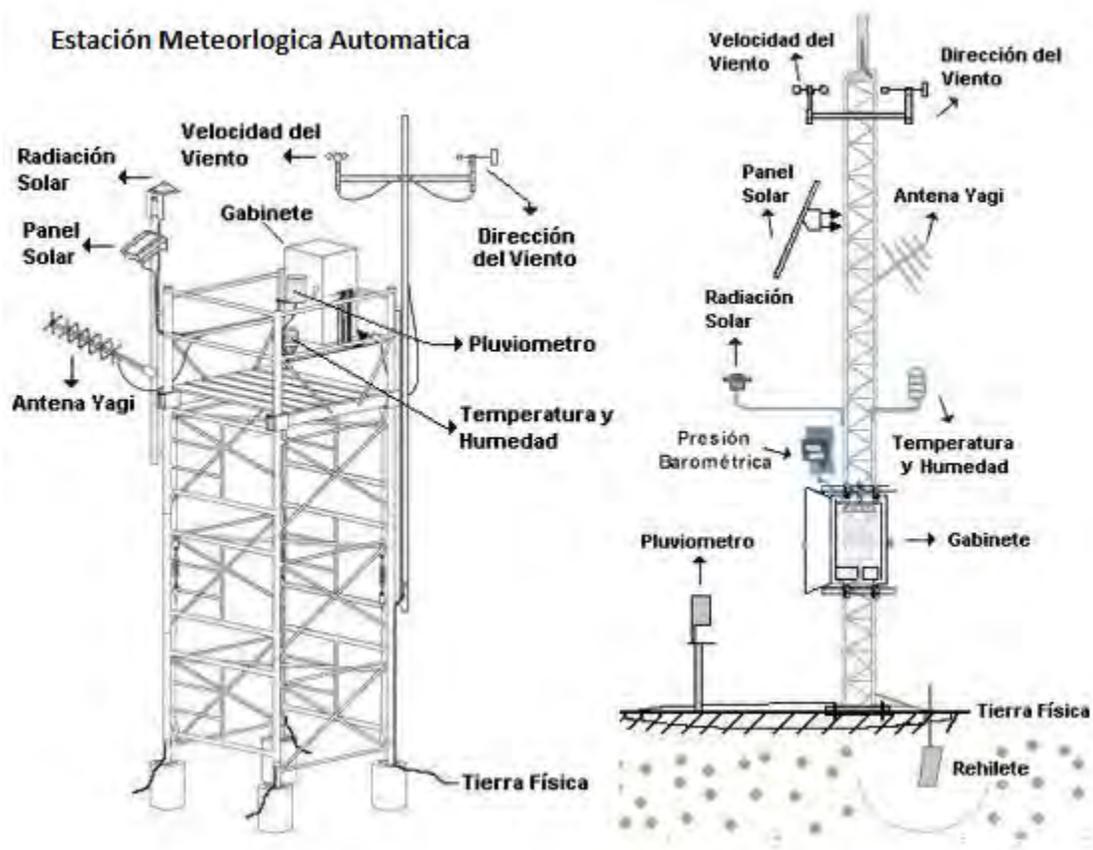
termómetros corrientes basados en un elemento de resistencia de platino son los más utilizados.

#### 4.2.4 Barómetros.

La presión atmosférica se utiliza para la determinación de la potencia suministrada en una instalación eólica. Generalmente se utiliza un barómetro meteorológico.

### 4.3 Descripción del equipo utilizado.

Los datos de velocidad del viento, dirección, temperatura y presión fueron obtenidos de la red de Estaciones Meteorológicas Automáticas (EMAs) del Servicio Meteorológico Nacional (SMN), por tanto no se tiene información de los sensores instalados en las estaciones.



**Figura 4.27.** Estructuras donde se montan los sensores de la estación meteorológica. Tipo andamio la de la izquierda y de tipo torre triangular la de la derecha. Cortesía SMN.

Las estaciones de SMN recopilan la información de manera automática y están conformadas por un grupo de sensores que registran y transmiten la información meteorológica de los sitios donde se encuentran ubicadas, una vez recopilada la información, esta es enviada vía satélite en intervalos de 1 o 3 horas por estación. [21]

Las estaciones de SMN cuentan con sensores para medir las siguientes características:

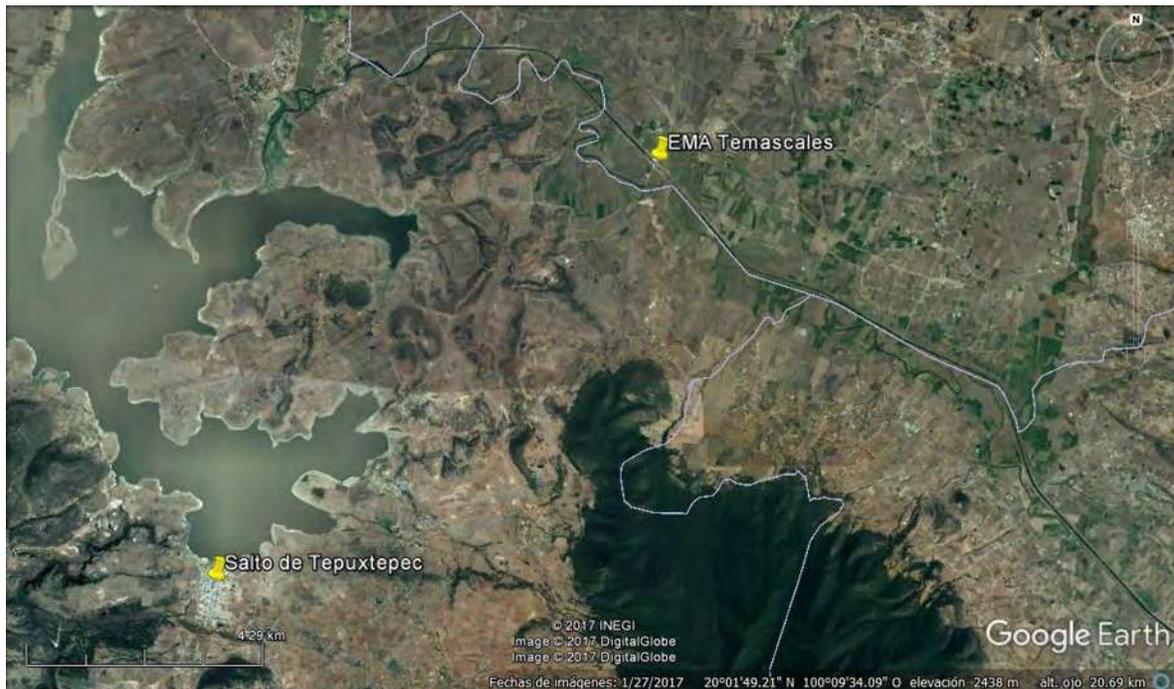
- Velocidad del viento.
- Dirección del viento.
- Presión atmosférica.
- Temperatura y humedad relativa.
- Radiación solar.
- Precipitación.

Las estaciones cuentan con dos tipos de estructuras donde van montados los diferentes sensores de la estación, las cuales pueden ser de tipo andamio o de tipo torre triangular (Figura 4.3).

Cabe mencionar que actualmente las EMAs pueden ser instaladas en lugares remotos y sin acceso a líneas eléctricas, esto es posible debido a las tecnologías de paneles solares y telefonía celular que hacen posible EMAs inalámbricas.

#### 4.4 Datos utilizados.

Los datos de velocidad del viento consisten de un año de mediciones promediadas cada hora como intervalo, tomadas a una altura de 10 m, monitoreadas por la estación meteorológica automática TEMASCALES (Figura 4.4) administrada por la red Organismo de Cuenca Lerma – Santiago – Pacifico (OCLSP) del SMN.



**Figura 4.28.** Ubicación de la EMA TEMASCALES. Cortesía Google Earth.

La EMA TEMASCALES se encuentra aproximadamente a 9 km de distancia del lugar elegido para el emplazamiento, en las coordenadas geográficas 20° 3' 35" N y 100° 8' 54"

O de latitud y longitud respectivamente, con una altitud de 2,364 m respecto del nivel del mar.

Por otra parte WindPRO es capaz de realizar un enlace a los archivos del proyecto “*second Modern-Era Retrospective analysis for Research and Applications*” (MERRA-2) de la “*Global Modeling and Assimilation Office*” (GMAO) perteneciente a la “*National Aeronautics and Space Administration*” (NASA); el cual provee datos atmosféricos desde 1980. Este usa la versión más actualizada del sistema de asimilación de datos del “*Goddard Earth Observing System Model*”, versión 5 (GEOS-5). El sistema incluye además, actualización del “*Global Statistical Interpolation*” (GSI) como esquema de análisis. [22]

El proyecto MERRA-2 obtiene la información meteorológica mediante satélites, los cuales generan un mallado sobre el globo e interconectan las estaciones meteorológicas en tierra. De este modo cuando se requiere información de un cierto lugar donde no se encuentre una estación de medición cercana, el sistema realiza interpolaciones con la información disponible dentro de la malla generada obteniéndose la información deseada del sitio.

# 5

## ESTUDIO ESTADÍSTICO DEL VIENTO.

### 5.1 Estimación del potencial de energía del viento.

Para obtener resultados confiables en la estimación del potencial de energía, es esencial contar con datos como lo son de velocidad del viento, presión atmosférica y temperatura del aire. Datos como dirección del viento no entrarían en la estimación del potencial de energía, más bien estos ayudarían en los requerimientos para la selección del aerogenerador.

Para obtener la velocidad de diseño para la selección de la turbina adecuada para un emplazamiento eólico, normalmente se realiza un análisis de las frecuencias relativas anuales de viento y energía que se resumen en una tabla conocida como distribución de frecuencias o tabla de frecuencias.

#### **Distribución de frecuencias.**

Con los datos recolectados en un lugar con potencial para el emplazamiento de una turbina o de un campo eólico, un primer paso es el de analizar la frecuencia con la que se repite una determinada velocidad y la energía que con esta se genera.

Resulta, que para poder realizar un análisis con la suficiente exactitud, para el emplazamiento de una turbina o de un parque eólico, la cantidad de datos de la velocidad del viento necesarios con los que se debe de contar es de por lo menos un año de mediciones registradas a cada 10 minutos, promediándolos a una hora como mínimo. Debido a que la cantidad de datos obtenidos de esta manera es demasiado grande, es difícil observar sus diversas características. Por esta razón es útil organizar o agrupar los datos en clases o categorías y determinar la cantidad que pertenece a cada clase. El resultado se conoce como distribución de frecuencias o tabla de frecuencias (Tabla 5.1).

La primera columna de la Tabla 5.1 representa la velocidad del viento, que en este lugar va desde  $> 4 \text{ m/s}$  hasta  $31 \text{ m/s}$ , la segunda muestra el número de datos registrados (datos registrados cada 10 min.) en los cuales sopla el viento a una determinada velocidad, por ejemplo, a  $14 \text{ m/s}$  se registraron 4,210 datos durante el año.

La frecuencia relativa (F.R), es el porcentaje de los datos registrados al cual sopla el viento a una determinada velocidad, con respecto a los datos totales registrados en el año, por

ejemplo, a 14 m/s el viento sopla el 8.02 % del total de datos que fueron registrados en el año; la frecuencia acumulada (F.A.), es la suma de las frecuencias relativas.

**Tabla 5.4.** Distribución de frecuencias para las mediciones de la velocidad del viento registradas cada 10 minutos del año 2006 en el Istmo de Tehuantepec. Velocidades del viento ajustadas a 59 m de altura.

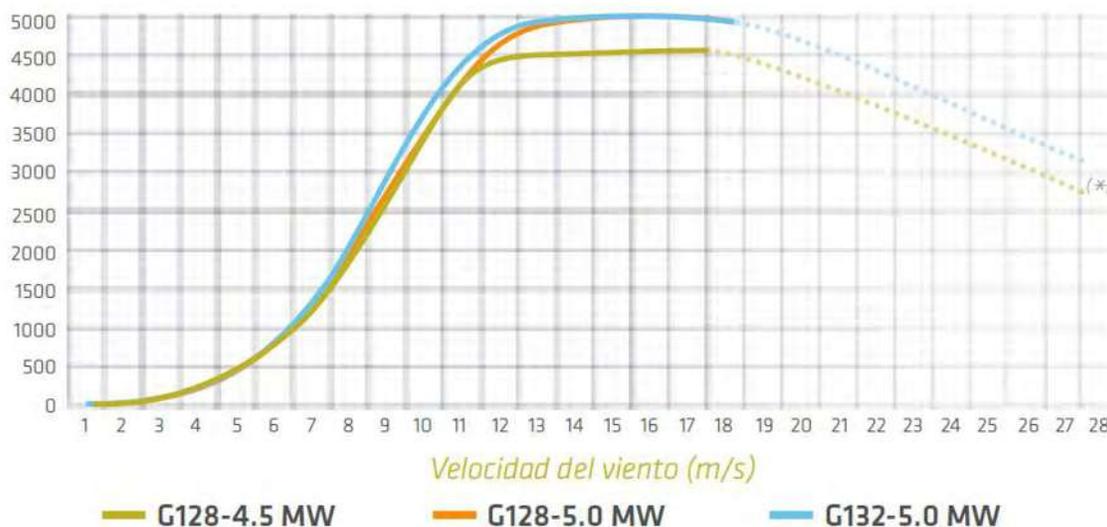
V m/s	Año de 2006					
	HORAS	F.R. (%)	F.A. (%)	KWh/año	F.R.E. (%)	F.A.E. (%)
<4	7,148	13.62	13.62	2,978,333.33	2.00	2.00
4	2,847	5.43	19.05	2,372,500.00	1.59	3.60
5	2,747	5.24	24.28	3,433,750.00	2.31	5.90
6	2,047	3.90	28.19	3,411,666.67	2.29	8.20
7	1,974	3.76	31.95	4,112,500.00	2.76	10.96
8	1,974	3.76	35.71	4,935,000.00	3.32	14.28
9	2,070	3.95	39.66	6,037,500.00	4.06	18.33
10	2,333	4.45	44.10	7,776,666.67	5.23	23.56
11	2,697	5.14	49.24	10,113,750.00	6.80	30.36
12	3,413	6.50	55.75	14,220,833.33	9.56	39.91
13	3,917	7.47	63.21	17,952,916.67	12.07	51.98
14	4,210	8.02	71.24	21,050,000.00	14.15	66.13
15	3,867	7.37	78.61	20,946,250.00	14.08	80.20
16	2,924	5.57	84.18	17,056,666.67	11.46	91.67
17	1,984	3.78	87.96	12,400,000.00	8.33	100.00
18	1,403	2.67	90.63			
19	1,118	2.13	92.77			
20	948	1.81	94.57			
21	788	1.50	96.07			
22	545	1.04	97.11			
23	411	0.78	97.90			
24	367	0.70	98.60			
25	280	0.53	99.13			
26	179	0.34	99.47			
27	115	0.22	99.69			
28	110	0.21	99.90			
29	46	0.09	99.99			
30	6	0.01	100.00			
31	1	0.00	100			
TOTAL	52469		TOTAL	148,798,333.33 KWh/año		

En cuanto a la energía, las frecuencias relativas y acumulada se interpretan de la misma manera que las del viento, la quinta columna de la Tabla 5.1, representa la cantidad de KWh/año (KW generados multiplicados por el número de datos registrados en el año a una

cierta velocidad del viento) que se generarían a diferentes velocidades de viento con una turbina de 5,000 KW (GAMESA G132-5.0 MW).

De la Tabla 5.1 se puede observar que el rango de velocidades en las cuales tenemos un viento útil aprovechable se encuentra entre 4 m/s y 17 m/s.

### Potencia



**Figura 5.29.** Curvas de potencia de aerogeneradores comerciales de 4.5 y 5.0 MW de capacidad. Cortesía de GAMESA.

La velocidad de 14 m/s es la que se presenta con más frecuencia (8.02 %), además de que se obtiene la mayor cantidad de energía, sin embargo, si se decidiera diseñar a esta velocidad solo se estaría aprovechando el 71.24 % del viento útil, como lo muestra la frecuencia acumulada, y en términos de energía solamente el 66.13 % de la energía total aprovechable.

Si se presta especial atención, la velocidad de 15 m/s es la segunda velocidad a la cual se obtiene mayor energía con 20,946,250 KWh/año, y la frecuencia acumulada es del 80.2 %, pero en este caso aún se estaría desperdiciando gran cantidad de energía útil.

Para la construcción de la columna de KWh/año, es necesario contar con gráficos de curvas de potencia de turbinas eólicas (Figura 5.1). Para este caso se utilizó el gráfico de una turbina comercial GAMESA modelo G132 de 5 Mega Watts (MW).

Nótese en la tabla de distribución de frecuencias (Tabla 5.1) que en la columna correspondiente a los Kilo watts generados no se tienen registros de generación a partir de 18 m/s, esto es debido a que los aerogeneradores utilizados para este estudio salen de funcionamiento a las velocidades del viento entre 17 y 18 m/s, ya que a velocidades mayores los esfuerzos que el viento genera sobre las palas del aerogenerador son demasiado elevados, debido al gran tamaño de estas, tal que pudieran dañar el aerogenerador, no obstante, las palas del aerogenerador no dejan de girar del todo ya que esto generaría el mismo efecto dañino sobre el aerogenerador.

## 5.2 Distribución de velocidades.

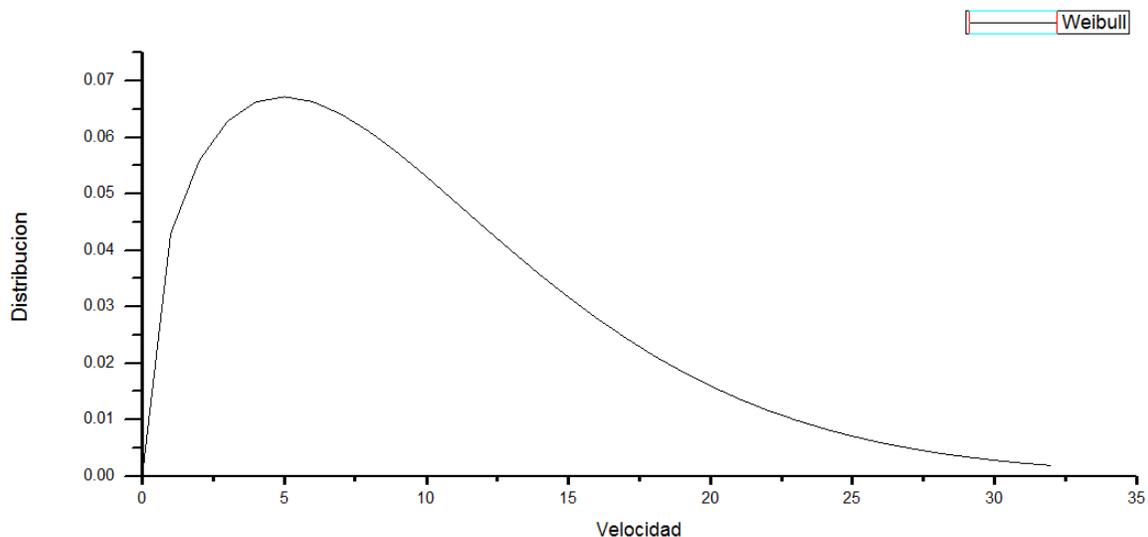
El conocimiento de la distribución de probabilidades de viento es muy importante a la hora de determinar el potencial eólico disponible.

Cuando se realizan mediciones de la velocidad del viento en intervalos de por lo menos 1 año, la función de distribución de probabilidad de Weibull se usa con éxito para describir las curvas de frecuencia. [23]

$$f(v) = \frac{k}{c} \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} e^{-\left(\frac{v}{c}\right)^k} \quad (5.3)$$

Dónde:  $k$  es el factor de forma de la distribución,  $c$  es el parámetro de escala de la distribución y  $v$  es la velocidad del viento en m/s.

La distribución de Weibull (Figura 5.2) se describe según los parámetros de forma y escala. La distribución de Weibull se define solo para variables no negativas e indica la frecuencia con la que se dan diferentes velocidades del viento. Dependiendo de los valores de los parámetros, la distribución de Weibull puede adoptar varias formas.



**Figura 5.30.** Distribución de Weibull para los datos presentados en la Tabla 5.1, con un factor de forma y escala de 1.7 y 11.5 respectivamente.

El parámetro de forma describe cómo están distribuidos los datos. Una forma de 3 se aproxima a una curva normal. Una forma entre 2 y 4 aún es aproximadamente normal. Un valor de forma menor, por ejemplo 1.25, produce una curva con asimetría hacia la derecha. Un valor de forma alto, por ejemplo 10, produce una curva con asimetría hacia la izquierda.

El parámetro de escala, es el percentil 63.2 de los datos. La escala define la posición de la curva de Weibull respecto del valor de umbral, lo cual es análogo a la forma en que la media define la posición de una curva normal.

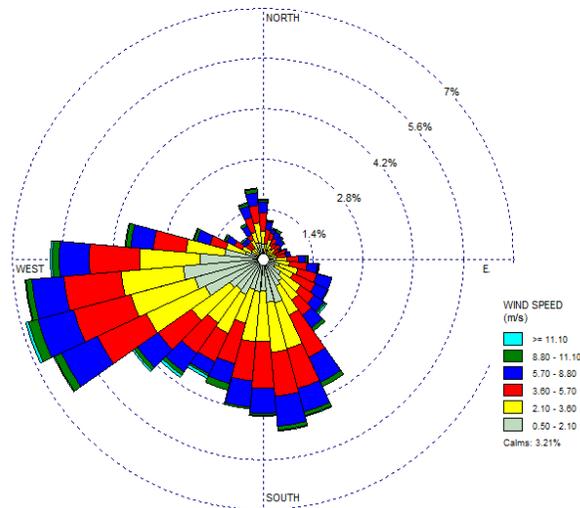
### 5.3 Variaciones de la velocidad del viento.

Ya se ha mencionado que el viento es el resultado del movimiento de las masas de aire debido a gradientes de presión originados por el calentamiento desigual de la superficie terrestre por el sol.

Las zonas de alta y baja presión que originan el movimiento de las masas de aire no son estáticas, sino que estas se desplazan sobre la superficie terrestre de acuerdo a la posición del sol con respecto del ecuador, observándose una variación más o menos cíclica del viento en intensidad y en dirección a lo largo del año.

#### 5.3.1 Variaciones diarias.

El viento sufre oscilaciones diarias debido a los efectos de convección, siendo el calentamiento debido la radiación solar sobre la tierra más rápido que en el mar. Durante el día se produce una corriente de aire en las proximidades del suelo en el sentido del mar hacia la tierra. Por la tarde el fenómeno se invierte al enfriarse la tierra con más rapidez que el mar. Estos fenómenos se pueden observar hasta a 50 Km de la costa y en grandes lagos.



**Figura 5.31.** Rosa de los vientos para datos simulados de Salto de Tepuxtepec, Mich.

En las montañas se originan brisas, a horas de la mañana el viento va del valle a la montaña debido a que los montes se calientan antes, invirtiéndose por las tardes.

Cabe aclarar, que los vientos dominantes pueden modificar la conclusión indicada sobre las brisas. El viento dominante se compone de las corrientes de convección para dar como resultado el viento real y como las brisas dependen de los fenómenos térmicos, entonces, se producirán variaciones diarias más o menos cíclicas en la intensidad y dirección del viento.

## 5.4 Rosa de los vientos.

Debido a la naturaleza cambiante de los vientos, es importante conocer las direcciones dominantes de estos en el sitio elegido para su estudio, una herramienta útil y de fácil interpretación para este fin es la nombrada rosa de los vientos.

Una rosa de los vientos (Figura 5.3) es un símbolo en forma de círculo que tiene marcados alrededor los rumbos en que se divide la circunferencia del horizonte, esta sirve para mostrar la información sobre las distribuciones de velocidades del viento, su frecuencia de variación y dirección predominante durante el año de estudio.

Normalmente las rosas de los vientos se representan con los cuatro puntos cardinales, norte, sur, este y oeste. En ocasiones se hace uso de sectores intermedios entre los puntos cardinales para una mejor identificación del rumbo ya que este no siempre coincide con alguno de los puntos cardinales, estos son llamados rumbos laterales que al igual que los puntos cardinales son cuatro, nordeste, sudeste, sudoeste y noroeste. Se podría seguir dividiendo la rosa de los vientos dependiendo de la exactitud con que se quiera marcar los rumbos.

Para el caso de la Figura 5.3, se puede observar que los vientos predominantes se encuentran desde el sur hasta el sudoeste, siendo la del oesnoroeste la que con más frecuencia se presenta en el año como se aprecia en la escala porcentual marcada.

Normalmente al presentar los resultados de la caracterización del viento, el gráfico de la rosa de los vientos es complemento de la herramienta estadística conocida como tabla de frecuencias en donde se muestran numéricamente la frecuencia con la que se presenta una cierta velocidad durante el tiempo de estudio.

# 6

## CALCULO DEL POTENCIAL EÓLICO.

### 6.1 El potencial eólico.

El objetivo más importante en la selección de emplazamientos para instalaciones eólicas es maximizar la captación de la energía cinética del viento para reducir los costos de producción.

Para determinar la idoneidad de un sitio para el emplazamiento de un parque eólico, se deberán seguir los siguientes pasos:

- Estimación de los recursos eólicos en el lugar.
- Estimación de la energía eólica a la altura del buje de los aerogeneradores.

Los factores meteorológicos más importantes que afectan al diseño, funcionamiento, emplazamiento y operación de un parque eólico son:

- La velocidad media del viento y sus variaciones, tanto diurnas, estacionales e interanuales.
- Distribución de probabilidades de velocidades.
- Variación con la altura de la velocidad y de la dirección.
- Distribución de direcciones y probabilidades de cambios bruscos de dirección.
- Variaciones estacionales y diurnas de la densidad del aire y variaciones con la altura.
- Características de las series temporales de altos vientos y de periodo de calma.
- Interacciones entre estelas de máquinas en los parques eólicos.
- Frecuencias de condiciones extremas del viento.
- Condiciones atmosféricas especiales.

Conocer la distribución del viento y del potencial eólico permitirá tomar la mejor decisión en cuanto al tipo de turbinas que deberán implementarse.

### 6.2 Potencia eólica disponible.

La energía mecánica se define como la forma de energía que se puede convertir completa y directamente a trabajo mecánico por medio de un dispositivo mecánico ideal como lo es una turbina ideal. La energía mecánica de un fluido que fluye puede expresarse:

$$\dot{E}_{mec} = \dot{m} \left( \frac{P}{\rho} + \frac{v^2}{2} + gz \right) \quad (6.4)$$

donde  $P/\rho$  es la energía de flujo,  $v^2/2$  es la energía cinética y  $gz$  es la energía potencial del viento, todo por unidad de masa, y  $\dot{m}$  es la razón de flujo másico. Las presiones en la entrada y salida de un aerogenerador son ambas iguales a la presión atmosférica además de que su elevación no cambia. Por tanto, la energía potencial y de flujo se podrían despreciar.

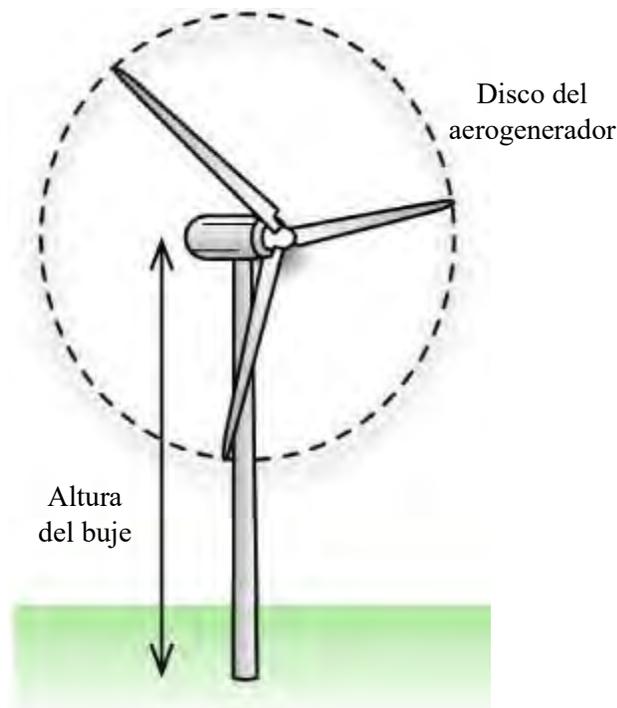
Así pues, si el viento sopla en un lugar a una velocidad  $v$ , la potencia eólica disponible se expresa como:

$$\dot{W}_{disponible} = \frac{1}{2} \dot{m} v^2 \quad (6.5)$$

La Ecuación (6.2) representa la potencia máxima en kilo watts ( $KW$ ) que una turbina eólica puede generar para la velocidad determinada del viento  $v$ . La razón de flujo de masa se obtiene de

$$\dot{m} = \rho A v \quad (6.6)$$

donde  $\rho$  es la densidad y  $A$  es el área del disco de un aerogenerador (el área circular cubierta por las hélices de la turbina al rotar, Figura 6.1).



**Figura 6.32.** Área circular cubierta por las hélices de la turbina al rotar.

Al sustituir la Ecuación (6.3) en la Ecuación (6.2), tenemos:

$$\dot{W}_{disponible} = \frac{1}{2} \rho A v^3 \quad (6.7)$$

La Ecuación (6.4) indica que el potencial de un aerogenerador es proporcional a la potencia cubica de la velocidad del viento (Tabla 6.1). Si la velocidad del viento se duplica, la potencia aumentara por un factor de 8.

Cabe destacar que para esta relación cubica, invertir en una turbina eólica no suele estar justificado si la ubicación no cuenta con vientos estables a una velocidad de aproximadamente 6 m/s o mayor.

La relación de potencia disponible indica que la potencia de un aerogenerador es proporcional a la densidad del aire. En consecuencia, el aire frio tiene un potencial más alto que el aire caliente. A su vez al obtener el área del disco del aerogenerador, se puede observar que el potencial es proporcional al cuadrado de la hélice. Por tanto, duplicar el diámetro de la hélice aumenta el potencial por un factor de 4. [24]

**Tabla 6.5.** Potencial de un aerogenerador a diferentes velocidades del viento, con una densidad del aire de 1.2 kg/m<sup>3</sup> y un diámetro de rotor de 1 m. Nótese que al duplicar la velocidad del viento aumentara el potencial en un factor de 8.

Velocidad del viento, m/s	Potencia disponible, KW
1	0.5
2	4
3	13
4	30
5	59
6	102
7	162
8	242
9	434
10	471

### 6.2.1 Potencia eólica aprovechable.

En el apartado anterior se abordó cual es la cantidad de potencia aprovechable de una masa de aire en movimiento. Se debe recordar, en cumplimiento de la ecuación de la conservación de la masa que no toda esa potencia disponible en el aire puede ser aprovechable.

Además de las características del viento, la potencia aprovechable depende también de las características de funcionamiento de la máquina.

Se define el coeficiente de potencia  $C_p$  de un aerogenerador como la fracción de potencia contenida en el viento incidente que es realmente capturada por el aerogenerador. De manera que la Ecuación (6.4), se modifica quedando de la siguiente manera:

$$\dot{W}_{disponible} = \frac{1}{2} \rho A v^3 C_p \quad (6.8)$$

El valor del coeficiente de potencia nunca puede alcanzar el 100% respecto a la potencia incidente. El valor máximo fue determinado por Betz, en el año 1927 a partir de la aplicación de la ecuación de cantidad de movimiento; descubriendo que solo puede convertirse menos del 59% en potencia aprovechable.

El factor de capacidad  $C_f$  es un término empleado por especialistas en energía eólica para calificar la calidad energética de un aerogenerador o de un campo eólico instalado en un sitio. El  $C_f$  se define como la relación entre energía generada por un aerogenerador o campo eólico, durante un periodo dado y la que se hubiera producido si durante ese mismo periodo hubiese estado funcionando a potencia nominal.

Teniendo en cuenta la definición anterior, el factor de capacidad se expresa por la siguiente relación:

$$C_f = \frac{E}{P_n 8,760} \quad (6.9)$$

donde:  $C_f$  es el factor de capacidad,  $E$  energía generada por un aerogenerador o campo eólico,  $P_n$  es la potencia nominal y 8,760 son las horas en el periodo de un año.

El factor de capacidad es adimensional por lo cual puede expresarse en manera porcentual si se es multiplicado por 100. Además, es un indicativo preliminar de factibilidad económica de un aerogenerador o un campo eólico si este es igual o superior al 20%. [25]

## 6.3 Descripción del sitio.

### 6.3.1 Salto de Tepuxtepec, Michoacán.

La localidad de Salto de Tepuxtepec se encuentra dentro del Municipio de Contepec, en el estado de Michoacán. Salto de Tepuxtepec está a 2,361 m de altitud respecto del nivel del mar con coordenadas 19° 59' 27.77" N y 100° 13' 58.42" O de latitud y longitud respectivamente.

El territorio de Salto de Tepuxtepec (Figura 6.2) está caracterizado por ser accidentado debido a que la ubicación de los límites territoriales del estado de Michoacán forman parte del Eje Volcánico Transversal (44.98 % de su superficie) y de la Sierra Madre del Sur (55.02 % de la superficie). En los alrededores de Salto de Tepuxtepec, tiene su cauce el Río Lerma el cual nace en el Estado de México y abastece a la presa de Tepuxtepec de la cual se riegan las tierras del valle de Maravatío además de producir energía hidroeléctrica. [26]

## 6.4 Procedimiento.

Con el propósito de crear una propuesta de campo eólico en el estado de Michoacán, las coordenadas, datos de mediciones del viento, mapas, así como el aerogenerador elegido para el análisis son importados hacia el software WindPRO para obtener cálculos energéticos,

predicciones de velocidad del viento, fotomontajes de la instalación así como un mapa de recurso eólico.



**Figura 6.33.** Vista de Salto de Tepuxtepec. Se puede apreciar las cortinas de la presa de Tepuxtepec.

#### **6.4.1 Mapas topográficos y datos de velocidad del viento.**

Los datos de velocidad del viento consisten de un año de mediciones promediadas cada hora como intervalo, tomadas a una altura de 10 m, monitoreadas por la estación meteorológica TEMASCALES administrada por la red Organismo de Cuenca Lerma – Santiago – Pacífico (OCLSP) del Servicio Meteorológico Nacional (SMN). Las estación recopila la información de manera automática, una vez recopilada la información, esta es enviada vía satélite en intervalos de 1 o 3 horas por estación.

También es posible obtener datos de velocidad del viento del proyecto MERRA-2 de GMAO de la NASA. Esta base de datos ha recopilado información meteorológica del sitio desde el año 1989 a la fecha; obteniéndolos vía satélite y generando modelos climatológicos con la suficiente exactitud.

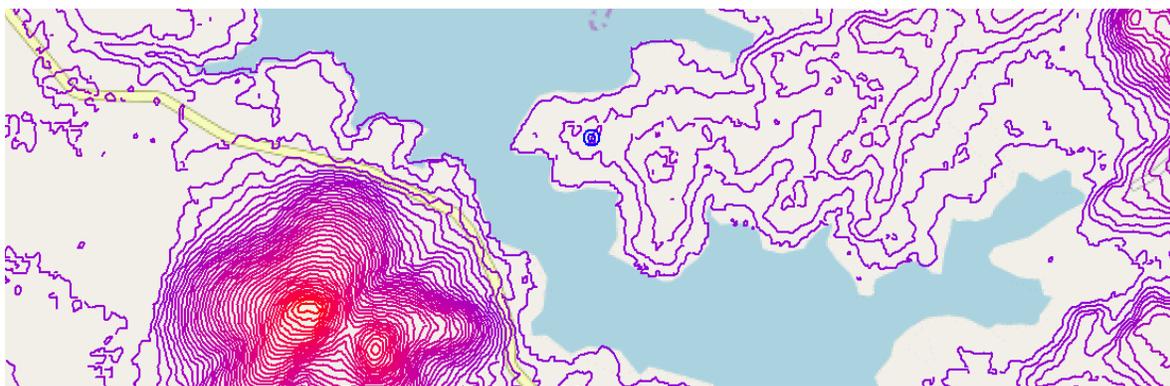
La Figura 6.3 muestra el mapa topográfico de Salto de Tepuxtepec y sus alrededores mostrando la ubicación de la EMA TEMASCALES y el sitio elegido para el emplazamiento. Los mapas son georreferenciados en WindPRO estableciendo tres puntos sobre este de los cuales se conocen sus coordenadas. El sitio fue seleccionado debido a su ubicación adyacente al lago, situación que es favorable por no presentar obstáculos que impidan la formación del perfil de velocidad.



**Figura 6.34.** Salto de Tepuxtepec, Michoacán y sus alrededores. Cortesía Google Earth.

#### 6.4.2 Curvas de nivel.

Los datos de elevación del terreno están definidos en WindPRO como curvas de nivel. Estas curvas de nivel son generadas importando archivos de modelos de elevación digital desde la red como archivos shape (.shp) para que puedan ser leídos por WindPRO. Una vez en el software los archivos son calculados y posteriormente desplegados en la pantalla. La Figura 6.4 muestra las curvas de nivel desplegadas en el sitio del emplazamiento.



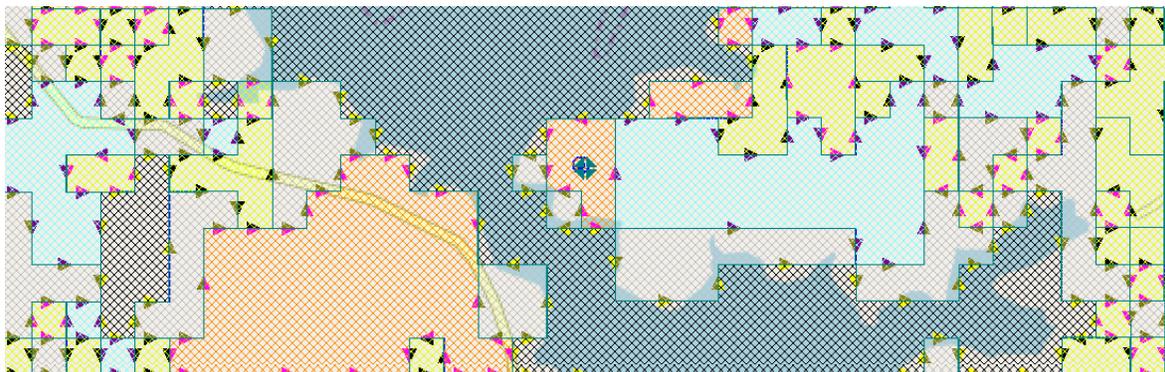
**Figura 6.35.** Curvas de nivel generadas por WindPRO.

### 6.4.3 Rugosidad.

**Tabla 6.6.** Longitud de rugosidad y color asociado a cada tipo de área en WindPRO.

Color	Nombre	Altura	Clase de rugosidad	Longitud de rugosidad [m]
	Abierto a cerrado (>15%) hierbas y vegetación	0.0	1.0	0.0300
	Bosques (50-70%)/pastizales (20-50%)	0.0	3.0	0.4000
	Maizales (20-50%)	0.0	2.8	0.3000
	Área cerrada (>40%) bosques (>5m)	10.0	3.2	0.5000
	Abierto a cerrado (>15%) hierbas (<5m)	0.0	2.0	0.1000
	Cuerpos de agua	0.0	0.0	0.0000
	Maizales cosechados	0.0	2.0	0.1000
	Ciudades	10.0	3.0	0.4000
	Granjas, abierto		1.0	0.0300

El desarrollo del perfil de velocidad del viento depende en gran medida de la rugosidad de la superficie. La turbulencia se genera cuando hay un cambio en la rugosidad. Además, la rugosidad está clasificada en diferentes categorías según su altura y se dan en una cierta longitud. WindPRO permite al usuario generar diferentes áreas las cuales son diferenciadas con distintos colores según la rugosidad del área como lo muestra la Tabla 6.2. La Figura 6.5 muestra el mapa de rugosidad del sitio de emplazamiento y sus alrededores.



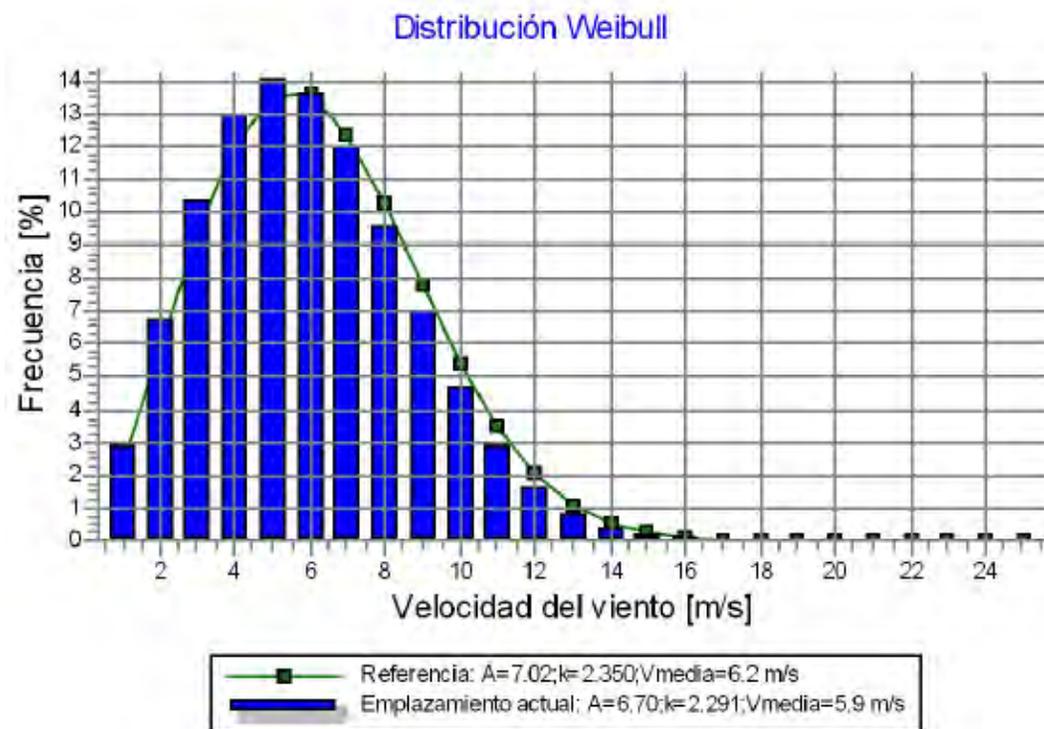
**Figura 6.36.** Mapa de rugosidad generado por WindPRO de Salto de Tepuxtepec, Michoacán.

### 6.4.4 Estadística del viento.

Una vez que los datos de velocidad de viento son importados por WindPRO, se crean estadísticas de viento de cada sitio y son guardados como archivos de extensión “.wpo”, los cuales pueden ser usados en cálculos de viento y energía. Con la finalidad de crear estadísticas en lugares donde no se tienen registros de mediciones, el software tiene acceso a los datos del proyecto MERRA-2 de la GMAO.

Haciendo uso de los datos recolectados ya sea de una EMA o de los datos del MERRA-2, se genera la estadística que es usada para posteriores cálculos energéticos del sitio. La Figura 6.6 muestra la distribución de Weibull del emplazamiento. Para este proyecto, fueron

utilizados los datos obtenidos del MERRA-2 de la GMAO y comparados con los datos de la estación TEMASCALES.

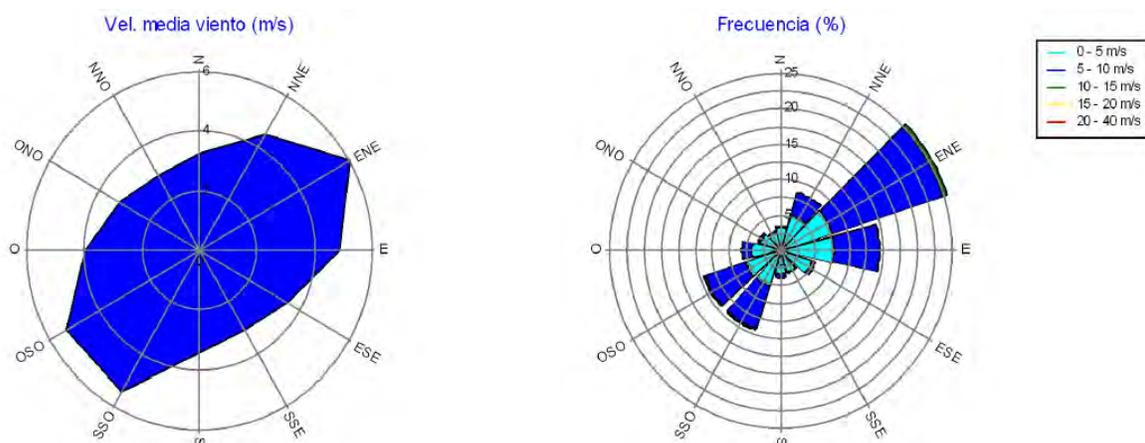


**Figura 6.37.** Distribución Weibull para una altura de 100 m de Salto de Tepuxtepec, Michoacán.

La comparación entre los datos del MERRA-2 y la estación TEMASCALES, no arroja una diferencia significativa, basta con observar la velocidad media, la cual para el caso de los datos del MERRA-2 es de  $5.7$  m/s en comparación con los de la estación TEMASCALES que es de  $5.5$  m/s; en este último cabe destacar que la extrapolación a mayor altura fue realizada con la ecuación del perfil logarítmico del viento (ya que los datos obtenidos de la estación meteorología se encuentran a una altura de  $10$  m) la cual es solo tomada como una aproximación al dato real y por lo tanto tiene un margen de error.

Contando con los datos de velocidad del viento y sus correspondientes direcciones, se pueden elaborar las rosas de viento del sitio con la finalidad de conocer su dirección dominante y así poder orientar las turbinas.

La Figura 6.7 muestra las rosas de viento para el emplazamiento, obtenidas a partir de los datos del MERRA-2.



**Figura 6.38.** Rosas de viento para una altura de 100 m de Salto de Tepuxtepec, Michoacán.

### 6.4.5 Aerogenerador y curva de potencia.

La elección se realizó mediante la comparación de las curvas de potencia de los aerogeneradores del catálogo WTG de WindPRO con los datos de medición del viento obtenidos del MERRA-2. Haciendo uso del módulo “METEO” de WindPRO se obtuvieron datos de producción de distintas marcas y modelos de aerogeneradores, siendo los más importantes los mostrados en la Tabla 6.3.

**Tabla 6.7.** Análisis de producción de diferentes modelos de aerogeneradores, se utilizó una densidad del aire de  $0.893 \text{ kg/m}^3$ .

Marca, modelo y altura de buje del aerogenerador	Horas equivalentes a plena carga [Horas/año]	Energía resultante [MWh]
CLIPPER CW99 Liberty 2500 99.0, 100.0 m	773	1,933.1
ENERCON E-101 3050 101.0, 99.0 m	813	2,480.1
eno 100 2.2 2200 100.5, 99.0 m	1,072	2,358.8
GAMESA G114 2500 114.0, 93.0 m	1,170	2,924.0
GE WIND ENERGY GE2.85-100 2850 100.0, 98.3 m	795	2,264.3
Goldwind GW100/2500 2500 100.0, 100.0 m	943	2,358.5
NORDEX N100/3300 3300 99.8, 100.0 m	652	2,152.7
<b>Siemens SWT-2.3-113 2300 113.0, 99.5 m</b>	<b>1,393</b>	<b>3,203.3</b>

El aerogenerador elegido para este análisis es de la marca Siemens modelo SWT-2.3-113 (Figura 6.8) de 2,300 Kilo Watts (KW). Este aerogenerador cuenta con un rotor de 113 m de diámetro, un área de barrido de  $10,000 \text{ m}^2$ , 3 palas de 55 m de longitud cada una con un perfil aerodinámico NB 1-7, SWPNA1\_XX12, FFAxxx y una torre tubular con una longitud total de 99.5 m.

Una vez que la estadística para el sitio son generadas y la curva de potencia del aerogenerador seleccionada, es posible generar cálculos energéticos con el modulo *PARK* de WindPRO para

el sitio en el que se desea instalar el campo eólico. Para este caso, la densidad del aire en la posición de los aerogenerador es de  $0.893 \text{ kg/m}^3$ , a una elevación de  $100 \text{ m}$  sobre el nivel del terreno y una temperatura promedio anual de  $14.8 \text{ }^\circ\text{C}$ .



**Figura 6.39.** Curva de potencia del aerogenerador Siemens SWT-2.3-113. Cortesía Catalogo de AGs WindPRO.

#### 6.4.6 Perfil de velocidad del viento.

En las partes más bajas de la atmósfera, las velocidades del viento se ven afectadas por la fricción con la superficie terrestre.

El perfil del viento es la representación gráfica de la variación de la velocidad con la altura o distancia. La Figura 6.9 muestra el perfil del viento para el emplazamiento. En la Figura 6.9 está representado el rotor y la altura del buje del aerogenerador seleccionado. Cabe mencionar que el viento es influenciado por el calor y las estaciones, por lo que el perfil generalmente se repite en forma anual. [27]

#### 6.5 Resultados.

Una vez generados los mapas, la estadística y seleccionada la curva de potencia, es posible realizar los correspondiente cálculos, como pueden ser energéticos o para generar un mapa de recurso eólico de la zona donde se instalara el campo.

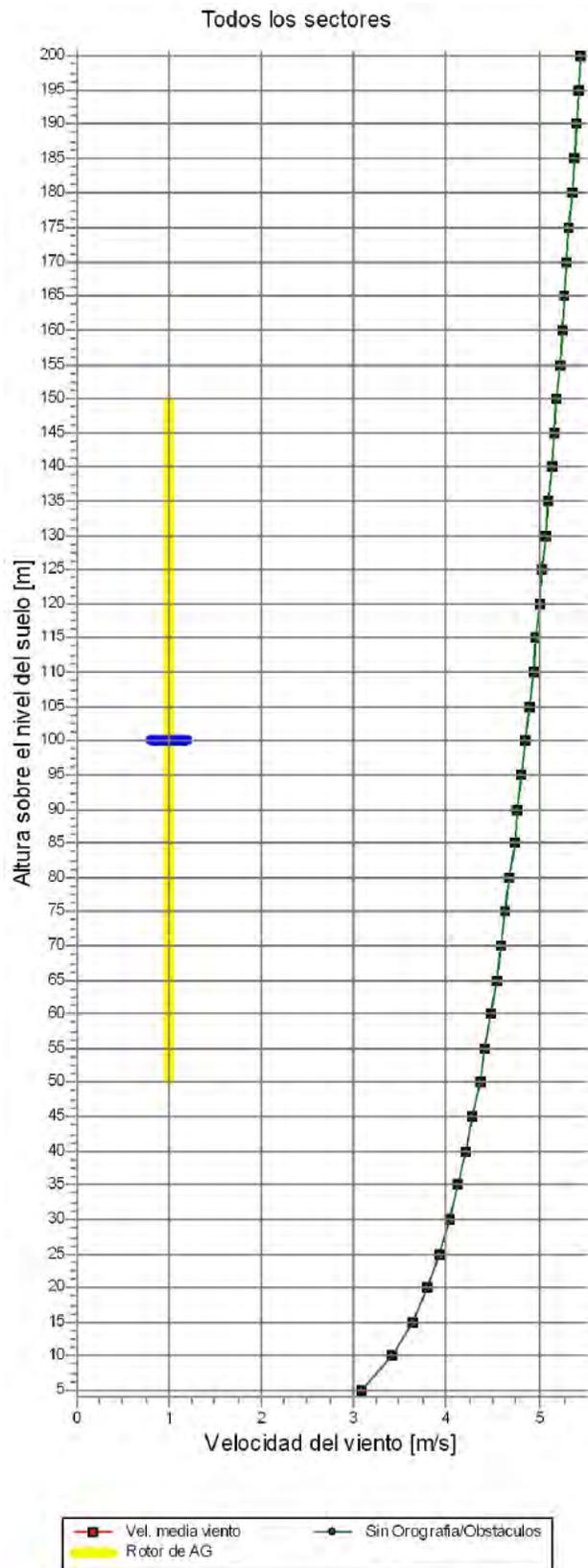


Figura 6.40. Perfil de velocidad del viento para Salto de Tepuxtepec, Michoacán.

### 6.5.1 Producción energética anual.

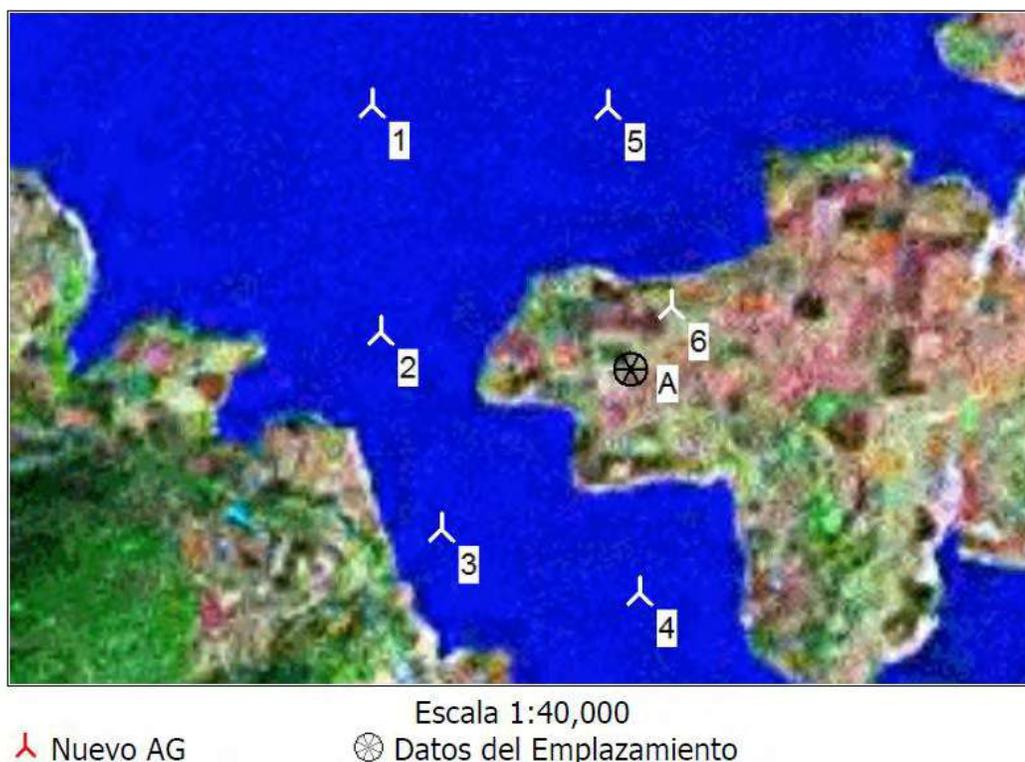
Uno de los más importantes cálculos de salida generados por WindPRO es la producción energética de un aerogenerador o un campo eólico. La Tabla 6.4 resume los resultados obtenidos de la estadística generada para Salto de Tepuxtepec, Michoacán; esta tabla es el resultado principal del módulo “PARK” de WindPRO.

Nótese como el resultado de 30,523.7 *MWh/año* disminuye debido a pérdidas pudiendo ser estas mecánicas, por estela que generan los aerogeneradores al cambiar el viento de dirección, entre otras dando como resultado el mostrado en la columna PARK, aun así al resultado obtenido se le resta el 10% con fines conservativos quedando finalmente 26,493.7 *MWh/año*.

**Tabla 6.8.** Energía anual calculada para el Campo Eólico en Tepuxtepec, Michoacán.

Combinación AG	Resultado PARK [MWh/año]	Resultado -10% [MWh/año]	Sin pérdidas AGs libres [MWh/año]	Campo eficiencia [%]	Factor capacidad [%]	Plena carga horas [Horas/año]	Vel. Viento media @ altura eje
Campo eólico	29,493.7	26,544.3	30,523.7	96.6	21.9	1,924	5.7

El factor de capacidad en este caso es de 21.9%, el  $C_f$  es un indicativo de viabilidad económica de una central eléctrica siendo esta factible siempre y cuando el factor sea igual o superior al 20%. Como puede observarse, solo 1,924 horas de las 8,760 horas al año, lo equivalente aproximadamente a 80 días, el campo trabaja a plena carga.



**Figura 6.41.** Mapa donde se muestra la distribución óptima de los aerogeneradores en el emplazamiento en Tepuxtepec, Michoacán.

Es importante destacar que la eficiencia del campo depende en gran medida de la distribución de los aerogeneradores sobre el terreno. Utilizando la herramienta “*OPTIMIZE*”, WindPRO es capaz de realizar la distribución óptima sobre el área seleccionada para el emplazamiento como lo muestra la Figura 6.10.

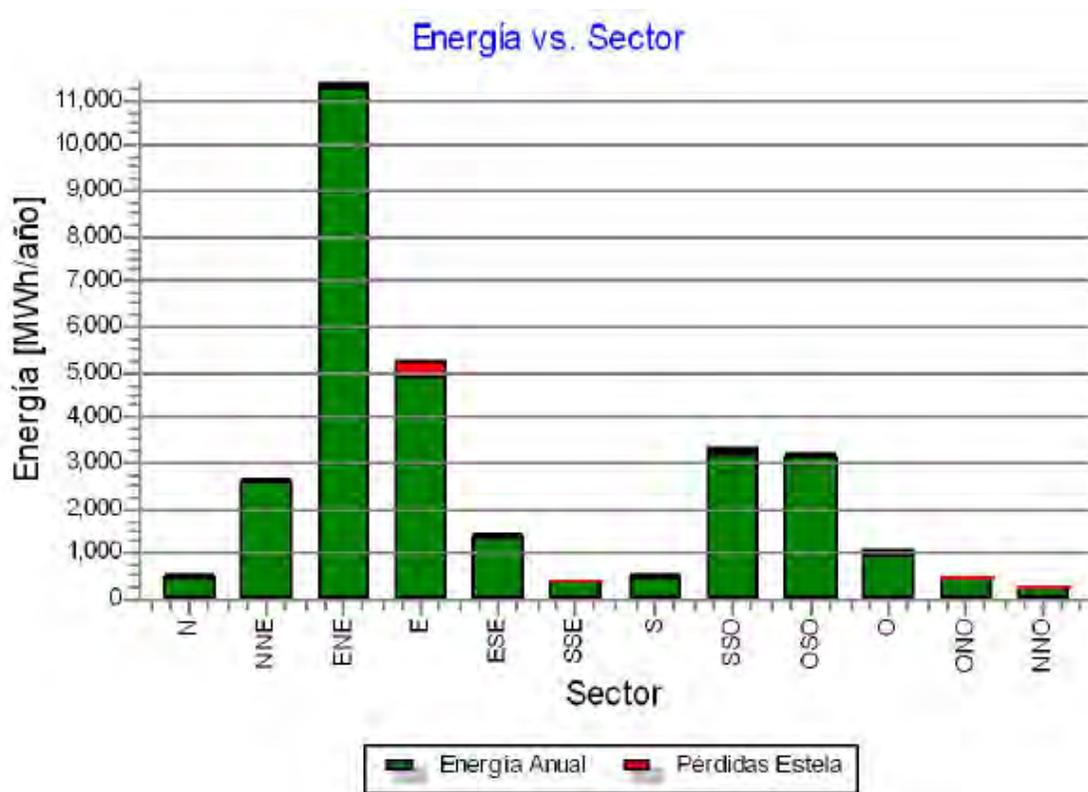
Debe mencionarse que según investigaciones realizadas con anterioridad, el espaciamiento entre aerogeneradores como entre líneas debe ser como mínimo de 3 diámetros del rotor y 5 diámetros del rotor respectivamente. [28]

Las coordenadas específicas así como de elevación de cada aerogenerador se presentan de manera resumida en la Tabla 6.5.

**Tabla 6.9.** Distribución de AGs UTM (north)-WGS84 Zona: 14.

	Aerogenerador	Este	Norte	Z [m]
1	Siemens SWT 2.3-113 Buje 99.5m	369,677	2,215,713	2,350.0
2	Siemens SWT 2.3-113 Buje 99.5m	369,705	2,214,913	2,350.0
3	Siemens SWT 2.3-113 Buje 99.5m	369,918	2,214,223	2,350.0
4	Siemens SWT 2.3-113 Buje 99.5m	370,617	2,213,999	2,350.0
5	Siemens SWT 2.3-113 Buje 99.5m	370,507	2,215,707	2,350.0
6	Siemens SWT 2.3-113 Buje 99.5m	370,730	2,215,007	2,360.6

Debido a la naturaleza cambiante de los vientos, la energía no es producida desde un mismo sector, más bien este cambia durante el año. La Figura 6.11 muestra la producción energética en un año por sector.

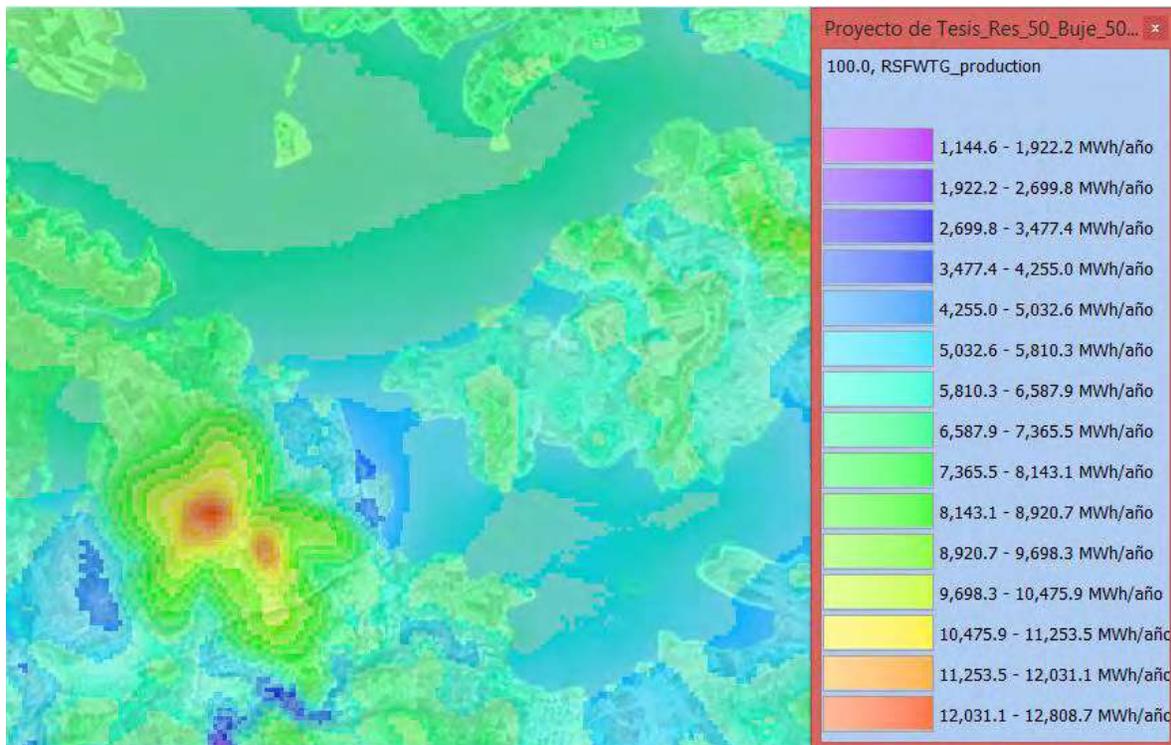


**Figura 6.42.** Producción energética por sector del emplazamiento en Tepuxtepec, Michoacán.

De la Figura 6.11 se puede observar que la mayor producción energética proviene del sector ENE, el cual concuerda con la distribución de frecuencia representada en la rosa de vientos.

### 6.5.2 Mapa de recurso eólico.

Para realizar cálculos de optimización, es necesario crear mapas de recurso eólico en el sitio donde se instalara el campo eólico. WindPRO es capaz de realizar esto mediante el módulo “MODEL”. La Figura 6.12 muestra el mapa de producción anual a una altura de 100 m representando las zonas con diferentes colores.



**Figura 6.43.** Mapa de recurso eólico. Producción de AG (MWh/año) para el emplazamiento en Tepuxtepec, Michoacán.

# 7

## ANÁLISIS ECONÓMICO DE UN CAMPO EÓLICO.

### 7.1 Análisis económico.

El análisis económico de la energía eólica debe tener en cuenta varios aspectos básicos: los costos de inversión, los costos anuales de explotación (operación y mantenimiento) y los costos anuales de financiamiento. Sin embargo, si la inversión se analiza desde un punto de vista público, o social, es necesario tener en cuenta también otros valores a la hora de determinar su rentabilidad, como el ahorro energético que se produce, el valor de capacidad que aporta al sistema eléctrico, o los costes y beneficios medioambientales que supone la instalación.[29]

Para poder conocer la inversión total para realizar un proyecto, es necesario tener conocimiento de los costos que se generan en cada actividad que se lleva a cabo al momento de la construcción y equipamiento de un campo eólico.

Una primera etapa es realizar un análisis de precio unitario de cada actividad para presupuestar la obra.

### 7.2 Análisis de precio unitario.

Cuando se trata únicamente de determinar si el costo de una obra guarda la debida relación con los beneficios que de ella se espera obtener, o bien si las disponibilidades existentes bastan para su ejecución, es suficiente hacer un presupuesto aproximado, tomando como base unidades mensurables en números redondos y precios unitarios que no estén muy detallados. Por el contrario, este presupuesto aproximado no basta cuando el estudio se hace como base para financiar la obra, o cuando el constructor la estudia al preparar su proposición, entonces hay que detallar mucho en las unidades de medida y precios unitarios, tomando en cuenta para estos últimos no sólo el precio de los materiales y mano de obra, sino también las circunstancias especiales en que se haya de realizar la obra. Esto obliga a penetrar en todos los detalles y a formar precios unitarios partiendo de sus componentes. [30]

## 7.3 Costos.

El costo es el gasto económico que representa la fabricación de un producto, la prestación de un servicio, la construcción de edificaciones o la elaboración de un proyecto. Al determinar los costos ya sean de producción o de un proyecto se puede establecer el precio de venta o de inversión del bien en cuestión según sea el caso.

El costo de un proyecto está formado por el precio del equipo a instalar, el precio de la mano de obra directa empleada en su instalación, el precio de la mano de obra indirecta empleada para el funcionamiento de la empresa y el costo de amortización de la maquinaria y de los edificios.

Los costos pueden clasificarse en dos grupos:

- **Costo indirecto.** Aquellos gastos que no pueden tener aplicación a un producto determinado.
- **Costo directo.** Aquellos gastos que tienen aplicación a un producto determinado.

Para aplicar las definiciones anteriores al análisis de precio unitario, específicamente a los proyectos de construcción; se subdividen de la siguiente manera.

- **Costo indirecto.** Es la suma de gastos técnico – administrativos necesarios para la correcta realización de cualquier proceso productivo.
- **Costo indirecto de operación.** Es la suma de gastos que, por naturaleza intrínseca, son de aplicación a todas las obras efectuadas en un tiempo determinado ejercicio fiscal o año fiscal, año calendario, etcétera.
- **Costo indirecto de obra.** Es la suma de todos los gastos que, por su naturaleza intrínseca, son aplicables a todos los conceptos de una obra en especial.
- **Costo directo.** Es la suma de material, mano de obra y equipo necesarios para la realización de un proceso productivo.
- **Costo directo preliminar.** Es la suma de gastos de material, mano de obra y equipo necesarios para la realización de un subproducto.
- **Costo directo final.** Es la suma de gastos de material, mano de obra, equipo y subproductos para la realización de un producto.

Lo anterior permite tener una visión de los elementos componentes de un costo, que finalmente permita llegar al análisis de precio unitario, es decir, a la realización de las matrices de análisis. Se debe mencionar que para este caso en particular solo se tomarán en cuenta los costos indirectos técnicos.

### 7.3.1 Costos indirectos.

El costo indirecto, relacionado específicamente en las empresas constructoras, es el costo adicional al costo directo, esto es, la suma total de los gastos y beneficios que se agregan al costo directo, no contenido en éste, hasta integrar el precio total de venta.

Una omisión u error en caso del costo indirecto afectará a todos los costos directos de los conceptos de un contrato.

Cuando el costo indirecto se refiere a la administración de campo, cualquier error y omisión afectará únicamente a la obra en particular.

En cambio, cuando el costo indirecto se refiere a la administración central, el efecto cubrirá a todos los contratos de la empresa constructora.

### **7.3.2 Costos indirectos de obra.**

Los componentes de los costos indirectos de obra se dividen en dos: costos indirectos fijos y costos indirectos variables.

Los factores componentes que pueden aplicarse a una obra (en forma no limitativa) en el cálculo de los costos indirectos fijos son:

- Superficie ocupada.
- Repercusión en los impuestos.
- Valor de piezas de refacción.
- Costos de demoras.
- Costos del tiempo ocioso.
- Cambios en el ritmo de producción.

Los factores componentes de los costos indirectos variables (en forma no limitativa) son:

- Gerencia.
- Gastos de viaje en investigación.
- Costos de relevos.
- Adiestramiento (capacitación o entrenamiento) del personal.
- Tiempo extra requerido para compensar pérdidas o atrasos de producción.
- Volumen de trabajo en curso.
- Cargos a la operación después de depreciación total.
- Maniobras de obras rechazadas o equipos devueltos.

Los análisis económicos y de costos se reducen solamente a tomar en cuenta aquellos objetivos o factores que pueden expresarse en términos de dinero.

### **7.3.3 Sobrecosto para suministrar el precio de venta (El factor del sobrecosto).**

El factor del sobrecosto se define como:

El factor por el cual deberá multiplicarse el costo directo para obtener el precio de venta.

$$PV = (FSC)(CD) \quad (7.10)$$

donde:  $PV$  es el precio de venta,  $FSC$  es el factor de sobrecosto y  $CD$  es el costo directo.

En la Tabla 7.1 se mencionan los cargos y sus correspondientes rangos de variaciones usuales:

**Tabla 7.10.** Cargos y sus correspondientes rangos de variaciones para el factor de sobre costo.

Concepto	Mínimo	Máximo	Óptimo
Costos indirectos de operación	4 %	9 %	5 %
Costos indirectos de obra local	4 %	8 %	5 %
Costos indirectos de obra foránea	5 %	12 %	6 %
Imprevistos	1 %	3 %	1 %
Financiamiento	0 %	3 %	2 %
Utilidad	7 %	15 %	10 %
Fianzas	0 %	2 %	1 %
Impuestos reflejables	0 %	34 %	Varia

Si se considera al costo directo como la unidad, los costos indirectos se valuarán en relación con aquél y en consecuencia será en porcentaje su forma de representación.

### 7.3.4 Costos directos.

El costo directo se define como: la suma de materiales, mano de obra y equipo necesario para la realización de un proceso productivo.

Como variables se considera el valor de los materiales, el valor de la mano de obra y el valor de los equipos; como variables condicionadas se considera las cantidades que se consumen de cada uno de estos integrantes, esto es, la parte que representan dentro de un Costo Directo.

También se puede aceptar que, las variables condicionadas pueden convertirse en constantes para una obra específica, o para un rango de obras promedio. Las variables de cantidades de materiales, de mano de obra y de equipo, también pueden ser constantes para un tiempo determinado. En resumen: Las variables lo serán en función del tiempo de aplicación, y las variables condicionadas, lo serán en función del método constructivo, tipo de construcción y de la tendencia estadística.

Si en un costo determinado se llegara a convertir: "a", "b", "c", etcétera, en constantes, determinadas por valores promedio estadísticos, se tendría controlado una gran parte del proceso productivo y se podría con mayor seguridad presuponer costos a tiempo inmediato y mediano, ya que, como su nombre lo indica, "presupuesto" no es otra cosa que anticipar una serie de suposiciones con tendencias controladas a un tiempo inmediato. Cuando se utiliza el término "ante-presupuesto" se está queriendo decir con esto, que las suposiciones son aun tiempo mediano. Por lo tanto, el presupuesto ideal sería aquel que estuviese integrado por variables controladas, que al serlo se convierten en constantes.

### 7.3.5 Integración del costo.

Los precios de los materiales considerados en los análisis de costos directos para la obtención del precio unitario (PU), deben estar calculados tomando en cuenta el precio de lista, menos su descuento correspondiente, más el cargo por concepto de fletes en su caso, esto es, el

precio del material puesto en la obra, sin considerar el impuesto al valor agregado (IVA), este impuesto deberá aplicarse al final del presupuesto, excepto en los casos que marca la Ley.

Otro elemento que debe tomarse en cuenta en la obtención del costo directo es el referido a los rendimientos por trabajador o cuadrilla, el cual corresponde a un promedio representativo de diferentes obras y que forman, consecuentemente, un criterio de lo que se puede lograr en la realización de una obra.

### **7.3.6 Elaboración del costo directo.**

Para elaborar el costo directo se debe de proceder como se describe a continuación:

**Planos y especificaciones.** Es el punto de partida para la elaboración del costo directo, para llegar al PU y finalmente al presupuesto, se deben estudiar perfectamente todos los planos de cortes, isométricos, equipos, estructurales, instalaciones y de fachadas, así como las especificaciones que en ellos se proponen. Entre más detallados estén los planos, se tiene una mayor oportunidad de obtener el costo directo más preciso y, por ende, un presupuesto acertado.

**Determinación de los conceptos de obra.** Del estudio anterior se deduce el tipo de obra de que se trata para hacer una apreciación de las partidas y conceptos que en ella puedan intervenir. También el estudio anterior sirve para determinar el alcance de cada uno de los conceptos de obra, es decir, de acuerdo al procedimiento constructivo, es posible delimitar el alcance del concepto de obra, esto es, que incluye y que no se incluye. Por otra parte, el establecimiento de estos conceptos permiten realizar las correcciones necesarias, tanto a las especificaciones como a los mismos alcances de éstas para adaptarse correctamente a la obra en cuestión, entre más clara sea la especificación y más definidos sus alcances, se tendrá una mejor herramienta para efectuar los análisis correspondientes.

**Lista de materiales.** Del estudio de los planos se obtiene la lista de materiales fijos, es decir, aquellos materiales que serán instalados y quedaran permanentes en la obra; del estudio de las especificaciones se obtiene la clase de material requerido; también este estudio permite determinar el volumen de materiales de consumo necesario para realizar la instalación de los materiales permanentes.

**Cuantificación de conceptos.** Para la realización de esta actividad es necesario seguir un método que permita cuantificar los conceptos en una forma ordenada y precisa, así como verificar en forma directa las cantidades de obra obtenidas.

**Maquinaria y equipo.** El análisis de los planos y especificaciones también permiten determinar el procedimiento constructivo a seguir y, por lo tanto, se puede determinar la maquinaria y equipo necesario para el desarrollo de la obra en cuestión, esto obliga a determinar los costos horarios de la maquinaria y equipo que intervendrán en la obra y que formaran parte del costo directo. Los lineamientos a seguir para el cálculo de los costos horarios deben de estar apegados a las normas generales de la Ley de Obras Públicas, que en forma general es aplicada tanto a la industria paraestatal centralizada y descentralizada, así como para la industria privada.

### **7.3.7 Costos de mano de obra.**

La estimación del costo de la mano de obra en las empresas constructoras es un problema dinámico y sumamente complejo; este carácter dinámico lo determina el costo de la vida, así como el desarrollo de procedimientos constructivos diferentes debido a nuevos materiales, herramientas, tecnología, etcétera; su complejidad, varía conforme a la dificultad o facilidad de ejecución, la magnitud del proyecto, el riesgo o la seguridad en el proceso, el sistema de pago, las relaciones laborales, etcétera; además de las condiciones climáticas, las costumbres locales y, en general todas las características que definen una forma de vida, afecta directa o indirectamente el valor de la mano de obra.

Por lo anterior, es necesario destacar la importancia que reviste la realización de un estudio de salarios cuidadoso y correcto, ya que los resultados del mismo trascienden directamente en cada uno de los análisis de los conceptos que integran el presupuesto, un error cometido en esta etapa se manifestará a través de todo el presupuesto.

### **7.3.8 Costo unitario del trabajo.**

El costo unitario del trabajo es un sistema de valoración que permite, a partir de rendimientos, obtener el costo del trabajo a realizar por unidad de medida.

Cualquier sistema de valoración en este sentido, debe basarse en rendimientos promedio resultado de un análisis estadístico que representa las condiciones repetitivas normales de cada proceso productivo.

Por otra parte, debe encontrarse un factor de corrección, llamado en ocasiones factor de zona, que considere las condiciones aleatorias que circunscriben cada actividad, así como el factor de herramienta menor que deberá retribuirse a la empresa o al trabajador, según sea el caso, también, es necesario otro factor que tome en cuenta la productividad del cabo o maestro, según la clasificación de categorías de cada empresa, que toma el riesgo, dicho factor es llamado factor de maestro. Finalmente, se debe investigar el salario diario total (SDT), por trabajador o cuadrillas de trabajadores, para poder realizar el proceso productivo.

Por lo anterior se plantea la siguiente igualdad:

El SDT está compuesto por el salario base diario (SBD) más las prestaciones, multiplicada esa suma por el factor de salario real (FASAR), esto es: Factor de herramienta menor (Tabla 7.2).

La depreciación y desgaste de la herramienta que usa en forma particular el operario, representaría un estudio demasiado extenso y quizá poco significativo, el hábito ha consignado un rango de valores entre el uno y el cinco por ciento, sin embargo, por costumbre se ha tomado un valor del cinco por ciento, el cual se acepta para el desarrollo de los análisis de precios unitarios, este cargo, debe ser reflejado a la empresa que lo eroga para reposición del mismo o en su caso al operario, que en determinadas empresas acostumbran solicitar que el trabajador utilice su propia herramienta.

**Tabla 7.11.** Factor de herramienta menor según el tipo de obra.

Tipo de obra	Factor
Obras civiles	3 %
Instalaciones eléctricas	3 %
Palería	5 %
Instalaciones mecánicas	5 % a 8 %
Instrumentación, tuberías, aislamientos y refractarios	3 % a 5 %
Fontanería y pintura	3 %

### 7.3.9 Costos preliminares.

Los costos preliminares se definen como la suma de materiales, mano de obra y equipo para obtener un subproducto. El término preliminar tiene como objetivo integrar bajo un mismo rango los elementos que forman parte de un gran número de productos, se agrupan en esta terminología los costos que intervienen en una gran mayoría de costos finales.

En obra mecánica quizá sea más difícil establecer cuáles son los costos preliminares, sin embargo se considera que una de las acciones a seguir es el establecimiento de la fuerza de trabajo, esto es, las cuadrillas de trabajo en función del conocimiento de la obra por realizar.

### 7.3.10 Costos finales.

Los costos finales son la suma de gastos de material, mano de obra, equipo y herramienta, así como, subproductos para la realización de un proceso constructivo, esto es, puede contener como integrante uno o varios costos preliminares.

Al final toda esta información es vaciada en un formato de análisis de precio unitario, que una vez lleno recibe el nombre de matriz. Las matrices generadas se usan de manera generalizada para cada concepto para el que fueron realizadas, variando únicamente el precio de lista de cada producto que en ella se enuncia ya que este varía conforme pasa el tiempo.

Posteriormente, contando con las matrices referentes a un concepto en particular se procede a calcular los volúmenes de obra, es decir se obtienen los costos de una labor específica del proyecto, por ejemplo, los trabajos de trazo y nivelación, construcción de la cimentación, etc. Cabe mencionar que para cada cálculo de volumen de obra son necesarias diferentes matrices.

## 7.4 Costos de instalación de un campo eólico.

Al momento de tomar la decisión de instalar un campo eólico se debe tener en cuenta que todos sus componentes suelen ser importados y como es sabido nadie analiza costos de mantenimiento hasta que ya es tarde. A continuación se presentan los costos de inversión más importantes al llevar a cabo un proyecto de un campo eólico terrestre y su participación en la inversión total (Figura 7.1).



**Figura 7.1.** Proporción de costos de instalación de un campo eólico.

#### **7.4.1 Costos de estudios de viabilidad.**

Estos costes son aquellos que se llevan a cabo cuando se realizan estudios previos para caracterizar un sitio donde se presume existe recurso eólico. Entre otros gastos iniciales se incluyen el estudio del recurso eólico, análisis del emplazamiento, diseño inicial, estudio de impacto ambiental, estudio de rentabilidad y gestión de proyecto. Estos costes involucran menos del 2% de la inversión total del proyecto.

#### **7.4.2 Costos de equipamiento.**

Estos son los que se refieren a la adquisición y funcionamiento de los aerogeneradores. Incluyen los de producción de la turbina y equipos auxiliares y la transportación hasta el sitio de emplazamiento e instalación. Suelen absorber entre el 64% y el 85% de la inversión total.

#### **7.4.3 Costos de obra civil.**

En estos se incluyen todos aquellos referentes al acondicionamiento del lugar e infraestructura necesaria para la instalación como pueden ser la construcción de caminos, cimentaciones pero también pueden incluirse a los generados por la transportación interna dentro del emplazamiento de la torre y la turbina además de la puesta en marcha de esta última. Llegan a representar entre el 4% y 16% de la inversión total.

#### **7.4.4 Costos de conexión a la red.**

Se refieren a la compra del equipo eléctrico necesario para la interconexión a la red de la energía generada por la turbina. Incluyen el cableado, las subestaciones y las líneas eléctricas necesarias. Suelen absorber entre el 9% y el 14% de la inversión total.

#### **7.4.5 Otros costos.**

Entre otros se incluyen los generados por ingeniería, costos financieros durante la construcción, permisos legales y del uso del terreno, consultas, seguros y además los sistemas de monitoreo. Pueden ir del 4% al 10% de la inversión total.

En la actualidad se pueden encontrar softwares con los cuales es posible realizar análisis económicos para este tipo de proyectos, como pudieran ser OPUS o SAM (*“System Advisor Model”*) por mencionar algunos, la diferencia entre estos radica en los sistemas de análisis que estos utilizan ya que el software OPUS realiza el análisis vía precios unitarios, mientras que SAM utiliza la experiencia de otras obras del mismo tipo y ajusta los valores a la actualidad. Debe mencionarse que al llevar un análisis financiero para presupuestar este tipo de obras la vía más adecuada para hacerlo es mediante los precios unitarios ya que este es más preciso con respecto a otros métodos.

En este caso se realizara un pre-presupuesto utilizando el sistema ofrecido por SAM, ya que realizarlo por la vía de precios unitarios requiere de más información referente al proyecto como pudieran ser planos de construcción, métodos de transporte de material y equipo, estudios de mecánica de suelos, etc.

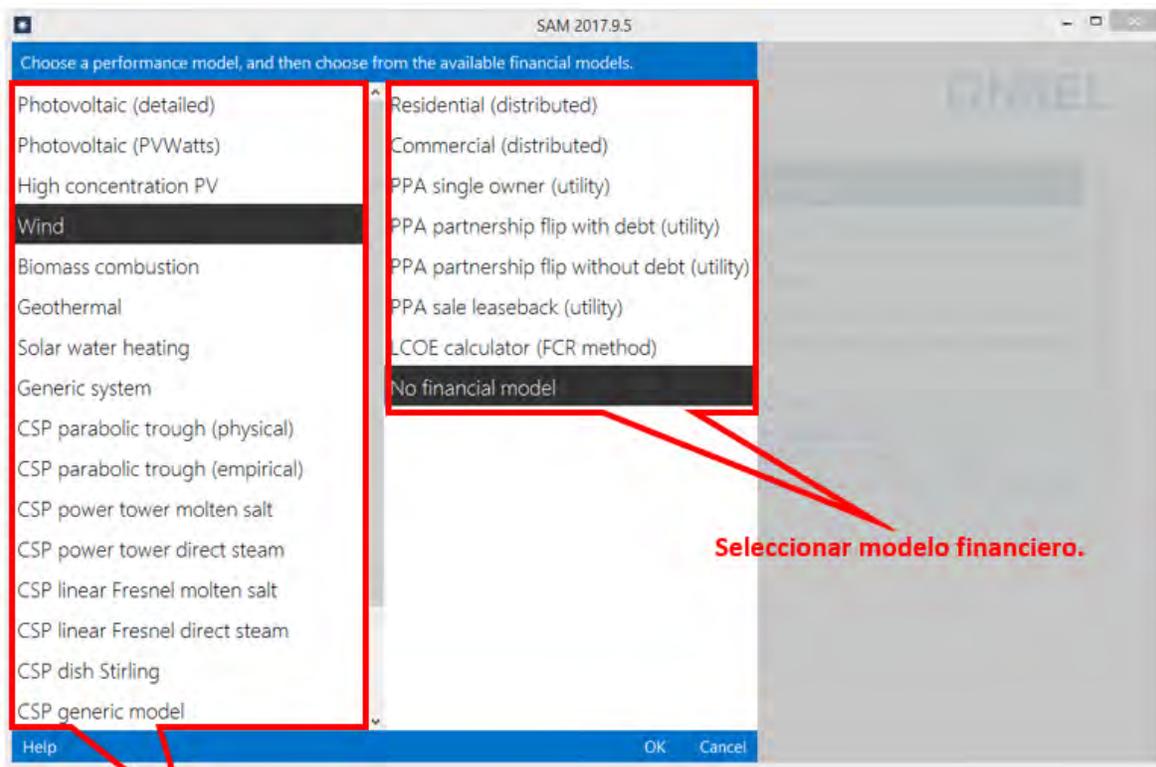
### **7.5 El software SAM.**

El software SAM es un modelo de desempeño y financiero diseñado para facilitar la toma de decisiones para la gente involucrada en la industria de las energías renovables como pudieran ser:

- Gerentes de proyecto e ingenieros.
- Analistas de políticas.
- Desarrolladores de tecnología.
- Investigadores.

SAM realiza predicciones de desempeño y estimaciones de costos de energía para proyectos energéticos que serán conectados a la red, basados en los costos de instalación y operación y parámetros de diseño que se especifiquen como entradas en el modelo.

El primer paso para crear un archivo en SAM es seleccionar la tecnología y la opción de financiamiento para el proyecto.



**Seleccionar modelo de desempeño.**

**Figura 7.2.** Ventana de selección de los modelos de desempeño y financiero.

Para este caso se aprovechara la parte de financiamiento del proyecto para obtener un aproximado del costo de la instalación del campo eólico, así que no se ahondara demasiado en explicar la parte de desempeño ya que se ingresaran datos previamente calculados con el software WindPRO.

## 7.6 Procedimiento para crear un modelo de financiamiento en SAM.

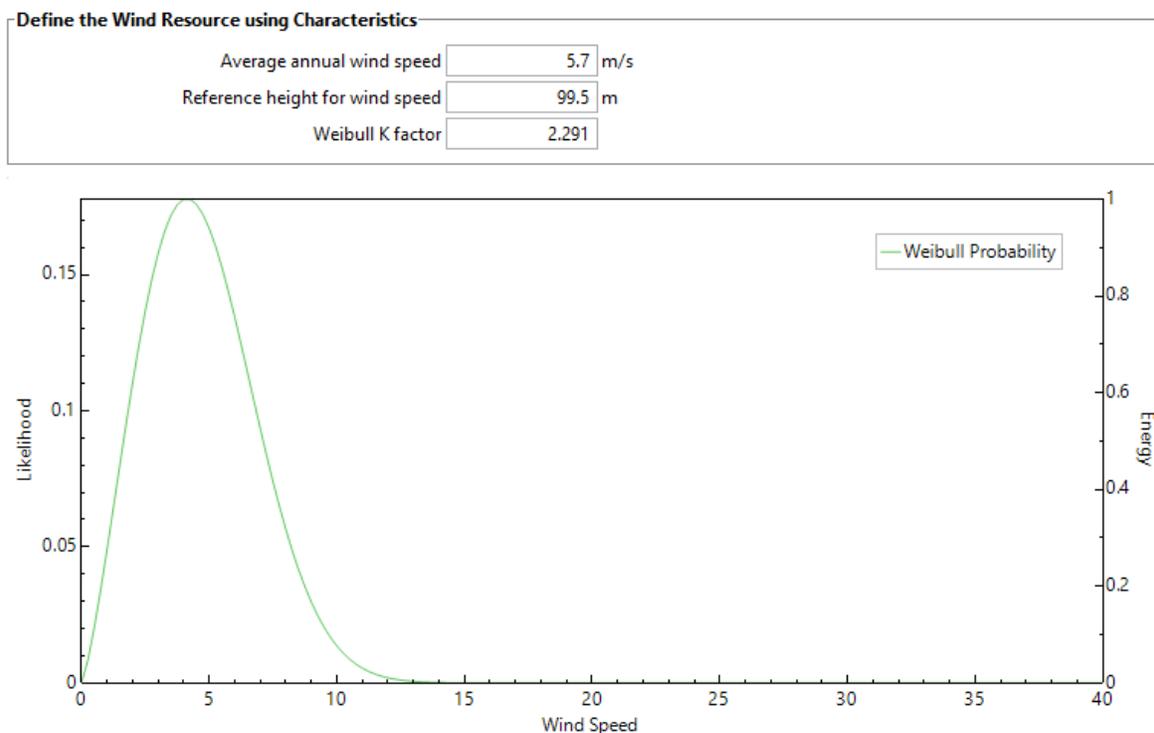
Para crear un modelo de financiamiento en SAM primero se debe de seleccionar la tecnología sobre la cual se requerirá realizar el modelo. La Figura 7.2 muestra la pestaña de selección de la tecnología a usar en el modelo.

A su vez en la misma ventana se seleccionara el modelo financiero que habrá de utilizarse para el estudio, tal como lo muestra la Figura 7.2.

### 7.6.1 Seleccionar archivo de recurso eólico.

Debido a que este software fue desarrollado en los Estados Unidos de América, actualmente solo se cuenta con archivos de algunas zonas de aquel país, por lo que en este caso se utilizara la distribución Weibull generada anteriormente en WindPRO como datos de recurso eólico.

La Figura 7.3 muestra la distribución Weibull generada por SAM a partir de los datos obtenidos en WindPRO ingresados al software.



**Figura 7.3.** Distribución Weibull generada mediante los datos obtenidos en WindPRO.

La distribución de Weibull será utilizada para obtener los datos del modelo de desempeño del campo eólico ya que los costos dependen de la capacidad de generación instalada y esta a su vez depende del tipo de aerogeneradores instalados.

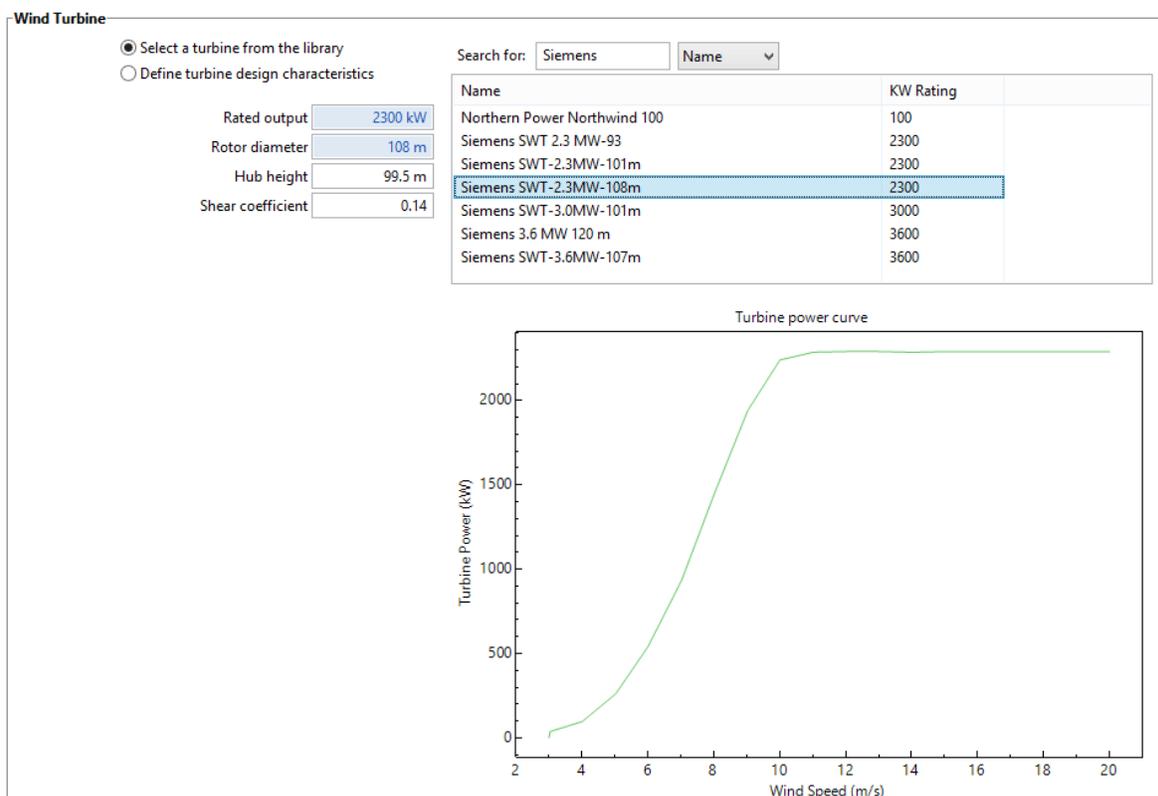
### 7.6.2 Selección del aerogenerador.

Para conocer la capacidad instalada del campo es necesario contar tanto con la distribución Weibull como con una curva de potencia de un aerogenerador. En el Capítulo 6 se determinó por comparación entre diferentes marcas y modelos que aerogenerador es el más adecuado para instalar en el sitio, siendo el Siemens SWT 2.3-113 el seleccionado. SAM cuenta, al igual que WindPRO, con un catálogo de aerogeneradores del cual se pueden elegir el más adecuado para realizar tanto el modelo de desempeño como el modelo financiero.

La Figura 7.4 muestra el catálogo desde donde se puede seleccionar el aerogenerador, mostrando a su vez la curva de potencia correspondiente.

### 7.6.3 Costo del sistema.

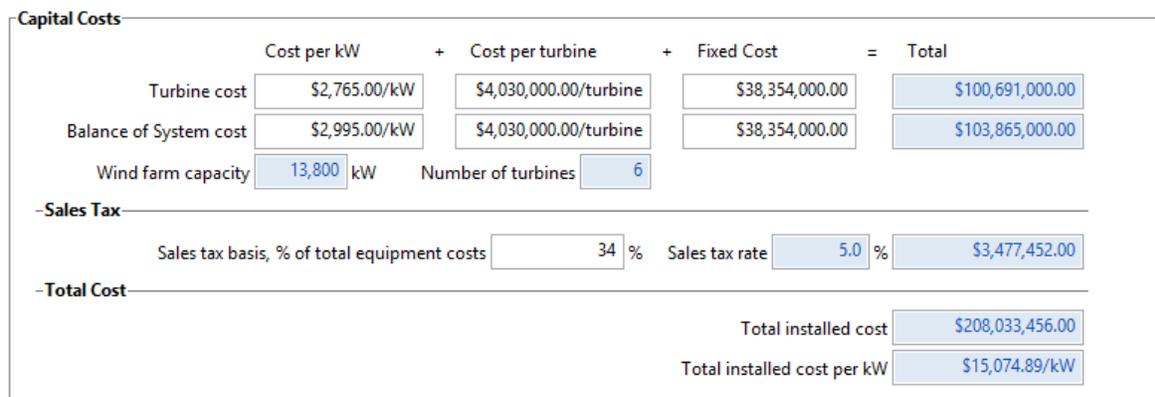
En esta parte es donde se lleva a cabo el ingreso de la información concerniente para generar los costos, la interface de SAM está estructurada de tal manera que sirve como una guía, ya que dependiendo del modelo financiero seleccionado despliega una serie de información a ser ingresada en el software. En este caso se seleccionó un modelo financiero denominado Residencial para distribución.



**Figura 7.4.** Ventana de selección del aerogenerador para utilizar en los modelos de desempeño y financiero.

Los costos de los aerogeneradores fueron obtenidos de la página [dforcesolar.com](http://dforcesolar.com), donde se menciona que hoy en día la mayoría de los aerogeneradores instalados son de 2 MW en tamaño con un costo aproximado de \$3.5 millones de dólares por unidad. Así pues se estima que una unidad de 2,300 KW, como las utilizadas en el proyecto, rondan alrededor de \$4.03 millones de dólares por unidad aproximadamente.

La Figura 7.5 muestra el resultado principal del análisis financiero preliminar del costo que genera el instalar el campo eólico diseñado en el Capítulo 6.



**Figura 7.5.** Análisis financiero preliminar generado por el software SAM.

Se dice que es un análisis preliminar debido a que este solo implica los costos de los aerogeneradores sumado al costo por KW dando un total de \$130,021,416.00 dólares; se debe mencionar que el costo por KW de \$2,765.00 dólares que el software despliega es obtenido por experiencias previas en la instalación de campos eólicos de donde se realizan redondeos de cifras y actualizaciones dependiendo del año en que fueron instalados los campos que se correlacionan, en este caso del año 2015.

Adicional al costo generado por la suma del precio de los aerogeneradores y el costo por KW se deben de sumar además los costos indirectos los cuales representan un 30 %, cerca de \$38,354,000.00 dólares, de la inversión total. Como ya se mencionó anteriormente en el análisis de precios unitarios, se deberá sumar además el incremento debido a los impuestos los cuales dependen del país en que se esté instalando el campo, para este caso se toma el valor máximo de 34% mostrado en la Tabla 7.1. Quedando finalmente en \$208,033,456.00 dólares siendo este el costo total de la instalación, o bien \$15,074.89 dólares por KW instalado.

## Conclusiones.

La evidencia anterior demuestra que en algunos casos el estado de Michoacán cuenta con recurso eólico suficiente para la generación de energía eléctrica por esta vía, siendo lo suficientemente grande para una generación comercial y pudiendo ser complemento de las plantas de generación existentes en el estado, tal como lo demuestra este caso.

La instalación se ha diseñado considerando la topografía y rugosidad del terreno adyacente al lago de Tepuxtepec la cual es lo suficientemente plana para permitir el desarrollo del perfil de viento además de la ventaja de contar con la central hidroeléctrica Lerma en las cercanías.

Se optó por la instalación del aerogenerador Siemens SWT-3.2-113 debido a sus especificaciones y que en comparativa con sus homólogos de otras marcas es el que tiene más capacidad de producción en las condiciones climáticas del sitio.

Como puede notarse según la evidencia obtenida del análisis, la velocidad promedio anual del viento en el sitio es de  $5.7 \text{ m/s}$  a la altura del buje del aerogenerador, la dirección de los vientos dominantes Este-Norte-Este (ENE), generando  $26,544.3 \text{ MWh/año}$ , energía suficiente para abastecer 6,086 hogares mexicanos promedio, utilizando de manera óptima 6 aerogeneradores de  $99.5 \text{ m}$  de altura distribuidos en el emplazamiento.

El costo total aproximado para financiar el proyecto es de \$208,033,456.00 dólares siendo este el costo total de la instalación, o bien \$15,074.89 dólares por KW instalado.

Las energías renovables son una fuente de energía limpia, siendo su diversidad, abundancia y potencial de aprovechamiento, pero sobre todo en que no produce gases de efecto invernadero, su principal diferencia respecto de las fuentes convencionales. Aunque por el momento la generación de energía eléctrica por medio de fuentes alternas no pudieran sustituir del todo a la generación por medio de la quema de combustibles fósiles, si representan un gran apoyo. Así, poco a poco con la investigación y el desarrollo sobre fuentes alternas será cada vez menos la dependencia de los combustibles fósiles.

## Bibliografía.

- [1] Energía eólica twenergy. (2017). Twenergy. España. Recuperado de <https://twenergy.com/energia/energia-eolica>.
- [2] Rohatgi, J. S. (Ed.). (1994). Wind characteristics an analysis for the generation of wind power. Canyon, United States of America: Burgess Publishing.
- [3] Herrero, C., (2016). Estudio de la velocidad del viento: análisis espacial y ajuste a una función de distribución (Tesis de pregrado). Universidad de Valladolid, España. Recuperado de <https://uvadoc.uva.es/bitstream/10324/22939/1/TFG-G%202337.pdf>
- [4] Suel, M., y Ozerdem, B. (2015). Evaluación del recurso eólico y micro sitios: Un caso de estudio para Turquía. *Springer*.
- [5] Murthy, K. S. R., y Rahi, O. P. (2016). Una revisión comprensiva para la evaluación del recurso eólico. *Elsevier*, 72(2017), 1320-1342.
- [6] Atmósfera. (2017). Pontificia Universidad Católica de Chile. Chile. Recuperado de [http://www7.uc.cl/sw\\_educ/contam/fratmosf.htm](http://www7.uc.cl/sw_educ/contam/fratmosf.htm)
- [7] El viento como recurso energético. (2014). Publicaciones didácticas. Recuperado de <https://translate.google.com.mx/translate?hl=es419&sl=ca&u=http://publicacionesdidacticas.com/hemeroteca/articulo/051052/articulo-pdf&prev=search>
- [8] Danish Wind Industry Association. (2003). Wind Power. Dinamarca. Recuperado de <http://drømsstørre.dk/wp-content/wind/miller/windpower%20web/es/tour/wres/enerwind.htm>
- [9] Factores influyentes en la selección del emplazamiento de un parque eólico. (2013). Campus energía. Recuperado de <http://www.campusenergia.com/blog/item/427-factores-influyentes-en-la-selecci%C3%B3n-del-emplazamiento-de-un-parque-e%C3%B3lico>.
- [10] Rohatgi, J. S. (Ed.). (1994). Wind characteristics an analysis for the generation of wind power. Canyon, United States of America: Burgess Publishing.
- [11] Fajardo-Díaz, J. L., García-González, J. M., & García-Saldívar, V. M. (2010). Evaluación del potencial eólico de una zona del estado de Zacatecas, México. *Tecnología, Ciencia, Educación*, 25(2), 95-98.

- [12] Tipos de Aerogeneradores. (2017). Opex Energy. España. Recuperado de [http://opex-energy.com/eolica/tipos\\_aerogeneradores.html](http://opex-energy.com/eolica/tipos_aerogeneradores.html)
- [13] La Ley de Betz. (2003). Wind Power. Dinamarca. Recuperado de <http://drømstørre.dk/wp-content/wind/miller/windpower%20web/es/tour/wres/betz.htm>
- [14] Mur A. J. Curso de Energía Eólica. Zaragoza, España: Departamento de Ingeniería Eléctrica de la Universidad de Zaragoza.
- [15] La eólica en el mundo. (2017). Asociación empresarial eólica. Madrid, España. Recuperado de <https://www.aeeolica.org/es/sobre-la-eolica/la-eolica-en-el-mundo/>
- [16] Suárez, C. G. (2013). *Evaluación del recurso eólico en el estado de Michoacán: Identificación preliminar* (Tesis de pregrado). Universidad Michoacana de San Nicolás de Hidalgo, Morelia Michoacán.
- [17] La biodiversidad en Michoacán: Estudio de Estado. Villaseñor G., L. E. (editora). 2005. Comisión Nacional para el Conocimiento y Uso de la Biodiversidad, Secretaría de Urbanismo y Medio Ambiente, Universidad Michoacana de San Nicolás de Hidalgo. México.
- [18] La planta hidroeléctrica de Tepuxtepec. (2013). Luz y fuerza de la memoria histórica. Luz y fuerza del centro (1903-2017). México. Recuperado de <http://kilowatito2009.blogspot.mx/2013/05/la-planta-hidroeléctrica-de-tepuxtepec.html>
- [19] WindPRO. (2017).EMD International A/S. Recuperado de <https://www.emd.dk/windpro/>
- [20] Mur A. J. Curso de Energía Eólica. Zaragoza, España: Departamento de Ingeniería Eléctrica de la Universidad de Zaragoza.
- [21] Estaciones meteorológicas automáticas. (2017). Servicio meteorológico nacional. México. Recuperado de <http://smn.cna.gob.mx/es/emas>
- [22] Modern-Era Retrospective analysis for Research and Applications, Version 2. (2017). National Aeronautics and Space Administration. Estados Unidos de América. Recuperado de <https://gmao.gsfc.nasa.gov/reanalysis/MERRA-2/>
- [23] Rohatgi, J. S. (Ed.). (1994). Wind characteristics an analysis for the generation of wind power. Canyon, United States of America: Burgess Publishing.

- [24] Çengel, Y. Boles, M., (2015), *Termodinámica*, Estados Unidos de América, McGraw-Hill.
- [25] ¿Qué es el factor de capacidad?. (2008). Cubasolar. Cuba. Recuperado de <http://www.cubasolar.cu/biblioteca/Energia/Energia48/HTML/articulo03.htm>
- [26] Salto de Tepuxtepec (Tepuxtepec)-Michoacán de Ocampo. (2012). Nuestro México. México. Recuperado de <http://www.nuestro-mexico.com/Michoacan-de-Ocampo/Contepec/Salto-de-Tepuxtepec-Tepuxtepec/>
- [27] Bañuelos-Ruedas, F., Ángeles-Camacho, C., Serrano-García, J. A., & Muciño-Morales, D. E., Análisis y validación de metodología usada para la obtención de perfiles de velocidad del viento, México. Recuperado de <https://es.scribd.com/doc/11545563/Analisis-de-perfiles-verticales-de-viento>
- [28] Instalaciones eólicas. (2017). Monografías. Recuperado de <http://www.monografias.com/trabajos108/instalaciones-eolicas/instalaciones-eolicas2.shtml>
- [29] ¿Cuánto cuesta un parque eólico?. Cubasolar. Recuperado de <http://www.cubasolar.cu/Biblioteca/Energia/Energia61/HTML/articulo03.htm>
- [30] Análisis de precios unitarios. (2007). Recuperado de <http://www.monografias.com/trabajos6/anpre/anpre.shtml#ixzz4uqgAOFpx>