

UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA
SEDE CUENCA

CARRERA DE INGENIERÍA MECÁNICA

**“ESTUDIO Y EVALUACIÓN DE LOS PARÁMETROS DE
OPERACIÓN DEL PROYECTO EÓLICO VILLONACO DE
LA PROVINCIA DE LOJA-ECUADOR”**

Tesis previa a la obtención del
título de Ingeniero Mecánico.

AUTORES:

HANS GABRIEL OLLAGUE ARMIJOS

HUGO EDUARDO CRESPO AZANZA

DIRECTOR:

ING. FRAN ZHOVANI REINOSO AVECILLAS

CUENCA, Febrero 2014

Breve Reseña de los autores e información de contacto

Hans Gabriel Ollague Armijos

Estudiante de la Carrera de Ingeniería Mecánica.

Universidad Politécnica Salesiana

hollague@est.ups.edu.ec

Hugo Eduardo Crespo Azanza

Estudiante de la Carrera de Ingeniería Mecánica.

Universidad Politécnica Salesiana

h Crespo@est.ups.edu.ec

Todos los derechos reservados

Queda prohibida, salvo la excepción prevista por la ley, cualquier forma de reproducción, distribución, comunicación pública y transformación de esta obra para fines comerciales, sin contar con la debida autorización de los titulares de propiedad intelectual. La infracción de los derechos mencionados puede ser constituida de delito contra la propiedad intelectual. Se permite la difusión de este texto con fines académicos o investigativos por cualquier medio, con la debida notificación a los autores.

DERECHOS RESERVADOS

©2014 Universidad Politécnica Salesiana

CUENCA – ECUADOR – SUDAMÉRICA

DECLARATORIA DE RESPONSABILIDAD

Se declara bajo juramento que el presente trabajo es de exclusiva responsabilidad de los autores; que no ha sido presentado previamente para ningún grado o calificación personal; y que los conceptos desarrollados han sido tomados de las referencias bibliográficas que se adjuntan en el presente documento.

La Universidad Politécnica Salesiana, puede hacer uso de los derechos correspondientes al presente trabajo de tesis, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, para fines educativos.

Cuenca, Febrero del 2014



Hans Gabriel Ollague Armijos

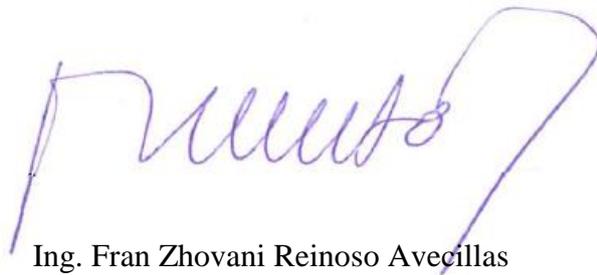


Hugo Eduardo Crespo Azanza

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por los señores HANS GABRIEL OLLAGUE ARMIJOS y HUGO EDUARDO CRESPO AZANZA, bajo mi supervisión.

Cuenca, Febrero del 2014



Ing. Fran Zhovani Reinoso Avecillas

Director de Tesis

DEDICATORIA

Quiero dedicar la presente tesis a mis adorados
y queridos padres, Sonia Armijos y Mario
Ollague, por su amor incondicional, y palabras
de aliento cuando más las necesitaba.

A mi tía Colombia Ollague que en paz
descanse, por haberme brindado sus enseñanzas
de vida y su ejemplo de perseverancia,
humildad y dedicación para llegar a las metas
planteadas.

A mis hermanas Rossibell y Sharon quienes de
una forma u otra han contribuido a mi
crecimiento personal y moral.

Por ultimo a toda mi familia, por su apoyo y
motivación para no decaer, ni rendirme en el
amplio camino de la carrera Universitaria.

HANS

AGRADECIMIENTOS

A dios por haberme acompañado y guiado a lo largo de mi carrera; por ser mi fortaleza en los momentos difíciles y por brindarme una vida llena de enseñanzas y experiencias.

A mis Padres y hermanas por estar conmigo y brindarme su apoyo incondicional en todo momento.

A mi familia, pilares fundamentales en mi crecimiento como profesional y ser humano.

A los Ingenieros Fran Reinoso, Gastón Cruz y Cesar Nieto por su apoyo y paciencia al colaborar en el desarrollo de la presente tesis.

Para todos y cada uno de ellos, mi muestra de afecto y agradecimiento por su valioso apoyo en la consecución de este título.

HANS

DEDICATORIA

Dedico este trabajo a mis queridos padres,
Hugo y Rosa, por sus, consejos, amor, por
ayudarme siempre con mis estudios. Me han dado
todo lo que soy como persona, y enseñado con
su ejemplo de dedicación para alcanzar
todas las metas planteadas.

A mi hermana por estar siempre presente,
acompañándome para poderme realizar
y ser una gran amiga para mí.

A toda mi familia y amigos, porque de
una u otra forma han contribuido para la
realización de este trabajo de tesis.

EDUARDO

AGRADECIMIENTOS

A Dios, por guiarme siempre por buen camino y darme fuerzas para seguir adelante.
Por darme la vida y llenarme de bendiciones
en todo este tiempo.

Agradezco de manera especial a mis padres y
mi hermana por su apoyo incondicional en todo
momento.

A los ingenieros Fran Reinoso, Gastón Cruz y
César Nieto por su amable apoyo en la
realización de este trabajo de tesis.

EDUARDO

RESUMEN

En el presente proyecto de tesis se muestra el estudio del flujo del viento que actúa sobre el cerro Villonaco en la provincia de Loja, ubicación en donde se encuentra el emplazamiento del primer parque eólico del Ecuador y el más alto a nivel mundial. En el estudio se realiza la simulación del flujo de viento, aplicando la dinámica de fluidos computacional, con la finalidad de evaluar y predecir la operación del parque eólico y el aprovechamiento de la energía del viento que es suministrado al aerogenerador tripala de eje horizontal.

La tesis se encuentra dividida en tres capítulos. El primero comprende una introducción de la energía eólica en el mundo, seguida de las características que posee el viento para su aprovechamiento, luego se realiza la descripción del aerogenerador de eje horizontal usado actualmente en el parque eólico Villonaco, y posteriormente se menciona los parámetros y factores que intervienen en el potencial eólico del emplazamiento. En el segundo capítulo se procede a manipular los parámetros de la zona y sus respectivos datos, para introducirlos en el modelo de simulación del software ingenieril y obtener de esta manera resultados de velocidad de viento y valores de turbulencia. Para llevar a cabo la simulación y modelación del flujo de viento se utilizó el software ingenieril ANSYS FLUENT 14.5, apropiado para la resolución de problemas de fluidos y transferencia de calor. Se efectuó además la validación del proceso utilizado, de acuerdo a medidas propias y estudios científicos que han sido realizados en otros proyectos de distintos autores. En el tercer y último capítulo, se analiza los resultados generados en el procedimiento de la simulación y los antecedentes de operación del parque eólico, llevando a cabo la comparación entre todos los datos de operación y los datos simulados, permitiendo con esto, demostrar la veracidad del procedimiento aplicado en el estudio.

La validación muestra la similitud entre los resultados científicos y los obtenidos por el software ingenieril, dando evidencia del buen uso de los procedimientos realizados en la simulación del flujo del viento del parque eólico Villonaco, permitiendo además, dar paso a la comparación entre los datos de operación y los de simulación.

Palabras Clave: Parque Eólico, Energía Renovable, Energía Eólica, Aerogenerador, Flujo de viento, Dinámica de Fluidos Computacional, ANSYS, FLUENT.

ABSTRACT

In the present thesis project, is shown the study of the flow of the wind acting on the Villonaco hill in the province of Loja, location in where is located, the emplacement of the first wind farm of Ecuador and the highest a worldwide. In the study, is performed the simulation of wind flow, applying computational fluid dynamics and a turbulence model appropriate, in order to assess and predict the operation of the wind farm and the use of energy from the wind which is supplied to wind turbine three-bladed of horizontal axis.

The thesis is divided into three chapters. The first, comprises an introduction of wind energy in the world, followed by the features it has the wind for its use, then be performs the description of horizontal axis wind turbine, currently used in the Villonaco wind farm and subsequently is mention parameters and factors involved in the wind potential of the site. In the second chapter, proceeds to manipulate the parameters of the area and its respective data, for introduce them in the simulation model of software and thereby obtain results of wind speed and turbulence values. To perform, the simulation, and wind flow modeling, was used the engineering software ANSYS FLUENT 14.5, suitable for problem solving of fluids and heat transfer. In addition was effected the Validation of process used, according a measures own, and scientific studies, that have been performed in other projects of different authors. In the third and final chapter is analyzed the results generated in the process of the simulation and the operating antecedents of the wind farm, carrying out the comparison between all operating data and simulated data, allowing demonstrate the veracity of the procedure used in the study.

The validation shows the similarity between scientific results and those obtained by the engineering software, giving evidence the good use of the procedures performed in the simulation of wind flow in the Villonaco wind farm, allowing also, give way to the compare between data of operation and them of simulation in the process of study.

Keywords: Wind Farm, Renewable Energy, Wind Energy, Wind Turbine, Wind flow, Computational Fluid Dynamic, ANSYS, FLUENT.

ÍNDICE DE CONTENIDOS

CAPÍTULO I	1
POTENCIAL EÓLICO DEL PROYECTO VILLONACO	1
1.1. INTRODUCCIÓN.	1
1.1.1. La energía eólica en el mundo.	2
1.1.2. Energía eólica en el Ecuador.	6
1.2. CARACTERÍSTICAS DEL VIENTO.	7
1.2.1. Capa de la atmósfera.	7
1.2.2. Propiedades termodinámicas de la atmósfera.	8
1.2.3. Movimiento del aire en la atmósfera.	9
1.2.3.1. Movimiento a gran escala. Viento geos trófico.	10
1.2.3.2. Vientos locales.	13
1.2.4. Variabilidad temporal del viento.	16
1.2.4.1. Distribución de velocidad en un punto del espacio.	17
1.2.4.2. Variaciones debidas a la turbulencia.	19
1.2.5. Características de la capa límite atmosférica.	21
1.2.5.1. Perfil logarítmico.	22
1.2.5.2. Ley Potencial	23
1.3. DESCRIPCIÓN DE LAS TURBINAS DE EJE HORIZONTAL.	23
1.3.1. Componentes de una turbina de eje horizontal.	24
1.3.1.1. Torre.	24
1.3.1.2. Rotor y las paletas.	25
1.3.1.3. Góndola.	25
1.4. AERODINÁMICA DE LAS TURBINAS DE EJE HORIZONTAL.	26
1.4.1. Potencia extraída del viento. Teoría del disco actuador.	26
1.4.2. Teoría del disco actuador con estela giratoria.	29
1.4.3. Teoría del elemento pala.	32
1.4.3.1. Flujo irrotacional bidimensional alrededor de perfiles aerodinámicos.	33
1.4.3.2. Circulación alrededor de perfiles.	33
1.4.3.3. Coeficientes de resistencia y sustentación en un perfil aerodinámico.	35
1.4.3.4. Análisis dinámico del elemento pala.	38
1.5. CURVAS CARACTERÍSTICAS DE UN AEROGENERADOR.	40
1.5.1. Curva de potencia.	40
1.5.2. Curva de par.	42
1.5.3. Coeficiente de empuje.	43
1.6. POTENCIAL EÓLICO.	43

1.6.1.	Estimación del potencial eólico.	45
1.6.1.1.	Topografía.	46
1.6.1.2.	Orografía.	47
1.6.1.3.	Rugosidad y perfil del viento.	48
1.6.1.4.	Turbulencia.	49
1.6.1.5.	Rafagosidad.	50
1.6.2.	Estandarización de Turbina según la Clase IEC (Comisión Electrotécnica Internacional).	52
1.7.	ESTUDIO DEL POTENCIAL EÓLICO DE VILLONACO.	53
1.7.1.	Características del viento en el parque eólico Villonaco.	53
1.7.2.	Turbulencia y Clase IEC.	58
1.7.3.	Topografía del parque eólico Villonaco.	58
1.7.4.	Rugosidad en el Emplazamiento.	59
CAPÍTULO II		60
ESTUDIO DE LOS PARÁMETROS DE OPERACIÓN		60
2.1.	INTRODUCCIÓN.	60
2.2.	ECUACIONES DE GOBIERNO.	61
2.2.1.	Ecuación de la Continuidad.	62
2.2.2.	Ecuación de la Energía.	63
2.2.3.	Ecuación del Momentum.	64
2.3.	MODELO DE TURBULENCIA.	65
2.3.1.	Cerradura de un punto.	65
2.3.2.	<i>Simulación numérica Directa (DNS).</i>	65
2.3.3.	<i>Simulación de remolinos grandes (LES).</i>	65
2.3.4.	<i>Ecuaciones de Navier-Stokes Promediadas de Reynolds (RANS).</i>	66
2.3.4.1.	Modelos k-épsilon ($k-\epsilon$).	66
2.3.4.1.1.	Modelo k-épsilon estándar.	66
2.3.4.1.2.	Modelo k-épsilon realizable ($k-\epsilon-r$).	68
2.3.4.1.3.	Modelo k-épsilon RNG.	70
2.3.4.2.	Modelo k-omega ($k-\omega$).	71
2.4.	FLUJO DE VIENTO SOBRE COLINAS.	72
2.5.	CARACTERÍSTICAS DEL SITIO DE ESTUDIO.	75
2.6.	CARACTERÍSTICAS DEL AEROGENERADOR.	77
2.7.	MODELADO CON SOFTWARE ESPECIALIZADO.	80
2.7.1.	Software Utilizado.	80
2.7.2.	Generación del Modelo Físico.	80

2.7.3.	Generación de la malla. _____	82
2.7.4.	Condiciones de contorno. _____	83
2.7.5.	Modelado de la turbulencia. _____	85
2.7.6.	Simulación numérica. _____	85
2.8.	VALIDACIÓN DEL SOFTWARE UTILIZADO. _____	93
2.8.1.	Validación para la línea A-A. _____	94
2.8.1.1.	Generación del modelo físico para la línea A-A. _____	94
2.8.1.2.	Generación de la malla. _____	96
2.8.1.3.	Condiciones de contorno. _____	96
2.8.1.4.	Modelado de la turbulencia. _____	98
2.8.1.5.	Simulación numérica. _____	98
2.8.2.	Validación para la línea AA-AA. _____	102
2.8.2.1.	Generación del modelo físico para la línea AA-AA. _____	103
2.8.2.2.	Generación de la malla. _____	104
2.8.2.3.	Condiciones de contorno. _____	104
2.8.2.4.	Modelado de la turbulencia. _____	105
2.8.2.5.	Simulación numérica. _____	105
CAPÍTULO III _____		109
ANÁLISIS DE RESULTADOS _____		109
3.1.	INTRODUCCIÓN. _____	109
3.2.	ANÁLISIS DE DATOS SIMULADOS. _____	109
3.2.1.	Determinación de velocidades promedio del flujo de viento. _____	110
3.2.2.	Determinación de intensidad de turbulencia promedio. _____	111
3.2.3.	Construcción de la curva de potencia simulada. _____	113
3.3.	ANÁLISIS DE DATOS DE OPERACIÓN DEL PARQUE EÓLICO VILLONACO. _____	115
3.3.1.	Determinación de velocidad promedio de viento. _____	115
3.3.2.	Determinación de intensidad de turbulencia promedio. _____	116
3.3.3.	Construcción de la curva de potencia instalada. _____	117
3.4.	COMPARACIÓN DE RESULTADOS _____	118
CONCLUSIONES _____		120
RECOMENDACIONES: _____		123
BIBLIOGRAFÍA Y REFERENCIAS UTILIZADAS _____		124

ÍNDICE DE FIGURAS

CAPÍTULO I

<i>Figura 1.1: Consumo de Energía eléctrica mundial en función de fuentes de energía.....</i>	<i>3</i>
<i>Figura 1.2: Potencia Eólica Mundial instalada desde 1996 hasta el 2012.....</i>	<i>3</i>
<i>Figura 1.3: Potencia Eólica Mundial acumulada desde 1996 hasta el 2012.....</i>	<i>4</i>
<i>Figura 1.4: Potencia Eólica Mundial instalada en el 2012.....</i>	<i>4</i>
<i>Figura 1.5: Potencia Eólica Mundial acumulada en el 2012.....</i>	<i>5</i>
<i>Figura 1.6: Capas de la atmósfera.....</i>	<i>8</i>
<i>Figura 1.7: Latitud en la tierra y sistema de coordenadas local.....</i>	<i>11</i>
<i>Figura 1.8: Anticiclón y borrasca en el hemisferio norte.....</i>	<i>12</i>
<i>Figura 1.9: Circulación del aire en la Tierra.....</i>	<i>13</i>
<i>Figura 1.10: Corriente de aire por gradiente térmico en costas.....</i>	<i>14</i>
<i>Figura 1.11: Flujo de aire por gradientes térmicos en valles.....</i>	<i>14</i>
<i>Figura 1.12: Flujos de aire en ciudades.....</i>	<i>15</i>
<i>Figura 1.13: Perturbación del perfil de velocidad sobre una colina.....</i>	<i>15</i>
<i>Figura 1.14: Espectro típico de la energía cinética del viento.....</i>	<i>16</i>
<i>Figura 1.15: Función de distribución de Weibull.....</i>	<i>17</i>
<i>Figura 1.16: Función de densidad de probabilidad, de la distribución de velocidad de Weibull para $c = 5$ y diferentes valores k.....</i>	<i>18</i>
<i>Figura 1.17: Rosa de los vientos.....</i>	<i>19</i>
<i>Figura 1.18: Registros de velocidad instantánea del viento en función del tiempo.....</i>	<i>20</i>
<i>Figura 1.19: Capa de Ekman.....</i>	<i>21</i>
<i>Figura 1.20: Perfil logarítmico típico de la velocidad del viento en función a la altura.....</i>	<i>22</i>
<i>Figura 1.21: Elementos principales de un aerogenerador.....</i>	<i>24</i>
<i>Figura 1.22: Góndola y sus elementos principales.....</i>	<i>25</i>
<i>Figura 1.23: Representación del cilindro de flujo de aire atravesando el rotor.....</i>	<i>27</i>
<i>Figura 1.24: Variación de la velocidad y presión del aire a través del rotor.....</i>	<i>27</i>
<i>Figura 1.25: Volumen de control de la turbina.....</i>	<i>28</i>
<i>Figura 1.26: Tubo de corriente con estela giratoria.....</i>	<i>30</i>
<i>Figura 1.27: Volumen de control diferencial.....</i>	<i>30</i>
<i>Figura 1.28: Valor máximo de C_p, según el modelo de disco.....</i>	<i>32</i>
<i>Figura 1.29: Perfil simétrico.....</i>	<i>34</i>
<i>Figura 1.30: Geometría de un perfil aerodinámico.....</i>	<i>35</i>
<i>Figura 1.31: Ejemplo de perfiles aerodinámicos.....</i>	<i>36</i>

<i>Figura 1.32: Variación del coeficiente de sustentación C_l con el ángulo de ataque para un perfil NACA 0012 y un $Re = 106$.....</i>	<i>37</i>
<i>Figura 1.33: Variación del coeficiente de resistencia C_d con el ángulo de ataque para un perfil NACA 0012 y en $Re = 106$.....</i>	<i>38</i>
<i>Figura 1.34: Relación de vectores y ángulos sobre el perfil aerodinámico.....</i>	<i>39</i>
<i>Figura 1.35: Coeficiente de potencia en función de la velocidad específica de un aerogenerador de tres palas.....</i>	<i>40</i>
<i>Figura 1.36: Curva típica de potencia eléctrica generada por una aeroturbina en función de la velocidad del viento.....</i>	<i>41</i>
<i>Figura 1.37: Variación del coeficiente de empuje y del coeficiente de par con la velocidad específica de una aeroturbina tripala.....</i>	<i>43</i>
<i>Figura 1.38: Influencia de obstáculos topográficos sobre la velocidad del viento.....</i>	<i>46</i>
<i>Figura 1.39: Ubicación correcta de un aerogenerador de acuerdo a la orografía.....</i>	<i>47</i>
<i>Figura 1.40: Perfil vertical del viento en función de la longitud de rugosidad.....</i>	<i>49</i>
<i>Figura 1.41: Aceleración del viento sobre una montaña.....</i>	<i>50</i>
<i>Figura 1.42: Rafagosidad.....</i>	<i>51</i>
<i>Figura 1.43: Velocidad media anual del Parque Eólico Villonaco.....</i>	<i>53</i>
<i>Figura 1.44: Histograma y distribución de Weibull de la estación Villonaco.....</i>	<i>55</i>
<i>Figura 1.45: Histograma y distribución de Weibull de la estación Villonaco2.....</i>	<i>56</i>
<i>Figura 1.46: Rosa de frecuencias a 30 m.....</i>	<i>57</i>
<i>Figura 1.47: Distribución direccional de velocidad a 30 m.....</i>	<i>57</i>
<i>Figura 1.48: Evolución mensual y anual de la velocidad en Villonaco.....</i>	<i>57</i>
<i>Figura 1.49: Rugosidad del terreno.....</i>	<i>59</i>

CAPÍTULO II

<i>Figura 2.1: Tubo de corriente en un aerogenerador.....</i>	<i>61</i>
<i>Figura 2.2: Distribución de presiones y velocidades en el disco actuator.....</i>	<i>62</i>
<i>Figura 2.3: Colina del terreno.....</i>	<i>72</i>
<i>Figura 2.4: Acantilado del terreno.....</i>	<i>73</i>
<i>Figura 2.5: Influencia de la Loma en el perfil del flujo del viento.....</i>	<i>74</i>
<i>Figura 2.6: Mapa de Ubicación Proyecto Eólico Villonaco.....</i>	<i>75</i>
<i>Figura 2.7: Cerro Villonaco.....</i>	<i>75</i>
<i>Figura 2.8: Ubicación de las 11 Torres Eólicas del Proyecto Villonaco.....</i>	<i>76</i>
<i>Figura 2.9: Emplazamiento y dirección del viento sobre el Cerro Villonaco.....</i>	<i>76</i>
<i>Figura 2.10: Perfil de elevación en el aerogenerador 6.....</i>	<i>77</i>
<i>Figura 2.11: Aerogeneradores Goldwind 1.5MW.....</i>	<i>77</i>

<i>Figura 2.12: Curva de Potencia del Aerogenerador GW 70/1500.....</i>	<i>79</i>
<i>Figura 2.13: Generación del perfil de la loma por medio de puntos.....</i>	<i>81</i>
<i>Figura 2.14: Dimensiones del dominio computacional de la loma de Villonaco.....</i>	<i>81</i>
<i>Figura 2.15: Paralelepípedo que contiene el perfil de la loma</i>	<i>82</i>
<i>Figura 2.16: Vista general del mallado en la superficie</i>	<i>83</i>
<i>Figura 2.17: Nombramiento de los vértices de la superficie.</i>	<i>83</i>
<i>Figura 2.18: Curva de convergencia.....</i>	<i>85</i>
<i>Figura 2.19: Contorno de velocidad en el domino.....</i>	<i>86</i>
<i>Figura 2.20: Energía cinética turbulenta en el domino.....</i>	<i>86</i>
<i>Figura 2.21: Recirculación del flujo detrás de la loma</i>	<i>87</i>
<i>Figura 2.22: Ubicación de los puntos de medición con sus perfiles de velocidades.....</i>	<i>88</i>
<i>Figura 2.23: Perfil de velocidades en la cima de la loma $X/D = 0$.....</i>	<i>88</i>
<i>Figura 2.24: Energía cinética turbulenta en la cima de la loma $X/D = 0$.....</i>	<i>89</i>
<i>Figura 2.25: Perfiles de velocidad aguas arriba, $X/D = -4, -6, -8, -10$.....</i>	<i>90</i>
<i>Figura 2.26: Energía cinética turbulenta aguas arriba, $X/D = -4, -6, -8, -10$.....</i>	<i>91</i>
<i>Figura 2.27: Perfiles de velocidad aguas abajo, $X/D = 4, 6, 8, 10, 15, 20$.....</i>	<i>92</i>
<i>Figura 2.28: Energía cinética turbulenta aguas abajo, $X/D = 4, 6, 8, 10, 15, 20$.....</i>	<i>92</i>
<i>Figura 2.29: Ubicación de la colina de Askervein y sus alrededores.....</i>	<i>94</i>
<i>Figura 2.30: Dimensiones del dominio computacional de la línea A-A.....</i>	<i>95</i>
<i>Figura 2.31: Paralelepípedo que contiene el perfil de la línea A-A</i>	<i>95</i>
<i>Figura 2.32: Vista general del mallado en la superficie.....</i>	<i>96</i>
<i>Figura 2.33: Nombramiento de los vértices de la superficie.....</i>	<i>97</i>
<i>Figura 2.34: Contorno de velocidad en el domino.....</i>	<i>98</i>
<i>Figura 2.35: Energía cinética turbulenta en el domino.....</i>	<i>99</i>
<i>Figura 2.36: Ubicación de los puntos de medición con sus perfiles de velocidades.....</i>	<i>100</i>
<i>Figura 2.37: Perfiles de velocidades en $X = -800, -600, -400, -200, 0, 200, 400$.....</i>	<i>101</i>
<i>Figura 2.38: Velocidades de viento simuladas en ANSYS para la línea A-A.....</i>	<i>101</i>
<i>Figura 2.39: Velocidades de viento obtenidas en el artículo de Forthofer y Butler.....</i>	<i>102</i>
<i>Figura 2.40: Velocidades de viento de Simulación vs Artículo de la línea A-A.....</i>	<i>102</i>
<i>Figura 2.41: Dimensiones del dominio computacional de la línea AA-AA</i>	<i>103</i>
<i>Figura 2.42: Paralelepípedo que contiene el perfil de la línea AA-AA.....</i>	<i>103</i>
<i>Figura 2.43: Vista general del mallado en la superficie.....</i>	<i>104</i>
<i>Figura 2.44: Nombramiento de los vértices de la superficie</i>	<i>104</i>
<i>Figura 2.45: Contorno de velocidad en el domino.....</i>	<i>105</i>
<i>Figura 2.46: Energía cinética turbulenta en el domino.....</i>	<i>105</i>
<i>Figura 2.47: Perfiles de velocidades en $X = -800, -600, -400, -200, 0, 200$ y 400.....</i>	<i>106</i>

<i>Figura 2.48: Velocidades de viento simuladas en ANSYS para la línea AA-AA.....</i>	<i>107</i>
<i>Figura 2.49: Velocidades de viento obtenidas en el artículo de Forthofer y Butler.....</i>	<i>107</i>
<i>Figura 2.50: Velocidades de viento de Simulación vs Artículo de la línea AA-AA.....</i>	<i>108</i>

CAPÍTULO III

<i>Figura 3.1: Ubicación de la velocidad resultante, en el perfil de velocidades</i>	<i>110</i>
<i>Figura 3.2: Ubicación de las velocidades, a las alturas de 30 y 40 metros.....</i>	<i>111</i>
<i>Figura 3.3: Ubicación de la intensidad de turbulencia a la altura del buje.....</i>	<i>112</i>
<i>Figura 3.4: Ubicación de intensidad de turbulencia a 30 y 40 metros.....</i>	<i>112</i>
<i>Figura 3.5: Curva de potencia con la velocidad resultante de la simulación.....</i>	<i>114</i>
<i>Figura 3.6: Velocidad promedio a 30 metros en el transcurso de 1 año.....</i>	<i>115</i>
<i>Figura 3.7: Velocidad promedio a 40 metros en el transcurso de 1 año.....</i>	<i>115</i>
<i>Figura 3.8: Curva de potencia de un aerogenerador del Parque Eólico Villonaco.....</i>	<i>117</i>

ÍNDICE DE TABLAS

CAPÍTULO I

<i>Tabla 1.1: Tipos de Energía en el Ecuador</i>	6
<i>Tabla 1.2: Parámetro Zr</i>	23
<i>Tabla 1.3: Clases y longitudes de rugosidad para diversos terrenos</i>	48
<i>Tabla 1.4: Valores del coeficiente de rugosidad para diversos terrenos</i>	49
<i>Tabla 1.5: Parámetros de la velocidad del viento para clases de turbinas de viento</i>	52
<i>Tabla 1.6: Descripción de la torre de medición Villonaco</i>	54
<i>Tabla 1.7: Descripción de la torre de medición Villonaco2</i>	54
<i>Tabla 1.8: Tabla de resultados de la estación Villonaco</i>	55
<i>Tabla 1.9: Tabla de resultados de la estación Villonaco2</i>	56
<i>Tabla 1.10: Velocidad media, turbulencia y clase IEC del emplazamiento</i>	58
<i>Tabla 1.11: Localización de los aerogeneradores</i>	58

CAPÍTULO II

<i>Tabla 2.1: Especificaciones de Aerogenerador Goldwind 70/1500</i>	78
--	----

CAPÍTULO III

<i>Tabla 3.1: Parámetros para la generación de la curva de potencia</i>	111
<i>Tabla 3.2: Valores para la generación de la curva de potencia.</i>	112
<i>Tabla 3.3: Tabla de resultado de la velocidad media anual del parque eólico</i>	113
<i>Tabla 3.4: Valores para la generación de la curva de potencia.</i>	113
<i>Tabla 3.5: Comparación de Potencia calculada y la obtenida en datos</i>	116
<i>Tabla 3.6: Energía anual garantizada. Datos proporcionados del Parque Eólico</i>	117
<i>Tabla 3.7: Comparación de Potencia calculada y la obtenida en datos</i>	118
<i>Tabla 3.8: Energía anual garantizada. Datos proporcionados del Parque Eólico</i>	118

ÍNDICE DE ANEXOS

ANEXOS A

<i>Anexo A.1: UBICACIÓN TOPOGRÁFICA DE LOS AEROGENERADORES.....</i>	<i>128</i>
---	------------

ANEXOS B

POTENCIAL EÓLICO - ELÉCTRICO ESTIMADO DEL ECUADOR

<i>Anexo B.1: Potencial Factible a Corto Plazo.....</i>	<i>129</i>
<i>Anexo B.2: Potencial Bruto.....</i>	<i>130</i>

ANEXOS C

VALORES MEDIOS DE VELOCIDAD EN EL AÑO 2004

<i>Anexo C.1: Valores medios de velocidad por día durante el mes de Enero</i>	<i>131</i>
<i>Anexo C.2: Valores medios de velocidad por día durante el mes de Febrero</i>	<i>131</i>
<i>Anexo C.3: Valores medios de velocidad por día durante el mes de Marzo.....</i>	<i>132</i>
<i>Anexo C.4: Valores medios de velocidad por día durante el mes de Abril.....</i>	<i>132</i>
<i>Anexo C.5: Valores medios de velocidad por día durante el mes de Mayo.....</i>	<i>133</i>
<i>Anexo C.6: Valores medios de velocidad por día durante el mes de Junio</i>	<i>133</i>
<i>Anexo C.7: Valores medios de velocidad por día durante el mes de Julio</i>	<i>134</i>
<i>Anexo C.8: Valores medios de velocidad por día durante el mes de Agosto</i>	<i>134</i>
<i>Anexo C.9: Valores medios de velocidad por día durante el mes de Septiembre.....</i>	<i>135</i>
<i>Anexo C.10: Valores medios de velocidad por día durante el mes de Octubre.....</i>	<i>135</i>
<i>Anexo C.11: Valores medios de velocidad por día durante el mes de Noviembre.....</i>	<i>136</i>
<i>Anexo C.12: Valores medios de velocidad por día durante el mes de Diciembre.....</i>	<i>136</i>

CAPÍTULO I

POTENCIAL EÓLICO DEL PROYECTO VILLONACO

1.1. INTRODUCCIÓN.

Debido a la desigualdad de calentamiento de la superficie terrestre, una pequeña cantidad de la energía solar (entre el 1 y 2%) da origen al viento, por esta razón la energía eólica es considerada como una forma indirecta de la energía que proviene del sol. Además la energía cinética que es producida por el viento se puede transformar en energía útil, como son la mecánica o la eléctrica.

Puesto que la energía eólica se aprovecha transformándola en energía mecánica desde la antigüedad, el uso de este tipo de energía para la generación de electricidad es más actual, en respuesta a los impactos ambientales debido al uso de combustibles fósiles y a la crisis del petróleo, se habla de aplicaciones desde mediados de la década de los setenta. En el presente que vivimos la energía eólica puede transformarse con gran eficacia en energía eléctrica, con la ayuda de aerogeneradores de dimensiones gigantes.

Un aerogenerador consta de un conjunto de aspas (en su normalidad tres) las cuales son conectadas a un rotor, que mediante su sistema de engranajes, se conecta a un generador eléctrico, normalmente un alternador. Toda esta maquinaria se coloca en la cima de una torre en donde el viento tiene más influencia. Y para que su instalación resulte rentable, suelen agruparse en concentraciones denominadas parques eólicos.

Para poder aprovechar la energía eólica es importante conocer las variaciones diurnas, nocturnas y estacionales de los vientos, la variación de la velocidad del viento con la altura sobre el suelo, la entidad de las ráfagas en espacios de tiempo breves, y valores máximos ocurridos en series históricas de datos tomados en determinado rango de tiempo. Del mismo modo, es importante conocer la velocidad promedio del viento anual que se da en las zonas donde se quiera ubicar y emplazar los aerogeneradores.

En el presente capítulo se observara la caracterización que tiene el viento debido al entorno en que vivimos y las actividades meteorológicas del planeta, conjuntamente se mostrara la variación de dirección y velocidad del viento que se dan en zonas importantes de estudio y análisis para empezar los proyectos de instalaciones eólicas, tomando en cuenta también la influencia de los obstáculos como casas, árboles, montañas, valles, etc., que producen una amortiguación de la velocidad del viento y la aparición de turbulencias ambientales.

Además se llevara a cabo una descripción fundamental del aerogenerador horizontal, dando a conocer cada uno de sus elementos internos para un correcto funcionamiento y transformación de energía; del mismo modo se estudiarán las curvas características de las principales variables de funcionamiento de la turbomáquina (potencia en el eje, par de giro, velocidad de giro, velocidad del viento incidente, etc.).

De la misma manera se centrará en el estudio del parque eólico Villonaco, cuya función es la generación de electricidad y su posterior adaptación para ser trasferida a la red eléctrica en el punto de enlace; usando la operación independiente de los aerogeneradores, y la adecuada distribución de los mismos dentro del parque.

1.1.1. La energía eólica en el mundo.

La visión general del mercado mundial de energía eléctrica a partir de sus fuentes de obtención es la pieza más importante de información desde un punto de vista de energías renovables. Como los números constantes hasta la fecha son difíciles de conseguir para el año 2012, el último agregado de datos es una instantánea del 2011 del consumo mundial de energía eléctrica.

La cuota de las energías renovables como fuente de energía, está vinculada al 12,9%, que comprende las energías renovables modernas, como la biomasa, solar, geotérmica, eólica, los biocombustibles y la energía hidroeléctrica (Figura 1.1). De este 12,9%, la energía eólica ha logrado alcanzar gran nivel de desarrollo, el cual permite afirmar que en la actualidad nos encontramos ante una fuente energética limpia, además de competitiva económicamente y con una tecnología de aprovechamiento madura.

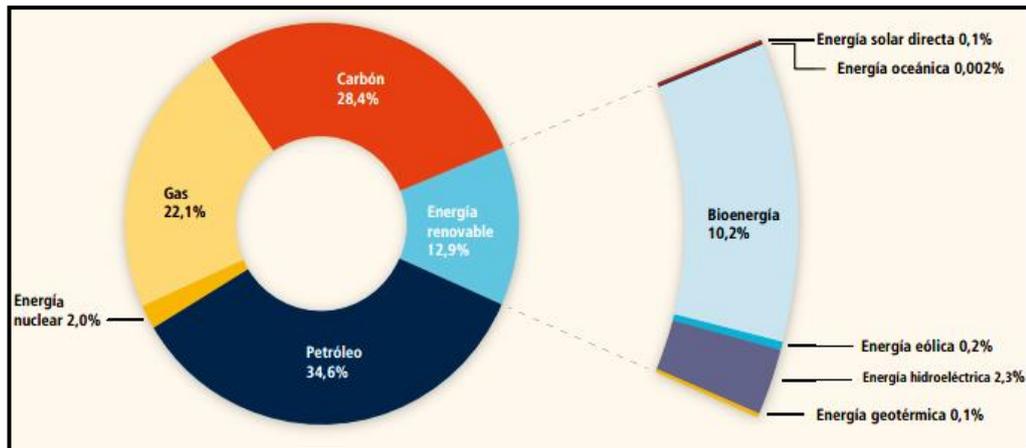


Figura 1.1: Consumo de Energía eléctrica mundial en función de fuentes de energía. Fuente [1]

Partiendo de una fuente natural, renovable y no contaminante, los aerogeneradores actuales son capaces de producir electricidad a precios más competitivos frente a las fuentes energéticas tradicionales, lo que en los últimos años ha permitido que la energía eólica se posicione como la fuente energética de crecimiento mundial de mayor rapidez.

Debido a la necesidad de combatir el cambio climático global, se ha motivado en gran medida a la expansión de la energía eólica, para evitar la emisión de dióxido de carbono, sin producir ninguno de los contaminantes asociados con la generación a partir de combustibles fósiles, o con la generación nuclear.

La capacidad eólica en todo el mundo logro alcanzar los 282.430 MW, de los cuales 44.711 MW se añadieron en 2012. No obstante a esto, la energía eólica mostró la tasa de crecimiento más baja, en más de una década. A continuación se observa unos diagramas que muestran valores reales de potencias instaladas a través de los años.

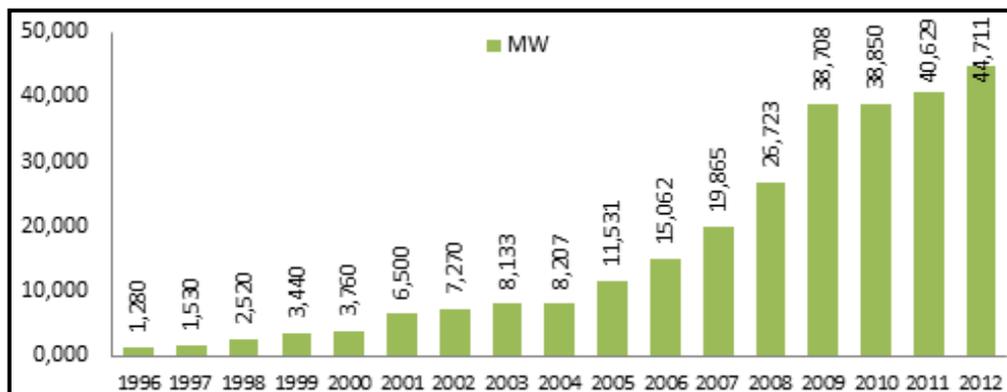


Figura 1.2: Potencia Eólica Mundial instalada desde 1996 hasta el 2012. Fuente [2]

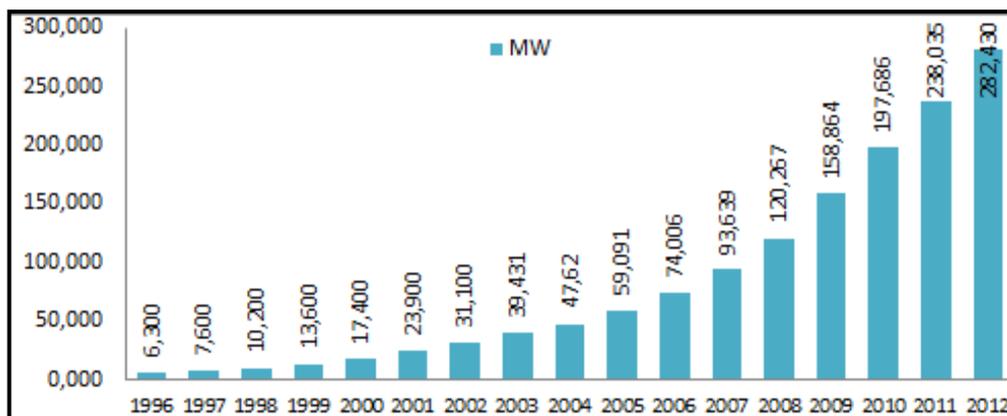


Figura 1.3: Potencia Eólica Mundial acumulada desde 1996 hasta el 2012. Fuente [2]

En el 2012 se logró identificar 100 países en los que se utiliza la energía eólica para la generación de electricidad. El participante número 100 en la lista de ese entonces fue Islandia, un país que ya cuenta con casi el 100 % de su suministro de energía procedente de energías renovables. Con este dato, da como resultado que 46 países instalaron nuevas turbinas eólicas hasta ese año, cuatro menos que en el 2011.

Según datos publicados del 2012, la generación eléctrica de las plantas eólicas ha evitado la emisión de unos 400 millones de toneladas de CO₂, que se habrían emitido si se hubieran generado en centrales térmicas de carbón, gas o fuel, lo que permite contribuir al cumplimiento de los compromisos derivados del Protocolo de Kioto.

Para entender un poco más acerca de los países que están adquiriendo y empleando nuevas instalaciones eólicas, se muestra a continuación un gráfico con porcentajes de potencia instalada y acumulada en los países con mayor segmento eólico.

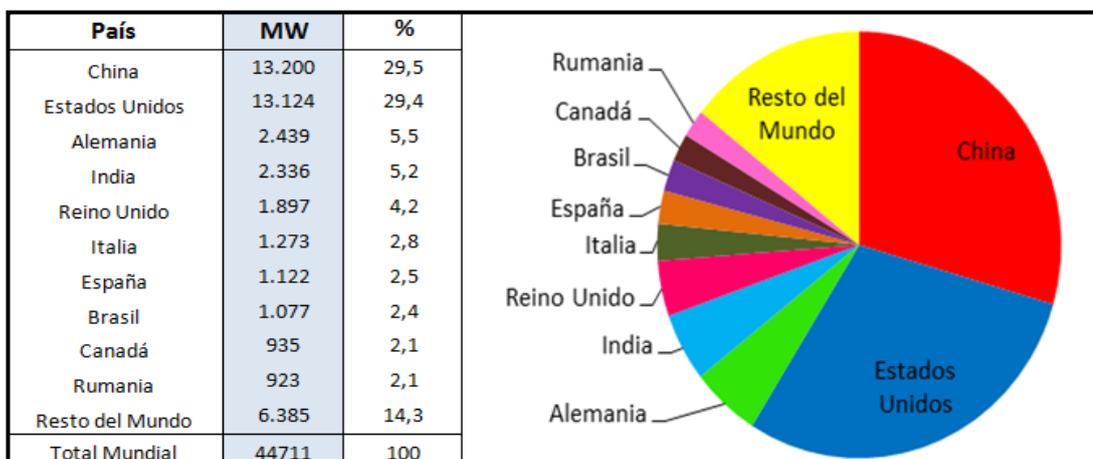


Figura 1.4: Potencia Eólica Mundial instalada en el 2012. Fuente [2]

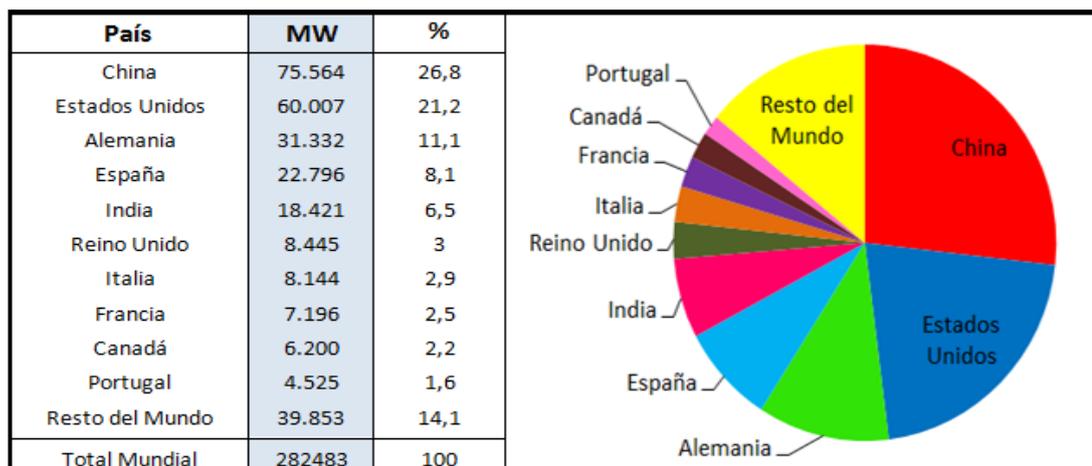


Figura 1.5: Potencia Eólica Mundial acumulada en el 2012. Fuente [2]

China y Estados Unidos, ambas tienen instaladas alrededor de 13 GW de nuevas turbinas eólicas en el año 2012, siendo este último el país que agregó la mayor parte de las turbinas hasta el último semestre del año. Consecuentemente, Asia sigue liderando el mercado eólico mundial con 34,7%, seguido de América del Norte con 31,5% que ocupa un segundo puesto, y Europa que no está lejos. Por otro lado, entre América Latina y Caribe se representa el 3,9%, entre Australia y Oceanía el 1,7% y entre África y Medio Oriente el 2,2%, lo cual los lleva a seguir siendo un mercado eólico pequeño.

Además, los gráficos también nos indican que en Asia; China, es el mayor mercado eólico del mundo y ha añadido 13 MW, India es el cuarto del mundo y segundo en ese continente añadiendo 2,4 MW y Japón, tuvo un crecimiento muy lento e instaló menos que el recién llegado Pakistán. Mientras que en Europa; Alemania logró acumular 31 MW, seguido por España con 22,8 MW, asimismo Francia, Italia y Reino Unido son mercados de tamaño medio con capacidad total entre 7 a 8,5 MW. Entretanto en América; El mercado de EE.UU. estableció el mayor mercado del mundo para nuevas turbinas de viento, agregando 13 MW, Canadá creció por debajo de la media mundial y México duplicó su capacidad instalada.

El próspero negocio de la energía eólica ha atraído la atención de todos los mercados de inversión y nuevos participantes. Sin duda, la energía eólica se ha convertido en un pilar de los sistemas de energía en muchos países y es reconocido como una fuente fiable y asequible de energía eléctrica.

1.1.2. Energía eólica en el Ecuador.

En los últimos tiempos, en Ecuador las energías renovables han estado evolucionando de manera considerable, principalmente en el sector eléctrico. Debido a esta atribución se ha venido implementado proyectos de generación de energía eléctrica por medio del aprovechamiento de energía hidráulica (hidroeléctricas), energía solar (planta fotovoltaica) y energía eólica (parques eólicos), dentro de los cuales para nuestro estudio solo consideraremos a la energía eólica; por lo tanto, el funcionamiento actual de esta energía, dentro del Ecuador se lo encuentra en lugares como: la isla San Cristóbal en la provincia de Galápagos y en el cerro Villonaco en la provincia de Loja, con una potencia instalada anual de 2,4 MW y de 16.5 MW respectivamente, además está en construcción un proyecto en la islas Baltra-Santa Cruz en la provincia de Galápagos, con una capacidad de 2.25 MW. El equivalente de la energía proporcionada por estos proyectos puede abastecer los hogares de hasta 150 mil ecuatorianos.

Para tener una idea de las fuentes de energía dentro del Ecuador y como preámbulo a esta sección, se procederá a mostrar la siguiente tabla de los tipos de energía en el país con su respectivo porcentaje.

Tabla 1.1: Tipos de Energía en el Ecuador. Fuente [3]

Tipo de Energía	ECUADOR	
	Energía producida [GWh]	Porcentaje del total [%]
Biomasa	278,2	1,27
Eolica	3,34	0,015
Hidraulica	11.133,09	50,97
Solar	0,06	0,000274
Termoelectrica	9.129,45	41,8
Interconexion	1.294,59	5,92
Nuclear	0	0
Otros	0	0
TOTAL	21.838,73	100

El proyecto eólico Villonaco se encuentra ubicado a 4 kilómetros de la Capital Lojana, específicamente entre los cantones de Loja y Catamayo; este proyecto tiene instaladas 11 turbinas de tecnología alemana, las cuales cuentan con una capacidad individual de 1.5 MW, contabilizándose un total de 16.5 MW de potencia nominal.

Las características de la zona de implantación de este proyecto tienen un impacto mundial, debido a que cuentan con velocidades de viento aproximadamente de los 12.4 m/s (44.64 km/h) y alcanzan máximos de 34 m/s (122.4 km/h), además posee un emplazamiento realizado a lo largo de la línea cumbre del cerro Villonaco (entre los puntos más altos del cerro), y es considerado como el parque eólico más alto del mundo con una altura de 2.720 metros sobre el nivel del mar (msnm).

Conjuntamente como dato importante, se considera que el uso de energía eólica de esta zona, permitirá evitar la emisión de 35 mil toneladas de CO₂ al año, y por lo tanto se impide la importación del combustible diésel, necesario para generar energía termoeléctrica, evitando de este modo las emisiones en la atmósfera de los gases de efecto invernadero e implicando un ahorro de \$ 13.3 millones de dólares al año,

El proyecto servirá para abastecer el 25% del consumo de la energía anual de la Provincia de Loja, y además cubrirá el 68,7% de la demanda en hora pico del cantón de Loja y el 32% de la demanda del área de concesión de la Empresa Eléctrica Regional Sur (Loja, Zamora “en el cantón Gualaquiza” y parte de Morona Santiago).

1.2. CARACTERÍSTICAS DEL VIENTO.

1.2.1. Capa de la atmósfera.

La capa de gas que envuelve a la superficie de la Tierra es la atmósfera terrestre, la misma que es atraída y se encuentra estratificada por acción de la gravedad. Existen diferentes capas dentro de ella, en las que las propiedades físicas son distintas, debido a que cada una de las capas contienen diferentes composiciones y densidades de acuerdo a su altura (Figura 1.6).

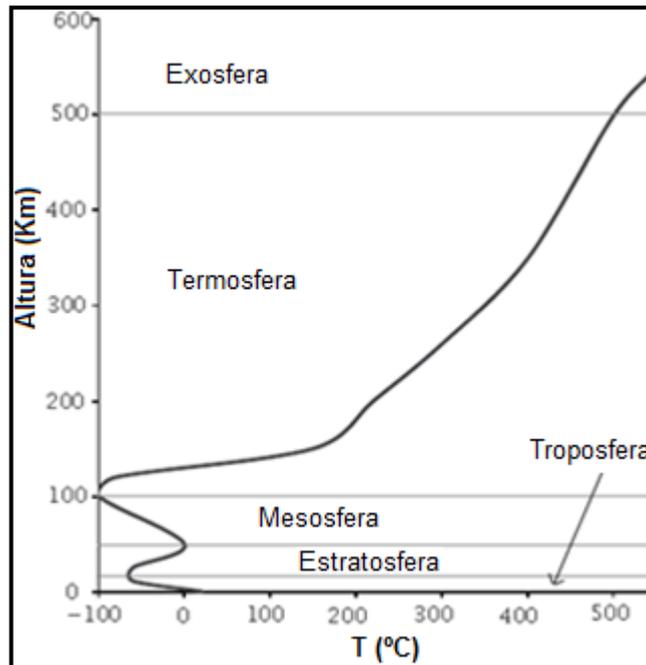


Figura 1.6: Capas de la atmósfera. Fuente [Autores]

La Troposfera está en contacto con la superficie terrestre y en ella se originan todos los fenómenos atmosféricos (lluvias, vientos, formación de nubes, entre otros), posee un espesor aproximado de unos 11 km, encima de esta capa se encuentra la Estratosfera, en donde se localiza el ozono, comprende desde los 11 hasta los 50 km de altura, por encima de esta, se ubica la Mesosfera; en donde la temperatura disminuye con la altura, abarca desde los 50 hasta los 80 km de altura, la siguiente capa es la Termosfera y se sitúa encima de la Mesosfera, aquí la densidad del aire es muy baja, y su temperatura aumenta con la altura, la cual comprende desde los 80 hasta los 500 km. La última capa es la Exosfera, y está encima de la termosfera, separa la atmósfera terrestre del espacio interplanetario, su espesor puede abarcar desde los 500 hasta los 1000 km de altura sobre el terreno.

1.2.2. Propiedades termodinámicas de la atmósfera.

Como nuestro interés se centra en la generación y las características de los vientos, la continuación del capítulo se dedicara exclusivamente a la troposfera. Por lo tanto el aire que contiene dicha capa, está formado por distintos gases en las proporciones siguientes (aire seco; porcentajes en volumen): 78,09% de moléculas de nitrógeno; 20,95% de moléculas de oxígeno; 0,93% de argón; 0,03% restante formado por Xenón, Kriptón, Neón, Helio, y moléculas de Hidrogeno y de dióxido de Carbono.

Esta composición hace que el aire posea una masa molar media de 28,97 g/mol, y al considerarlo gas perfecto, su densidad puede obtenerse de la expresión de la ley de gases perfectos:

$$\rho = \frac{p}{R \cdot T}, \quad (1.1)$$

Dónde:

R = constante del gas.

p = presión.

T = temperatura.

En condiciones estándar de la atmósfera ($T = 288^\circ\text{K}$, $p = 101\,325\text{ J/m}^3$, $R = 287\text{ J/Kg}\cdot^\circ\text{K}$), se tiene que la densidad del aire es: $\rho_0 = 1,225\text{ kg/m}^3$

A partir de la expresión (1.1), se deduce que el aumento de temperatura a presión constante hará que disminuya la densidad del aire. Entonces, las masas de aire caliente tienen mayor flotabilidad y ascienden en la atmósfera, mientras que las masas de aire frío tienden a descender debido a su densidad mayor. Lo que significa que la densidad es inversamente proporcional a la temperatura.

1.2.3. Movimiento del aire en la atmósfera.

Como ya se ha logrado indicar, los vientos se caracterizan por tener gran variabilidad tanto espacial como temporal. A grandes escalas espaciales, la variabilidad queda de manifiesto al estudiar, por ejemplo, las diversas regiones climáticas en el planeta. Estas regiones están muy sujetas a la latitud, que determina la cantidad de energía solar que reciben. A escalas espaciales menores, los vientos están influidos por accidentes geográficos como son, los sistemas montañosos, costas, vegetación, edificios, etc.

La variedad de escalas implanta una gran dificultad en el análisis detallado del flujo, haciéndolo altamente no estacionario. Ambas escalas son mencionadas a continuación:

1.2.3.1. Movimiento a gran escala. Viento geostrófico.

En él se considera que existe un equilibrio entre la fuerza de Coriolis y la fuerza generada por el gradiente de presión o fuerza bática (a esto se le llama equilibrio geostrófico). Para estudiar los vientos las ecuaciones de Navier-Stokes describen el movimiento de aire en la atmósfera, en donde aparecen los correspondientes términos de fuerzas másicas:

$$\frac{D\mathbf{u}}{Dt} = -\frac{1}{\rho}\nabla p + \nu\nabla^2\mathbf{u} - 2\boldsymbol{\Omega} \times \mathbf{u} + \mathbf{r} \cdot \boldsymbol{\Omega}^2 - \nabla\Phi, \quad (1.2)$$

$$\frac{D\rho}{Dt} + \rho\nabla \cdot \mathbf{u} = 0, \quad (1.3)$$

Dónde:

\mathbf{u} = vector velocidad,

ρ = densidad

ν = viscosidad cinemática del fluido

p = presión

$\boldsymbol{\Omega}$ = vector velocidad angular de giro de la Tierra

\mathbf{r} = vector de posición

$\Phi = gz$ el potencial gravitatorio.

La ecuación (1.2) de conservación de la cantidad de movimiento, expresa que la fuerza de inercia (por unidad de masa) que experimenta una partícula fluida, es igual a la resultante (por unidad de masa) de las fuerzas de presión, viscosas y de volumen que se ejercen sobre la partícula fluida. Además, actúan la aceleración de Coriolis (tercer término) y la aceleración centrípeta (cuarto término).

Ahora se definirá un sistema de referencia local cartesiano (x, y, z) con origen en un punto sobre la superficie de la Tierra a latitud φ . El vector velocidad \mathbf{u} y velocidad angular de la Tierra $\boldsymbol{\Omega}$, tienen los siguiente componentes en el sistema de referencia (Figura 1.7):

$$\mathbf{u} = (u, v, w), \quad (1.4)$$

$$\boldsymbol{\Omega} = (0, \Omega \cos \varphi, \Omega \sin \varphi), \quad (1.5)$$

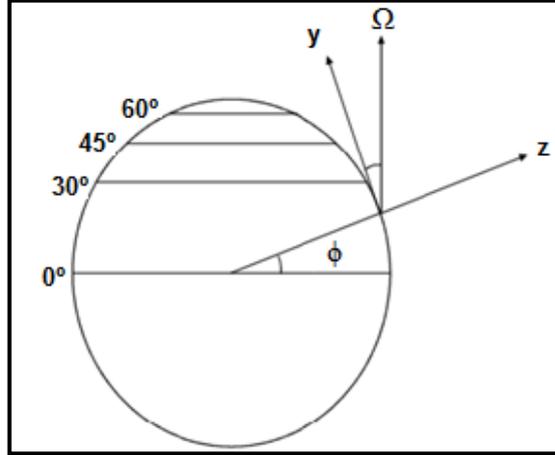


Figura 1.7: Latitud en la tierra y sistema de coordenadas local. Fuente [Autores]

Al desarrollar las componentes de la expresión (1.2) de conservación de la cantidad de movimiento, se obtendrá:

$$\frac{Du}{Dt} = -\frac{1}{\rho} \cdot \frac{\partial p}{\partial x} + \nu \nabla^2 u + 2\Omega v \operatorname{sen} \varphi - 2\Omega w \operatorname{cos} \varphi , \quad (1.6)$$

$$\frac{Dv}{Dt} = -\frac{1}{\rho} \cdot \frac{\partial p}{\partial y} + \nu \nabla^2 v - 2\Omega u \operatorname{sen} \varphi - R\Omega^2 \operatorname{sen} \varphi \operatorname{cos} \varphi , \quad (1.7)$$

$$\frac{Dw}{Dt} = -\frac{1}{\rho} \cdot \frac{\partial p}{\partial z} + \nu \nabla^2 w + 2\Omega u \operatorname{cos} \varphi + R\Omega^2 \operatorname{cos}^2 \varphi - g , \quad (1.8)$$

Al analizar la magnitud de la ecuación (1.5) de conservación de la masa, se deduce que la componente vertical de la velocidad es mucho menor que las componentes paralelas a la superficie terrestre. En cambio en la ecuación (1.8) de conservación de la componente “z” de la cantidad de movimiento, se deduce que sus términos dominantes son: el gradiente de presión y el término gravitatorio, por lo que la ecuación se reduce a una condición de equilibrio hidrostático:

$$\frac{\partial p}{\partial z} = -\rho \cdot g , \quad (1.9)$$

A continuación, se va a considerar el avance de un cierto volumen de aire en la atmósfera, que se sitúa en el hemisferio norte, en dos situaciones diferentes. Además para simplificar la explicación, se supondrá que las isobaras (curvas de igual o constante presión) son círculos concéntricos (Figura 1.8).

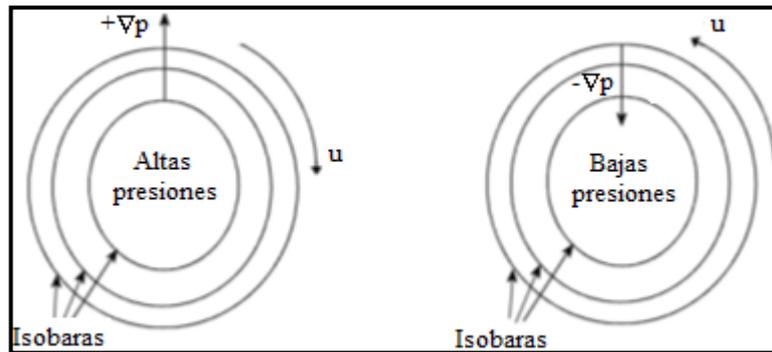


Figura 1.8: Anticiclón y borrasca en el hemisferio norte. Fuente [Autores]

Supóngase que en la Figura 1.8 (a), el volumen de aire considerado está inmerso en un *anticiclón* (zona atmosférica de alta presión relativa), en donde, el gradiente de presión desde el círculo interior representaría la presión más alta y a medida que nos separásemos de este, los demás círculos irán marcando disminuciones de presión.

Si se considera ahora el caso de un *ciclón* o *borrasca* (zona atmosférica de baja presión), las isobaras concéntricas representan líneas con presión creciente en la dirección radial Figura 1.8 (b), en donde el círculo interior marcaría la zona de menor presión, y a medida que se van separando de este, los demás círculos marcarían un aumento de presiones.

Debido a la fuerza de Coriolis, cualquier fluido que se desplaza horizontalmente sobre la superficie de la tierra tiende a desviarse hacia su derecha en el hemisferio norte y hacia la izquierda en el hemisferio sur. Por lo tanto, obsérvese que en los anticiclones situados en el hemisferio norte, el movimiento del aire es en el sentido de las agujas del reloj, y en las borrascas tiene un movimiento contrario a las mismas.

Todas las observaciones del hemisferio norte son aplicables al hemisferio sur si se invierte el sentido de la deflexión que experimenta el volumen de aire.

Sobre la superficie terrestre existen diferentes regiones con rangos de latitudes; en cada región se forma una celda de circulación del aire como consecuencia del calentamiento desigual del planeta (Figura 1.9), en la que el flujo medio está determinado por el fenómeno de desviación debido a la aceleración de Coriolis. Este calentamiento ocasiona que en lugares que reciben mayor radiación solar, irradian más calor, haciendo que el aire caliente se eleve desde el Ecuador hacia los polos.

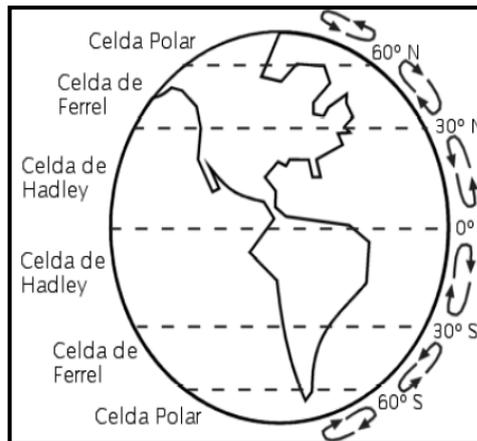


Figura 1.9: Circulación del aire en la Tierra. Fuente [4]

La Celda de Hadley domina las zonas tropicales con movimientos de ascenso cerca del Ecuador y de descenso a 30° de latitud, cerrándose así la circulación, el flujo que vuelve al Ecuador se desvía hacia el oeste y produce los denominados vientos del Este; Mientras que en la Celda Polar, el aire localizado en los polos se enfría y desciende, a los 60° de latitud, se produce un ascenso por convección térmica del aire y cierra la celda, la desviación de vientos en esta celda son llamados polares del Este. El desplazamiento de celdas es afectado por la fuerza de Coriolis; La Celda de Ferrel se localiza entre las dos anteriores, por lo que, su circulación es forzada por dichas celdas, resultando una zona de mezclas, y forma los denominados vientos predominantes del Oeste con intensidad y dirección muy variables.

1.2.3.2. Vientos locales.

Representan un desplazamiento del aire desde zonas de baja a alta presión, determinando los vientos dominantes de un área amplia. Su formación está condicionada por rasgos orográficos y topográficos que provocan el calentamiento diferencial de las masas de aire. Además pueden afectar considerablemente a las condiciones de tiempo atmosférico y al clima a una escala local. Debido al efecto de gradiente térmico se generan algunos tipos de vientos locales.

a) Brisas marinas.

Se dan en las costas y se originan por el efecto de las diferencias de calentamiento y enfriamiento que experimenta la superficie terrestre y las masas de agua.

En el día la mayor temperatura de la tierra da lugar a ascendencias de aire caliente que se compensan pronto por la llegada de aire frío originario del mar o grandes lagos. Durante el anochecer hay un periodo de calma debido a la igualdad de temperaturas. En la noche se produce un fenómeno invertido al del día, debido a que el agua del mar se enfría más lentamente, aunque en este caso la intensidad de la brisa suele ser menor por diferencias mínimas de temperaturas originadas entre la tierra y el mar.

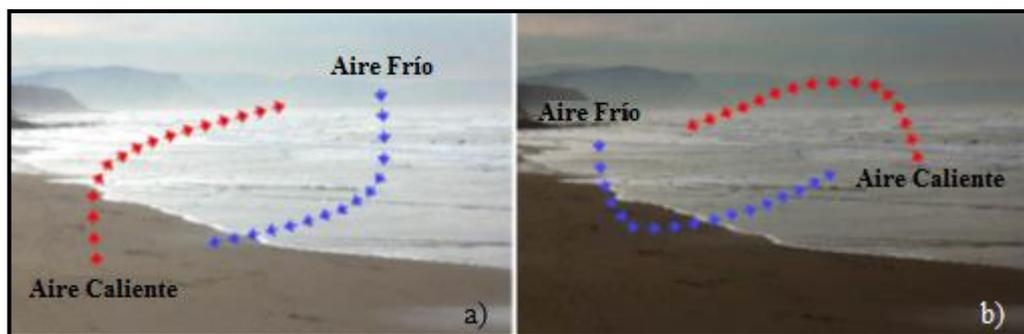


Figura 1.10: Corriente de aire por gradiente térmico en costas, en el día (a) y en la noche (b).

Fuente [4]

b) Vientos en valles y montañas.

En el día las laderas de las montañas absorben radiación solar, alcanzando una temperatura elevada calentando el aire que tienen encima, provocando que un flujo ascienda desde la parte más baja del valle. En la noche, las laderas se enfrían por radiación térmica, lo que induce que disminuya su temperatura y se enfríe el aire en contacto con ellas, que tiende a descender hacia el valle.

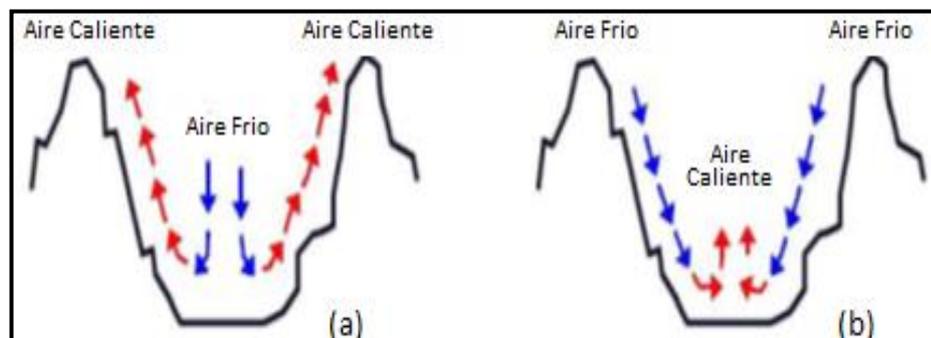


Figura 1.11: Flujo de aire por gradientes térmicos en valles, de día (a) y de noche (b). Fuente [4]

c) Isla de calor.

Se da en las grandes ciudades, por el desprendimiento de calor acumulado durante el día, en los edificios, el asfalto y hormigón durante el transcurso de la noche, calentando y haciendo ascender el aire desde el exterior hacia el interior. De esta forma, desde las afueras hacia el centro urbano se crea una corriente de aire más frío que tiende a reemplazar el aire que ha ascendido.

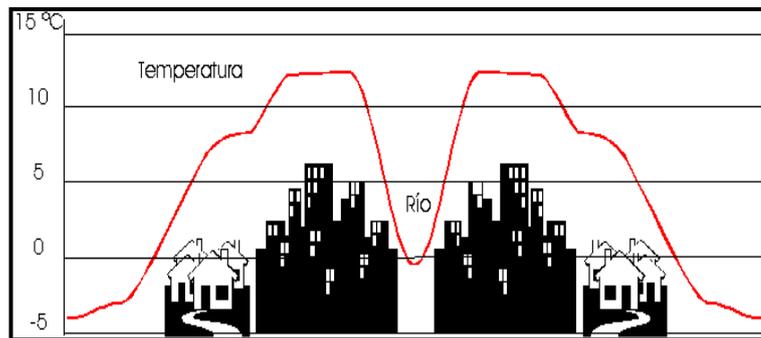


Figura 1.12: Flujos de aire en ciudades. Fuente [5]

d) Efecto colina.

Efecto que produce variaciones en el perfil vertical del viento, y por ende variaciones en la velocidad del flujo de aire, también se ocasionan remolinos y turbulencias que dependen de la topografía de la zona.

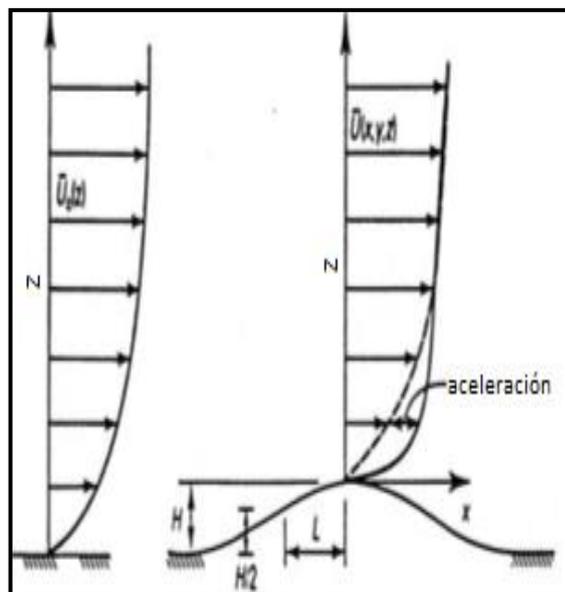


Figura 1.13: Perturbación del perfil de velocidad sobre una colina. Fuente [4]

1.2.4. Variabilidad temporal del viento.

Las variaciones de las características del viento comprenden desde el rango de escala temporal de los segundos hasta varios años. Cuando se producen en velocidad media del viento de un año a otro, en un determinado lugar, son relativamente pequeñas, aunque para determinar de manera fiable la velocidad media del viento en una zona o región determinada, suele ser necesario hacer mediciones durante un periodo de 5 años, y dependiendo también de factores como; el crecimiento de árboles en los alrededores, entre otros.

Las variaciones en la velocidad del viento más pequeña que el año, se hacen más impredecibles. Por lo tanto, es posible hacer una estimación de la intensidad y dirección del viento en cierto lugar y para intervalo de varios días al estudiar la evolución de borrascas o anticiclones, puesto que se asocian a fenómenos que ocurren en escalas espaciales grandes y que dan lugar a variaciones temporales en periodos de pocos días.

La Figura 1.14 muestra cómo se distribuye la energía cinética del viento para distintas frecuencias, mostrando los rangos que corresponden a una escala planetaria (por encima de un mes), macroescala (desde un día a un mes), mesoscala (desde una hora a un día) y microescala (desde pocos minutos a un día).

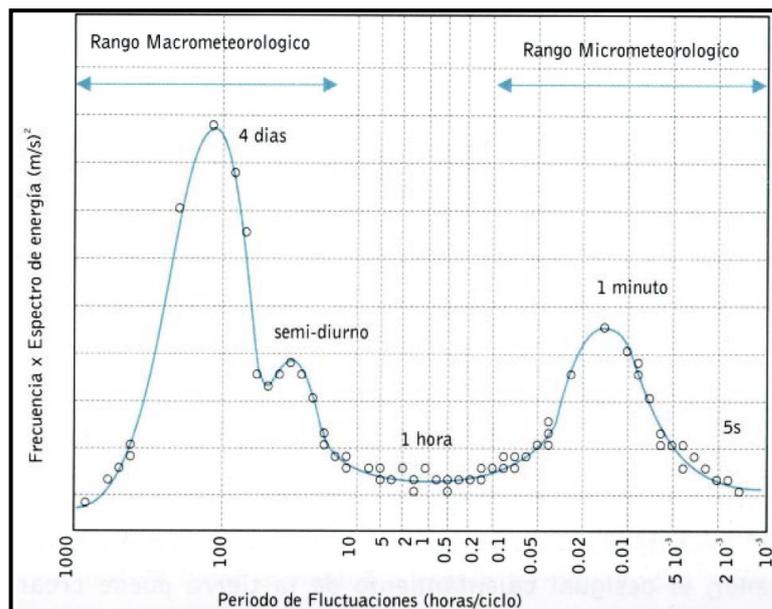


Figura 1.14: Espectro típico de la energía cinética del viento. Fuente [4]

Los rangos indicados son orientativos, a la derecha del pico, cercano al minuto, están escalas que contienen la energía cinética de la turbulencia. Las variaciones del viento debido a la turbulencia son aparentemente aleatorias, y no pueden predecirse (salvo a escalas más grandes) con modelos deterministas (basados en resolver ecuaciones instantáneas de movimiento), por lo que se debe recurrir a modelos estadísticos.

1.2.4.1. Distribución de velocidad en un punto del espacio.

Las distintas estaciones del año suelen caracterizarse por valores típicos de variables (temperatura, presión, velocidad y dirección del viento, radiación solar, humedad, etc.) que definen el estado de la atmósfera y los fenómenos meteorológicos.

“Las medidas realizadas de la velocidad del viento en un determinado lugar durante un intervalo de al menos un año suelen estar bien representadas mediante una función de distribución de Weibull (Figura 1.15), que proporciona información sobre la probabilidad de que la velocidad del viento v supere un cierto valor u ,”¹

$$f(u) \exp \left[- \left(\frac{u}{c} \right)^k \right], \quad (1.10)$$

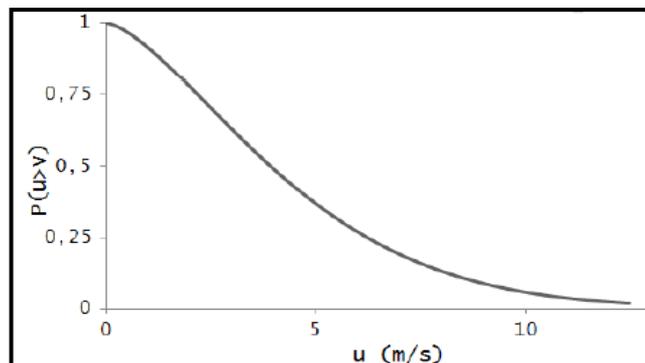


Figura 1.15: Función de distribución de Weibull para $k = 2$ y $c = 5\text{m/s}$. Fuente [4]

$$f(u) = \frac{k}{c} \left(\frac{u}{c} \right)^{k-1} \exp \left[- \left(\frac{u}{c} \right)^k \right], \quad (1.11)$$

Dónde:

$k > 0$ es un factor de forma

$c > 1$ un factor de escala

¹ Introducción a la Energía Eólica, Madrid 2008, Distribución de velocidad en un punto del espacio, pag. 36

La función de distribución Weibull depende de dos parámetros (c y k), mientras que la función de distribución de Rayleigh (función de distribución continua) de un sólo parámetro. Por lo tanto para el caso particular con $k = 2$ que corresponde a la distribución de Rayleigh (Figura 1.16).

La función de densidad de probabilidad está normalizada, de forma que la probabilidad de que el viento tenga cualquier velocidad es 1; es decir:

$$\int_0^{\infty} f(u) du = 1, \quad (1.12)$$

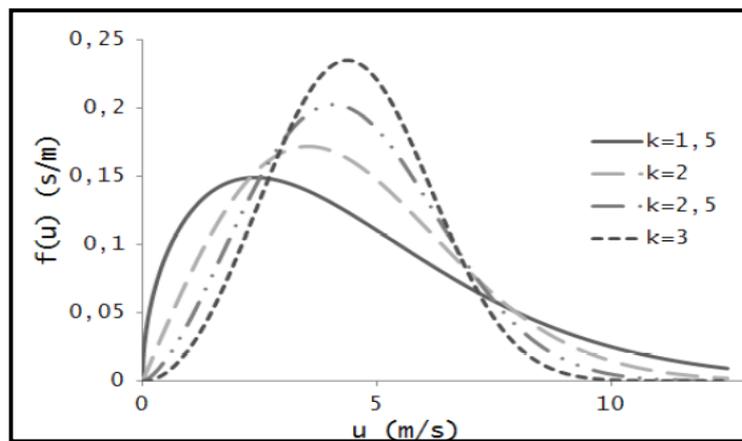


Figura 1.16: Función de densidad de probabilidad de la distribución de velocidad de Weibull para $c = 5$ y diferentes valores de k . Fuente [4]

Si se conoce la función de densidad de probabilidad $f(u)$ en un determinado lugar, se puede calcular la probabilidad de que la velocidad del viento v se encuentre comprendida entre valores arbitrarios, simplemente integrando la densidad de probabilidad en el intervalo deseado. En el caso de la distribución de Weibull,

$$P(u_1 < v < u_2) = \int_{u_1}^{u_2} \frac{k}{c} \left(\frac{u}{c}\right)^{k-1} \exp \left[-\left(\frac{u}{c}\right)^k \right] du, \quad (1.13)$$

Para calcular el tiempo Θ en horas, en un período de un año, durante el cual la velocidad del viento v superara cierta velocidad u_{ref} , basta multiplicar la probabilidad de que se supere u_{ref} por el número total de horas de un año, $\Theta_0 = 8760$ horas;

$$\Theta = \Theta_0 \int_{u_{ref}}^{\infty} f(u) du, \quad (1.14)$$

En dónde; el valor de Θ correspondiente a una velocidad u_{ref} apropiadamente seleccionada es muy importante para llevar a cabo la instalación de parques eólicos.

Otra información característica es la distribución de intensidades medias y frecuencias con las que sopla el viento en distintas direcciones, se obtiene mediante la toma de medidas de magnitud, dirección y sentido del viento en un año. Las cuales varían ligeramente de un año a otro, debido a la variación del viento.

La representación de las medidas de la frecuencia con la que sopla el viento en las distintas direcciones se las realiza mediante una gráfica circular denominada rosa de los vientos (Figura 1.17a), en la que se indica la frecuencia relativa con la que sopla el viento en cada uno de los doce rangos de direcciones de 30° considerados (también se puede considerar ocho o dieciséis sectores). En la Figura 1.17b se incluye además la velocidad media para cada rango de direcciones.

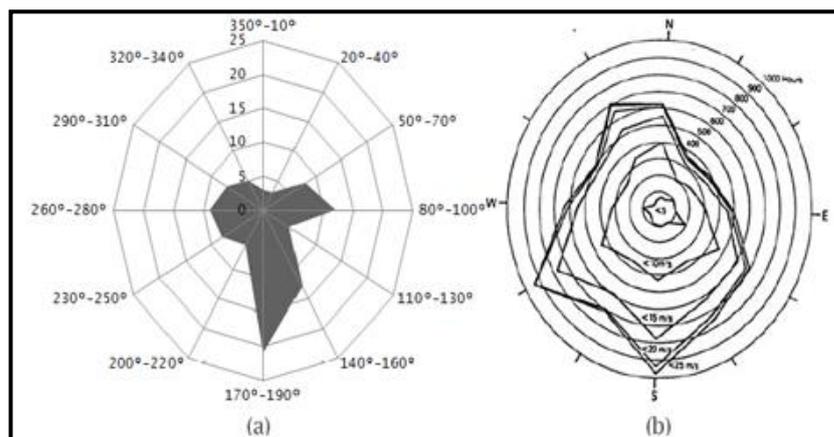


Figura 1.17: Rosa de los vientos. (a) Distribución en frecuencia de la dirección del viento. (b) Rosa de los vientos con indicación de la intensidad media para cada rango de direcciones.

Fuente [4]

1.2.4.2. Variaciones debidas a la turbulencia.

Dentro de las variaciones a las que se somete el viento, es importante, comprender que caracteriza un flujo turbulento, ya que el viento en la atmósfera tiene turbulencia, por lo que, la ley de variación del viento con la altura, puede ayudar a determinar la existencia de cargas aerodinámicas adicionales que se ejercen sobre la aeroturbina debidas a la turbulencia del viento incidente y la distribución de velocidad y de las magnitudes que caracterizan la turbulencia en el interior de los parques eólicos.

La distribución de la energía cinética de la turbulencia en un amplio rango de frecuencias ocurre obviamente también en el flujo de aire en la atmósfera y constituye el espectro de energía de la turbulencia. Su magnitud de turbulencia a diversas escalas, da como resultado, que en un punto dado, se registren fluctuaciones temporales de magnitudes fluidas de distintas frecuencias (Figura 1.18).

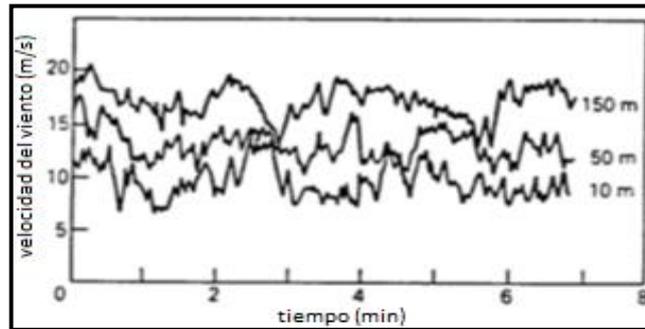


Figura 1.18: Ejemplo de registros de velocidad instantánea del viento en función del tiempo.
Fuente [4]

En el caso particular del flujo de aire de la atmósfera (régimen turbulento), las escalas suelen dificultar o impedir en la práctica, una solución numérica en las escalas del movimiento, haciendo recurrir al uso de modelos de turbulencia de tipo estadístico, que resuelven ecuaciones promediadas y permiten obtener una distribución de magnitudes fluidas medias. Siendo las fluctuaciones turbulentas las que se refieren a las magnitudes medias (velocidad media u , definida en instantes t_0):

$$u(t_0) = \frac{1}{T} \int_{t_0-T/2}^{t_0+T/2} u(t) dt, \quad (1.15)$$

Dónde:

$u(t)$ = componente de la velocidad instantánea en el tiempo t .

T = periodo sobre el que se realiza el promediado.

Otra medida de la intensidad de las fluctuaciones es la denominada intensidad de la turbulencia Iu , la cual se determina por los parámetros de estabilidad atmosférica y rugosidad del terreno, definidas como:

$$Iu = \frac{\sigma u}{u}, \quad (1.16)$$

1.2.5. Características de la capa límite atmosférica.

Como se indicó anteriormente, la capa de la troposfera en contacto con la superficie terrestre, es la capa límite atmosférica que posee importantes efectos de fricción sobre el terreno y su velocidad de viento aumenta con respecto a la altura. Esta variación de la velocidad del viento con la altura, es una característica trascendental que debe tenerse en cuenta a la hora de diseñar y emplazar aeroturbinas, ya que elevar el rotor de la turbina supone aprovechar un elevado potencial eólico, valiéndose de la no uniformidad de la velocidad del aire sobre la superficie del rotor debido a la variación de velocidad del viento con la altura.

El espesor de la capa límite atmosférica en diferentes zonas del planeta e instantes, es variable, ya que depende de condiciones meteorológicas, aunque suele oscilar entre los 2 km. Al aumentar el espesor, la atmósfera es inestable, y si es mucho menor que el indicado, la atmósfera es muy estable (por ejemplo, en noches frías de invierno con ausencia de nubes).

La capa límite es formada por dos capas, una inferior, llamada capa superficial, que llega hasta una altura algo menor del 10% del espesor de la capa límite y que es la zona en la que se encuentran inmersas la mayoría de las instalaciones y estructuras de ingeniería industrial y civil, y la denominada capa de Ekman (Figura 1.19), en la que el viento geostrófico que existe en su límite superior es desviado por efecto de la presencia del terreno.

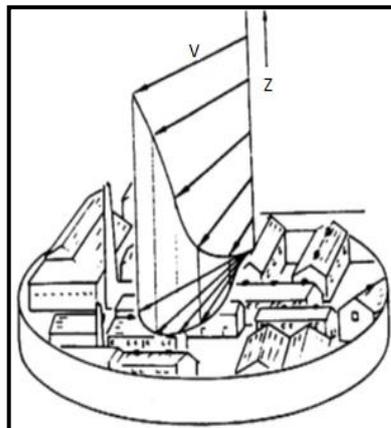


Figura 1.19: Capa de Ekman. Fuente [6]

A continuación se presentan dos expresiones usadas frecuentemente para relacionar y caracterizar la velocidad del viento con la altura del terreno en la capa superficial de la atmósfera.

1.2.5.1. Perfil logarítmico.

La ecuación 1.17 del perfil logarítmico (Figura 1.20), es la expresión que se aplica para estimar velocidades del viento para alguna altura deseada, tomando como referencia la velocidad del viento conocida a una altura proporcionada.

$$\frac{v}{v_{ref}} = \frac{\ln\left(\frac{Z}{Z_0}\right)}{\ln\left(\frac{Z_r}{Z_0}\right)}, \quad (1.17)$$

Dónde:

v = velocidad estimada del viento a la altura que se desea conocer.

v_{ref} = velocidad del viento a la altura de referencia donde se cuenta con mediciones.

Z = altura a la que se desea estimar la velocidad del viento.

Z_r = altura de referencia (altura a la que se realizaron mediciones).

Z_0 = longitud de la rugosidad del terreno (Tablas 1.11 y 1.12).

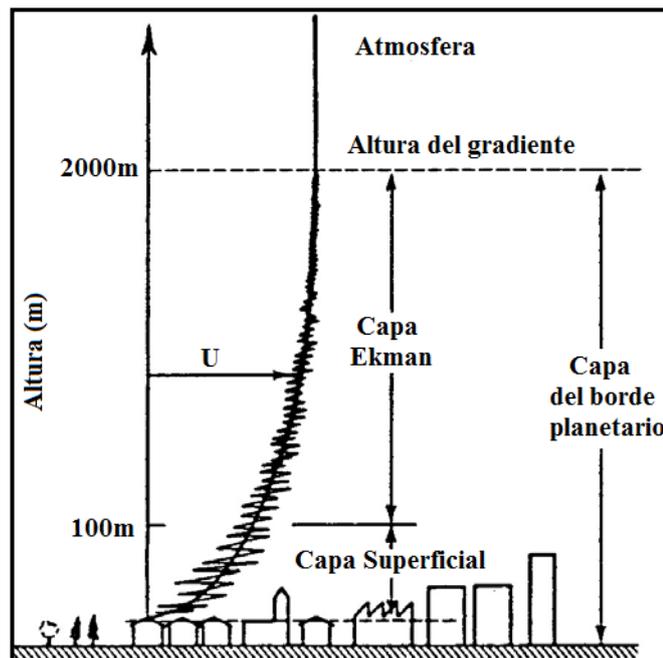


Figura 1.20: Perfil logarítmico típico de la velocidad del viento en función a la altura. Fuente [Autores]

1.2.5.2.Ley Potencial

Al igual que el perfil logarítmico, la ley de potencia modela el perfil vertical de velocidad del viento. Este modelo es aplicado para estimar la velocidad del viento a cierta altura, con base en datos medidos a una altura proporcionada, y se expresa:

$$\frac{v}{v_{ref}} = \left(\frac{Z}{Z_r}\right)^\alpha, \quad (1.18)$$

Dónde:

α = índice de la ley de potencia para la velocidad del viento.

Se ha encontrado que el valor de α depende de la rugosidad del terreno por donde pasa el viento y por el efecto de varios parámetros como la elevación, la hora del día, la estación del año, el grado de estabilidad atmosférica, la dirección y velocidad del viento por lo que el valor de cada emplazamiento podría ser determinado experimentalmente. Varios autores han propuesto diversas expresiones para α en función de los parámetros indicados (Tabla 1.2).

Tabla 1.2: Parámetro Z_r en la ecuación (1.18). Fuente [Autores]

Grado de rugosidad	Tipo de terreno	α
Liso	Mas, arena, nieve	0,10 – 0,13
Rugosidad moderada	Hierba, cultivos	0,13 – 0,20
Rugoso	Bosques, edificaciones	0,20 – 0,27
Muy rugoso	Ciudades	0,27 – 0,40

1.3. DESCRIPCIÓN DE LAS TURBINAS DE EJE HORIZONTAL.

En la actualidad las turbinas de eje horizontal son las más utilizadas debido a su eficiencia, confiabilidad y capacidad para adaptarse a diferentes potencias. Están diseñados para trabajar con velocidades que oscilan entre 3 y 25 m/s. Su principal característica es que el rotor gira en un plano vertical. El principio de funcionamiento de las palas de un aerogenerador es el de sustentación, debido a que éstas se comportan de manera similar a las alas de un avión.

Este tipo de turbinas generalmente están montadas sobre torres troncocónicas huecas, o a su vez sobre una estructura de celosía, aunque esto no es muy común. Estas torres pueden llegar o incluso superar los 100 metros de altura, de esta manera se aprovechan mayores velocidades de viento.

1.3.1. Componentes de una turbina de eje horizontal.

En la actualidad los aerogeneradores de eje horizontal están constituidos por una cimentación subterránea hecha de hormigón armado, que se la ajusta al terreno y a las cargas del viento, sobre la cual se levantará la torre del aerogenerador. Los elementos principales de cualquier aerogenerador son: el rotor, la góndola, la torre y la cimentación, como se muestra en la Figura 1.21.



Figura 1.21: Elementos principales de un aerogenerador. Fuente [7]

1.3.1.1. Torre.

La torre del aerogenerador es el elemento estructural que tendrá que soportar todo el peso de la góndola y el rotor con sus paletas o palas de la turbina. Normalmente suelen ser de longitud elevada, debido a que la velocidad del viento es mayor cuanto más alejado este del nivel del suelo.

1.3.1.2. Rotor y las paletas.

Regularmente las turbinas eólicas modernas están formadas por dos o tres paletas conectadas al buje del rotor, siendo lo normal el uso de tres porque proporciona una mayor suavidad en el giro. El rotor se encuentra situado en la parte frontal del aerogenerador, las paletas son las responsables de "capturar" el viento y transmitir su potencia al buje, en el cual hay ciertos elementos mecánicos que permiten modificar el ángulo de incidencia de las paletas.

Las paletas se encuentran fabricadas de un material compuesto de poliéster con un refuerzo de fibras de vidrio o de carbono para otorgar una mayor resistencia. Su tamaño y diseño dependen normalmente de la potencia que se quiera generar en el aerogenerador.

1.3.1.3. Góndola.

La góndola (Figura 1.22), es una sección que se puede considerar como la sala de máquinas del aerogenerador. Esta puede girar en torno a la torre para poner a la turbina a hacer frente al viento y lograr aprovecharlo. Es construida normalmente de acero o de fibra de vidrio.

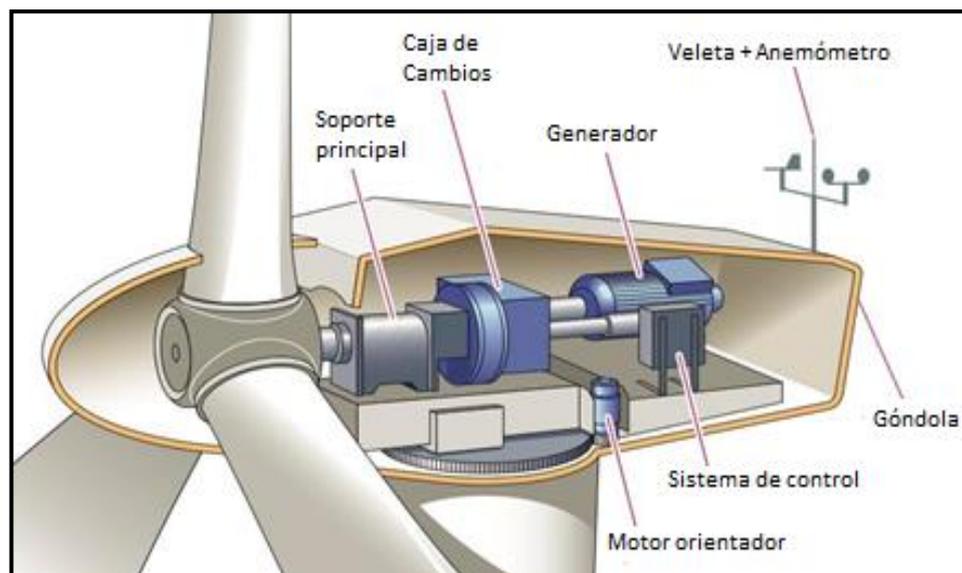


Figura 1.22: Góndola y sus elementos principales. Fuente [8]

Dentro de la góndola se encuentran algunos de los componentes indispensables para el funcionamiento del aerogenerador como son: el soporte principal (en donde se encuentran: el eje de baja velocidad y de alta velocidad), la caja de cambios (o también llamada multiplicador), el generador, un sistema de medición (que consta de veleta y anemómetro), un sistema de control, el sistema de frenos, la unidad de refrigeración y un mecanismo de orientación de la góndola.

1.4. AERODINÁMICA DE LAS TURBINAS DE EJE HORIZONTAL.

“Los aerogeneradores son máquinas que extraen una gran parte de la energía cinética del viento que atraviesa el rotor, transformándola en energía mecánica en el eje de éste.”² En esta sección se analizará este proceso, debido a que el funcionamiento del parque eólico Villonaco utiliza aerogeneradores con rotores de eje horizontal para el aprovechamiento de la energía del viento de la zona.

1.4.1. Potencia extraída del viento. Teoría del disco actuador.

En esta sección se lleva a cabo un análisis que principalmente va a permitir determinar la parte de la energía contenida en el viento que puede extraer una turbina eólica, aunque también se va a describir brevemente el flujo de aire a través del rotor. Se considera en este análisis un flujo unidimensional de aire que atraviesa una turbina idealizada, formada por un número infinito de palas y representada por un disco cuya superficie es igual al área barrida por éstas.

Para cuantificar la cantidad de energía contenida en el viento antes de pasar por el rotor de la turbina (Figura 1.23), evaluamos a la energía cinética (E_c) de la masa del aire (m) que atraviesa la superficie barrida por las palas (A) en un tiempo determinado (t), aplicando la fórmula de potencia, la cual es:

$$Potencia = \frac{Trabajo}{tiempo} = \frac{E_c}{t} = \frac{1}{2} m \frac{U^2}{t}, \quad (1.19)$$

² Introducción a la Energía Eólica, Madrid 2008, Aerodinámica de las turbinas de eje horizontal, pag. 51

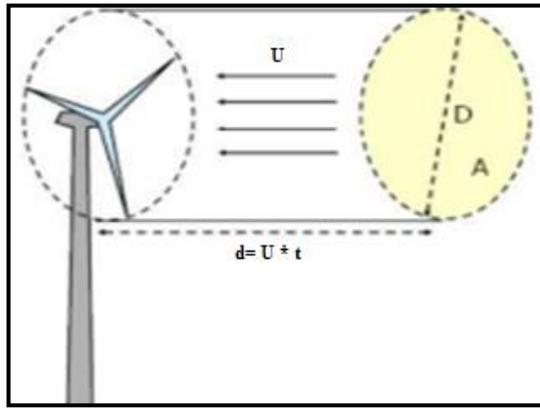


Figura 1.23: Representación del cilindro de flujo de aire atravesando el rotor. Fuente: [Autores]

La masa de aire que atraviesa el área barrida A en un tiempo t , es $m = \rho A d$, y $d = U t$ (donde U es la velocidad del viento), tenemos que:

$$\text{Potencia} = 1/2(\rho A d)U^2/t = 1/2 \rho A U^2(d/t) = 1/2 \rho A U^3, \quad (1.20)$$

Entonces la potencia del viento podemos escribir como sigue:

$$P_v = \frac{1}{2} \rho A U^3, \quad (1.21)$$

En la Figura 1.24 se muestra el tubo de corriente que determina el flujo de aire que atraviesa el rotor y la variación de la presión y de la velocidad del aire. El aire disminuye su velocidad al aproximarse al rotor debido a la presencia de éste, desde un valor U hasta U_d en el plano del rotor. Esta variación de la velocidad se produce de forma gradual, y continua hasta alcanzar un valor U_w a cierta distancia del rotor.

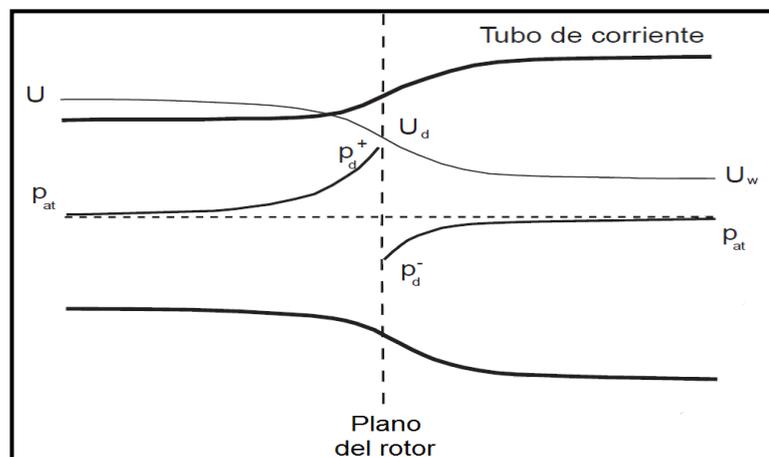


Figura 1.24: Variación de la velocidad y presión del aire a través del rotor. Fuente [Autores]

En la Figura 1.25 se muestra el volumen de control cuya superficie está formada por el flujo de aire que atraviesa el rotor, las secciones de entrada 0 y salida 3, y la superficie del rotor. La sección 0, con un área A_0 , velocidad $u_0 = U$, y presión $p_0 = p_{at}$, siendo p_{at} la presión del ambiente. En la sección 3, de área A_3 , también se puede considerar que $p_3 = p_{at}$. Estas secciones 2 y 3 se encuentran lo suficientemente lejos y no se ven alteradas por la presencia de la turbina.

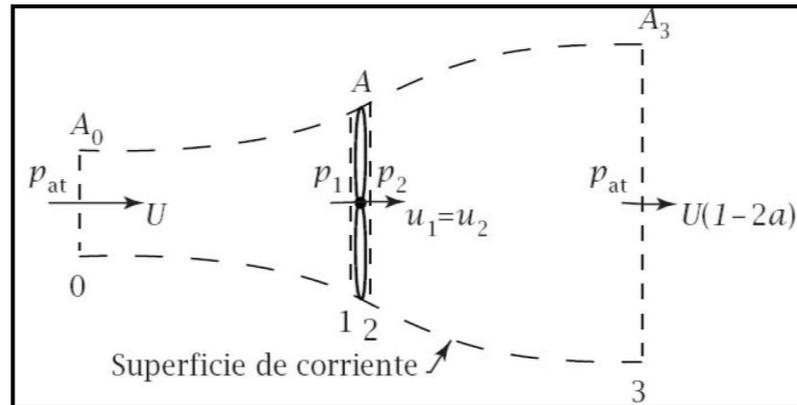


Figura. 1.25: Volumen de control de la turbina. Fuente [4]

Debido a que el flujo es estacionario, el flujo másico \dot{m} de aire que atraviesa las secciones 0, 1, 2 y 3 por unidad de tiempo es la misma y como se indicó anteriormente que las presiones p_0 y p_3 son iguales, entonces, se puede deducir la ecuación de fuerza del empuje:

$$F = A(p_1 - p_2) = \frac{1}{2} \rho A (u_0^2 - u_3^2), \quad (1.22)$$

Se debe tener presente que el *coeficiente de velocidad inducida axial*, a , que es la relación entre la disminución de la velocidad del aire que se produce antes de la turbina y la velocidad del viento

$$a = \frac{u_0 - u_1}{u_0}, \quad (1.23)$$

Una nueva ecuación de fuerza en función de a se expresa de la siguiente manera:

$$F = \frac{1}{2} \rho A U^2 4a(1 - a) = C_E \frac{1}{2} \rho A U^2, \quad (1.24)$$

Dónde: $C_E = 4a(1 - a)$ es el coeficiente de empuje, que representa la fuerza de empuje, y es un valor adimensional.

Si se multiplica la fuerza ejercida sobre la turbina, ecuación (1.24), por la velocidad en el plano de la turbina, se obtiene la potencia transmitida a la turbina eólica:

$$F = \frac{1}{2} \rho A U^3 (1 - a)^2 = P_v 4a(1 - a)^2, \quad (1.25)$$

El coeficiente de potencia se obtiene dividiendo la ecuación (1.25) para la potencia del viento P_v , este coeficiente es un valor adimensional que indica la parte de potencia de viento que se extrae por la turbina.

$$C_p = \frac{P}{\frac{1}{2} \rho A U^3} = 4a(1 - a)^2, \quad (1.26)$$

Para saber el valor máximo que puede tener el coeficiente de potencia C_p , se deriva la ecuación (1.26) con respecto al coeficiente a , y la expresión resultante se iguala a cero, de donde se obtiene $a = \frac{1}{3}$. Reemplazando en la ecuación anterior se obtiene:

$$C_{p \text{ máx}} = \frac{16}{27} = 0,5927, \quad (1.27)$$

Entonces, la máxima potencia teórica que puede extraer una turbina es un 59,27% de la potencia del viento. El valor de $C_{p \text{ máx}}$ obtenido mediante este modelo unidimensional se denomina *límite de Betz*.

1.4.2. Teoría del disco actuador con estela giratoria.

En esta sección se considerará el movimiento de rotación tanto del rotor como del aire que atraviesa por él. La Figura 1.26 muestra un esquema del tubo de corriente del flujo que atraviesa la turbina, que es representada por un disco que gira con una velocidad Ω , y la trayectoria que sigue una partícula situada en la superficie de dicho tubo de corriente.

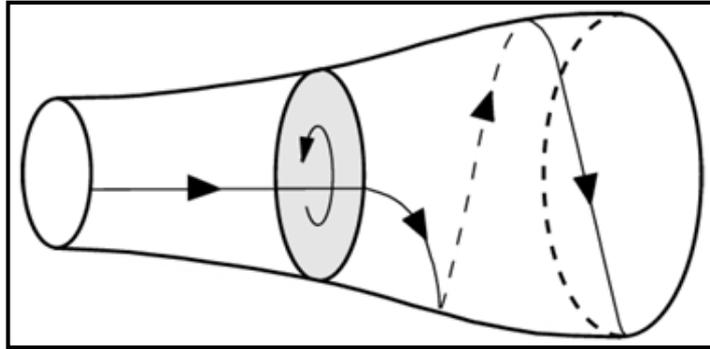


Figura. 1.26: Tubo de corriente con estela giratoria. Fuente [4]

“El movimiento de rotación que se produce en la estela tiene sentido opuesto al giro de la turbina, y es debido al par que ejerce el rotor sobre el aire, que es igual y de sentido contrario al que ejerce el aire sobre el rotor.”³ En este análisis se debe tener en cuenta que el rotor de la turbina tiene un componente acimutal de la velocidad ωr . Y el otro es que es necesario utilizar un volumen de control, como se muestra con líneas discontinuas en la Figura 1.27.

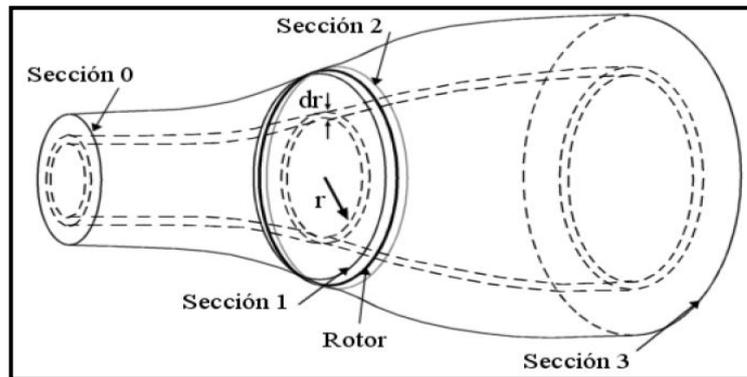


Figura. 1.27: Volumen de control diferencial. Fuente [4]

Los valores de velocidad en las distintas secciones transversales del volumen de control está dado por:

$$u_0 = U e_z , \tag{1.28}$$

$$u_1 = U (1 - a) e_z , \tag{1.29}$$

$$u_2 = U (1 - a) e_z + \omega r e_\theta , \tag{1.30}$$

³ Introducción a la Energía Eólica, Madrid 2008, Teoría del disco actuador con estela giratoria, pag. 56

$$u_3 = U(1 - 2a)e_z + \omega r e_\theta, \quad (1.31)$$

Donde e_z y e_θ son los vectores unitarios en las direcciones axial y acimutal respectivamente.

Para obtener el diferencial de potencia se aplica la ecuación de la energía mecánica a las secciones 0 y 3 al volumen diferencial

$$dP = \rho U(1 - a)\pi r dr [4U^2 a(1 - a) - (\omega r)^2], \quad (1.32)$$

El coeficiente de potencia se expresa de la siguiente manera:

$$C_P = \frac{8}{\lambda^2} \int_0^\lambda a'(1 - a)\lambda_r^3 d\lambda_r, \quad (1.33)$$

Dónde:

$\lambda_r = \frac{\Omega r}{U}$ = es la velocidad específica local

$a' = \frac{\omega}{2\Omega}$ = es el *coeficiente de velocidad inducida angular*.

$\lambda = \frac{\Omega R}{U}$ = es la velocidad específica

R es el radio del rotor.

La ecuación para obtener el máximo valor de C_p es la siguiente:

$$C_{P \text{ máx}} = \frac{24}{\lambda^2} \int_{a_1}^{a_2} \left[\frac{(1-a)(1-2a)(1-4a)}{(1-3a)} \right]^2 da, \quad (1.34)$$

Siendo a_1 y a_2 los coeficientes de velocidad inducida axial para $\lambda_r = 0$ y $\lambda_r = \lambda$ respectivamente, cuyos valores son:

$$a_1 = 1/4,$$

$$\lambda^2 = \frac{(1-a_2)(4a_2-1)^2}{1-3a_2}, \quad (1.35)$$

Según la ecuación anterior, $1/3$ es el valor máximo que puede tener a_2 , que se consigue para $\lambda = \infty$, y es el mismo valor del coeficiente de velocidad inducida con el que se alcanzaba el límite de Betz en el modelo sin estela giratoria.

La ecuación de coeficiente de potencia máximo (ecuación 1.34), se puede integrar realizando un cambio de variable $(1 - 3a)$ por x ,

$$C_{p \text{ máx}} = \frac{8}{729\lambda^2} \left[\frac{64}{5}x^5 + 72x^4 + 124x^3 + 38x^2 - 63x - 12 \ln x - 4x^{-1} \right]_{x=(1-3a_2)}^{x=0,25}, \quad (1.36)$$

La cual es una expresión de la forma $C_{p \text{ máx}} = C_{p \text{ máx}}(\lambda)$. En la Figura 1.28, que representa la expresión anterior, se aprecia que la rotación en la estela reduce el coeficiente de potencia, entonces se dice que mientras mayor sea λ mayor será C_p .

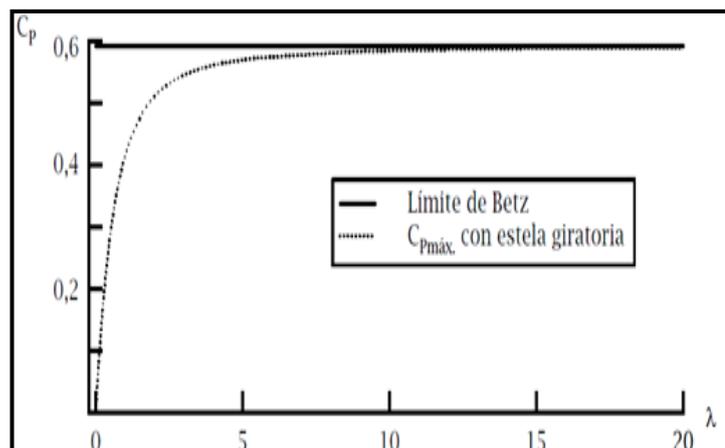


Figura. 1.28: Valor máximo de C_p , según el modelo de disco actuador con y sin estela giratoria.

Fuente [4]

1.4.3. Teoría del elemento pala.

En esta sección se analizará la influencia de la forma del perfil de las palas al fluir el viento por el rotor. Para llevar a cabo este análisis se debe dividir la pala en elementos, estudiar el flujo alrededor de éstos, y considerar que no existe interacción aerodinámica entre los distintos elementos de la pala. Además se estudiará el comportamiento de los perfiles aerodinámicos que se da en el diseño de palas de los aerogeneradores. Para saber la potencia máxima de una aeroturbina, se realizará un análisis dinámico del elemento pala, tomando en cuenta su forma y orientación, para de esta manera determinar la geometría.

1.4.3.1. Flujo irrotacional bidimensional alrededor de perfiles aerodinámicos.

Se denomina flujo irrotacional cuando un fluido se desplaza en una corriente circular, pero este no gira alrededor del eje que pasa por su centro de masas. En otras palabras, el vector vorticidad es nulo en todos los puntos del campo de fluido,

$$\omega = \nabla \times \mathbf{u} = 0, \quad (1.37)$$

En base a lo anterior, se dice que existe una función potencial ϕ , llamada *potencial de velocidades*, que debe cumplir con lo siguiente

$$\mathbf{u} = \nabla\phi, \quad (1.38)$$

Como el flujo considerado es incompresible y bidimensional, se define una *función de corriente* ψ , determinada por

$$u = \frac{\partial\psi}{\partial y}, \quad (1.39)$$

$$v = -\frac{\partial\psi}{\partial x}, \quad (1.40)$$

Siendo u y v las componentes de velocidad en las direcciones x e y .

1.4.3.2. Circulación alrededor de perfiles.

Este estudio se lo va a realizar en dos perfiles sencillos, que son: plano y simétrico. Se deberá tener en cuenta que la velocidad de flujo en el plano de la Figura 1.29 es la que se expresa por:

$$u' - iv' = \frac{dw'}{dz'} = \frac{dw}{dz} \frac{dz}{dz'}, \quad (1.41)$$

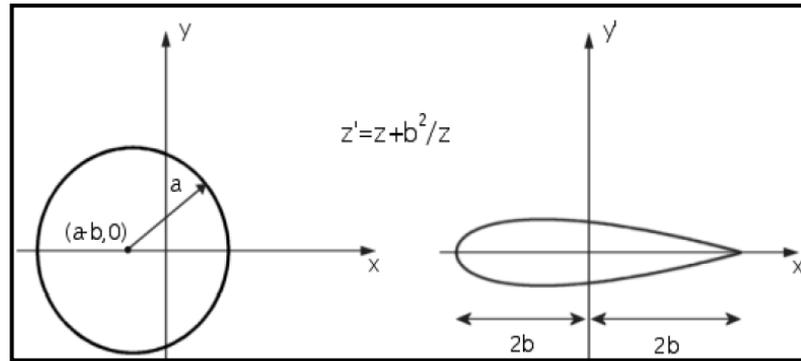


Figura. 1.29: Perfil simétrico. Fuente [4]

a) Circulación alrededor de un perfil plano.

El campo de velocidades alrededor de este perfil, se obtiene de la ecuación (1.41).

$$u' - iv' = \frac{dw'}{dz'} = \frac{dw/dz}{dz'/dz} = \frac{Ue^{-i\alpha} - Ue^{i\alpha} \frac{a^2}{z^2} + i \frac{\Gamma}{2\pi z}}{1 - \frac{a^2}{z^2}}, \quad (1.42)$$

En ese campo de velocidades aparecen singularidades en $z = \pm a$, es decir, en los extremos del perfil plano. Esta singularidad se elimina si la circulación Γ toma el valor.

$$\Gamma = 4\pi a U \sin \alpha, \quad (1.43)$$

Siendo α el *ángulo de ataque*, y a partir de esta última expresión, se puede calcular la fuerza a la que se ve sometido el perfil plano:

$$F_y = 4\pi a \rho U^2 \sin \alpha, \quad (1.44)$$

b) Circulación alrededor de un perfil simétrico.

Para este estudio, se parte de una circunferencia con centro en $(-c, 0)$ y con un radio $r = a + c$, por lo que el punto $(a, 0)$ pertenece a la circunferencia y el punto $(-a, 0)$ se encuentra dentro de ésta. Cumpliendo con lo siguiente:

$$z = -c + (a + c)e^{i\theta}, \quad (1.45)$$

Aplicando la transformación de Joukowski, se obtiene un perfil simétrico con respecto al eje x .

$$z = -c + (a + c)e^{i\theta} + \frac{a^2}{-c+(a+c)e^{i\theta}} , \quad (1.46)$$

Usando el potencial complejo en la sección del perfil plano, se obtiene el siguiente campo de velocidades.

$$u' - iv' = \frac{dw/dz}{dz'/dz} = \frac{Ue^{-i\alpha} - Ue^{i\alpha} \frac{(a+c)^2}{z^2} + i \frac{\Gamma}{2\pi z}}{1 - \frac{a^2}{z^2}} , \quad (1.47)$$

Para evitar la singularidad, el valor que debe tomar la circulación Γ tiene que ser la siguiente: $\Gamma = 4\pi U (a + c) \text{sen } \alpha$. Entonces para este caso, la fuerza quedaría de la siguiente manera:

$$F_y = 4 \pi (a + c) \rho U^2 \text{sen } \alpha , \quad (1.48)$$

1.4.3.3. Coeficientes de resistencia y sustentación en un perfil aerodinámico.

En la Figura 1.30, se muestra un esquema de un perfil aerodinámico, sección transversal de una pala, y sus parámetros geométricos, los cuales ayudan para describir cómo actúa el flujo del viento sobre la geometría de la pala de un aerogenerador

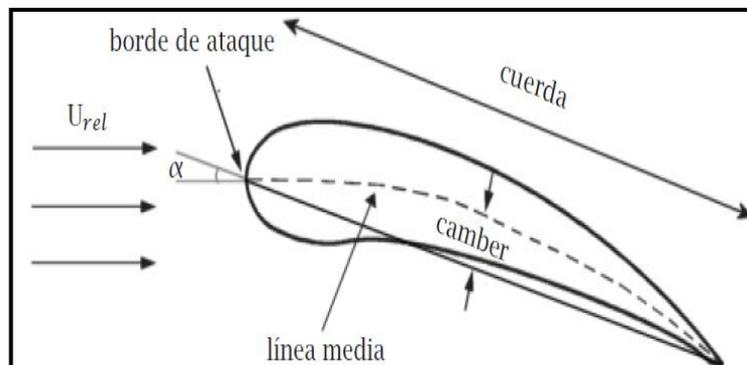


Figura 1.30: Geometría de un perfil aerodinámico. Fuente [4]

De la figura se describe que: la línea entrecortada representa la curvatura media del perfil. La longitud del perfil viene dada por la cuerda. La medida *camber* expresa la curvatura del perfil y su convexidad. El espesor del perfil viene dado por la distancia máxima entre la parte superior e inferior del perfil, tomado perpendicularmente a la cuerda. α representa el ángulo formado por la dirección de la velocidad relativa del viento U_{rel} y la línea definida por la cuerda se llama ángulo de ataque.

La Figura 1.31 muestra tres tipos de perfiles aerodinámicos utilizados en aeroturbinas, en la cual; los dos últimos dígitos representan la relación en porcentaje de la anchura del perfil y la cuerda.

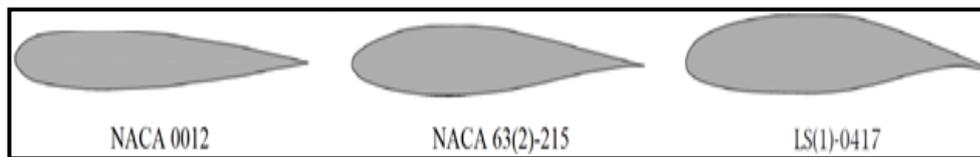


Figura 1.31: Ejemplo de perfiles aerodinámicos. Fuente [Autores]

“El flujo de aire alrededor del perfil da lugar a la aparición de una fuerza de sustentación, perpendicular a la dirección relativa del viento, y una fuerza de resistencia, paralela a dicha dirección. El coeficiente de sustentación C_l se define como:”⁴

$$C_l = \frac{L}{\frac{1}{2}\rho U^2 c} = \frac{\text{Fuerza de sustentación por unidad de longitud}}{\text{Fuerza dinámica por unidad de longitud}}, \quad (1.49)$$

Dónde:

L = fuerza de sustentación por unidad de longitud

ρ = densidad del aire

U = velocidad del viento

c = cuerda del perfil.

Este coeficiente expresado en función del ángulo de ataque, resulta:

$$C_l = 2 \pi \text{sen} (\alpha), \quad (1.50)$$

⁴ Introducción a la Energía Eólica, Madrid 2008, Coeficientes de resistencia y sustentación en un perfil aerodinámico, pag. 79

Mientras que el coeficiente de resistencia C_d se expresa como:

$$C_d = \frac{D}{\frac{1}{2}\rho U^2 c} = \frac{\text{Fuerza de resistencia por unidad de longitud}}{\text{Fuerza dinámica por unidad de longitud}}, \quad (1.51)$$

Siendo D la fuerza de resistencia por unidad de longitud.

Realizando el análisis dimensional se induce que los coeficientes de sustentación y de resistencia dependen de la geometría del perfil, ángulo de ataque, número de Reynolds y de la rugosidad adimensional.

Las ocasiones en las que la influencia del número de Reynolds es significativa es cuando se produce un valor máximo de C_l . El resultado de aumentar la rugosidad es disminuir C_l y aumentar C_d .

En la Figura 1.32 se muestra la variación del coeficiente de sustentación con respecto al ángulo de ataque (en grados). La línea discontinua representa la variación de C_l determinada por la ecuación (1.50).

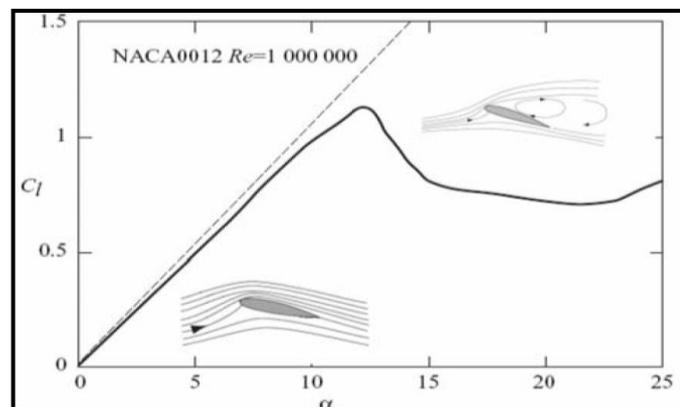


Figura 1.32: Variación del coeficiente de sustentación C_l con el ángulo de ataque para un perfil NACA 0012 y un $Re = 106$. Línea gruesa: Valores obtenidos experimentalmente; línea discontinua: valores teóricos obtenidos de la ecuación (1.50). Fuente [4]

Para ángulos de ataque pequeños, se observa que el comportamiento de un perfil en una situación real, línea continua, se ajusta muy bien al determinado por el valor teórico. En la Figura 1.33 se observa también que con ángulos de ataque pequeños el coeficiente de resistencia toma valores cercanos al cero, esto se debe a la fricción producida en la capa límite.

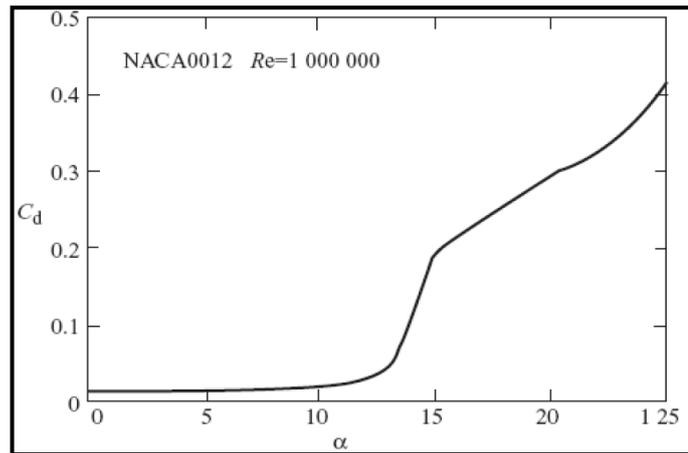


Figura 1.33: Variación del coeficiente de resistencia C_d con el ángulo de ataque α para un perfil NACA 0012 y en $Re = 106$. Fuente [4]

Como se puede apreciar en las dos figuras, cuando α se aproxima a 13° se produce un alejamiento de las líneas respecto al valor teórico, o un cambio brusco de trazo. Formándose así una zona de recirculación en la parte posterior del perfil desde el punto en donde se produce el desprendimiento, dando lugar a una estela mucho más ancha y un aumento de presiones entre las caras delantera y posterior del perfil, provocando un aumento del coeficiente de resistencia.

1.4.3.4. Análisis dinámico del elemento pala.

Anteriormente se analizaron las fuerzas que actúan sobre una sección de la pala, en la que se tiene en cuenta su geometría y disposición en el rotor. En el siguiente análisis se dividirá una pala en secciones y estudiar el flujo bidimensional alrededor de una de estas secciones, se debe tomar en consideración que no existe interacción aerodinámica entre estas distintas secciones.

En la Figura 1.34, se muestra un perfil aerodinámico y su disposición con respecto al plano de rotación, y a la dirección del viento. El ángulo que forma la línea de cuerda con el plano de rotación θ_p , se denomina ángulo de calado, éste determina la orientación del perfil. El perfil está girando hacia la izquierda con una velocidad Ωr , entonces la velocidad del aire en el plano de rotación será $\Omega r(1 + a')$ hacia la derecha.

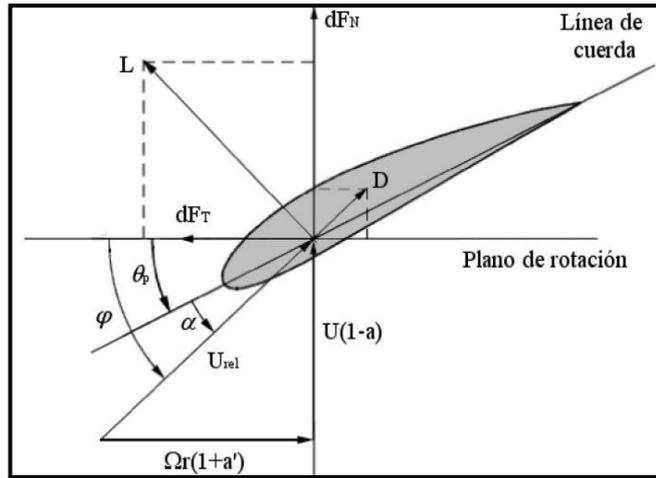


Figura 1.34: Relación de vectores y ángulos sobre el perfil aerodinámico. Fuente [4]

La velocidad relativa del aire tiene una componente axial $U(1 - a)$, perpendicular al plano de rotación, y la componente acimutal $\Omega r(1 + a')$, contenida en el plano de rotación. Se denomina ángulo de incidencia al ángulo formado por la velocidad relativa del viento con el plano de rotación de la turbina.

$$\varphi = \theta_p + \alpha , \quad (1.52)$$

En la figura anterior aparecen las fuerzas de sustentación y de resistencia que actúan sobre el perfil, L y D , que tienen direcciones perpendicular y paralela al flujo relativo, respectivamente. Estas fuerzas se descomponen en direcciones normal y tangencial al plano del rotor, y se multiplican por el número de palas del rotor B .

$$dF_N = (L \cos \varphi + D \sen \varphi) B dr , \quad (1.53)$$

$$dF_T = (L \sen \varphi - D \cos \varphi) B dr , \quad (1.54)$$

Despejando L y D de las ecuaciones (1.49) y (1.51) respectivamente, y reemplazando en (1.53) se obtiene una expresión para la fuerza de empuje:

$$dF_N = \frac{1}{2} B \rho U_{rel}^2 (C_l \cos \varphi + C_d \sen \varphi) c dr , \quad (1.55)$$

La ecuación (1.55) es multiplicada por r , para obtener la ecuación del momento diferencial que se ejerce sobre la pala, misma que se expresa:

$$dM = \frac{1}{2} B \rho U_{rel}^2 (C_l \sin \varphi - C_d \cos \varphi) c r dr, \quad (1.56)$$

1.5. CURVAS CARACTERÍSTICAS DE UN AEROGENERADOR.

En esta sección se estudiarán las curvas características de las principales variables de funcionamiento. Las magnitudes más importantes que determinan el comportamiento de un aerogenerador, y que a la vez son indicativas de sus características generales, son la potencia generada, el par de giro, la fuerza de empuje, y las variaciones de dichas magnitudes con la velocidad del viento.

1.5.1. Curva de potencia.

En la Figura 1.35 se aprecia la variación del coeficiente de potencia de un aerogenerador en función de la velocidad específica, representado por la curva de color negro. Además se observa la curva del coeficiente de potencia que se obtendría descontando las pérdidas por fricción y las debidas a la entrada en pérdida del perfil (curva de color azul). Esta última es el desprendimiento del flujo alrededor del perfil debido a un ángulo de ataque excesivo, se produce para velocidades altas del viento o es lo mismo para valores pequeños de λ . Además se ha representado el valor del coeficiente de potencia C_p para el caso en que no existiesen pérdidas de punta de pala, debido al torbellino de punta de pala (curva de color rojo).

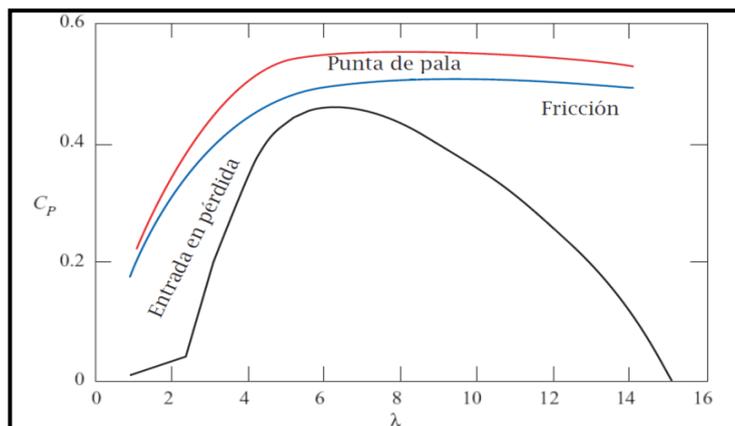


Figura 1.35: Coeficiente de potencia en función de la velocidad específica de un aerogenerador tripala. Fuente [4]

La Figura 1.36 muestra la representación de la potencia eléctrica generada por un aerogenerador tripala en función de la velocidad del viento. Si una turbina girase a velocidad constante, esta curva sería igual a la de la Figura 1.35. También muestra los siguientes modos de funcionamiento de la máquina:

- **Máquina parada.**

La aeroturbina permanece parada cuando la velocidad del viento es inferior a la velocidad de arranque, v_a , cuyo valor suele variar entre 3 y 5 m/s, o bien cuando la aeroturbina alcanza valores superiores a la velocidad de parada, v_p , cuyo valor oscila los 25m/s. “Cuando se llega a esta última situación, la máquina se desconecta de la red y se frena de forma automática, y si la aeroturbina es de paso variable, las palas adoptan la posición de bandera (paralelas al viento), para la que el par de giro neto sobre la pala es nulo.”⁵

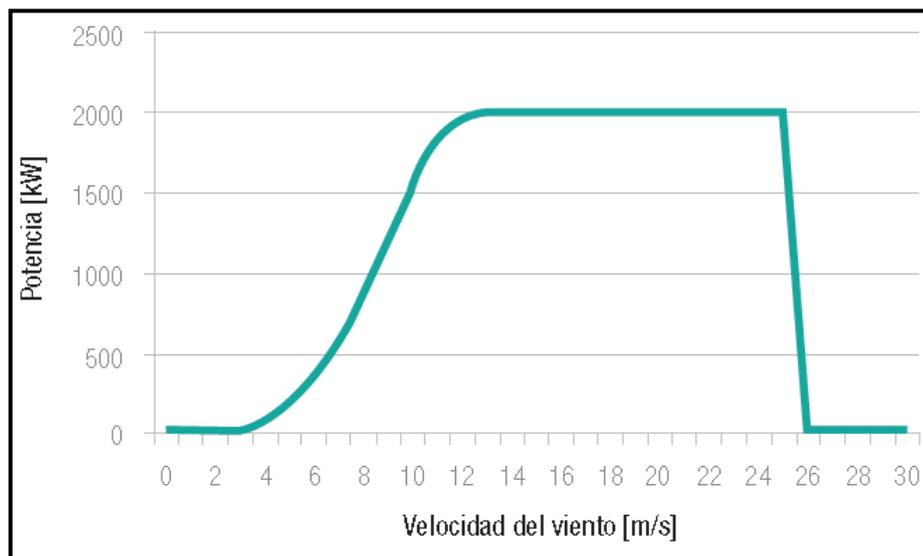


Figura 1.36: Curva típica de potencia eléctrica generada por una aeroturbina en función de la velocidad del viento. Fuente [12]

- **Carga parcial.**

Es cuando la potencia generada es menor que la nominal, correspondiente a velocidades de viento alcanzadas entre v_a y v_n , esta última es la velocidad nominal del aerogenerador.

⁵ Introducción a la Energía Eólica, Madrid 2008, Curva de par, pag. 95

- **Plena carga.**

Corresponde a velocidades de viento comprendidas entre v_n y v_p , para las cuales el aerogenerador produce una potencia casi constante igual a la nominal.

1.5.2. Curva de par.

“El par o momento viene dado por la división entre la potencia mecánica en el eje y la velocidad de giro, $M = P_m / \Omega$, por lo que la variación del par con la velocidad del viento, en máquinas de velocidad de giro constante, será proporcional a la de la potencia, aumentando con la velocidad del viento a partir de una velocidad superior de v_a , y alcanzando un máximo para la velocidad nominal, a partir de la cual se mantiene aproximadamente constante o disminuye ligeramente.”⁶

Los aerogeneradores de electricidad utilizan rotores con un número pequeño de palas, ya que es preferible que el par sea pequeño con el fin de mejorar la eficiencia del rotor. El par aumenta con la solidez σ descrita por la ecuación (1.57), en donde B_c representa la fracción ocupada por las palas.

$$\sigma = B_c / (2\pi r) , \quad (1.57)$$

Dónde:

B = número de palas

c = longitud de la cuerda,

r = radio del área barrida del rotor

El coeficiente de par se expresa como:

$$C_M = \frac{M}{\frac{1}{2}\rho U^2 \pi D^3 / 8} = \frac{C_P}{\lambda} , \quad (1.58)$$

Dónde:

D = diámetro del rotor.

⁶ Introducción a la Energía Eólica, Madrid 2008, Curva de par, pag. 95

En la Figura 1.37 se muestra cómo el coeficiente de par aumenta con la velocidad del viento para valores altos de λ , hasta llegar a un máximo, y este se produce cuando se activa la limitación de potencia, para una velocidad igual a v_n .

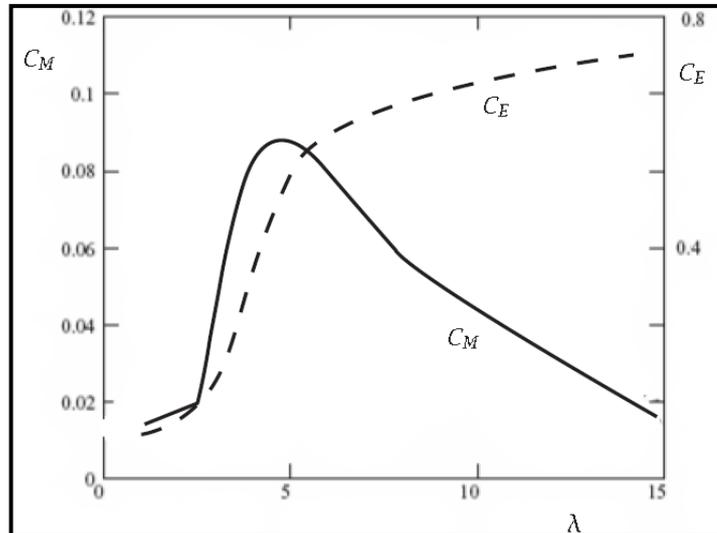


Figura 1.37: Variación del coeficiente de empuje y del coeficiente de par con la velocidad específica de una aeroturbina tripala. Fuente [4]

1.5.3. Coeficiente de empuje.

Anteriormente ya se definió al coeficiente de empuje como $C_E = 4a(1 - a)$, siendo a el coeficiente de velocidad axial. En la Figura 1.37 se muestra la variación del coeficiente de empuje con la velocidad específica. Como se aprecia, C_E aumenta conforme λ también lo hace. En la etapa de carga parcial, que corresponde a la parte derecha de la figura, C_E disminuye ligeramente al disminuir λ . La fuerza de empuje es una de las fuentes de cargas estacionarias más importante. Estas cargas crecen de manera significativa con la solidez del rotor.

1.6. POTENCIAL EÓLICO.

Como ya se ha dicho se estima que entre un 1 a 2% de la energía por radiación solar llega a la tierra y se convierte en energía eólica. La energía diaria que se consume en la tierra es equivalente al 1% de la energía eólica que se genera al día (es decir, alrededor del 0,01% de la energía solar recibida). Se dice que el potencial eólico bruto o teórico en una zona no se puede aprovechar en su totalidad, debido a:

- a) Influencia de las condiciones orográficas que posee la zona y sus criterios de utilización del suelo.
- b) Dificultad de instalación de centrales eólicas en zonas más amplias por motivos técnico-económicos.
- c) Presencia de velocidades del viento fuera del rango de aprovechamiento de los aerogeneradores.
- d) Pérdidas de energía aerodinámicas, mecánicas y eléctricas.

Antes de continuar con la determinación del potencial eólico de posibles emplazamientos para una central eólica, se debe introducir una noción de cuanta energía puede un aerogenerador captar del viento, para transformarla en energía mecánica. Para esto la potencia suministrada por un aerogenerador, es proporcional al cubo de la velocidad del viento (U), por el área barrida del rotor (A), por la densidad del aire (ρ) y por el coeficiente de potencia (C_p).

$$P = \frac{1}{2} \cdot C_p \cdot \rho \cdot A \cdot U^3 , \quad (1.59)$$

El coeficiente de potencia depende de las características geométricas de la máquina y de la relación entre la velocidad periférica de las palas y la velocidad del viento. Como se demostró anteriormente, el valor máximo teórico de $C_{p_{\max}}=16/27$, entonces la potencia disponible en el viento para un aerogenerador es: $P = 0,2964 \cdot \rho \cdot A \cdot U^3$

El C_p puede calcularse mediante modelos aerodinámicos apropiados o medirse experimentalmente, tomando valores típicos alrededor de 0,4 para turbinas de tamaño medio o grande (diámetros mayores a 20 m), y valores poco inferiores para turbinas pequeñas.

Para una determinada función de distribución de la velocidad media del viento anual (tipo Weibull o Rayleigh), un aerogenerador moderno proporcionara una potencia no muy alejada de la obtenida mediante la expresión:

$$\bar{P} = 0,25 \cdot \bar{U}^3 \cdot A , \quad (1.60)$$

Dónde:

\bar{U} = velocidad media anual del viento.

La estimación de la ecuación 1.60 puede variar con las características de la máquina y con la forma concreta de la curva de duración de velocidad del emplazamiento.

Una forma simple de hacer una estimación algo más precisa consiste en combinar las curvas de duración de velocidad con la de potencia del aerogenerador, permitiendo obtener la energía anual que puede generar el aerogenerador. Este método tiene el inconveniente de utilizar una curva de potencia idealizada del aerogenerador, sin tomar en cuenta efectos no estacionarios, como; tiempo perdido (debido a cambios de dirección del viento y a fallos de sistemas), tiempo dedicado a mantenimiento, etc.

1.6.1. Estimación del potencial eólico.

Las energías renovables presentan una dificultad similar, la cual es la falta de control que el hombre tiene sobre ellas; ya que no se puede gestionar el momento en que se va a producir energía ni en qué cantidades. Específicamente, los parques eólicos solo generan energía cuando hay suficiente viento y no se puede regular su eficiencia en función de las necesidades de consumo. Por lo tanto, es de vital importancia la búsqueda de adecuados emplazamientos para el diseño y desarrollo del parque eólico, siendo estos los que dispongan del suficiente recurso eólico.

Para poder localizar un buen emplazamiento se debe tomar en cuenta que el lugar cumpla con algunos aspectos, los cuales son estudiados y analizados para dar como resultado que el terreno tiene, o no, un potencial eólico conveniente.

Entre los principales aspectos a tomar en cuenta se tiene: *Topografía, Orografía, Rugosidad, Perfil del viento, Turbulencia y Rafagosidad*. Luego de tener localizado el emplazamiento con sus aspectos característicos, se pueden tomar en cuenta algunos factores más técnicos, los cuales son; la factibilidad técnica y económica del proyecto, la infraestructura eléctrica, el impacto ambiental, entre otros.

1.6.1.1. Topografía.

Esta variable, hace referencia al terreno en el que se pretende hacer el levantamiento y construcción del parque eólico, por lo que es determinante a la hora de situar los aerogeneradores (debido a que tiene mayor influencia en la dirección del viento a nivel del suelo) o para la realización de la infraestructura eléctrica y civil.

Además la topografía puede producir mayor turbulencia y encauce de vientos constantes e intensos, ya que ante un obstáculo, el viento opta por bordearlo antes que superarlo Figura 1.38.

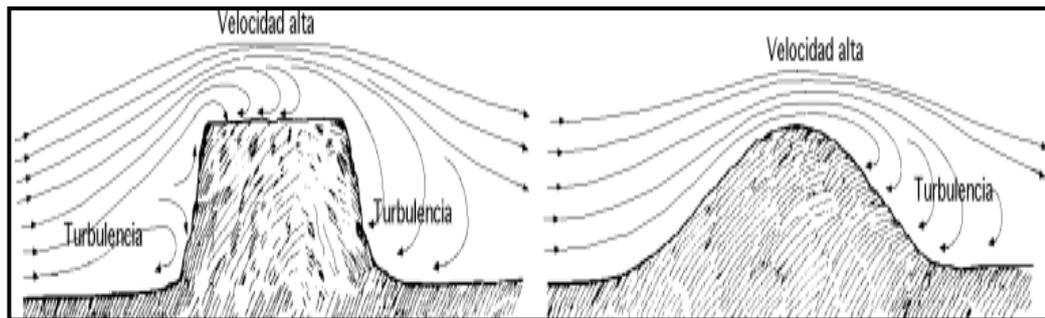


Figura 1.38: Influencia de obstáculos topográficos sobre la velocidad del viento. Fuente [9]

Con la topografía del terreno se puede aplicar los procedimientos y operaciones del trabajo de campo, de acuerdo a los métodos de cálculo o procesamiento de datos adecuados para la zona; tomando en cuenta algunos factores como son:

- El efecto de la rugosidad de los terrenos y los cambios de la misma.
- El efecto de los obstáculos y del relieve.
- Las interferencias entre aerogeneradores combinados con la variación de la
- dirección del viento predominante.

Un terreno llano con rugosidad superficial uniforme es el tipo de terreno más simple para colocar las máquinas. En el caso de que no halla obstáculos (edificios, árboles o colinas), la velocidad del viento a una altura dada es aproximadamente la misma sobre toda el área. Mientras que para incrementar la potencia disponible en terreno uniforme se levantará la máquina a la mayor altura posible desde el nivel del suelo.

1.6.1.2. Orografía.

Este aspecto es esencial para considerar el recurso eólico, puesto que por la forma de este, pueden existir accidentes del terreno suaves, como colinas o valles que influyen positivamente en la aceleración local del viento. Por ejemplo, en una colina de pendiente suave (figura 1.39a), el viento se acelera a lo largo de su pendiente dándose la máxima velocidad en la cima de la loma y por consiguiente una producción mayor de potencia. En cambio, un accidente abrupto disipa la energía del viento debido a las turbulencias generadas. Un acantilado (Figura 1.39b) no es conveniente para instalar un aerogenerador.

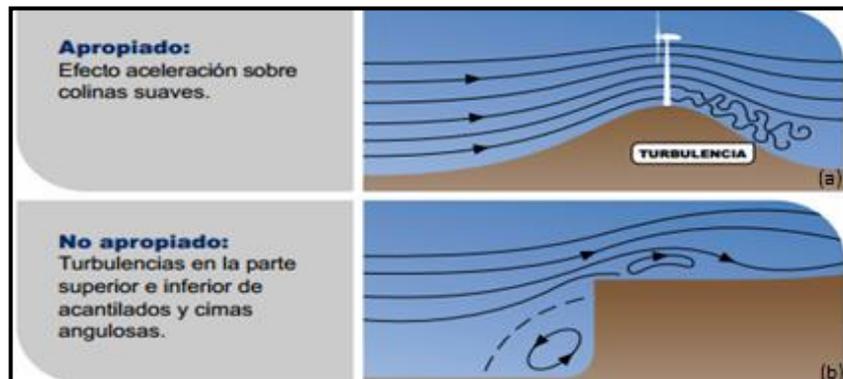


Figura 1.39: Ubicación correcta de un aerogenerador de acuerdo a la orografía. Fuente [10]

Para estimar la influencia de la orografía se utilizan distintos métodos como:

- a) Estudio de indicadores biológicos, topográficos o geológicos.
- b) Modelos experimentales (generalmente con simulación en túnel aerodinámico).
- c) Modelos numéricos (CFD, Linealizados): son los más usados, sin embargo presentan diversos grados de complejidad.
 - CFD. Resuelven ecuaciones completas regidas en el movimiento del fluido, incluyendo modelos de turbulencia. Suelen requerir ordenadores de gran tamaño y mucho tiempo de cálculo.
 - Los linealizados. Son fáciles de maniobrar matemáticamente pero su rango de validez es limitado y dan información insuficiente o hasta errónea en terrenos complejos.

1.6.1.3. Rugosidad y perfil del viento.

Ambos parámetros dependen de la estabilidad atmosférica y la orografía de la zona y son importantes en la caracterización del recurso eólico en los primeros metros de la atmósfera y poseen una relación logarítmica entre sí, la cual influye diferente para cada terreno, puesto que la rugosidad determina la variación de velocidad del viento con la altura respecto al suelo.

Además, el perfil de velocidad de viento se pronuncia más con el aumento de la rugosidad del suelo y su velocidad disminuye. Es por ello que, para terrenos con orografía simple y en condiciones de estabilidad neutra, el perfil logarítmico (sección 1.2.5.1) entrega buena aproximación al perfil vertical.

La longitud de la rugosidad del terreno representa en cierta medida el grado de obstáculo que presenta éste a la circulación del viento, algunos valores pueden encontrarse en las Tablas 1.3 y 1.4, puesto que la rugosidad depende de varios factores, y puede cambiar durante el día o la noche, en el transcurso del año, por las características topográficas de las zonas de monitoreo. Sin embargo una vez que se ha calculado la velocidad a otras alturas, se pueden aplicar las ecuaciones para calcular la potencia o energía promedio aprovechable, mediante las ecuaciones de Weibull o de Rayleigh en forma manual o con el uso de programas especializados en la dinámica de fluidos.

Tabla 1.3: Clases y longitudes de rugosidad para diversos terrenos. Fuente [Autores]

Clase de Rugosidad	Descripción	Longitud de Rugosidad “z” (m)
0	Superficie del agua en calma	0.0002
0,5	Terreno abierto con superficie lisa: césped cortado, etc.	0.0024
1	Áreas abiertas sin cercados y con edificios dispersos.	0.03
2	Terreno agrícola con casas y cercos de hasta 8m de altura y con separación aproximada de 500m de distancia.	0.1
3	Ciudades, villas, terreno muy altos, bosques.	0.4
3.5	Grandes ciudades con edificios grandes	0.6
4	Ciudades grandes con edificios altos y rascacielos.	1.6

Tabla 1.4: Valores del coeficiente de rugosidad para diversos terrenos. Fuente [11]

Tipo de terreno	Z_0 (mm)
Muy suave; hielo o lodo	0.01
Mar abierto en calma	0.20
Mar picado	0.50
Superficie de nieve	3
Césped	8
Pasto quebrado	10
Campo preparado para cultivo	30
Cultivo	50
Pocos arboles	100
Varios árboles, hileras de árboles, pocas construcciones	250
Bosques, tierras cubiertas con arboles	500
Suburbios	1500
Centros de ciudades con edificios altos	3000

Gracias a los valores de la tabla 1.4 y la expresión (1.17), a modo de ejemplo se supone que a 10 m la velocidad del viento es de 5.5 m/s, dando como resultado perfiles verticales del viento en función de las longitudes de rugosidad (Figura 1.40):

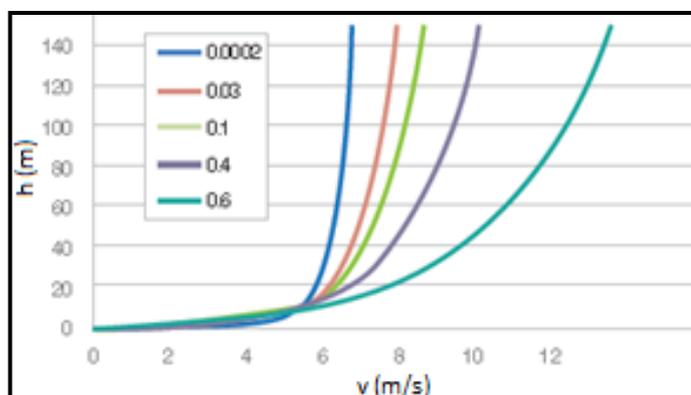


Figura 1.40: Perfil vertical del viento en función de la longitud de rugosidad. Fuente [12]

1.6.1.4. Turbulencia.

Este parámetro influye en los cambios de velocidad y trayectoria, debido a la incidencia del viento sobre diferentes superficies rugosas, además puede reducir la entrega de potencia de un aerogenerador y puede conducir al deterioro rápido del equipo, debido a vibraciones indeseables por la localización cercana de obstáculos de similar altura que la de la torre del aerogenerador.

La turbulencia depende de diversos factores, tales como la orografía, rugosidad del terreno y de la inestabilidad atmosférica; cuanto mayor sean, mayor será la influencia de la turbulencia.

Cuando el viento incide sobre colinas y montañas, se sabe que se alcanzan altas velocidades en la cima debido al efecto de viento cortante, y la cima actúa como una especie de concentrador de viento de la corriente de aire, causando que el viento se acelere (Figura 1.41).

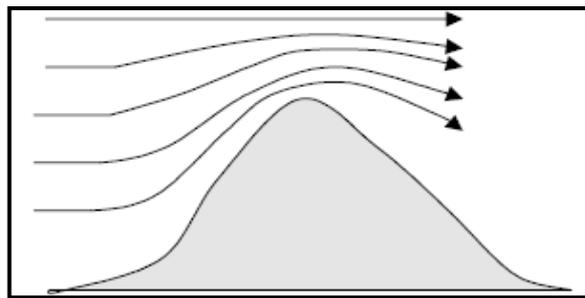


Figura 1.41: Aceleración del viento sobre una montaña. Fuente [13]

Las fluctuaciones turbulentas son fundamentalmente irregulares, es por esto que lo más conveniente es realizar un tratamiento estadístico de estas variaciones. Entonces se puede definir a la turbulencia como; la desviación de la velocidad instantánea $U(t)$ con respecto a la velocidad media (u):

$$U(t) - u , \quad (1.61)$$

En la evaluación de emplazamientos de instalaciones eólicas, una medida de la turbulencia del viento es representada mediante la intensidad de turbulencia (I_u), que se define como la desviación estándar (σ_u) dividido para la velocidad media del viento (u), correspondiente en un periodo corto de tiempo (normalmente 10 min.), y con frecuencia de muestreo regularmente de 1 segundo (1 [Hz]), (expresión 1.16).

1.6.1.5. Rafagosidad.

Un aspecto importante que se debe tener en cuenta lo establecen los valores máximos de ráfagas o pico de viento (suelen ser cortas, de no más de 1 minuto), y suponen un esfuerzo dinámico y estructural para los rotores de los aerogeneradores.

Al analizar datos de viento, se encuentra que el valor de la ráfaga máxima $U_{max}(z)$, la velocidad media u y la desviación estándar $\sigma_n(z)$, están relacionados mediante la expresión:

$$U_{max}(z) = u + [g(t) \cdot \sigma_n(z)], \quad (1.62)$$

Dónde:

$g(t)$ = índice de rafagosidad,

El valor del índice de rafagosidad perturba a la velocidad del viento como se ve en la Figura 1.42 y depende del tipo de anemómetro usado y del tiempo promedio, en consecuencia; la altura y las características de la zona no influyen en éste índice. Una relación aproximada para estimar un valor medio del índice de rafagosidad es:

$$g(t) = 0.42 \cdot \ln(3600/t), \quad (1.63)$$

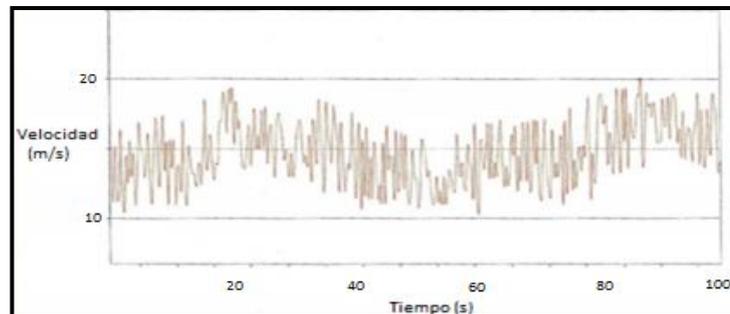


Figura 1.42: Rafagosidad. Fuente [14]

Para continuar se define el factor de rafagosidad (FR) en un intervalo de tiempo t (periodo menor a 1 hora), como la relación entre la velocidad máxima instantánea registrada en el periodo (U_{max}) y la velocidad media (u).

$$FR = \frac{U_{max}}{u}, \quad (1.64)$$

Sustituyendo la expresión de la ecuación anterior se obtiene: $FR = 1 + g(t) \cdot I_u(z)$.

Las turbulencias y las rafagosidades reducen la posibilidad de recurrir a la energía eólica porque provocan esfuerzos y cargas de fatiga que disminuyen la vida del aerogenerador.

1.6.2. Estandarización de Turbina según la Clase IEC (Comisión Electrotécnica Internacional).

Como se vio anteriormente en este capítulo, el potencial eólico de un sitio depende de diversos aspectos destacando: la constancia de estados atmosféricos, la topografía, la rugosidad del terreno circundante al sitio, los estados termodinámicos de la atmósfera y la altitud del terreno sobre el nivel del mar. Estas determinantes fijan factores meteorológicos más característicos desde el punto de vista energético, como son la velocidad del viento y su dirección, los niveles y escalas de la turbulencia, la temperatura y presión atmosférica.

A más de los aspectos y parámetros mencionados, también se debe recurrir a la norma IEC 61400-1 (Aerogeneradores-Requisitos de seguridad) de la Comisión Electrotécnica Internacional; la cual identifica la existencia de cuatro tipos de aerogeneradores que se ajustan a diversas condiciones de viento de los sitios de estudio, cada uno de estos, son escogidos por clases designadas por números crecientes que corresponden a reducciones en las velocidades de viento. Los parámetros de la velocidad del viento para cada clase se observan a continuación:

Tabla 1. 5: Parámetros de la velocidad del viento para clases de turbinas de viento. Fuente [15]

Parámetro	Clase I	Clase II	Clase III	Clase IV	Clase S
Velocidad de referencia, U_{ref} (m/s)	50.00	42.50	37.50	30.0	
Velocidad anual promedio, U_{ave} (m/s)	10.00	8.50	7.50	6.00	Valores a ser especificados por el diseñador
A Alta Intensidad de turbulencia a 15m/s I_{15}	0.18	0.18	0.18	0.18	
Turbulencia Parámetro de la pendiente a	2.00	2.00	2.00	2.00	
B Baja Intensidad de turbulencia a 15m/s I_{15}	0.16	0.16	0.16	0.18	
Turbulencia Parámetro de la pendiente a	3.00	3.00	3.00	3.00	
50 year return gust speed, $1.4U_{ref}$ (m/s)	70.0	59.5	52.5	42.0	
1 year return gust speed, $1.05U_{ref}$ (m/s)	52.5	44.6	39.4	31.5	

Para incluir sitios donde las condiciones no conforman a ninguna de las cuatro clases, una quinta clase es concretada, en la cual sus parámetros son definidos por el diseñador o fabricante, y se la conoce como Clase S.

1.7. ESTUDIO DEL POTENCIAL EÓLICO DE VILLONACO.

Anteriormente ya se definió algunos parámetros influyentes que permiten determinar el emplazamiento de los aerogeneradores y potencial eólico de cualquier zona; tales como la topografía, orografía, rugosidad y la turbulencia. En esta sección se va a realizar el estudio del potencial eólico, en base a un conjunto de estimaciones del contenido medio energético a lo largo del Parque Eólico Villonaco, esto permitirá predecir la producción de energía producida por un aerogenerador en un tiempo determinado. Para iniciar con el estudio y aplicando lo antedicho, se debe considerar factores para el análisis topográfico que afectan el comportamiento del viento.

1.7.1. Características del viento en el parque eólico Villonaco.

La zona en la que se encuentra ubicado el Parque Eólico Villonaco ha sido calificada por el Ministerio de Electricidad y Energías Renovables (MEER) y organismos internacionales, como el sitio con mayor promedio de velocidad media registrado en el territorio ecuatoriano. La Figura 1.43 muestra la velocidad media anual a lo largo del parque eólico, registrando en algunos sectores valores superiores a los 10 m/s.

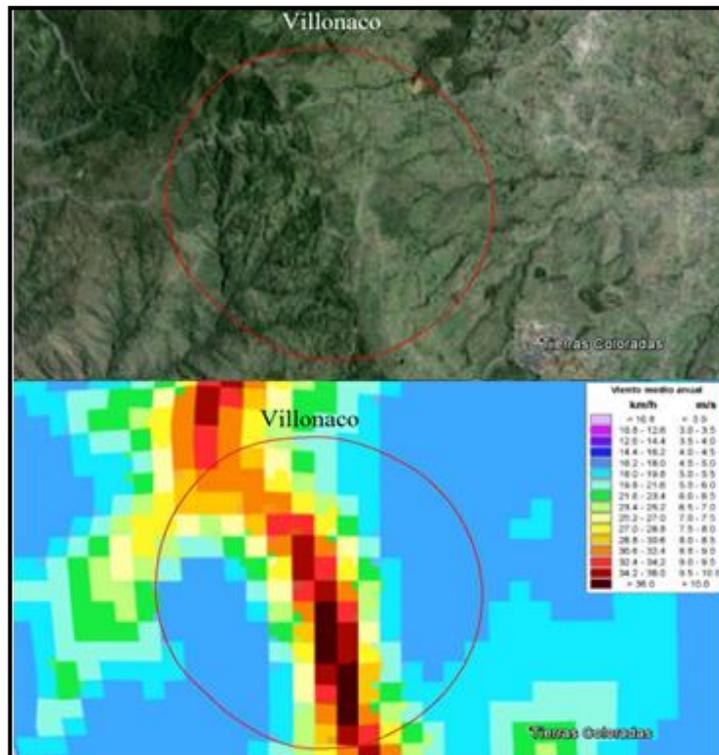


Figura 1.43: Velocidad media anual del Parque Eólico Villonaco. Fuente: [Autores]

Para obtener un valor exacto de la velocidad media, se instalaron dos torres de medición en el emplazamiento: Villonaco y Villonaco2. Cada una equipada con tres niveles de altura. A continuación se muestran los resultados de las mediciones realizadas del 15 de Octubre del 2002 al 17 de Octubre del 2003 para Villonaco, y del 12 de Agosto del 2003 al 17 de Octubre del 2003 para Villonaco2.

Tabla 1.6: Descripción de la torre de medición Villonaco. Fuente [16]

Altura: 2720 m			
Periodo de medición: 15-oct-02 a 17-oct-03			
Logger: Wilog			
Nivel	30m	20m	10m
ANEMOMETROS			
Marca	Vector	Vector	Vector
Calibración	MEASNET-DEWI	MEASNET-DEWI	MEASNET-DEWI
VELETAS			
Marca	Thies		Thies
TERMÓMETRO			
Marca	NRG (3m)		

Tabla 1.7: Descripción de la torre de medición Villonaco2. Fuente [16]

Altura snm: 2656 m			
Periodo de medición: 12-ago-03 a 17-oct-03			
Logger: Wilog			
Nivel	40m	30m	20m
ANEMOMETROS			
Marca	Vector	Vector	Vector
Num. calibración	MEASNET-DEWI	-	MEASNET-DEWI
VELETAS			
Marca	Thies		Thies
TERMÓMETRO			
MARCA	NRG (3m)		

Para las descripciones de las tablas anteriores, se obtienen resultados de cada medición para ambas torres, los cuales se muestran en las tablas y gráficos de histogramas siguientes:

Tabla 1.8: Tabla de resultados de la estación Villonaco. Fuente [16]

Emplazamiento	VILLONACO		
Código	1633		
Informe Global	OCTUBRE 2002 --> OCTUBRE 2003		
INICIO / FINAL DEL PERIODO	17/10/2002 13:10	17/10/2003 16:00	
Intervalo de registro	10	min	
Longitud del período	52,578	registros	8,763 horas

Análisis estadístico	30	20	10 m
DISPONIBILIDAD	99.1%	99.1%	99.1%
Número de registros válidos	52,107	52,124	52,116
DISPONIBILIDAD DIRECCIÓN	99.1%		99.1%
Número de registros válidos	52,124		52,124
VARIABLES REGISTRADAS			
Velocidad media [m/s]	12.63	12.82	12.89
Desviación estándar [m/s]	0.88	0.88	0.95
Racha máxima [m/s]	39.62	40.61	40.41
Promedio máximo [m/s]	34.09	35.25	35.38
Parámetro A de Weibull (m/s)	12.99	13.17	13.24
Parámetro K de Weibull	1.99	1.98	1.92
Turbulencia media (V > 6 m/s)	0.07	0.07	0.07
Turbulencia máxima (V > 6 m/s)	0.42	0.35	0.43
Rafagosidad media (V > 6 m/s)	1.16	1.16	1.16
Rafagosidad máxima (V > 6 m/s)	2.09	1.97	2.26
DIRECCIONES PREDOMINANTES			
	ENE		ENE
Frecuencia (%)	75.9%		76.1%
Velocidad media (m/s)	14.9		15.2

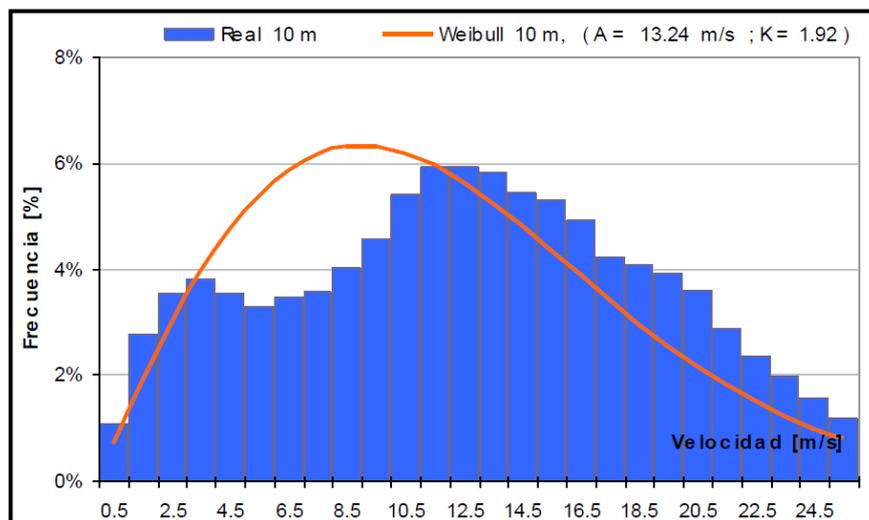


Figura 1.44: Histograma y distribución de Weibull de la estación Villonaco. Fuente [16]

Tabla 1.9: Tabla de resultados de la estación Villonaco2. Fuente [16]

Emplazamiento		VILLONACO2	
Código		1632	
Informe Global		AGOSTO 2003 --> OCTUBRE 2003	
INICIO / FINAL DEL PERIODO	12/08/2003 0:00	17/10/2003 15:00	
Intervalo de registro	10	min	
Longitud del período	9,595	registros	1,599 horas

Analisis estadístico	40	30	20 m
DISPONIBILIDAD	100.0%	100.0%	100.0%
Número de registros válidos	9,593	9,593	9,593
DISPONIBILIDAD DIRECCIÓN	100.0%		100.0%
Número de registros válidos	9,593		9,593
VARIABLES REGISTRADAS			
Velocidad media [m/s]	12.41	12.32	12.39
Desviación estándar [m/s]	0.96	0.97	1.01
Racha máxima [m/s]	28.66	29.51	30.22
Promedio máximo [m/s]	23.64	23.47	23.96
Parámetro A de Weibull (m/s)	13.46	13.32	13.49
Parámetro K de Weibull	2.22	2.22	2.19
Turbulencia media (V > 6 m/s)	0.08	0.08	0.08
Turbulencia máxima (V > 6 m/s)	0.27	0.27	0.31
Rafagosidad media (V > 6 m/s)	1.19	1.20	1.21
Rafagosidad máxima (V > 6 m/s)	1.73	1.77	1.70
DIRECCIONES PREDOMINANTES			
Frecuencia (%)	E		E
Velocidad media (m/s)	78.2%		80.6%
	13.5		13.7

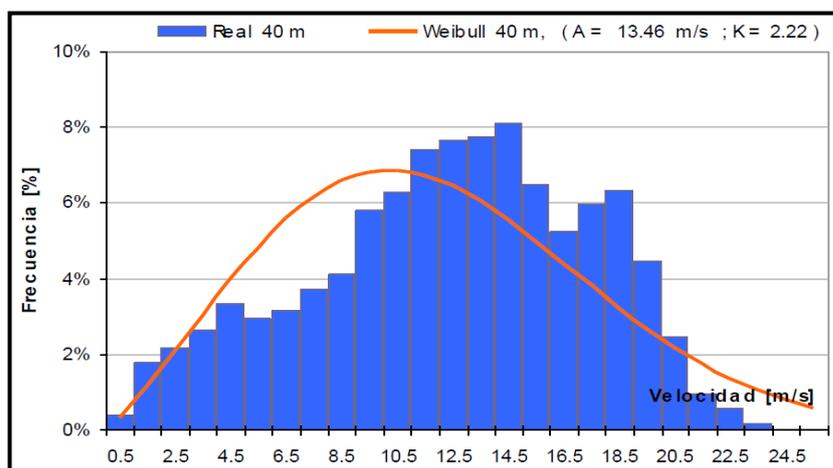


Figura 1.45: Histograma y distribución de Weibull de la estación Villonaco2. Fuente [16]

Como se puede apreciar en las tablas de resultados, existen dos direcciones de viento predominantes, E (Este) y ENE (Esterodeste). En el ENE existe mayor frecuencia y con una velocidad media un tanto elevada en ciertas posiciones con respecto al Este, como se muestra en las Figuras 1.46 y 1.47 respectivamente.

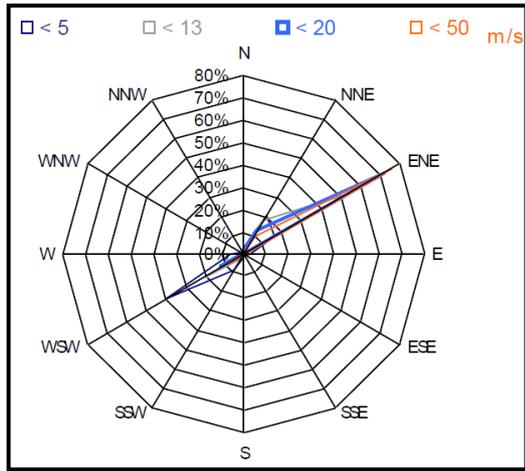


Figura 1.46: Rosa de frecuencias a 30 m. Fuente [16]

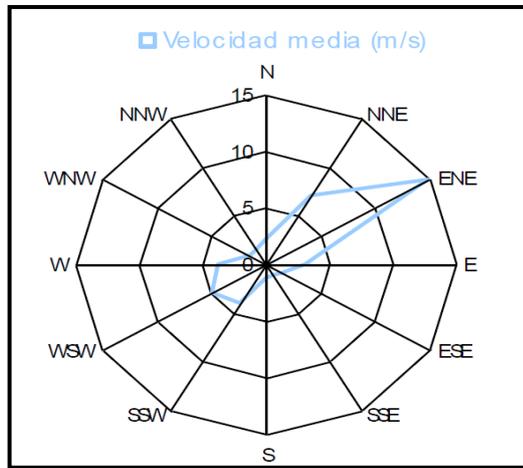


Figura 1.47: Distribución direccional de velocidad a 30 m. Fuente [16]

También se puede apreciar en la Figura 1.48, la intensidad de la velocidad que se obtiene en cada mes por el transcurso de un año, mostrando la variación del viento.

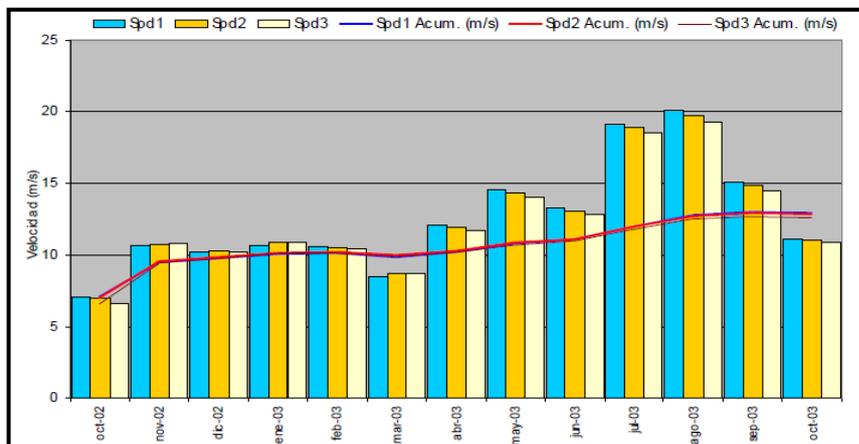


Figura 1.48: Evolución mensual y anual de la velocidad en Villonaco. Fuente [16]

1.7.2. Turbulencia y Clase IEC.

Retomando parámetros tratados, a continuación se muestra un resumen general de la velocidad media, la turbulencia de la zona y la clase IEC, para caracterizar el emplazamiento del Parque Eólico Villonaco.

Tabla 1.10: Velocidad media, turbulencia y clase IEC del emplazamiento. Fuente [16]

	Villonaco 30m
Periodo	12 meses
Vel.media (m/s)	12,63
Racha máxima (m/s)	39,62
Turb. a 15 m/s	9 %
Clase	S

1.7.3. Topografía del parque eólico Villonaco.

El emplazamiento del Parque Eólico Villonaco está ubicado a lo largo de la línea cumbre del cerro Villonaco, entre los cantones Loja y Catamayo, con orientación NNW-SSE, con una longitud aproximada de 2,8 kilómetros y una altura media de 2635 metros.

Las coordenadas de los aerogeneradores en el sistema UTM (Sistema de Coordenadas Universal Transversal de Mercator) se muestran en la Tabla 1.11, asimismo su ubicación en el plano topográfico del Anexo A.

Tabla 1.11: Localización de los aerogeneradores. Fuente [17]

NOMBRE	E	N
Aerogenerador No. 1	693.030	9.558.404
Aerogenerador No. 2	693.150	9.558.258
Aerogenerador No. 3	693.177	9.558.142
Aerogenerador No. 4	693.180	9.557.914
Aerogenerador No. 5	693.282	9.557.823
Aerogenerador No. 6	693.303	9.557.604
Aerogenerador No. 7	693.350	9.557.421
Aerogenerador No. 8	693.464	9.557.215
Aerogenerador No. 9	693.450	9.556.877
Aerogenerador No. 10	693.482	9.556.745
Aerogenerador No. 11	693.523	9.556.476

1.7.4. Rugosidad en el Emplazamiento.

La rugosidad del emplazamiento está determinada por la distribución y tamaño de los elementos de rugosidad que contiene como son: vegetación, edificios, y entre algunos tipos de suelo.

En la Figura 1.49 se puede apreciar que la zona del emplazamiento del Parque Eólico Villonaco cuenta con una rugosidad de terreno con valores entre 0,4 m y 0,8 m, lo que evidencia que corresponde a una Clase 3 de rugosidad (Tabla 1.3), que expresa que la ubicación del parque es en *terrenos muy altos*. Conjuntamente, se consigue justificar el interés en los vientos y turbulencias que se producen debido a los efectos de la rugosidad en la superficie del emplazamiento.

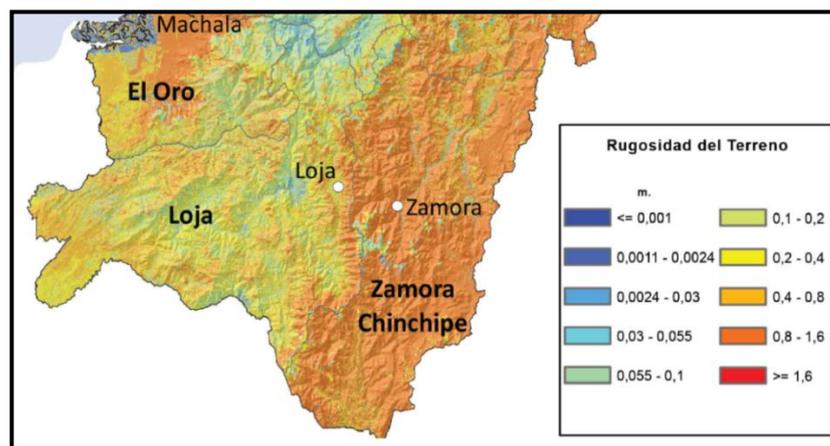


Figura 1.49: Rugosidad del terreno. Fuente [12]

“Las alteraciones del parámetro de rugosidad de la superficie –determinado esencialmente por la edificación y el tipo de vegetación– pueden causar un impacto importante en el potencial eólico de un emplazamiento determinado, con un radio de influencia de entre 1 y 2 km”⁷.

⁷ Atlas Eólico Del Ecuador, Quito 2013, Consideraciones sobre la lectura de los mapas, pag. 10.

CAPÍTULO II

ESTUDIO DE LOS PARÁMETROS DE OPERACIÓN

2.1. INTRODUCCIÓN.

Este capítulo se dedicará al estudio de las ecuaciones de gobierno que se aplican para el uso de la energía eólica, como son; ecuación de la continuidad, de la conservación de la energía y del momentum. Además se estudiará las principales características de los diversos modelos de turbulencia, los cuales permitirán una selección más adecuada para los distintos casos de análisis de operación de un parque eólico, teniendo en cuenta la complejidad del flujo y del modelado. Otro parámetro que se describirá es el flujo de viento que aparece sobre los terrenos con colinas de diferentes dimensiones y que se basa en las características propias de cada emplazamiento en donde se ubicaran los aerogeneradores.

Luego de la descripción y estudio de cada uno de los factores de operación para un parque eólico, se analizará el tratamiento de cada uno de los datos y parámetros obtenidos, que se deben utilizar para el modelado y simulación del funcionamiento del proyecto eólico. Para dicho análisis se detallará algunos elementos necesarios, como son: el software especializado para la simulación de flujos, las condiciones de contorno del emplazamiento del parque eólico con sus modelos de operación respectivos y sus métodos numéricos.

Para finalizar con el estudio del capítulo, se llevará a cabo el proceso de simulación y validación de los resultados obtenidos, haciendo el mismo procedimiento que se hace para el funcionamiento del parque eólico Villonaco, en la loma de Askervein, debido a la disponibilidad que se tiene de sus datos experimentales y curvas de velocidad. Posteriormente se hará la comparación de lo teórico (simulación del parque), con lo real (funcionamiento del parque). Dicha comparación se realiza entre los resultados del software y los datos aportados por el departamento técnico, lo cual permitirá la verificación del procedimiento y desempeño de trabajo del software especializado FLUENT en la dinámica de fluidos computacionales.

2.2. ECUACIONES DE GOBIERNO.

Esta sección trata de tres ecuaciones de uso común para el aprovechamiento de la energía eólica, como son: la ecuación de la continuidad, la ecuación de la energía, y la ecuación del momentum. La ecuación de continuidad es una expresión del principio de conservación de masa, asociada al campo de velocidades. La ecuación de la energía es una afirmación del principio de conservación de la energía (Primera ley de la Termodinámica). La ecuación del momentum es la expresión de la cantidad de movimiento (Segunda ley de Newton) que interviene en el aerogenerador.

Antes de aplicar las ecuaciones de gobierno y las leyes físicas al flujo de un fluido se definirá los siguientes conceptos útiles:

- Volumen de control; es una región en el espacio donde puede existir flujo de fluido a través de sus fronteras. Además puede moverse como un todo manteniendo su forma y dimensiones.
- Sistema; se refiere a un conjunto de materia que es formada siempre por las mismas partículas. Es decir, se observa siempre una cantidad fija de materia.

Para continuar, en la Figura 2.1 se muestra una configuración; con el esquema del volumen de control y las variables (áreas y velocidades) que serán utilizadas al aplicar las ecuaciones mencionadas anteriormente.

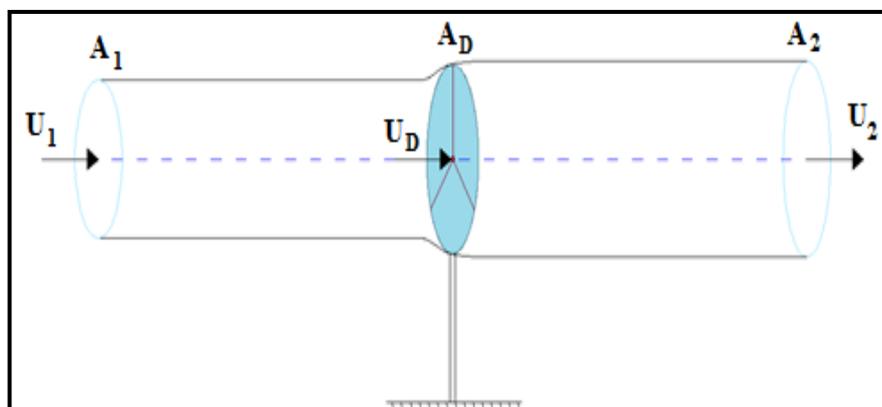


Figura 2.1: Tubo de corriente en un aerogenerador. Fuente: [Autores].

La Figura 2.2 representa de forma esquemática, la variación de la presión y de la velocidad a lo largo del tubo de corriente, y la diferente presión que existe entre las caras anterior y posterior del disco que dan origen una fuerza que tiende a reducir la velocidad del aire:

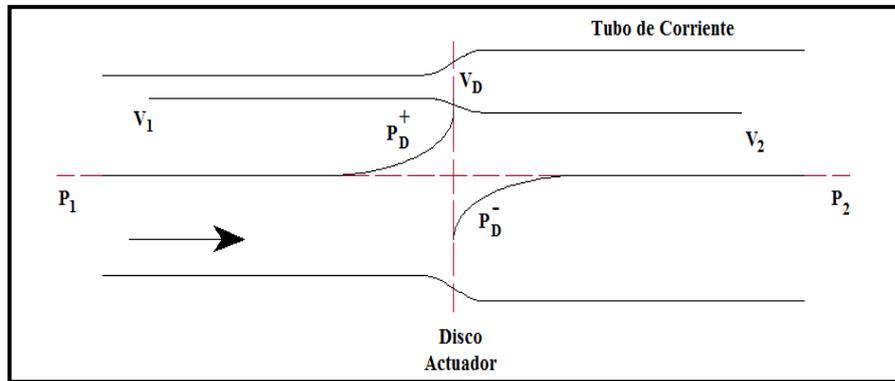


Figura 2.2: Distribución de presiones y velocidades aguas arriba y aguas abajo del disco actuador. Fuente: [Autores]

Según lo mencionado y basado en la Figura 2.2, el viento incidente posee una velocidad U_1 aguas arriba del disco, también una velocidad U_D en el plano del disco actuador y una velocidad U_2 aguas abajo del disco, de manera que:

$$U_1 > U_D > U_2 , \quad (2.1)$$

Además, la presión ubicada aguas arriba y abajo del disco, es uniforme e igual a la atmosférica, mientras que en el plano del disco actuador se produce una discontinuidad expresada de la siguiente manera:

$$P_D^+ > P_D^- , \quad (2.2)$$

2.2.1. Ecuación de la Continuidad.

Partiendo del principio básico en el estudio del movimiento de fluidos, que menciona que la masa no se crea ni se destruye, sino que se conserva. Se obtiene que entre los extremos del tubo de corriente exista una conservación del flujo de masa, dando:

$$\rho A_1 U_1 = \rho A_D U_D = \rho A_2 U_2 , \quad (2.3)$$

O bien:

$$A_1 U_1 = A_D U_D = A_2 U_2, \quad (2.4)$$

Dónde los subíndices:

1 = condiciones del aire mucho antes de atravesar el disco.

D = condiciones del aire en el disco.

2 = condiciones del aire mucho después de atravesar el disco.

2.2.2. Ecuación de la Energía.

Definimos energía como la capacidad para producir trabajo. Además existe en una variedad de formas y se transforma de un tipo de energía a otro. Sin embargo, estas transformaciones están restringidas por un principio fundamental, llamado conservación de la energía, que establece que; la energía total de un sistema aislado permanece constante.

Por ser el movimiento unidimensional incompresible, a lo largo de una línea de corriente, es aplicable la ecuación de Bernoulli entre A_1 y A_D y entre A_D y A_2 :

$$P_1 + \frac{1}{2} \rho U_1^2 = P_D^+ + \frac{1}{2} \rho U_D^2, \quad (2.5)$$

$$P_D^- + \frac{1}{2} \rho U_D^2 = P_2 + \frac{1}{2} \rho U_2^2, \quad (2.6)$$

Sabiendo que las presiones son iguales a la entra como a la salida y operando entre las expresiones (2.5) y (2.6) se obtiene:

$$P_D^+ - P_D^- = \frac{1}{2} \rho (U_1^2 - U_2^2), \quad (2.7)$$

Por lo tanto, la fuerza que ejerce el viento sobre plano del disco actuador es:

$$F_x = \frac{1}{2} \rho (U_1^2 - U_2^2) A, \quad (2.8)$$

2.2.3. Ecuación del Momentum.

Al tener en cuenta que la fuerza del disco actuador sobre el fluido con el sentido de la corriente ($-F_x$), tiene que igualar a la diferencia de flujos de cantidad de movimiento entre la salida y la entrada, tenemos:

$$F_x = -\dot{m} (U_2 - U_1) = \rho AV (U_1 - U_2) , \quad (2.9)$$

Dónde:

\dot{m} = flujo másico.

ρ = Densidad del fluido.

U = Velocidad del fluido.

A = Área del tubo corriente.

Se observa que entre los dos extremos del tubo de corriente, se obtiene la fuerza ejercida por el disco sobre el aire, como consecuencia de la ecuación de la cantidad de movimiento:

$$F_x = \rho AU_D (U_1 - U_2) , \quad (2.10)$$

Entonces, como la fuerza debe ser igual a la obtenida mediante la aplicación de la ecuación de Bernoulli se tiene que:

$$\frac{1}{2} \rho (U_1^2 - U_2^2) A = \rho AU_D (U_1 - U_2) , \quad (2.11)$$

Y resolviendo la expresión se obtiene:

$$U_D = \frac{U_1 + U_2}{2} , \quad (2.12)$$

La expresión (2.12) indica que la velocidad en el plano del disco actuador es la media de las velocidades aguas arriba y aguas abajo de la corriente de aire.

2.3. MODELO DE TURBULENCIA.

En la evaluación del desempeño de un sistema eólico es de suma importancia, conocer el comportamiento de la velocidad del viento y su turbulencia, ya que el movimiento que se da en un fluido turbulento es una condición irregular de flujo, en la que, las diferentes cantidades de viento muestran una variación aleatoria en las coordenadas de tiempo y espacio, de tal forma que es posible distinguir valores estadísticos promedio.

En esta sección se llevara a cabo una breve descripción de modelos matemáticos y conceptos físicos que intervienen en las leyes de movimiento; siendo estos desarrollados por la Fluidodinámica Computacional (CFD) para la representación del proceso de turbulencia, dando lugar a varios modelos computacionales de turbulencia, que se pueden agrupar en:

2.3.1. Cerradura de un punto.

Es una aproximación de ecuaciones de movimiento en el tiempo, que se da sobre una coordenada, en la cual el flujo medio no tiene variación. Además, produce un conjunto de ecuaciones diferenciales parciales, denominadas como ecuaciones de *Navier-Stokes Promediadas de Reynolds (RANS)*.

2.3.2. Simulación numérica Directa (DNS).

Es la que tiene que ver con la resolución de las ecuaciones de Navier-Stokes, para todas las escalas de movimientos, dadas en un flujo turbulento.

2.3.3. Simulación de remolinos grandes (LES).

Es la encargada de resolver los movimientos de las escalas grandes del flujo, mientras se da la aproximación o modelación, solo de los movimientos de escalas pequeñas. Se puede considerar, como un tipo de arreglo que se da; entre los métodos de cerradura de un punto y de la simulación directa.

2.3.4. Ecuaciones de Navier-Stokes Promediadas de Reynolds (RANS).

La idea que existe en estas ecuaciones es la descomposición de Reynolds, en el que una cantidad instantánea se descompone en sus cantidades promediadas y fluctuantes en el tiempo. En la promediación, la no-linealidad de las ecuaciones de Navier-Stokes, da origen a términos que deben modelarse, para tener aproximaciones en la representación del flujo. En la mayoría de los modelos, se utiliza la energía cinética turbulenta (k) y la disipación de energía cinética turbulenta (ϵ) como base para simular incógnitas en la dinámica de fluidos.

Existen tres categorías para abordar el problema de turbulencia por la técnica de ecuaciones RANS, las cuales son: *modelos de esfuerzos de Reynolds (RSM)*, *modelos de esfuerzos algebraicos (ASM)* y *modelos de viscosidad turbulenta (EVM)*. Dentro de este último, existen modelos de cero ecuaciones, de una ecuación y de dos ecuaciones; lo cual representa a la cantidad de ecuaciones diferenciales adicionales, para lograr cerrar el problema de turbulencia. A continuación se describen algunos de los modelos de turbulencia de dos ecuaciones, en la categoría de EVM, útiles en el proceso de modelación:

2.3.4.1. Modelos k-epsilon (k - ϵ).

Es el modelo trascendental en los estudios numéricos específicos para la simulación y predicción de sistemas complejos de la hidrodinámica y la aerodinámica para aplicaciones marinas, eólicas, entre otras. Existen muchos modelos k - ϵ , la mayoría de ellos se encuentran en la forma de capa límite. Dentro de estos, se abordarán a continuación los modelos más destacados para el estudio eólico:

2.3.4.1.1. Modelo k-epsilon estándar.

Es un modelo semi-empírico basado en las ecuaciones de transporte para la energía cinética turbulenta (k) y para la disipación de la energía cinética turbulenta (ϵ). En la derivación del modelo, se asume que el flujo es totalmente turbulento y que los efectos de la viscosidad molecular son despreciables.

De lo mencionado anteriormente, se considera que el modelo k-ε es solamente valido para fluidos totalmente turbulentos. A continuación se presentan sus expresiones matemáticas:

Energía cinética turbulenta (k):

$$\underbrace{\frac{\partial(\rho k)}{\partial t}}_{\text{Taza de incremento}} + \underbrace{\frac{\partial(\rho \bar{u}k)}{\partial x}}_{\text{Transporte por convección}} = \underbrace{\frac{\partial}{\partial x} \left[\left(\mu + \frac{\mu_t}{\sigma_k} \right) \frac{\partial k}{\partial x} \right]}_{\text{Transporte por difusión}} + \underbrace{P_k + P_b - Y_M}_{\text{Taza de generación}} - \underbrace{\rho \varepsilon}_{\text{Taza de destrucción}}, \quad (2.13)$$

Disipación de la energía cinética turbulenta (ε):

$$\underbrace{\frac{\partial(\rho \varepsilon)}{\partial t}}_{\text{Taza de incremento}} + \underbrace{\frac{\partial(\rho \bar{u} \varepsilon)}{\partial x}}_{\text{Transporte por convección}} = \underbrace{\frac{\partial}{\partial x} \left[\left(\mu + \frac{\mu_t}{\sigma_\varepsilon} \right) \frac{\partial \varepsilon}{\partial x} \right]}_{\text{Transporte por difusión}} + \underbrace{C_{1\varepsilon} \frac{\varepsilon}{k} [P_k + C_{3\varepsilon} P_b]}_{\text{Taza de generación}} - \underbrace{C_{2\varepsilon} \rho \frac{\varepsilon^2}{k}}_{\text{Taza de destrucción}}, \quad (2.14)$$

Dónde:

P_k = generación de la energía cinética turbulenta debido al gradiente de velocidad.

P_b = generación de la energía cinética turbulenta debido a las fuerzas de flotación.

μ_t = viscosidad turbulenta.

$C_{1\varepsilon}$, $C_{2\varepsilon}$ y $C_{3\varepsilon}$ = constantes.

σ_k = número de Prandtl turbulentos para la ecuación de k .

σ_ε = número de Prandtl turbulentos para la ecuación de ε .

Y_M = fluctuación de la dilatación en la turbulencia debido a la tasa de disipación.

Y sus expresiones en forma matemática son las siguientes:

$$Y_M = 2\rho\varepsilon M_t^2, \quad (2.15)$$

$$P_k = -\rho\mu_t \left[2 \left(\frac{\partial \bar{u}}{\partial x} \right)^2 + 2 \left(\frac{\partial \bar{v}}{\partial y} \right)^2 + \left(\frac{\partial \bar{u}}{\partial y} + \frac{\partial \bar{v}}{\partial x} \right)^2 \right], \quad (2.16)$$

$$G_k = -\beta g_i \frac{\mu_t}{Pr_t} \frac{\partial \bar{T}}{\partial x_i}, \quad (2.17)$$

$$\mu_t = \rho C_\mu \frac{k^2}{\varepsilon}, \quad (2.18)$$

Dónde:

Pr_t = Número de Prandtl turbulento. A partir de datos empíricos, oscila entre 0,85.

g_i = componente del vector gravitacional en la dirección i .

β = coeficiente de expansión térmica.

M_t = número de Mach turbulento del flujo.

C_μ = Coeficiente de viscosidad turbulenta

El modelo k - ε usa un ajuste para un amplio rango de flujos turbulentos, dando como resultado valores de coeficientes que intervienen en las expresiones anteriores, siendo estos:

$C_\mu = 0.09$	$C_{1\varepsilon} = 1.44$	$C_{2\varepsilon} = 1.92$	$\sigma_k = 1$	$\sigma_\varepsilon = 1.3$	$C_{3\varepsilon} = \tanh \left \frac{\bar{v}}{\bar{u}} \right $
----------------	---------------------------	---------------------------	----------------	----------------------------	---

2.3.4.1.2. Modelo k - ε - r .

El término realizable, expresa que el modelo satisface ciertas limitaciones en el término de los esfuerzos normales, consistentemente con la física de flujos turbulentos. Para entender esto, hay que considerar que se combina la *aproximación de Boussinesq*⁸ y la definición de la viscosidad turbulenta, para obtener la expresión del esfuerzo normal de Reynolds en un flujo incompresible, la cual se representa de la siguiente manera:

$$\overline{u'_i u'_i} = \frac{2}{3} k - 2 C_\mu \frac{k^2}{\varepsilon}, \quad (2.19)$$

Se tiene que el esfuerzo normal $\overline{u'_i u'_i}$, (que por definición es una cantidad positiva), se vuelve negativo, por lo tanto “no realizable” cuando se cumple lo siguiente:

$$\frac{k}{\varepsilon} \frac{\partial \bar{u}}{\partial x} > \frac{1}{3 C_\mu} \approx 3.7, \quad (2.20)$$

⁸ Las diferencias de densidad son lo suficientemente pequeños para ser despreciadas.

A diferencia de modelos k-ε tradicionales, el modelo k-ε realizable introduce características que cumplen el objetivo de reducir las deficiencias de modelos más simples, como:

- Tiene la misma ecuación de energía cinética turbulenta que el modelo estándar.
- Tiene una nueva ecuación para la disipación de la energía cinética turbulenta, basada en la ecuación la raíz media de la fluctuación de vorticidad.
- El coeficiente C_μ , para este modelo es variable, en lugar de constante.

Por lo tanto, las ecuaciones para el modelo k-ε realizable quedan de la siguiente manera:

Coficiente de viscosidad turbulenta:

$$C_\mu = \frac{1}{A_0 + A_S \frac{kU^*}{\varepsilon}}, \quad (2.21)$$

Dónde:

$$A_0 = 4.04$$

$$A_S = \frac{1}{3} \cos^{-1} \sqrt{6W}$$

Disipación de la energía cinética turbulenta (ε):

$$\underbrace{\frac{\partial(\rho\varepsilon)}{\partial t}}_{\text{Taza de incremento}} + \underbrace{\frac{\partial(\rho\bar{u}\varepsilon)}{\partial x}}_{\text{Transporte por convección}} = \underbrace{\frac{\partial}{\partial x} \left[\left(\mu + \frac{\mu_t}{\sigma_\varepsilon} \right) \frac{\partial \varepsilon}{\partial x} \right]}_{\text{Transporte por difusión}} + \underbrace{\rho C_{1\varepsilon}}_{\text{Taza de generación}} - \underbrace{\rho C_{2\varepsilon} \frac{\varepsilon^2}{K + \sqrt{v\varepsilon}}}_{\text{Taza de destrucción}} + \underbrace{C_{1\varepsilon} \frac{\varepsilon}{k} C_{3\varepsilon} P_b}_{\text{Taza de flotabilidad}}, \quad (2.22)$$

Desarrollando las expresiones, los coeficientes quedan de la siguiente manera:

$C_{1\varepsilon} = 1.44$	$C_{2\varepsilon} = 1.9$	$\sigma_k = 1$	$\sigma_\varepsilon = 1.2$	$C_{3\varepsilon} = \tanh \left \frac{\bar{v}}{\bar{u}} \right $
---------------------------	--------------------------	----------------	----------------------------	---

2.3.4.1.3. Modelo k-épsilon RNG.

Este modelo k-épsilon está desarrollado usando técnicas de Re-normalización de la teoría de grupo (RNG), para renormalizar las ecuaciones instantáneas de Navier-Stokes, y así tener en cuenta los efectos de las escalas más pequeñas de movimiento. Además, en el modelo RNG, las ecuaciones de transporte para la generación y disipación de turbulencia son las mismas que las empleadas en el modelo k-ε estándar, pero con la diferencia que sus constantes utilizadas son diferentes y la $C_{2\varepsilon}$ es reemplazada por la función $C_{2\varepsilon}^*$.

Energía cinética turbulenta (k):

$$\underbrace{\frac{\partial(\rho k)}{\partial t}}_{\text{Taza de incremento}} + \underbrace{\frac{\partial(\rho \bar{u}k)}{\partial x}}_{\text{Transporte por convección}} = \underbrace{\frac{\partial}{\partial x} \left[\left(\mu + \frac{\mu_t}{\sigma_k} \right) \frac{\partial k}{\partial x} \right]}_{\text{Transporte por difusión}} + \underbrace{P_k + P_b - Y_M}_{\text{Taza de generación}} - \underbrace{\rho \varepsilon}_{\text{Taza de destrucción}}, \quad (2.23)$$

Disipación de la energía cinética turbulenta (ε):

$$\underbrace{\frac{\partial(\rho \varepsilon)}{\partial t}}_{\text{Taza de incremento}} + \underbrace{\frac{\partial(\rho \bar{u} \varepsilon)}{\partial x}}_{\text{Transporte por convección}} = \underbrace{\frac{\partial}{\partial x} \left[\left(\mu + \frac{\mu_t}{\sigma_\varepsilon} \right) \frac{\partial \varepsilon}{\partial x} \right]}_{\text{Transporte por difusión}} + \underbrace{C_{1\varepsilon} \frac{\varepsilon}{k} P_k}_{\text{Taza de generación}} - \underbrace{C_{2\varepsilon}^* \rho \frac{\varepsilon^2}{k}}_{\text{Taza de destrucción}}, \quad (2.24)$$

En la tasa de destrucción se puede observar el término nuevo para el presente método, el cual se expresa de la siguiente manera:

$$C_{2\varepsilon}^* = C_{2\varepsilon} + \frac{C_\mu \eta^3 \left(1 - \frac{\eta}{\eta_0} \right)}{1 + \beta \eta^3}, \quad (2.25)$$

Dónde:

$\beta = 0.0012$ (obtenido de manera experimental)

Los valores de todas las constantes (excepto β), se derivan de forma explícita en el procedimiento de generador de números aleatorios. Dichos valores son los siguientes:

$C_\mu = 0.0845$	$C_{1\varepsilon} = 1.42$	$C_{2\varepsilon} = 1.68$	$\sigma_k = 0.719$	$\sigma_\varepsilon = 0.719$	$\eta_0 = 4.38$
------------------	---------------------------	---------------------------	--------------------	------------------------------	-----------------

2.3.4.2. Modelo k-omega (k- ω).

Se trata de un modelo de dos ecuaciones, eso significa, que incluye dos ecuaciones de transporte adicionales para representar las propiedades de turbulencia del flujo. Además, en este modelo k determina la energía en la turbulencia, mientras que ω , es la variable que determina la escala de la turbulencia.

Energía cinética turbulenta

$$\underbrace{\frac{\partial(\rho k)}{\partial t}}_{\text{Taza de incremento}} + \underbrace{\frac{\partial(\rho \bar{u}k)}{\partial x}}_{\text{Transporte por convección}} = \underbrace{\frac{\partial}{\partial x} \left[\Gamma_k \frac{\partial k}{\partial x} \right]}_{\text{Transporte por difusión}} + \underbrace{P_k - Y_k}_{\text{Taza de generación}}, \quad (2.26)$$

Disipación específica (ω):

$$\underbrace{\frac{\partial(\rho \omega)}{\partial t}}_{\text{Taza de incremento}} + \underbrace{\frac{\partial(\rho \bar{u}\omega)}{\partial x}}_{\text{Transporte por convección}} = \underbrace{\frac{\partial}{\partial x} \left[\Gamma_\omega \frac{\partial \omega}{\partial x} \right]}_{\text{Transporte por difusión}} + \underbrace{P_\omega - Y_\omega}_{\text{Taza de generación}}, \quad (2.27)$$

Dónde:

P_k = generación de energía cinética turbulenta debida a los gradientes de velocidad.

P_ω = generación de ω debido a las fuerzas de generación.

Γ_k = difusividad efectiva de k .

Γ_ω = difusividad efectiva de ω .

De las variables anteriores, se tiene sus siguientes expresiones matemáticas:

$$\Gamma_k = \mu + \frac{\mu_t}{\sigma_k}, \quad (2.28)$$

$$\Gamma_\omega = \mu + \frac{\mu_t}{\sigma_\omega}, \quad (2.29)$$

Dónde:

μ_t = viscosidad turbulenta

De todas las expresiones que aparecen dentro del presente modelo, se puede obtener valores de los distintos coeficientes que intervienen k - ω , los cuales son:

$\alpha_\infty^* = 1$	$\alpha_\infty = 0.52$	$\alpha_0 = 1/9$	$\beta_\infty^* = 0.09$	$\beta_i = 0.072$
$R_\beta = 8$	$R_\kappa = 6$	$R_\omega = 2.95$	$\sigma_k = 2$	$\sigma_\omega = 2$

2.4. FLUJO DE VIENTO SOBRE COLINAS.

Cuando se trata de turbinas eólicas, la parte inferior de una colina lo convierte en un lugar pobre para el aprovechamiento de los vientos dominantes, debido a que el viento tiende a disminuir su velocidad en la parte inferior de una colina suave, y luego se acelera a medida que sube dicha colina, pudiendo llegar a duplicar la velocidad del viento en la cima de la misma (Figura 2.3). Esto se debe a la compresión que sufre el viento al llegar a la cima de la colina, y su posterior expansión en la ladera de salida de la colina.

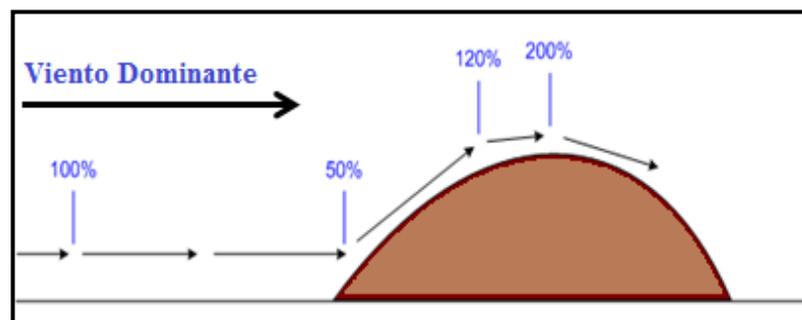


Figura 2.3: Colina del terreno. Fuente: [18]

Una colina suave con una cima redondeada y de pendiente sin vegetación alta, es un lugar idóneo para la instalación de aerogeneradores y el aprovechamiento del efecto acelerador del relieve. “Si la colina está próxima al mar, se recomiendan zonas situadas a una distancia de la orilla entre 0,25 y 2,5 veces la altura de la colina”⁹

En contraste, una pendiente fuerte (acantilados, escarpas, etc.) es una zona poco adecuada, por la formación de turbulencias, que no solo reducen la energía que puede extraer el aerogenerador, sino que producen esfuerzos mecánicos de fatiga sobre la máquina.

Para obstrucciones que no sean lisas, como un aumento repentino en el paisaje o acantilado existe mayor complicación. Los bordes afilados crean turbulencias, como se ilustra en la Figura 2.4. El flujo de aire en la parte superior del acantilado puede ser más fuerte que la velocidad media del viento en la zona, pero cerca del borde del acantilado, también puede ser muy turbulento, por lo cual es un mal sitio para un aerogenerador.

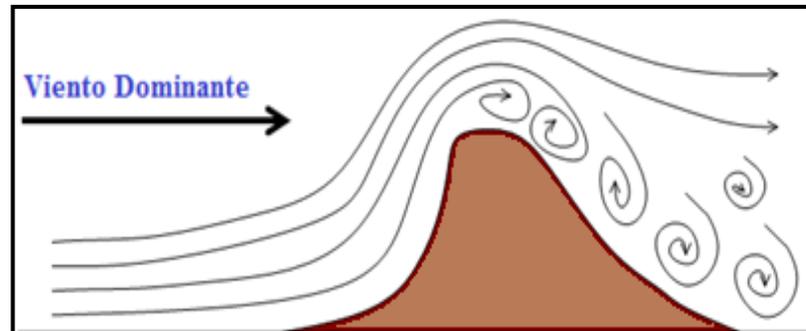


Figura 2.4: Acantilado del terreno. Fuente: [18]

De los estudios aerodinámicos de terrenos se puede dar de manifiesto que:

- Las colinas con forma sinusoidal o triangular, con pendientes suaves presentan mayores efectos de aceleración. El aumento de la velocidad en la cima puede alcanzar entre un 40 y un 80%.
- En la cima de una colina, el perfil de la velocidad con la altura tiende a atenuarse con la elevación del terreno.

⁹ Ingeniería de la Energía Eólica; Cap. IV; Caracterización del Potencial Eólico del Viento.

Experimentalmente se han evidenciado situaciones en las que el aumento de velocidad debido al efecto de la ascension del viento por la ladera de la colina, se puede anular para alturas superiores a 2,5 veces la altura de la propia colina o para alturas mayores que la mitad de la ancho de la base de la colina, medida en la direccion del flujo del viento, por lo tanto; el efecto acelerador es mayor cuando las colinas forman una barrera continua en direccion perpendicular al flujo del viento.

En la Figura 2.5 se muestra la influencia de la forma y elevación de las colinas, en la aceleración del flujo de viento. Las situaciones más propicias corresponden a perfiles triangulares o redondeados con pendientes suaves y los más perniciosos a perfiles abruptos.

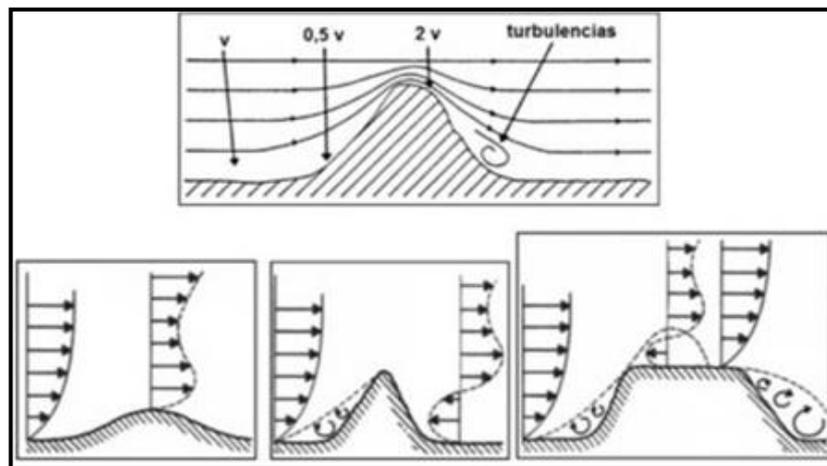


Figura 2.5: Influencia de la Loma en el perfil del flujo del viento. Fuente: [19]

El efecto que aparece por la regularidad de colinas, valles y acantilados (terrenos complejos), provoca aceleraciones, deceleraciones, zonas de recirculación, separación, etc., dando paso a la aparición de turbulencias. Por lo tanto, si la colina es muy accidentada, el emplazamiento del parque eólico muestra las siguientes desventajas:

- Puede originar turbulencias significativas en el estudio del flujo del viento.
- Aparición de zonas de recirculación y separación.

Por estas razones, el conocimiento profundo de velocidad y turbulencia del flujo sobre colinas es de gran interés y se lo detalla en esta sección.

2.5. CARACTERÍSTICAS DEL SITIO DE ESTUDIO.

El Parque Eólico Villonaco está situado en las montañas del oeste de la ciudad de Loja, provincia del Ecuador, a 4 km de la capital Lojana, específicamente en el Cerro Villonaco, el mismo que tiene una orientación NNW-SSE; este montículo se divide por los valles de Loja y Catamayo (Figura 2.6). Además, ha sido calificado como emblemático por el Gobierno Nacional, por su contribución a la soberanía energética del país y a la diversificación de la matriz energética.

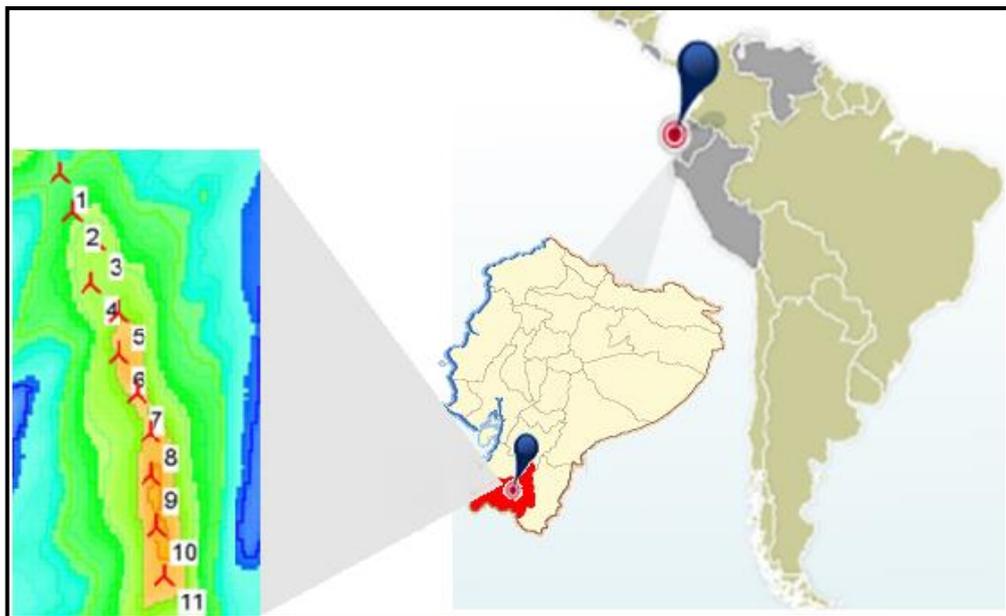


Figura 2.6: Mapa de Ubicación Proyecto Eólico Villonaco. Fuente: [Autores]

En las Figuras 2.7 y 2.8 se consigue apreciar el cerro Villonaco, y el sitio del montículo donde están instalados los 11 aerogeneradores.

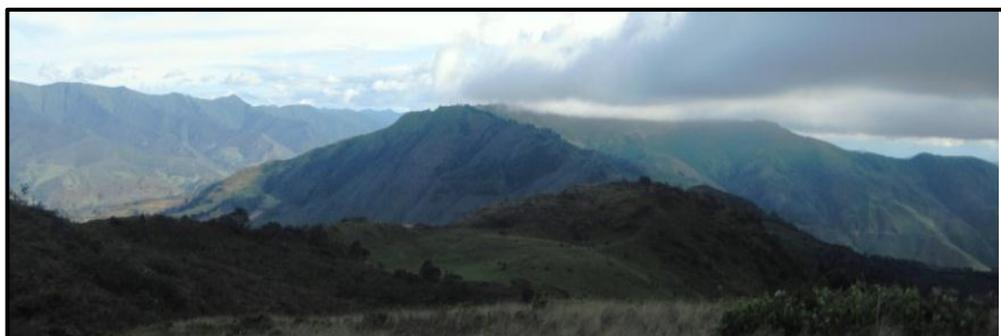


Figura 2.7: Cerro Villonaco. Fuente [20]



Figura 2.8: Ubicación de las 11 Torres Eólicas del Proyecto Villonaco. Fuente [21]

El promedio anual del viento es de 12,63 m/s con una dirección ENE, es decir, el flujo de viento es perpendicular a la dirección del cerro (Figura 2.1). El emplazamiento está delimitado por las siguientes coordenadas UTM: N9558404, E693030 y N9556225, E693635, y tiene una longitud aproximada de 2800 metros y una altura media de 2635 metros sobre el nivel del mar. También, esta región se caracteriza por las escasas precipitaciones y por mantener temperaturas entre los 12°C y 15°C.



Figura 2.9: Emplazamiento y dirección del viento sobre el Cerro Villonaco. Fuente [Autores]

Para la simulación del flujo de viento se ha escogido un perfil a lo largo de la loma que presente condiciones regulares con forma suave; dicho perfil se encuentra ubicado en el aerogenerador número 6. A partir del perfil que se ha seleccionado, se determina las dimensiones de largo y alto de la loma, las mismas que son descritas como: longitud total $L = 6000$ m y altura máxima $H = 459$ m (Figura 2.10).



Figura 2.10: Perfil de elevación en el aerogenerador 6. Fuente [Autores]

2.6. CARACTERÍSTICAS DEL AEROGENERADOR.

El Parque Eólico Villonaco es un proyecto a gran escala, que tiene instalado once aerogeneradores Goldwind GW70/1500, con una potencia nominal de 1.5MW de capacidad cada uno; y permitirán disminuir emisiones contaminantes a la atmósfera, de aproximadamente 35 mil toneladas de gases de efecto invernadero por año.

Debido a su avanzada tecnología, Goldwind presenta una variedad de aerogeneradores con alto rendimiento para el aprovechamiento de energía eólica, los cuales son propicios para cada situación y condición climática que presenten los parques eólicos, teniendo cada uno de ellos las correspondientes especificaciones técnicas (Figura 2.11).

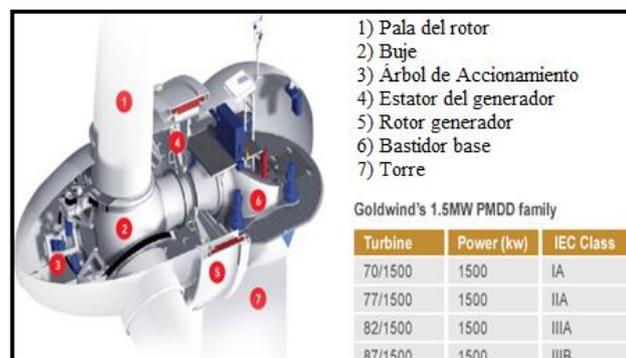


Figura 2.11: Aerogeneradores Goldwind 1.5MW. Fuente [22]

La ideología de diseño de la tecnología de aerogeneradores Goldwind PMDD (Imanes Permanentes de Accionamiento Directo), es conseguir la mayor eficiencia posible con un mantenimiento mínimo, y un diseño particularmente ventajoso, para sitios que no son de fácil acceso, como lo es el caso del Cerro Villonaco.

Para las condiciones de velocidad de viento promedio (de acuerdo a IEC 64100-I) y para un amplio rango de tipos de viento (de acuerdo a IEC: clase IA, IIA, IIIA y IIIB) que posee el emplazamiento, se ha seleccionado el GW 70/1500 que es el más adecuado y sus especificaciones técnicas son las siguientes:

Tabla 2.1: Especificaciones de Aerogenerador Goldwind 70/1500. Fuente [22]

Parámetros de Operación	Especificaciones
Potencia Nominal:	1500 kW
Velocidad de encendido:	3 m/s
Velocidad de Referencia del Viento:	11,8 m/s
Velocidad de Parada:	25 m/s (10 min)
Resistencia a velocidad de viento (3s):	70 m/s IEC-IA
Tiempo de Vida Útil:	>= 20 años
Temperatura ambiente de operación:	-30°C a +40°C
Temperatura ambiente de standby:	-40 °C a +50°C
Rotor	Especificaciones
Diámetro:	70 m
Área de Barrido:	3850 m ²
Rango de velocidad:	10,2 a 19 rpm
Número de palas:	3
Tipo de Pala:	LM34P o Similar
Generador	Especificaciones
Tipo:	Síncrono Multipolar, generador con imán excitado permanente
Potencia Nominal:	1500 KW
Diseño:	Accionamiento Directo
Corriente Nominal:	660 A
Velocidad de Rotación Nominal:	19 rpm
Clase de protección:	F/IP23
Tipo de Aislamiento:	F
Convertidor	Especificaciones
Tipo:	Convertidor IGBT
Clase de protección:	IP54
Rango del factor de potencia de salida:	de -0,95 a +0,95
Voltaje nominal de salida:	620/690 V
Corriente Nominal de salida:	1397/1255 A

Sistema de Orientación	Especificaciones
Concepto de diseño:	Mando por Motor Eléctrico
Movimiento nominal:	0,5°/sec
Sistema de Orientación:	Freno 10 de Retención
Sistema de Freno	Especificaciones
Frenado Aerodinámico:	Triple hélice de paso
Freno Mecánico:	Sistema Hidráulico
Sistema de Control	Especificaciones
Tipo:	PLC
Protección contra rayos	Especificaciones
Diseño Estándar:	De acuerdo a IEC1024-I, cumple estándar GL
Resistencia a Tierra:	$\leq 4\Omega$
Torre	Especificaciones
Tipo:	Metálica troncocónica
Altura de Buje:	65 m

La potencia del aerogenerador GW 70/1500 viene definida por su respectiva curva de potencia establecida por los fabricantes, dicha curva es mostrada en la Figura 2.12, y se calcula en condiciones estándar con datos como: una intensidad de turbulencia del 10% y una densidad media del aire de $1,225 \text{ kg/m}^3$.

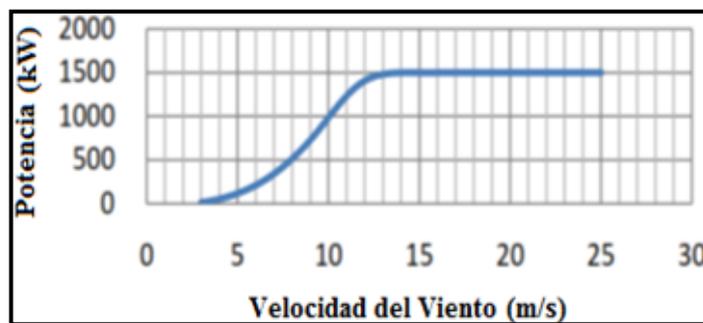


Figura 2.12: Curva de Potencia del Aerogenerador GW 70/1500. Calculada con densidad de aire de $1,225 \text{ Kg/m}^3$ y 10% de turbulencia. Fuente [22]

Se puede observar que el funcionamiento empieza aproximadamente a los 3 m/s, luego incrementa su potencia conforme aumenta la velocidad del viento, teniendo como máximo los 1500 kW a partir de los 11.8 m/s, formándose en este punto una potencia constante para velocidades superiores. Al llegar a los 25 m/s el sistema del aerogenerador cesa su funcionamiento o desvía a la góndola para proteger sus elementos o partes.

2.7. MODELADO CON SOFTWARE ESPECIALIZADO.

2.7.1. Software Utilizado.

En el presente trabajo se utilizan principalmente dos software; el primero sirve para la generación del modelo físico, y el otro se encarga de realizar la simulación numérica del problema.

Para la generación del modelo físico o superficie se utiliza el software de diseño asistido por computadora **Autodesk Inventor** (*es un software de modelado paramétrico de sólidos en 3D*); mientras que para la simulación del problema se utiliza el software de simulación **ANSYS** (*es un software de simulación ingenieril, desarrollado para funcionar bajo la teoría de elemento finito para estructuras y volúmenes finitos para fluidos¹⁰*), específicamente con el producto **Fluent**, que es el apropiado para la simulación de la dinámica de fluidos computacionales (CFD) y para predecir cómo funcionará y reaccionará el aerogenerador bajo un entorno real.

Para la elaboración del presente trabajo se ha hecho uso de las siguientes versiones de los programas ya mencionados:

- Autodesk Inventor 2011
- ANSYS 14.5.7.

2.7.2. Generación del Modelo Físico.

El modelo físico del Parque Eólico Villonaco se lo genera obteniendo las coordenadas del terreno y la ubicación exacta de la loma donde está emplazado el aerogenerador. Luego se localiza y se toma nota de una serie de puntos entre altura y longitud del perfil de la loma; La localización de estos puntos se inserta en Inventor, para de esta manera; unir dichos puntos y generar el perfil de interés del terreno en la plantilla del software (Figura 2.13).

¹⁰ <http://www.ansys.com>

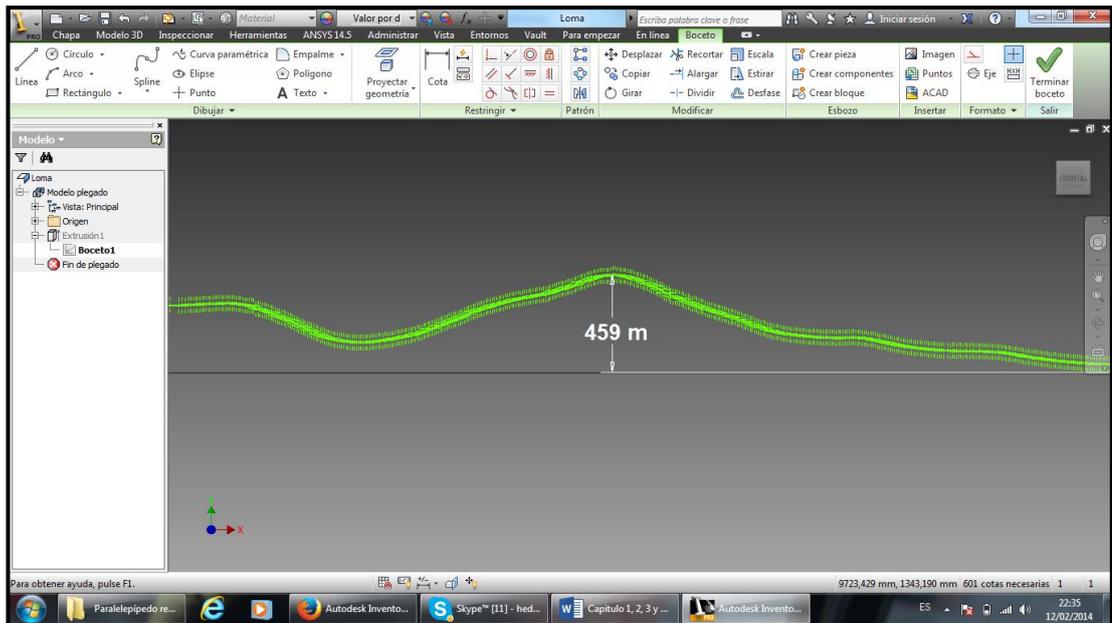


Figura 2.13: Generación del perfil de la loma por medio de puntos. Fuente [Autores]

La loma cuenta con una longitud $L = 6000$ m y una altura máxima $H = 459$ m. Se debe crear un dominio computacional que contenga a la loma, con una altura $6H$, y una longitud de $10H$ a partir de cada extremo del perfil generado, Figura 2.14. Posteriormente se hace la extrusión de esta superficie para crear un sólido, como se muestra en la Figura 2.15.

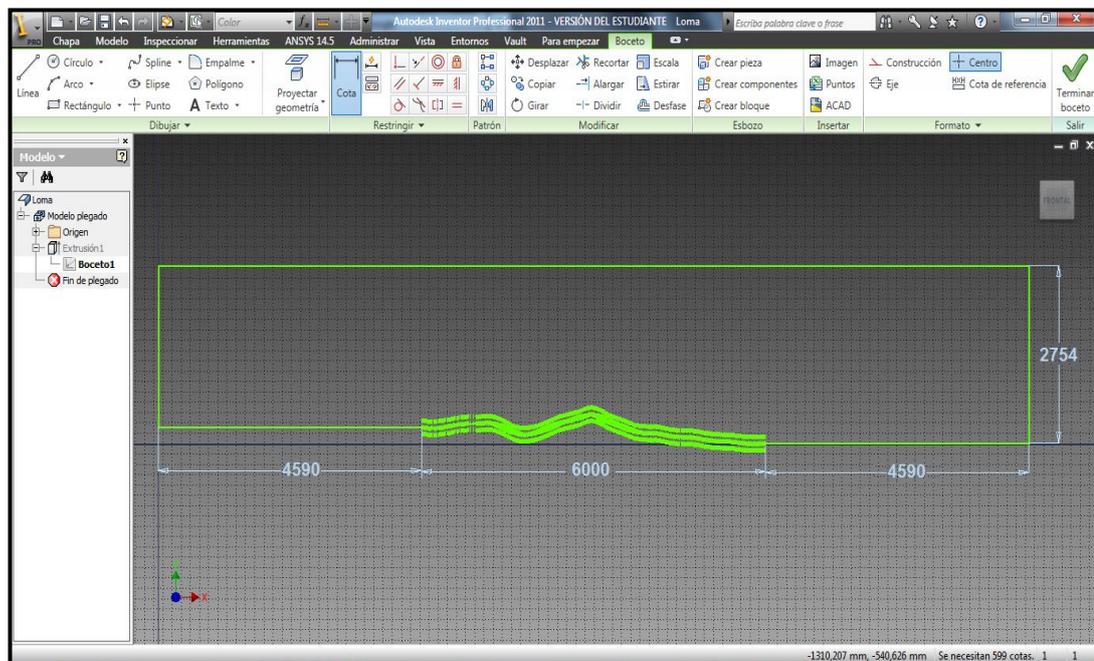


Figura 2.14: Dimensiones del dominio computacional de la loma de Villonaco. Fuente [Autores]

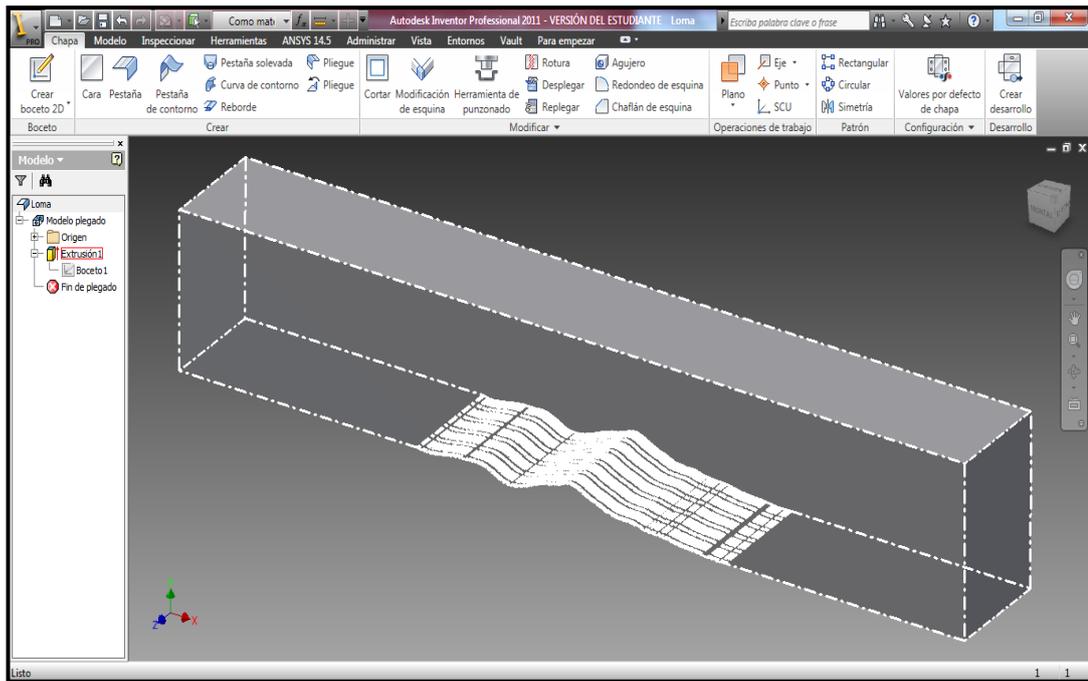


Figura 2.15: Paralelepípedo que contiene el perfil de la loma. Fuente [Autores]

Una vez generado el paralelepípedo, se debe tomar en cuenta que este archivo debe guardarse con extensión .igs o .stp para poder importar la geometría en el software de simulación ANSYS.

2.7.3. Generación de la malla.

Primeramente se crea un sistema independiente *Fluent* en el esquema de proyecto de ANSYS. Luego en el componente Geometry se importa el archivo que fue generado en Inventor (Paralelepípedo con la loma). Posteriormente utilizando el componente *Mesh* se procede a generar una malla 2D, y para esto se selecciona una de las caras del paralelepípedo para trabajar solamente con esa superficie y se realiza la generación del mallado. Los elementos de la malla son Tetraedros para toda la superficie, con un tamaño fino entre ellos.

El tamaño de los elementos de la malla es importante para obtener un buen resultado en la simulación. Por lo que es necesario hacer un refinamiento en toda la superficie. Debido a que el perfil de la loma es irregular el refinamiento es aplicado tanto en la zona del perfil como también en el resto de la superficie, aplicando un *Edge Sizing* y *Face Sizing* respectivamente.

Al aplicar el Edge Sizing se selecciona todo el perfil de la loma, es decir 376 edges que lo conforman, y se ingresa un valor de tamaño de elemento de 0,009 m. En el Face Sizing se selecciona toda la superficie, se ingresa un valor de tamaño de elemento de 0,02 m. De esta manera se obtiene un mallado de la loma con 106086 nodos y 105079 elementos, el cual es muy aceptable para la resolución del problema (Figura 2.16)

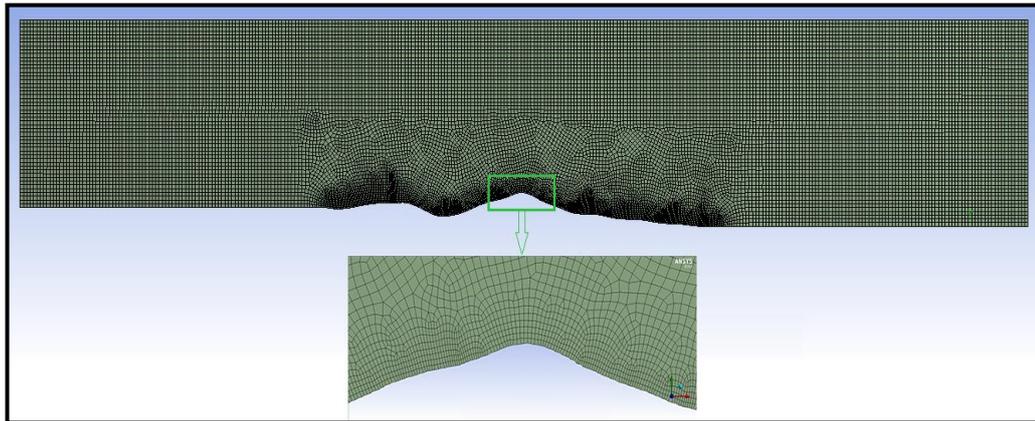


Figura 2.16: Vista general del mallado en la superficie. Fuente [Autores]

2.7.4. Condiciones de contorno.

Para poder asignar las condiciones de contorno primero se debe nombrar cada arista de la superficie mediante la opción *Named Selection* en el entorno del componente *Mesh*, como se muestra a continuación (Figura 2.17):

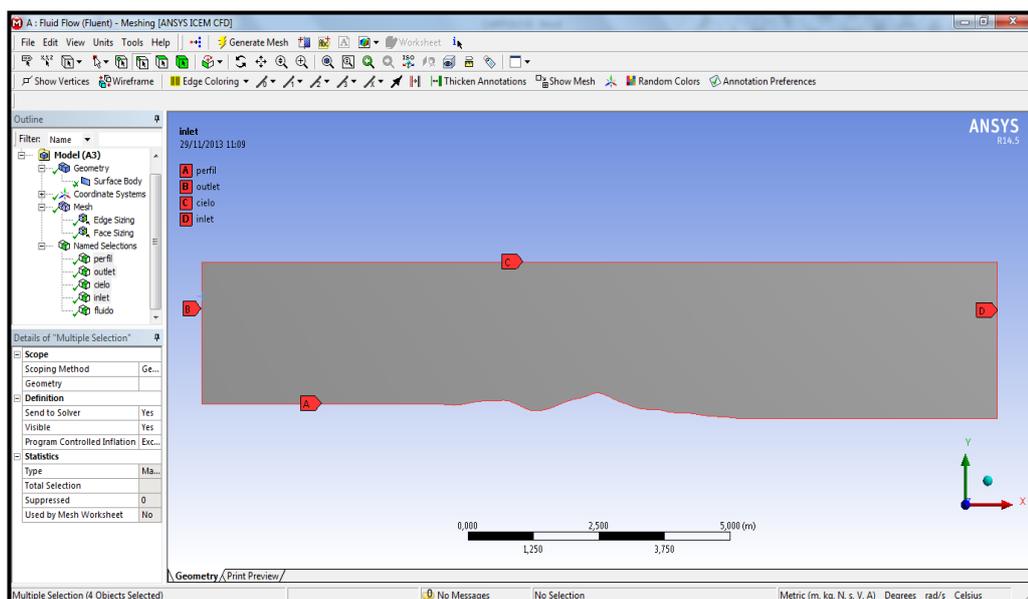


Figura 2.17: Nombramiento de los vértices de la superficie. Fuente [Autores]

- Arista derecha: Inlet
- Arista izquierda: Outlet
- Arista inferior: Perfil
- Arista superior: Cielo

En cuanto a las condiciones de contorno, se ha determinado y establecido las propiedades para cada vértice de las aristas anteriormente nombradas.

El valor de la velocidad de entrada se determina mediante la aplicación de la ecuación de la *Ley Potencial* que describe la variación de la velocidad del viento con la altura (expresión 1.21). Según el Atlas Eólico del Ecuador, la velocidad que existe en el sitio establecido como *Inlet* es de 5,02 m/s a 50 m desde el suelo y posee una rugosidad de terreno de 0.2 m (Tabla 1.2). Con estos valores se puede calcular la velocidad a la altura del buje (65 m). Por lo tanto se obtendrá el resultado siguiente:

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

$$u(z) = 5,02 \left(\frac{65}{50}\right)^{0,2} = 5,29 \text{ m/s}$$

Junto a este valor obtenido se incorporan algunos parámetros que han sido establecidos para el emplazamiento del parque eólico; los cuales son los siguientes:

- **Inlet.** En esta arista se define como condición de contorno el tipo *Velocity-inlet*, siendo sus características de flujo de entrada; la velocidad de 5,29 m/s y las características de turbulencia (intensidad 9% y longitud de escala 1 m).
- **Outlet.** En este caso se usa una condición de contorno del tipo *Pressure-outlet*, que define una presión constante en esta arista. Junto a esta condición se define una intensidad de turbulencia de 9% y longitud de escala 1 m.
- **Perfil.** La condición de contorno para esta arista es del tipo *Wall*, con una altura de rugosidad del terreno de 0,2 m.

- **Cielo.** En esta arista de la superficie se debe utilizar la condición tipo *Wall*, con una tensión constante.

2.7.5. Modelado de la turbulencia.

Generalmente en este tipo de casos se hace uso del modelo de turbulencia de dos ecuaciones de la familia de $k-\epsilon$. En este caso se ha utilizado el modelo de turbulencia estándar, que tiene como sus constantes, las siguientes:

$$C_{\mu} = 0,09; \quad \sigma_k = 1; \quad \sigma_{\epsilon} = 1,3; \quad \sigma_{\epsilon 1} = 1,44; \quad \sigma_{\epsilon 2} = 1,92$$

Estas constantes vienen cargadas por defecto en el modelo de turbulencia del software de simulación *ANSYS*, para la dinámica de fluidos.

2.7.6. Simulación numérica.

Para efectuar la simulación numérica, se debe emplear parámetros y condiciones de solución adecuados, mencionados anteriormente; con el fin de obtener una buena tasa de convergencia. A continuación se muestra la curva de convergencia con el número de iteraciones necesarias para llegar a la solución de las ecuaciones de continuidad, energía y momentum (Figura 2.18).

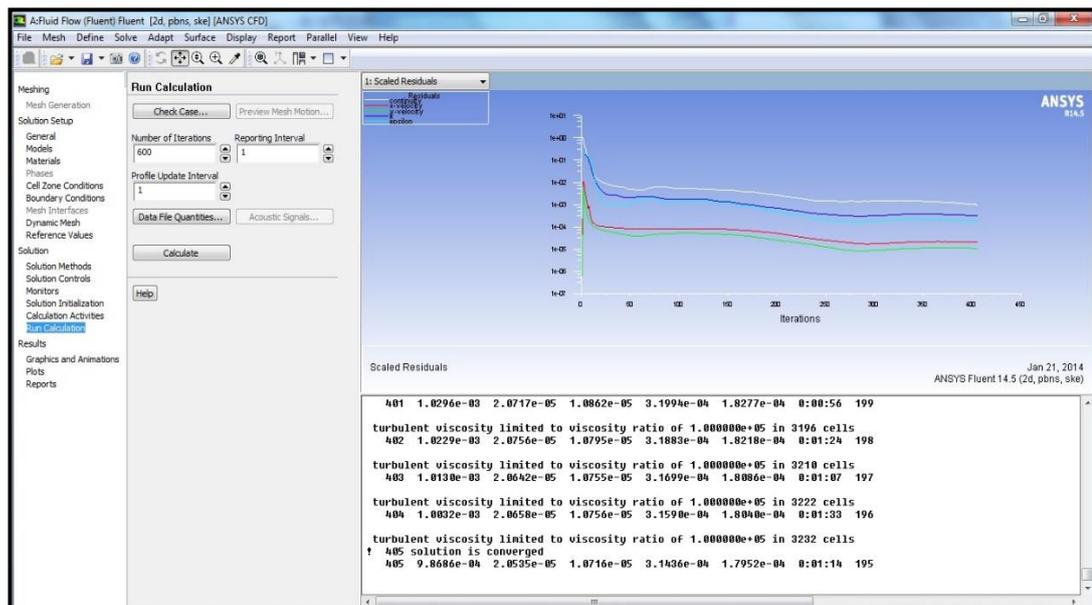


Figura 2.18: Curva de convergencia. Fuente [Autores]

Una vez que la solución ha convergido, se pueden visualizar los resultados obtenidos. En la Figura 2.19 se presentan los resultados de contorno de velocidad en todo el dominio del plano, en donde se puede apreciar valores mínimos aproximados a los 0 m/s en todo el perfil de la loma y valores máximos alrededor de los 9,85 m/s en la cima de la colina.

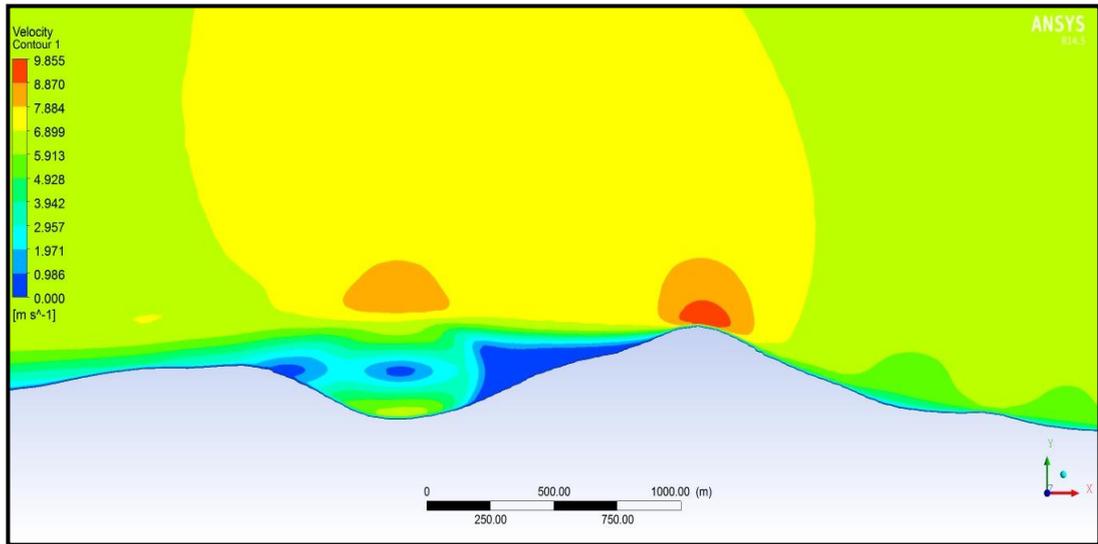


Figura 2.19: Contorno de velocidad en el dominio. Fuente [Autores]

Mientras que en la Figura 2.20 se muestran los contornos de energía cinética turbulenta, con un valor mínimo de 0 J/kg alrededor de todo el ambiente del perfil de la loma y un valor máximo aproximado de 0,597 J/kg en la salida del flujo del viento a partir de la cima del perfil de la loma.

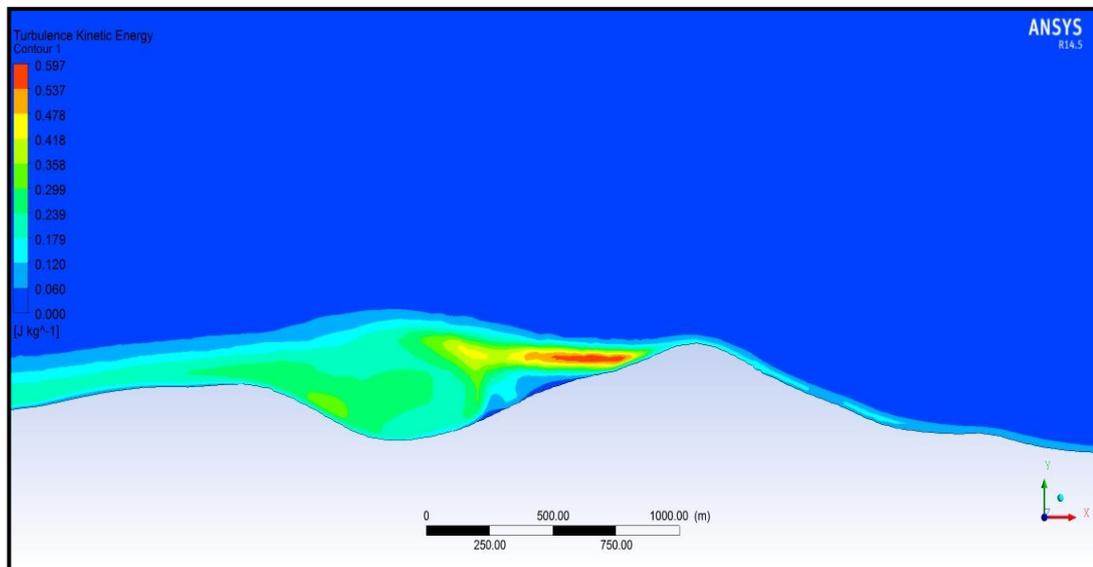


Figura 2.20: Energía cinética turbulenta en el dominio. Fuente [Autores]

En la Figura 2.21 se observa que detrás de la loma en donde se encuentra el parque eólico se produce una recirculación del flujo producido por el valle ubicado en esa zona, es por esta razón que también se origina una mayor turbulencia, como se aprecia en la Figura 2.20.

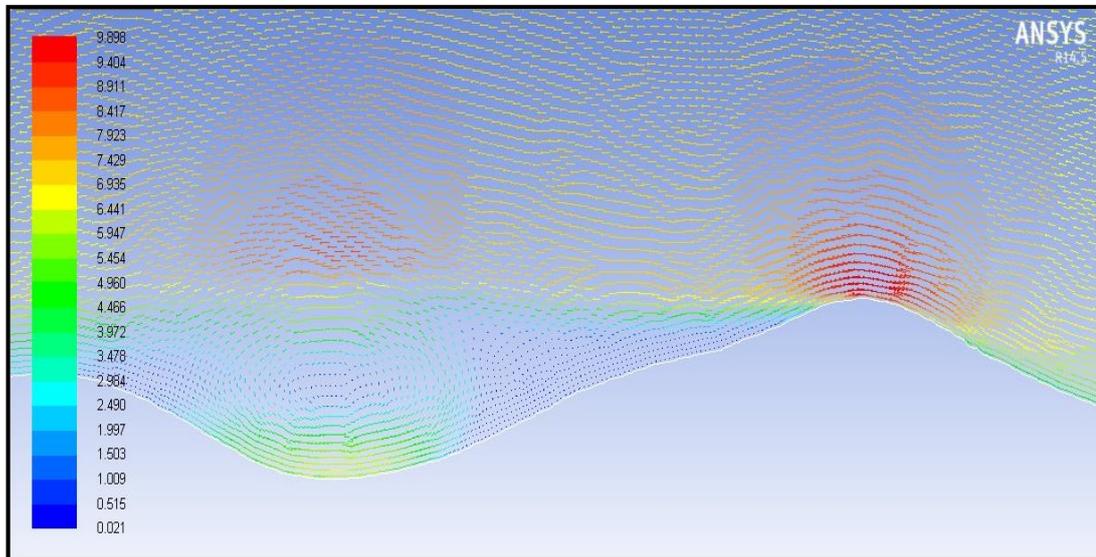


Figura 2.21: Recirculación del flujo detrás de la loma. Figura [Autores]

Para determinar las características del potencial eólico es necesario conocer los perfiles de velocidades que se tienen aguas arriba y aguas abajo en la loma. Para esto se debe determinar varios puntos en el dominio, Figura 2.22:

- $X/D = -10$
- $X/D = -8$
- $X/D = -6$
- $X/D = -4$
- $X/D = 0$
- $X/D = 4$
- $X/D = 6$
- $X/D = 8$
- $X/D = 10$
- $X/D = 15$
- $X/D = 20$

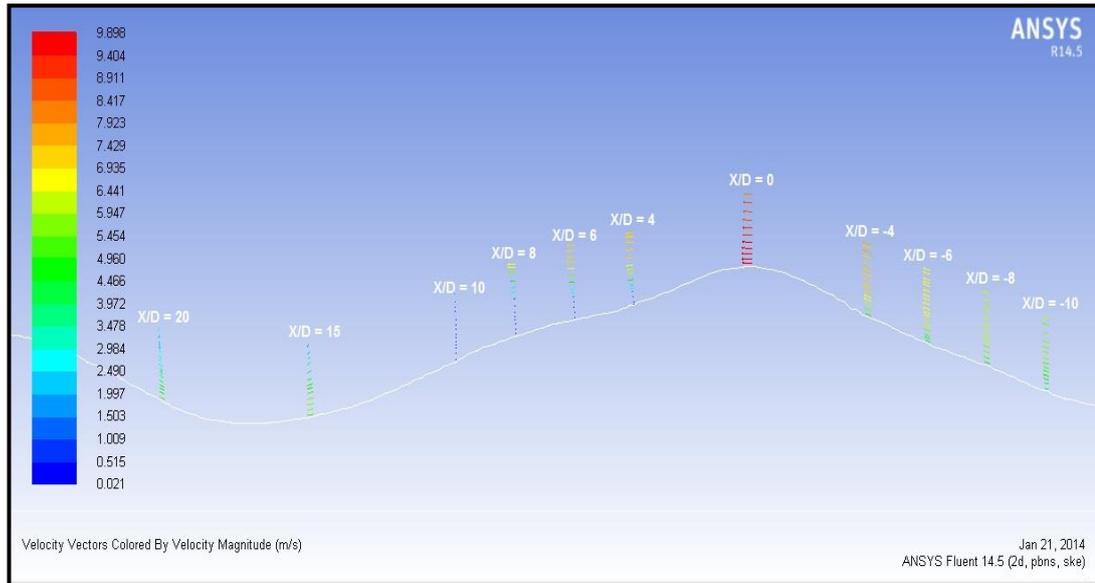


Figura 2.22: Ubicación de los puntos de medición con sus respectivos perfiles de velocidades. Fuente [Autores]

En estas zonas se tomaran valores de velocidad y energía cinética turbulenta en tramos de 150 a 180 m sobre el suelo. Vale recordar que el rotor del aerogenerador tiene un diámetro de 70 m y la altura al buje de 65 m.

Para comenzar se muestra el perfil de velocidades (Figura 2.23) y energía cinética turbulenta (Figura 2.24) en la cima de la loma, es decir en $X/D = 0$, ya que es ahí en donde se sitúan los aerogeneradores.

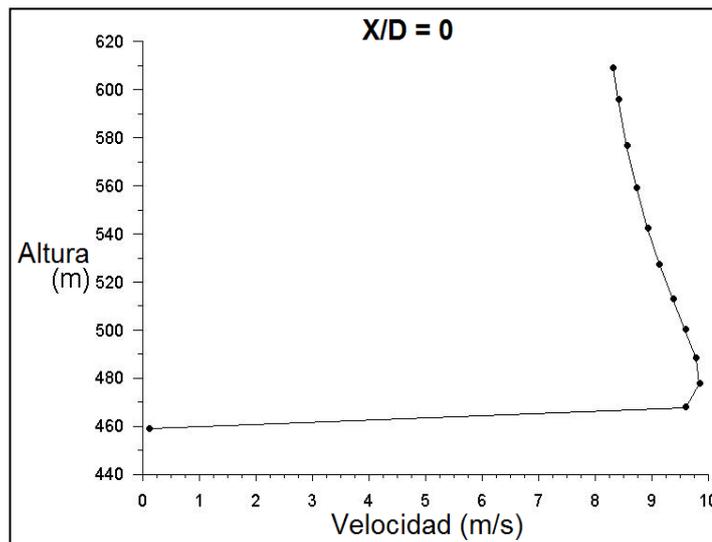


Figura 2.23: Perfil de velocidades en la cima de la loma $X/D = 0$. Fuente [Autores]

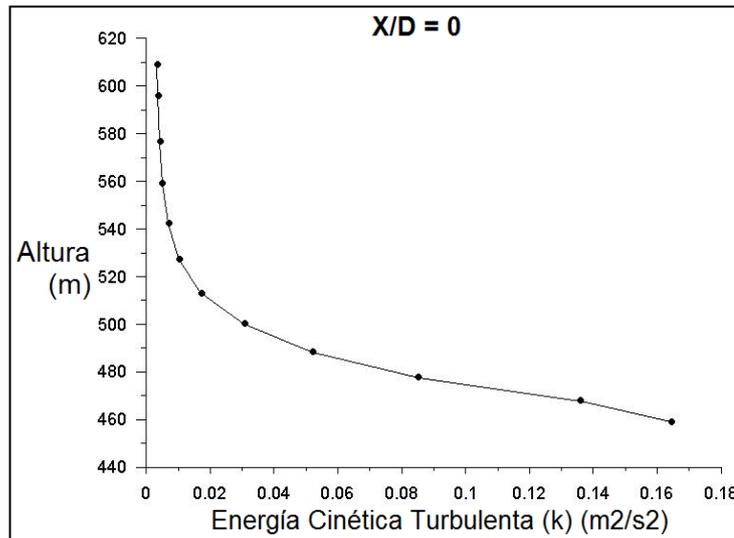
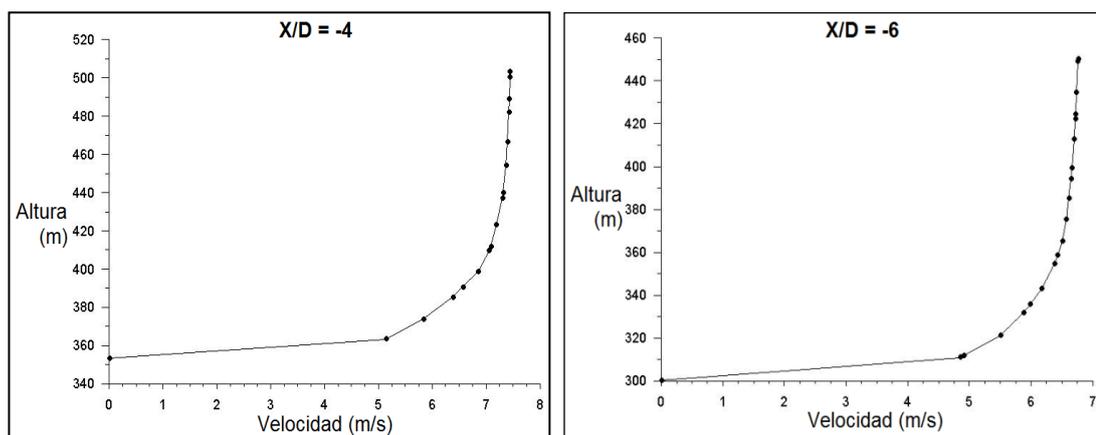


Figura 2.24: Energía cinética turbulenta en la cima de la loma X/D = 0. Fuente [Autores]

En la Figura 2.23, se puede ver que la velocidad tiene un máximo de 10 m/s aproximadamente, y esta velocidad va disminuyendo progresivamente hasta estabilizarse, conforme la altura aumenta. Lo mismo sucede con la gráfica de turbulencia, Figura 2.24. En X/D = 0, la altura de la loma es de 459 m, por lo tanto la altura del buje es de 524 m. Los valores aproximados de velocidad y energía cinética turbulenta medidos a la altura del buje son 9,4 m/s y 0,015 m²/s² respectivamente.

En la Figura 2.25 y 2.26 se muestran los perfiles de velocidades y energía cinética turbulenta aguas arriba.



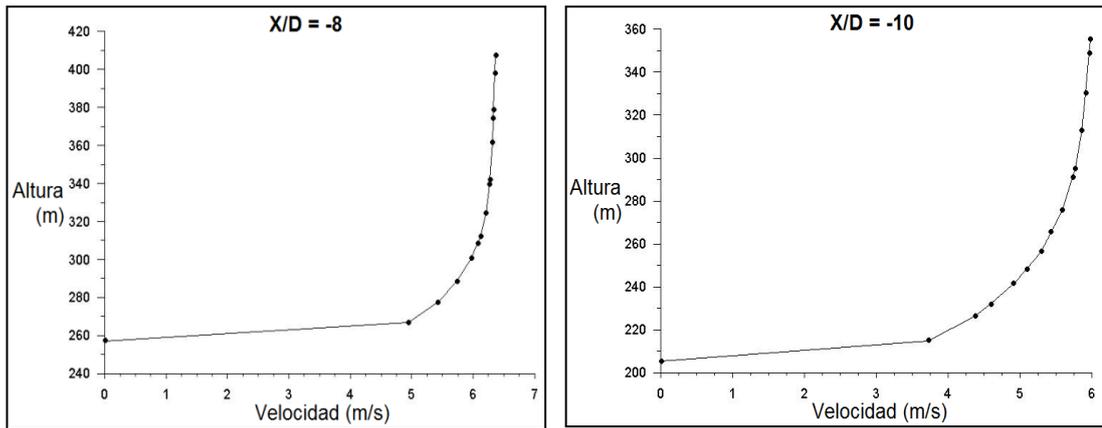
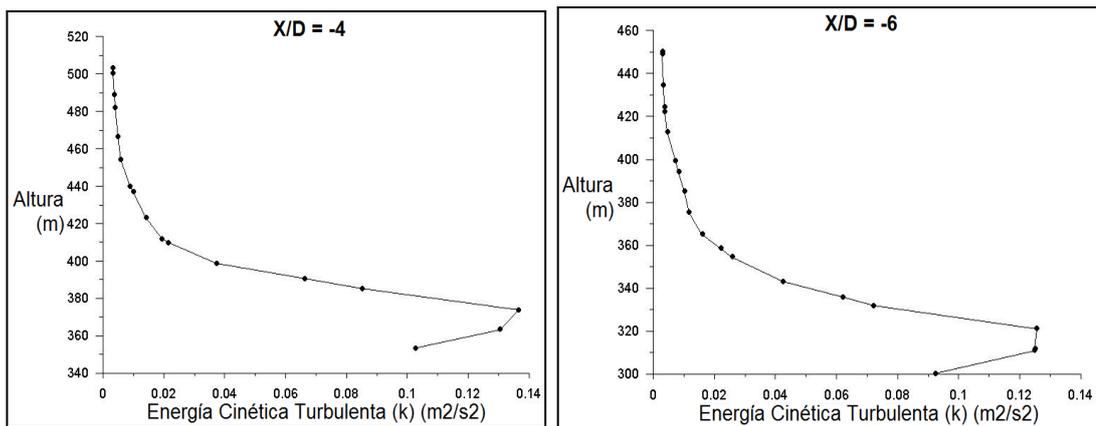


Figura 2.25: Perfiles de velocidad aguas arriba, X/D=-4; X/D=-6; X/D=-8; X/D=-10. Fuente [Autores]

Los perfiles de velocidades mostrados en la Figura 2.25 que corresponden a los puntos de medición aguas arriba, son muy similares en cuanto a su forma, con la diferencia de que la velocidad va disminuyendo entre más lejos están de la cima de la loma. En X/D= -4 la velocidad máxima es de 7,6 m/s, mientras que en X/D= -10 la velocidad máxima es 6 m/s aproximadamente.

Si se toma puntos de medición a distancias aún mayores aguas arriba, la velocidad tiende a estabilizarse a la velocidad nominal introducida en las condiciones de contorno. De la misma manera sucede con los perfiles de energía cinética turbulenta (Figura 2.26).



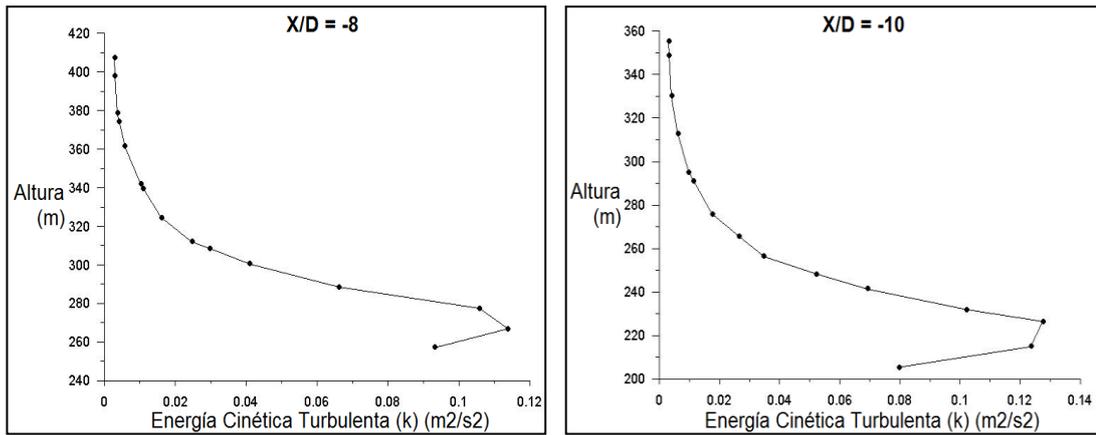
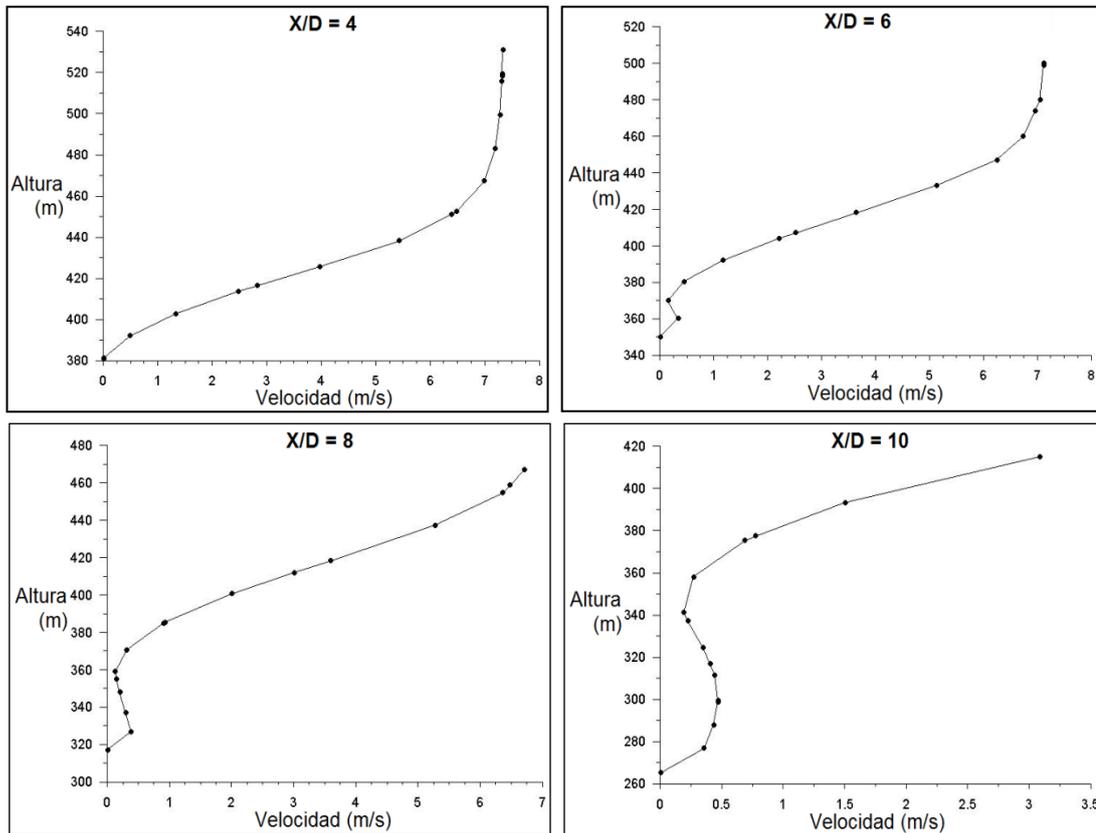


Figura 2.26: Energía cinética turbulenta aguas arriba, X/D=-4; X/D=-6; X/D=-8; X/D=-10.
Fuente [Autores]

Continuando con el estudio, en las Figura 2.27 y 2.28 se muestran los perfiles de velocidad y energía cinética turbulenta, pero esta vez aguas abajo.



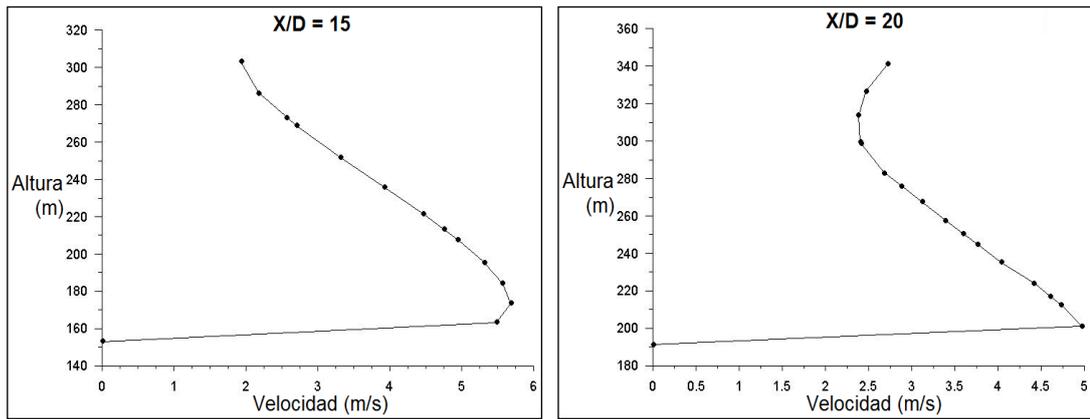


Figura 2.27: Perfiles de velocidad aguas abajo, X/D=4; X/D=6; X/D=8; X/D=10; X/D=15; X/D=20. Fuente [Autores]

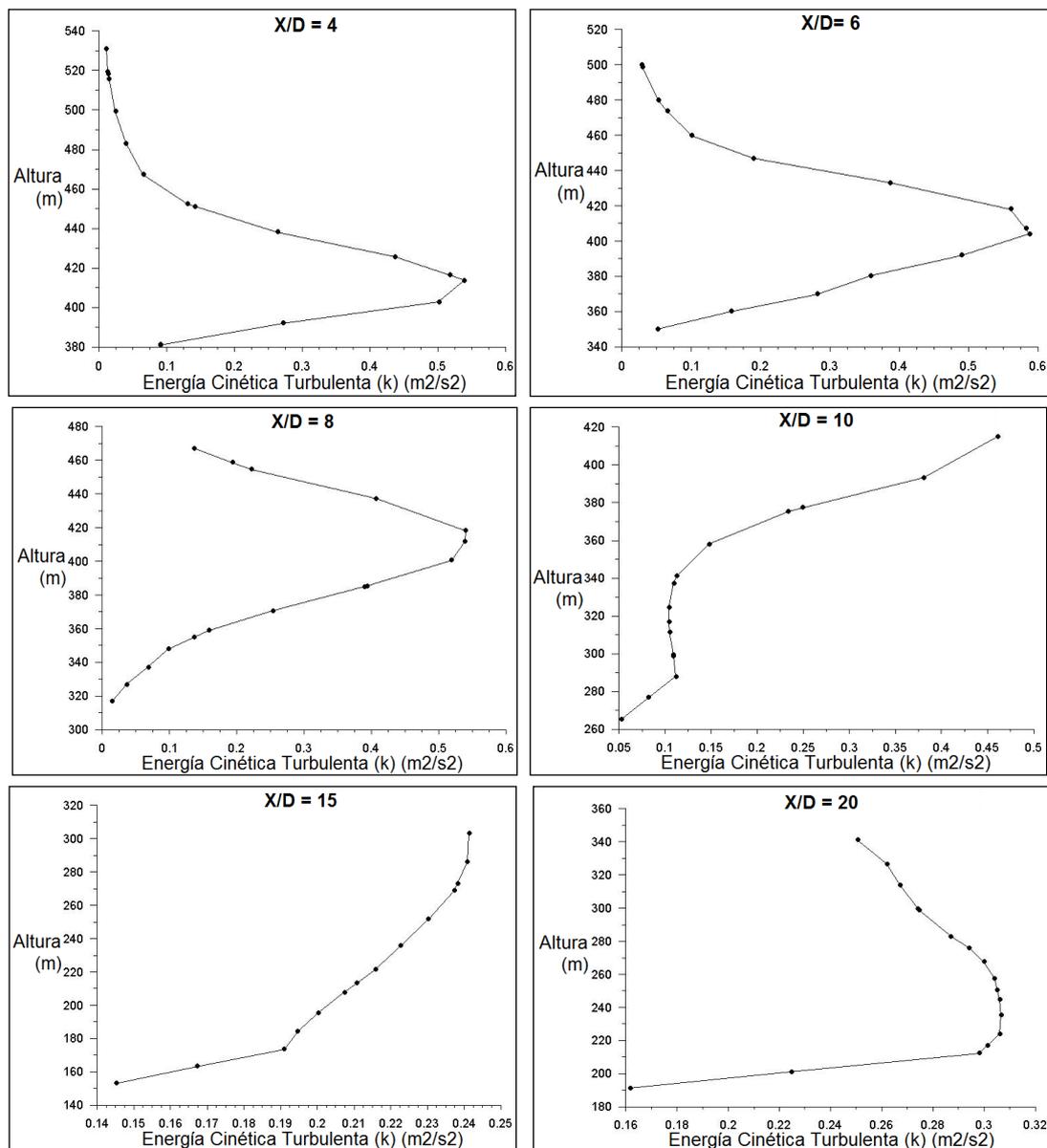


Figura 2.28: Energía cinética turbulenta aguas abajo, X/D=4; X/D=6; X/D=8; X/D=10; X/D=15; X/D=20. Fuente [Autores]

Como se puede apreciar, los perfiles de velocidad (Figura 2.27) y los perfiles de energía cinética turbulenta (Figura 2.28) para los puntos aguas abajo, no son nada parecidos, esto se debe a que existe una recirculación de flujo detrás de la loma, produciendo una turbulencia mayor. La velocidad máxima de las zonas de medición va disminuyendo conforme exista mayor distancia a la cima de la loma, pero la velocidad decrece más en comparación a los perfiles de velocidades aguas arriba.

Además, como se puede observar en $X/D=15$ y en $X/D=20$ los perfiles de velocidad son irregulares, mostrando un descenso y luego un aumento de velocidad, como se ya indico, esto se debe a la recirculación producida en esta zona, y al flujo que se encuentra atravesando el valle ubicado detrás de la loma de interés. Las velocidades en esta zona de recirculación son relativamente bajas, en la zona $X/D=15$ se muestra que existe una velocidad máxima de aproximadamente 5,8 m/s.

2.8. VALIDACIÓN DEL SOFTWARE UTILIZADO.

Una vez elaborada la simulación numérica computacional del problema presentado, es necesario realizar una posterior validación del método desarrollado, para tener la certeza que lo reportado por el software especializado fue realmente una predicción del comportamiento real de operación del parque eólico. La validación se realiza haciendo una nueva simulación, esta vez de una loma estándar que posea estudios científicos con distintos procedimientos al expuesto en el presente proyecto.

Para empezar con la validación del software se debe disponer de datos experimentales de un terreno conocido, para el presente estudio dicho sitio es la colina de Askervein situada en Escocia, la misma que está lo suficientemente aislada de otras colinas, y sus datos experimentales son: la velocidad media del viento 9 m/s y la altura de estudio a 10 m. Teniendo en cuenta todas estas características, se procede a realizar la simulación y posterior obtención de resultados. Para el análisis, la colina está seccionada por tres líneas en distintas posiciones; A-A, AA-AA y B-B, (Figura 2.29), pero para la presente validación se utilizan las líneas A-A y AA-AA, con una longitud de 2 km para cada sección.

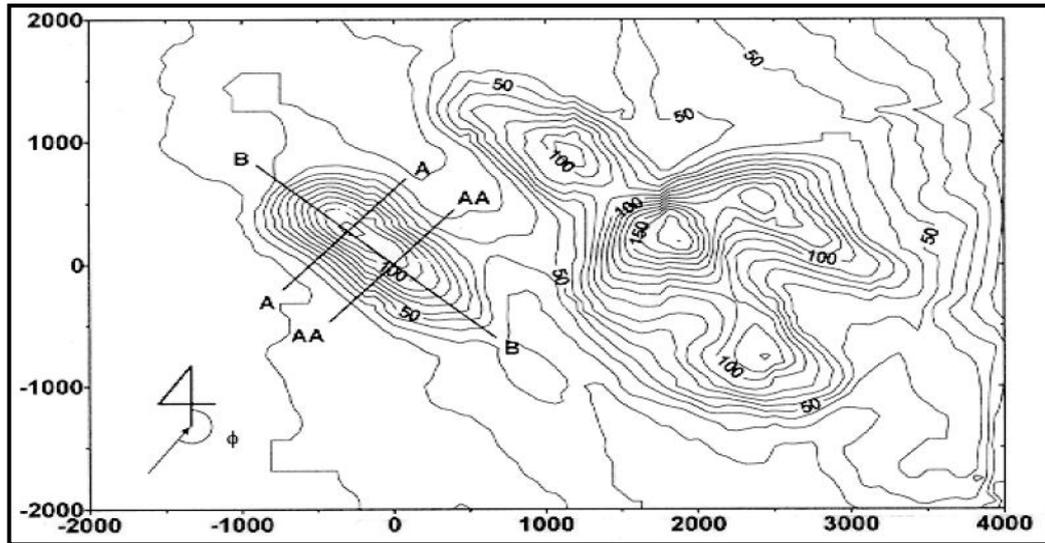


Figura 2.29: Ubicación de la colina de Askervein y sus alrededores. Fuente [23]

2.8.1. Validación para la línea A-A.

Para iniciar con la validación del software utilizado para el presente estudio, se utiliza a la línea A-A de la colina de Askervein (Figura 2.29), sus características y dimensiones se detallan en los pasos que se realizan para el proceso de simulación.

Cada uno de los pasos de simulación para su posterior validación son mencionados a continuación:

2.8.1.1. Generación del modelo físico para la línea A-A.

El modelo físico de la colina de Askervein se lo genera obteniendo las coordenadas del terreno. La localización de estos puntos se inserta en Inventor, para de esta manera, al unir todos los puntos se logre generar el perfil de la loma de interés con sus medidas adecuadas, siendo estas las siguientes: longitud $L = 2000$ m y altura máxima $H = 111$ m. Además, se debe crear un dominio computacional que contenga a la loma, con una altura $6H$, y una longitud de $10H$ a partir de cada extremo del perfil generado (Figura 2.30), para introducir las condiciones del contorno en este dominio y obtener los resultados en su interior.

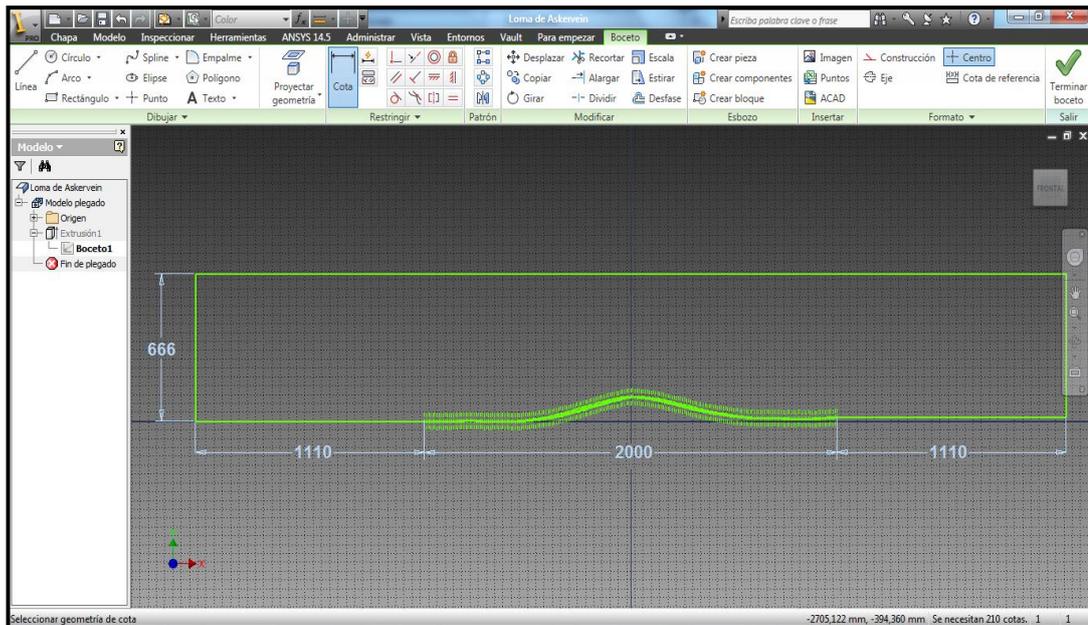


Figura 2.30: Dimensiones del dominio computacional de la línea A-A. Fuente [Autores]

Posteriormente se hace la extrusión del perfil de la superficie para crear un sólido, como se muestra en la Figura 2.31.

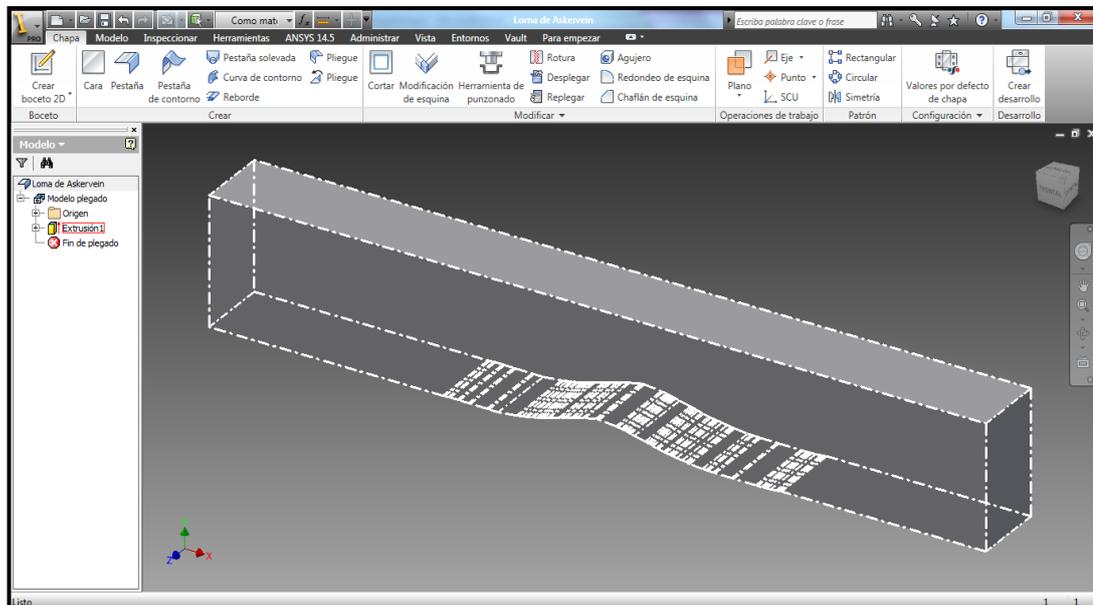


Figura 2.31: Paralelepípedo que contiene el perfil de la línea A-A. Fuente [Autores]

Como ya se mencionó anteriormente; una vez que se haya generado el paralelepípedo con la loma, se debe tomar en cuenta que debe guardarse el archivo con extensión .igs o .stp para poder importar la geometría en el software de simulación ANSYS.

2.8.1.2. Generación de la malla.

Se crea una malla 2D en una de las caras del paralelepípedo para trabajar solamente con esa superficie. Los elementos de la malla son Tetraedros para toda la superficie, con un tamaño fino. Esta malla debe tener un refinamiento tanto en el perfil de la colina como también en el resto de la superficie, aplicando un *Edge Sizing* y *Face Sizing* respectivamente (Figura 2.32). De esta manera se obtiene un mallado bidimensional con 86356 nodos y 84948 elementos.

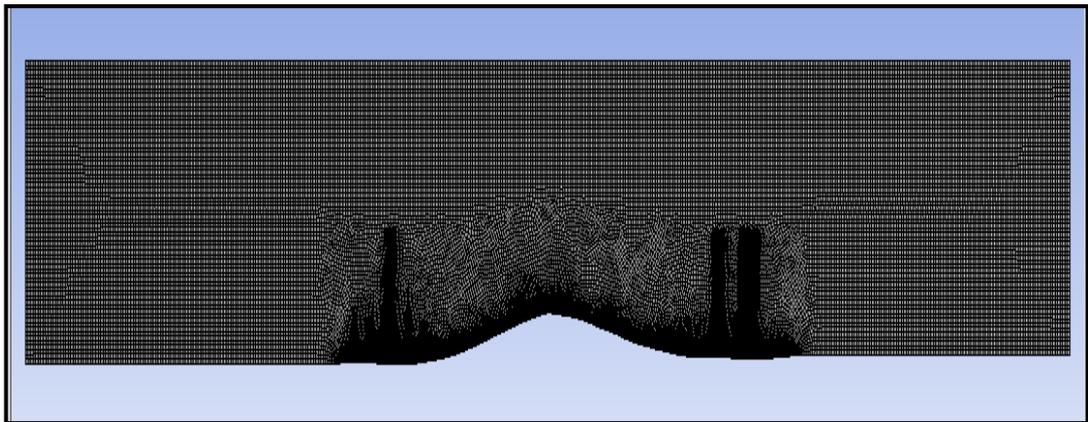


Figura 2.32: Vista general del mallado en la superficie de la línea A-A. Fuente [Autores]

2.8.1.3. Condiciones de contorno.

Para poder asignar las condiciones de contorno en el dominio, primero se debe nombrar cada arista de la superficie mediante la opción *Named Selection* en el entorno del *Mesh*, por lo tanto cada arista es nombrada de la siguiente manera (Figura 2.33):

- Arista izquierda: Inlet
- Arista derecha: Outlet
- Arista inferior: Perfil
- Arista superior: Cielo

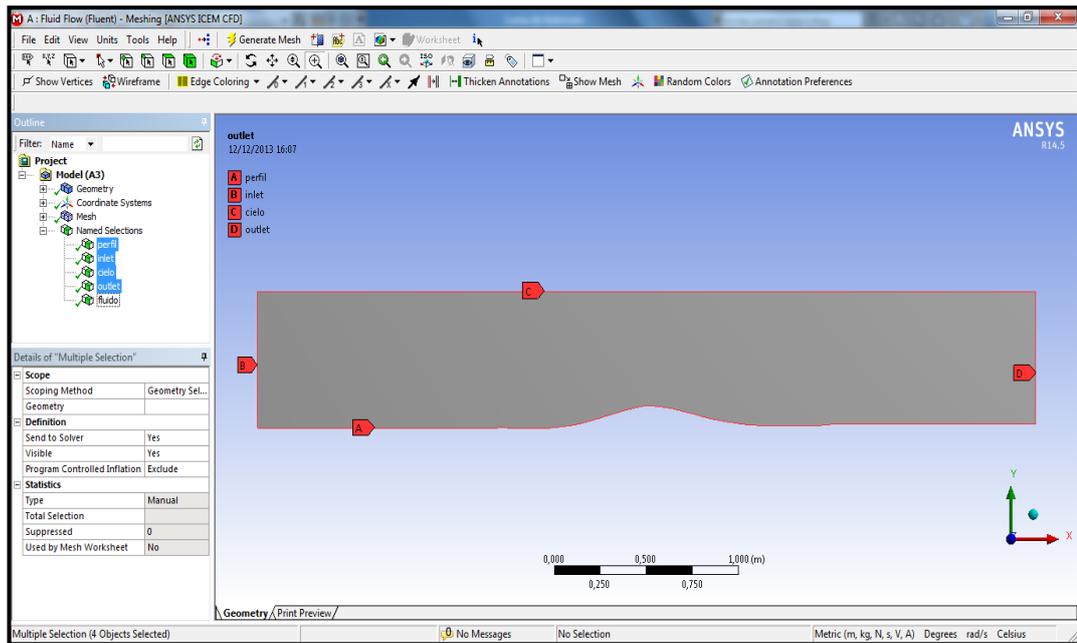


Figura 2.33: Nombramiento de los vértices de la superficie. Fuente [Autores]

En cuanto a las condiciones de contorno para este caso, se ha determinado las propiedades y particularidades para cada uno de los cuatro vértices de la superficie que fueron nombrados anteriormente. La descripción de las características y su respectivo vértice son las siguientes:

- **Inlet.** En esta arista se especifican, como condición de contorno del tipo *velocity-inlet*, las características de flujo de entrada, tales como la velocidad de 9 m/s y las características de turbulencia (intensidad 9% y longitud de escala 1 m).
- **Outlet.** En este caso se hace uso de una condición del tipo *pressure-outlet*, se define una presión constante en esta arista. Junto a esta condición se define una intensidad de turbulencia de 9% y longitud de escala 1 m.
- **Perfil.** La condición de contorno para esta arista es del tipo *wall*, con una altura de rugosidad del terreno de 0,02 m.
- **Cielo.** En esta arista de la superficie se debe utilizar la condición tipo *Wall*, con una tensión constante.

2.8.1.4. Modelado de la turbulencia.

Se usa del modelo de turbulencia de dos ecuaciones $k-\epsilon$ estándar, que tiene como constantes:

$$C_{\mu} = 0,09; \quad \sigma_k = 1; \quad \sigma_{\epsilon} = 1,3; \quad \sigma_{\epsilon 1} = 1,44; \quad \sigma_{\epsilon 2} = 1,92$$

Como ya se indicó inicialmente, estas constantes vienen cargadas por defecto en el modelo de turbulencia de ANSYS.

2.8.1.5. Simulación numérica.

Para realizar la simulación numérica, se debe iniciar el proceso de cálculo en el software hasta que la solución converja, una vez que esto haya sucedido se pueden visualizar los resultados obtenidos. En la Figura 2.34 se presentan los resultados de contorno de velocidad en todo el dominio, en donde se aprecia el valor mínimo de 0 m/s en todo el perfil de la loma y máximo de 14,65 m/s en la cima de la colina.

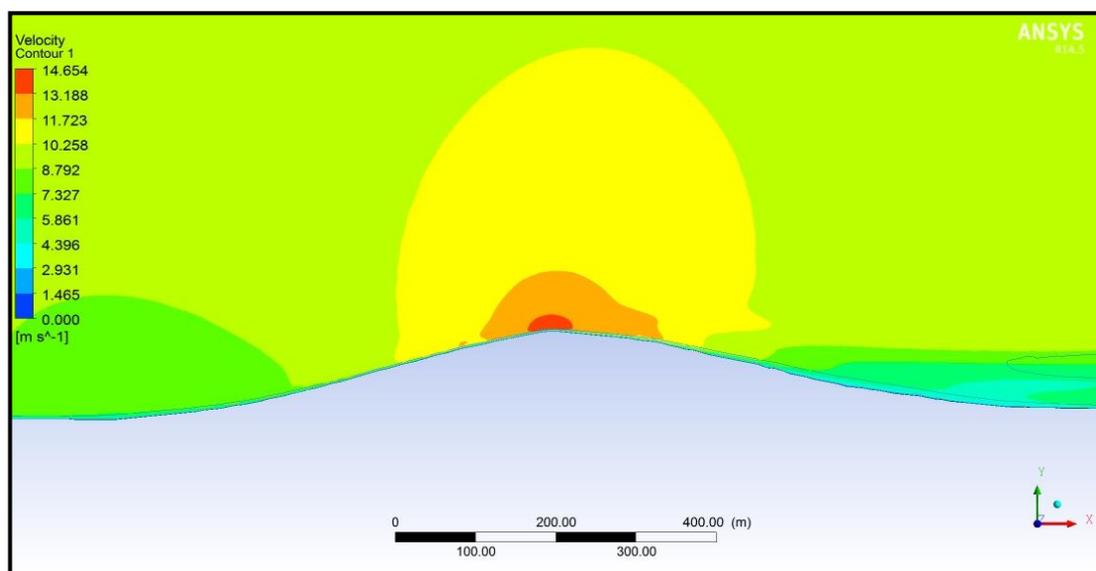


Figura 2.34: Contorno de velocidad en el dominio de la línea A-A. Fuente [Autores]

En la Figura 2.35 se muestran los contornos de energía cinética turbulenta, con un valor mínimo de 0.002 J/kg y un valor máximo de 0,395 J/kg.

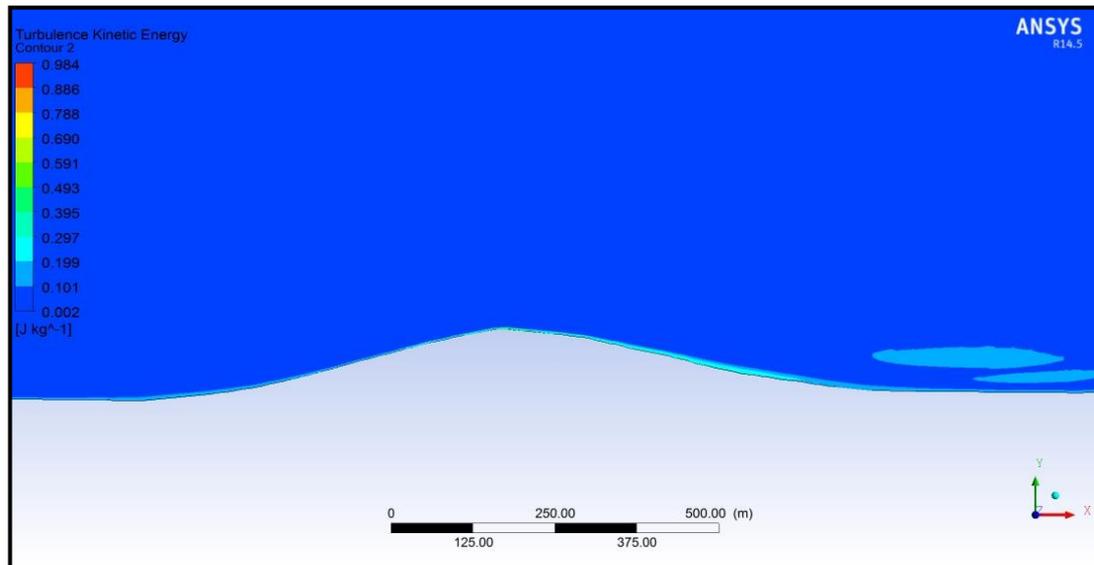


Figura 2.35: Energía cinética turbulenta en el domino. Fuente [Autores]

Para llevar a cabo la comparación y validación de los resultados obtenidos en la presente simulación, se debe obtener los perfiles de velocidades a las mismas distancias que han sido establecidas por el artículo de los autores *Jason Forthofer* y *Bret Butler*¹¹, las cuales son:

- X = -800
- X = -600
- X = -400
- X = -200
- X = 0
- X = 200
- X = 400

En la Figura 2.36 se muestra la posición de cada una de las distancias mencionadas en el perfil de la colina. Cabe señalar que la distancia de X = 0 es la cima de la colina, mientras que las distancias positivas son a barlovento del aerogenerador o también llamado rotor aguas arriba y las distancias negativas son a sotavento del aerogenerador o también llamado rotor aguas abajo.

¹¹ Differences in simulated fire spread over Askervein Hill using two advanced wind models and a traditional uniform wind field.

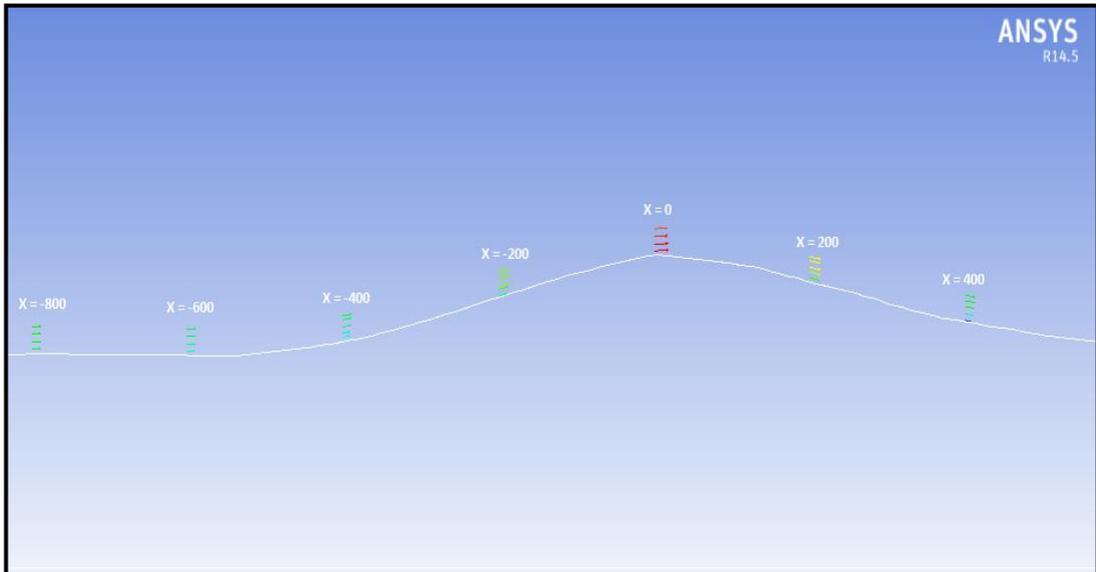
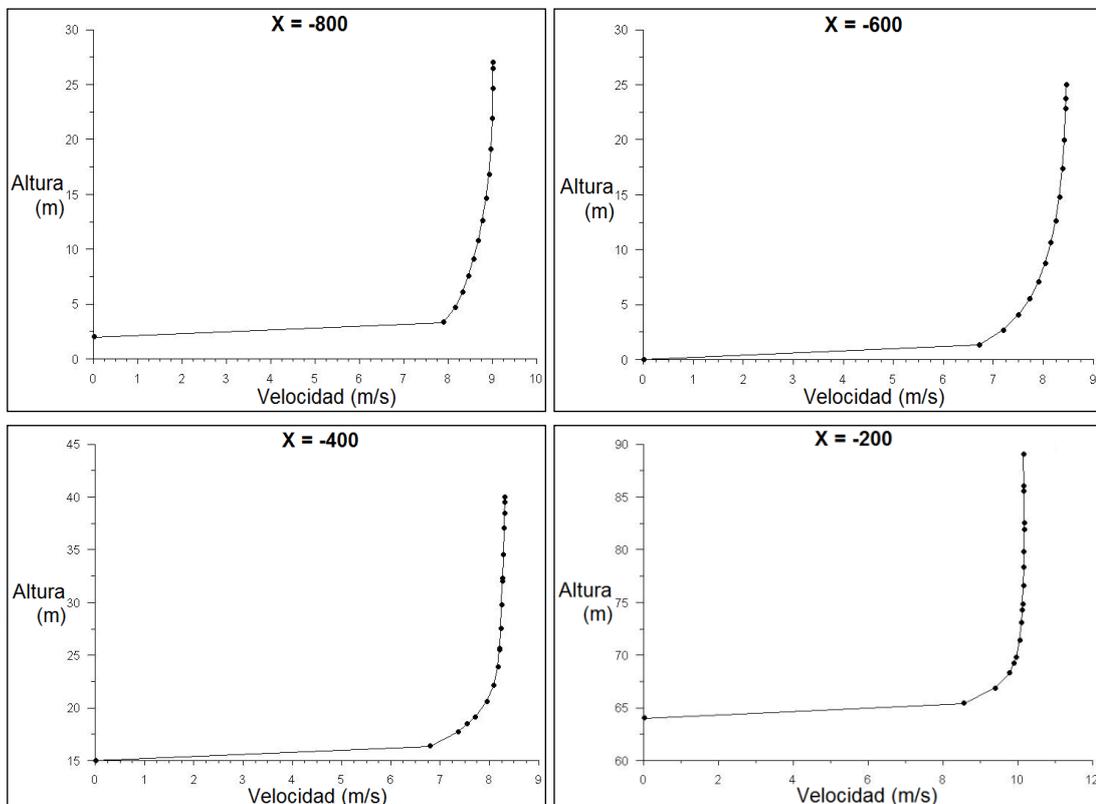


Figura 2.36: Ubicación de los puntos de medición con sus respectivos perfiles de velocidades.
Fuente [Autores]

Cada uno de los perfiles de velocidad obtenidos en las distancias ya mencionadas, se encuentran a una altura de 10 m sobre el suelo. En la Figura 2.37 se muestran estos perfiles de velocidad con sus respectivas ubicaciones aguas arriba y aguas abajo desde el centro de la loma ($X = 0$).



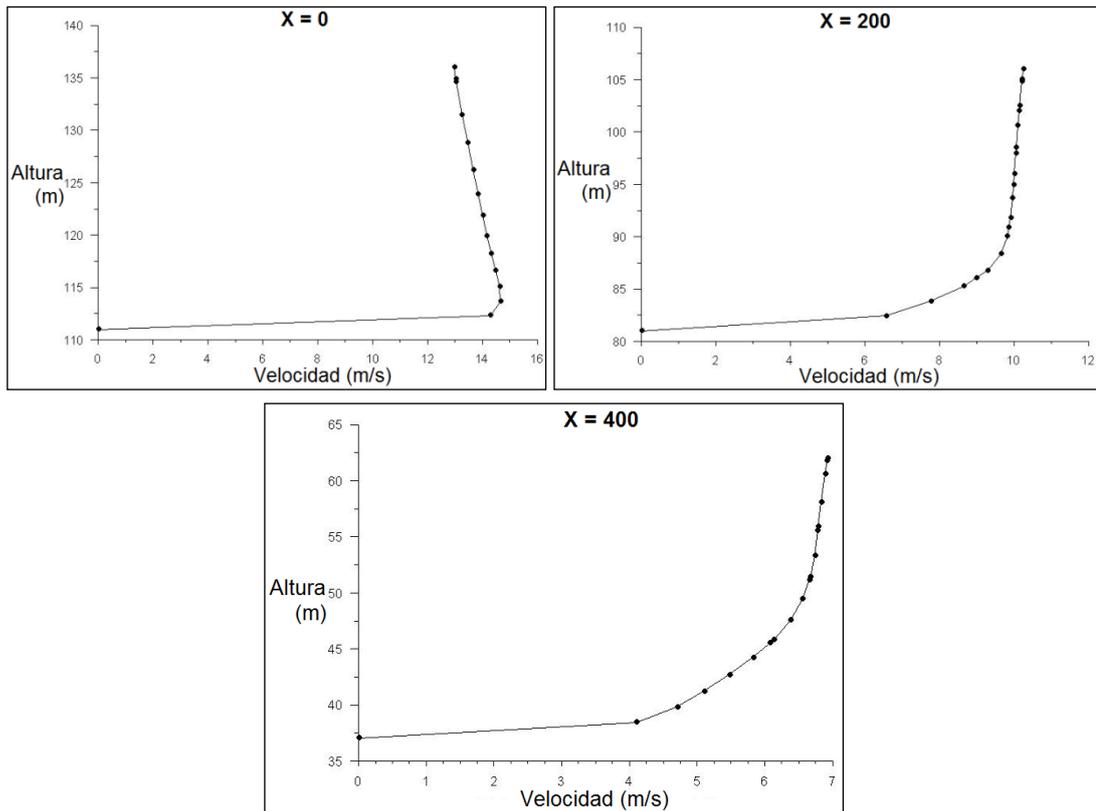


Figura 2.37: Perfiles de velocidades en X=-800, X=-600, X=-400, X=-200, X=0, X=200 y X=400. Fuente [Autores]

Ahora, en base a estos perfiles de velocidades se toma el valor a 10 m sobre el suelo, para armar un gráfico con las distintas velocidades en sus respectivas distancias, como se muestra en la Figura 2.38.

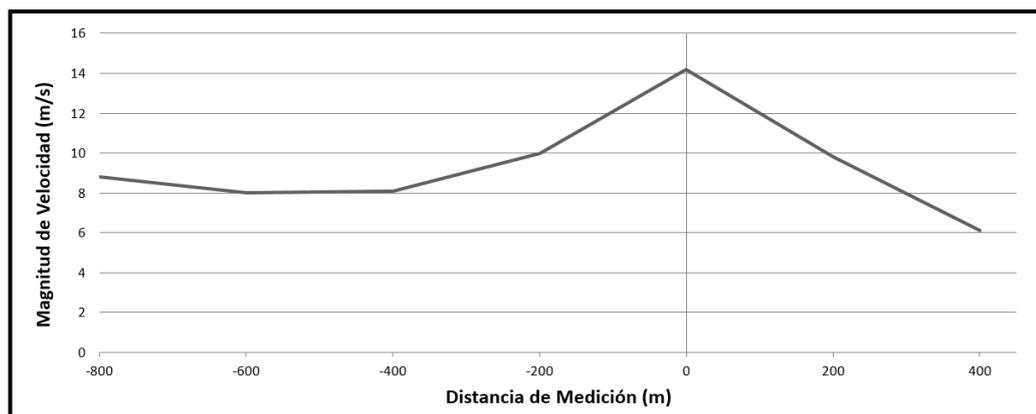


Figura 2.38: Velocidades de viento simuladas en ANSYS para la línea A-A. Fuente [Autores]

Una vez obtenida esta última gráfica, se puede realizar la primera comparación de resultados, con las velocidades de viento del artículo (Figura 2.39), a lo largo de la línea A-A y de esta manera llevar a cabo la validación del software manipulado;

Pero, teniendo en cuenta que, de las tres líneas que se observan en la figura, la que se va a utilizar para la validación es la línea de CFD, misma que tiene puntos de medición intermedios a las distancias establecidas de estudio.

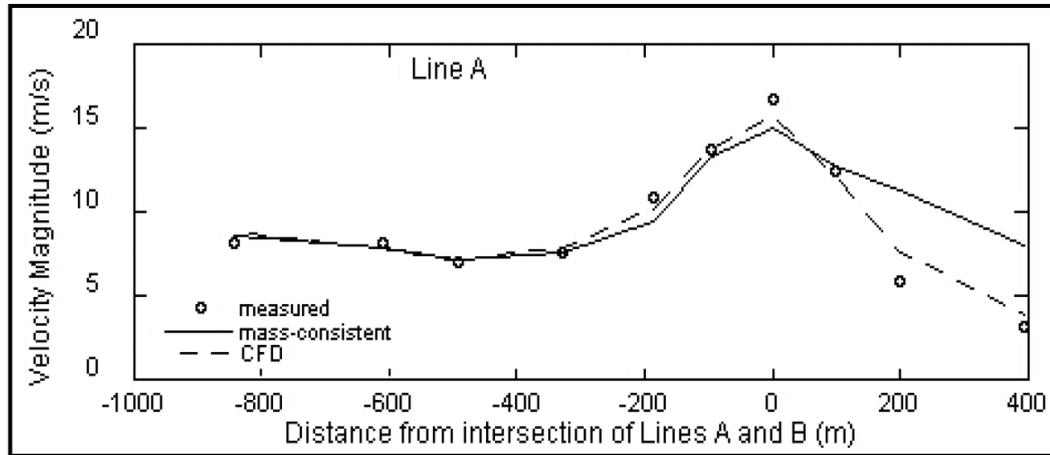


Figura 2.39: Velocidades de viento obtenidas en el artículo de Forthofer y Butler. Fuente [24]

En la Figura 2.40 se muestran los dos gráficos anteriores superpuestos, en donde se puede apreciar que las velocidades en ambos trazos son bastante cercanas, por lo que se consigue destacar que el modelo de turbulencia y los parámetros utilizados para la simulación, son los correctos para la obtención de resultados válidos.

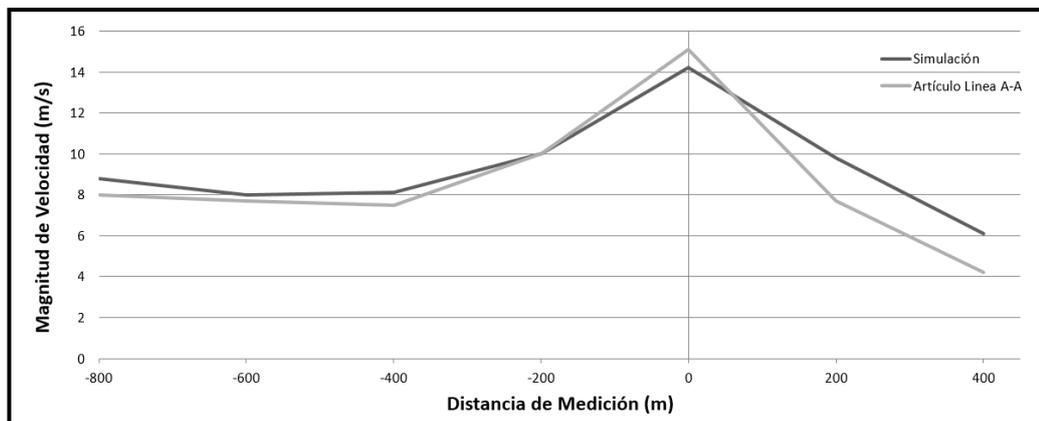


Figura 2.40: Velocidades de viento de Simulación vs Artículo de la línea A-A. Fuente [Autores]

2.8.2. Validación para la línea AA-AA.

En este caso se usa la línea AA-AA de la Figura 2.29, su proceso de validación es el mismo que el anterior, variando únicamente las dimensiones. En consecuencia su proceso se lo describe a continuación:

2.8.2.1. Generación del modelo físico para la línea AA-AA.

El desarrollo del modelo físico para la línea AA-AA es similar al de la línea A-A. Por lo tanto, se debe crear el dominio computacional con altura $6H$ y longitud $10H$, a partir de cada extremo del perfil generado de la loma, teniendo en cuenta que en este caso, la loma tiene una $L = 2000$ m y $H = 105$ m (Figura 2.41). Posteriormente se realiza la extrusión del perfil para crear un sólido (Figura 2.42). Se recalca además que el archivo se guarda como extensión .igs o .stp para su importación a ANSYS.

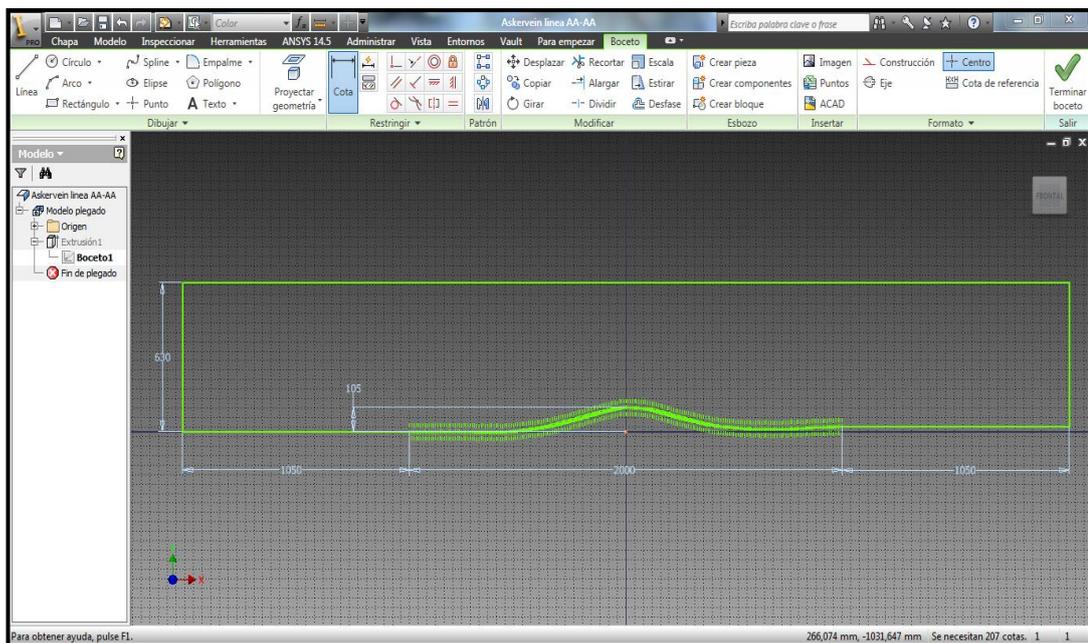


Figura 2.41: Dimensiones del dominio computacional de la línea AA-AA. Fuente [Autores]

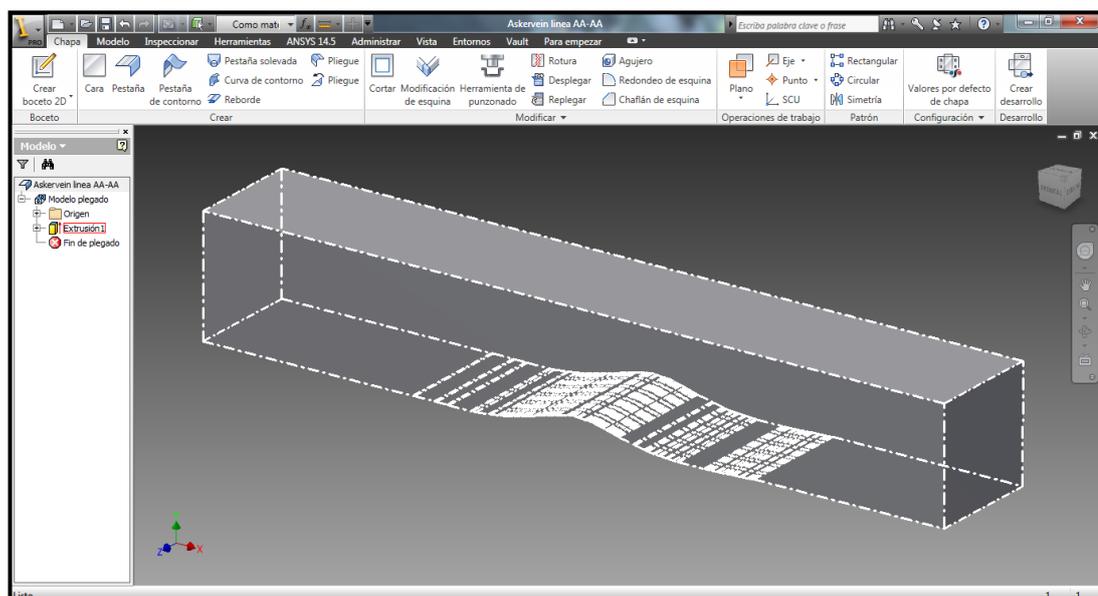


Figura 2.42: Paralelepípedo que contiene el perfil de la línea AA-AA. Fuente [Autores]

2.8.2.2. Generación de la malla.

A igual que en el caso anterior, al mallado se le aplica *Edge Sizing* y *Face Sizing* para el borde y la cara de la superficie respectivamente (Figura 2.43). Lo que genera un mallado de la loma con 82127 nodos y 80715 elementos.

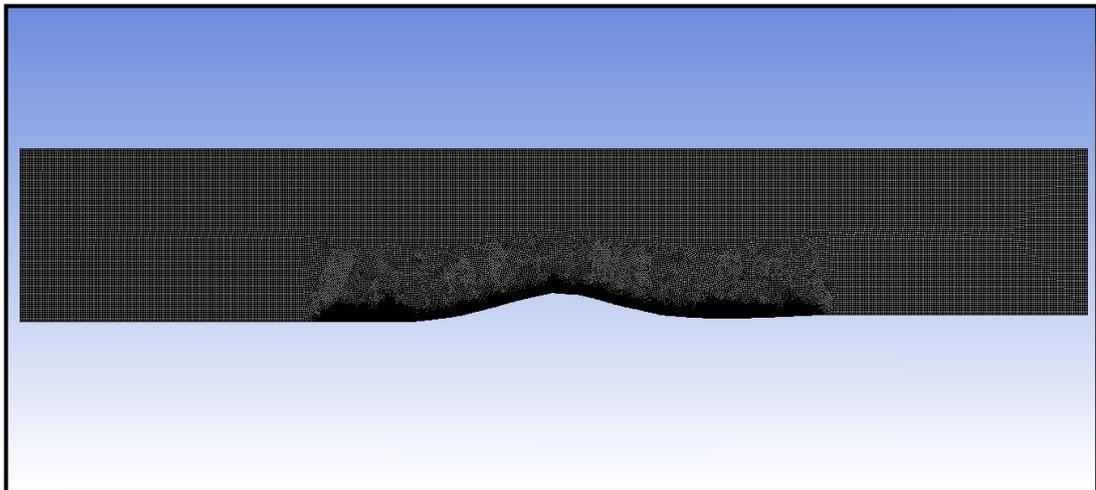


Figura 2.43: Vista general del mallado en la superficie. Fuente [Autores]

2.8.2.3. Condiciones de contorno.

Se utilizan las mismas condiciones de contorno y propiedades que para el caso anterior de la línea A-A (Figura 2.44).

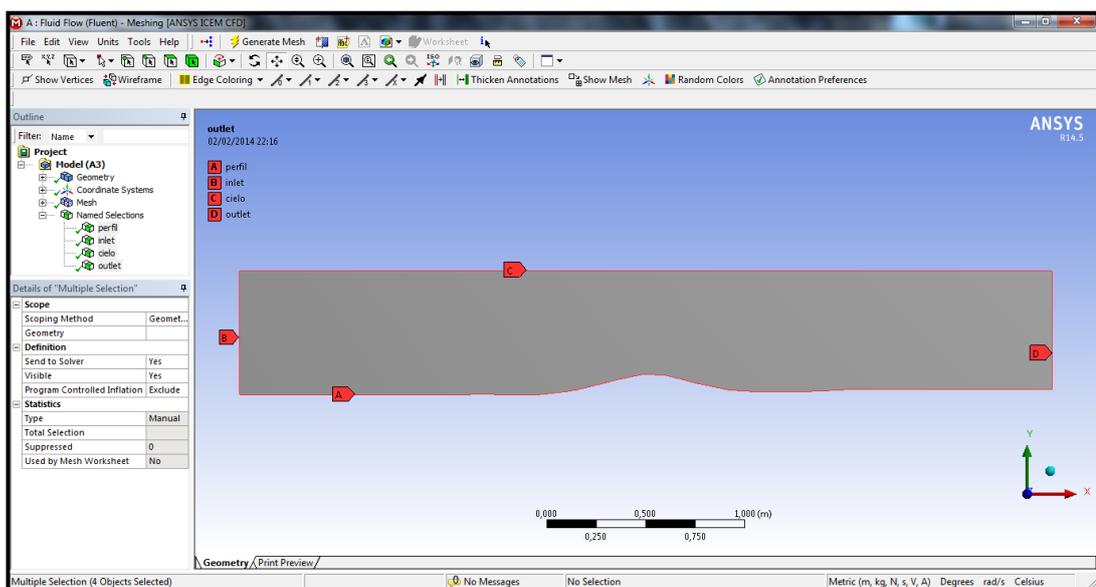


Figura 2.44: Nombramiento de los vértices de la superficie. Fuente [Autores]

2.8.2.4. Modelado de la turbulencia.

El modelo de turbulencia es el $k-\epsilon$ estándar de dos ecuaciones. Sus constantes ya fueron descritas anteriormente.

2.8.2.5. Simulación numérica.

Nos ofrece la presentación de resultados, entre los cuales se tiene; el contorno de velocidad (Figura 2.45) y de energía cinética en todo el dominio (Figura 2.46)

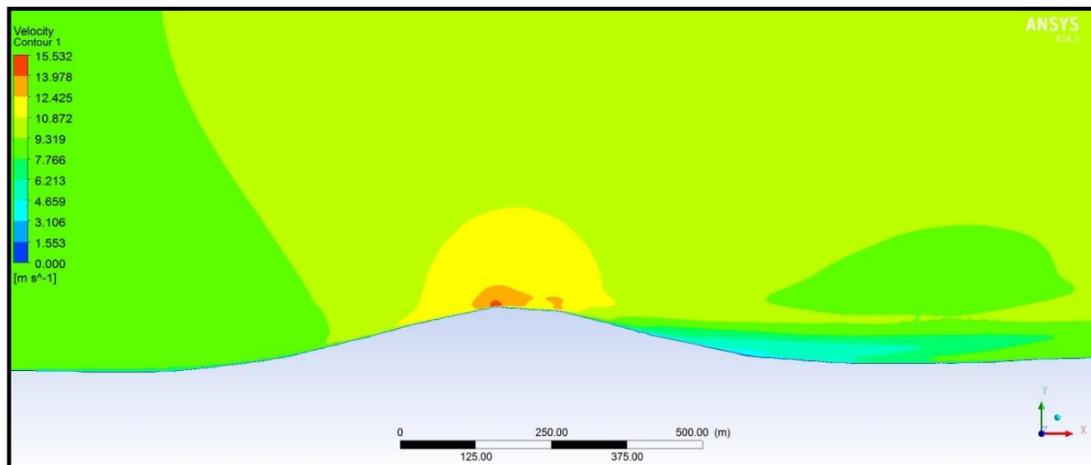


Figura 2.45: Contorno de velocidad en el dominio. Fuente [Autores]

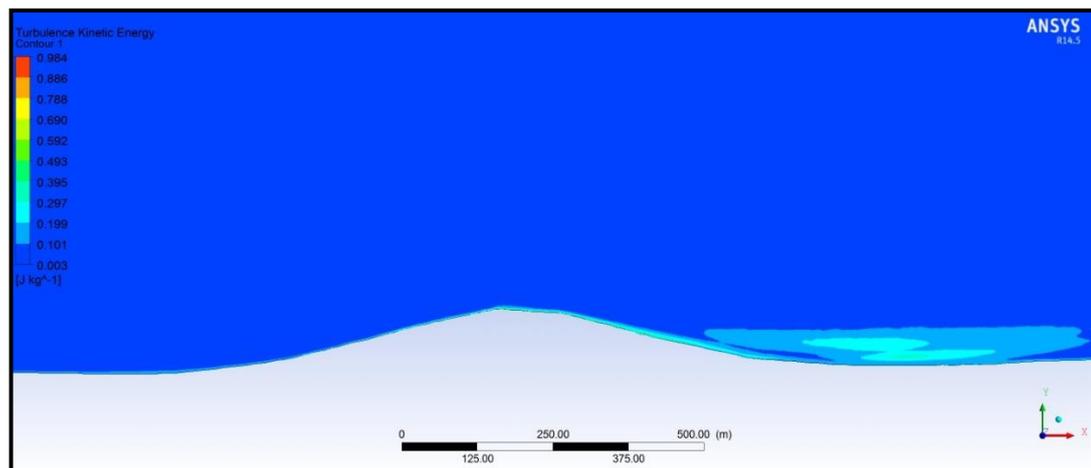


Figura 2.46: Energía cinética turbulenta en el dominio. Fuente [Autores]

En la Figura 2.45 se presentan los resultados del contorno de velocidad, en donde se aprecia el valor mínimo de 0 m/s en todo el perfil de la loma y máximo de 15,53 m/s en la cima de la colina. Mientras que en la Figura 2.46 se muestran los contornos de energía cinética turbulenta, con un mínimo de 0,003 J/kg y un máximo de 0,395 J/kg.

Al igual que en el caso anterior, se realiza la generación de perfiles de velocidad a las distancias establecidas. En la Figura 2.47 se muestran dichos perfiles.

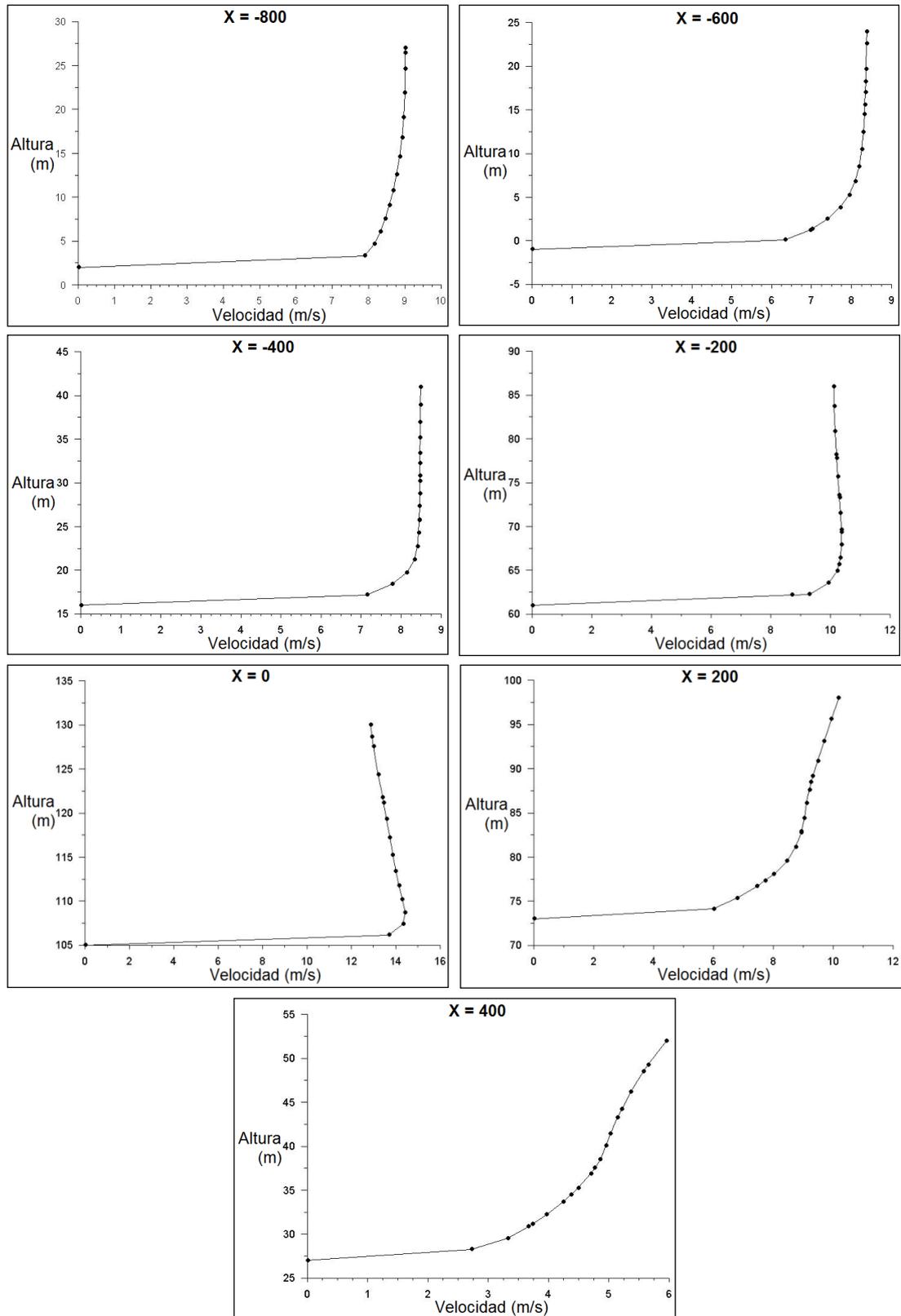


Figura 2.47: Perfiles de velocidades en $X=-800$, $X=-600$, $X=-400$, $X=-200$, $X=0$, $X=200$ y $X=400$.

Fuente [Autores]

En base a los perfiles de velocidad y tomando en cuenta la altura de 10 m sobre el suelo, se realiza la construcción de la gráfica siguiente (Figura 2.48):

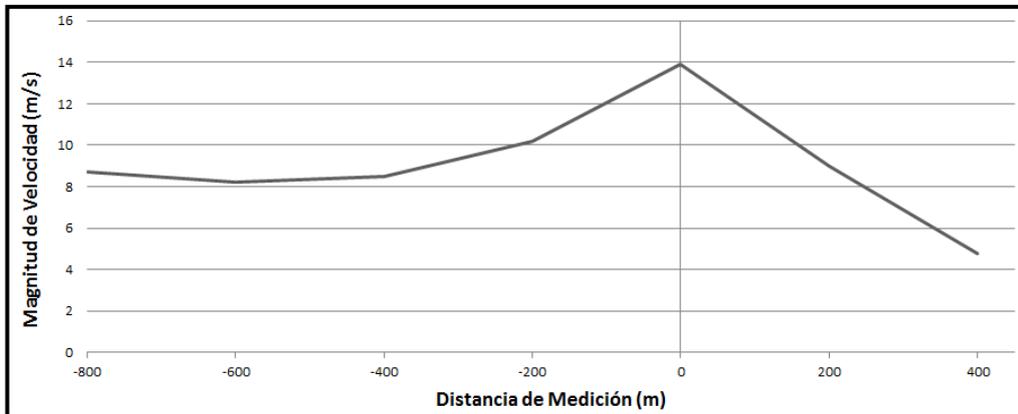


Figura 2.48: Velocidades de viento simuladas en ANSYS para la línea AA-AA. Fuente [Autores]

Una vez obtenida la gráfica de velocidad de viento, se realiza la comparación de resultados para la línea AA-AA (Figura 2.49).

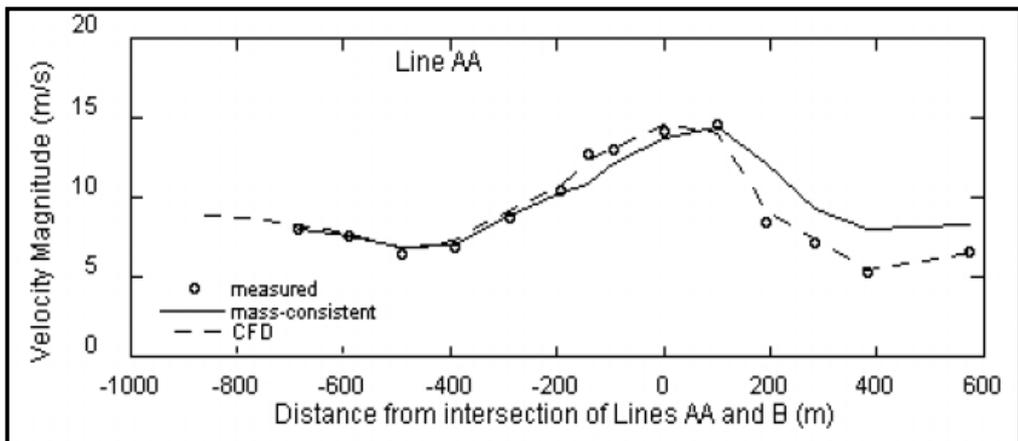


Figura 2.49: Velocidades de viento obtenidas en el artículo de Forthofer y Butler. Fuente [24]

En la Figura 2.50 se muestran los dos gráficos anteriores superpuestos, en donde se aprecia la aproximación de sus trazos, tanto para la gráfica de la simulación como de la gráfica del artículo, y de esta manera establecer por segunda vez, la validación del software manipulado; teniendo en cuenta que, al igual que en el caso anterior, se utiliza el trazo CFD.

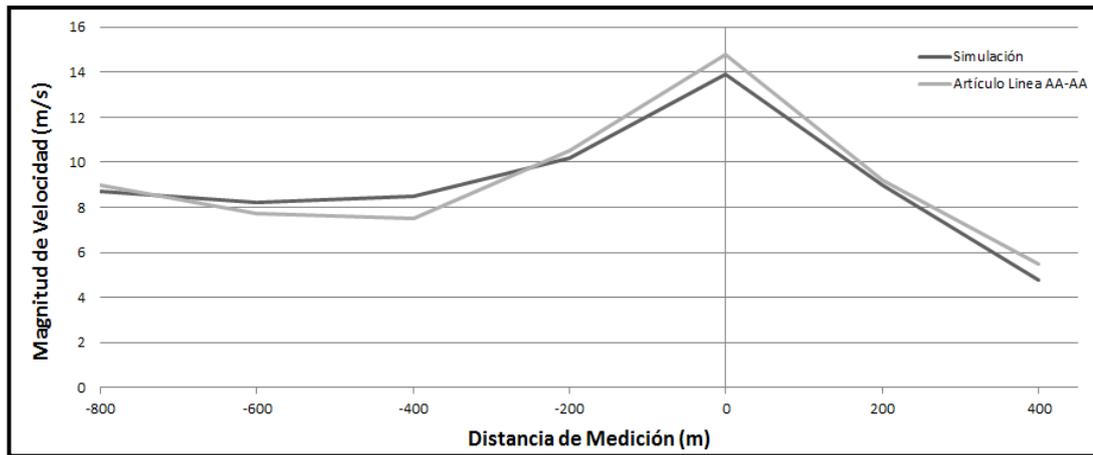


Figura 2.50: Velocidades de viento de Simulación vs Artículo para la línea AA-AA.
Fuente [Autores]

Como se puede observar para el presente caso de validación, los trazos son más similares que en el caso anterior de la línea A-A, por lo tanto, se interpreta que el modelo de turbulencia y los parámetros utilizados para la simulación, son los adecuados para la obtención de resultados.

CAPÍTULO III

ANÁLISIS DE RESULTADOS

3.1. INTRODUCCIÓN.

Una vez generada la malla, establecidas las condiciones de contorno, realizadas las características generales de la simulación numérica y obtenidos los valores resultantes en el proceso de la simulación; se procede a realizar la comparación de los resultados de velocidad de viento y energía, con los datos de operación registrados en el Parque Eólico Villonaco, para conocer la bondad del software ANSYS en el desarrollo del problema eólico.

Por lo tanto, en el actual capítulo se presenta el análisis de la simulación numérica de la operación del parque eólico Villonaco, empezando con el tratamiento de los resultados obtenidos en la simulación, y su posterior comparación de las metodologías teórica y real de funcionamiento, permitiendo así determinar con mayor certeza la predicción que ofrece el software con el modelo aplicado en el estudio.

Los datos reales de operación del parque eólico Villonaco, son tomados de acuerdo al sistema de medición y control que poseen en el emplazamiento, los cuales son creados por rangos de tiempo en el transcurso de un año.

Para realizar la comparación de los resultados se realiza un manejo de los datos registrados y de la simulación, siendo estos; los de velocidad, turbulencia y potencia, mismos que sirven para deducir la energía anual de operación y además tener la diferencia de aproximación entre datos reales y teóricos.

3.2. ANÁLISIS DE DATOS SIMULADOS.

Una vez construido el modelo, y para llevar a cabo el análisis de la simulación se procede a realizar las siguientes gestiones:

3.2.1. Determinación de velocidades promedio del flujo de viento.

En la simulación del parque eólico Villonaco se introdujo un dato de entrada a la altura del buje del aerogenerador para determinar la velocidad del flujo del viento a dicha altura en la cima de la colina. Este valor de velocidad se encuentra al trazar una línea horizontal desde el eje Y a la altura del buje del aerogenerador, e intersectándola con una línea vertical que parte desde el eje X de la velocidad.

Como ya se ha mencionado, la altura de la cima de la colina desde el suelo es de 459 m y la altura del buje al suelo es de 65 m, permitiendo obtener una altura resultante de 524 m. Consecuentemente, el valor obtenido de la velocidad en el estudio de simulación, a la altura de 524 metros y con su respectivo perfil de velocidades da como resultado: 9,4 m/s (Figura 3.1).

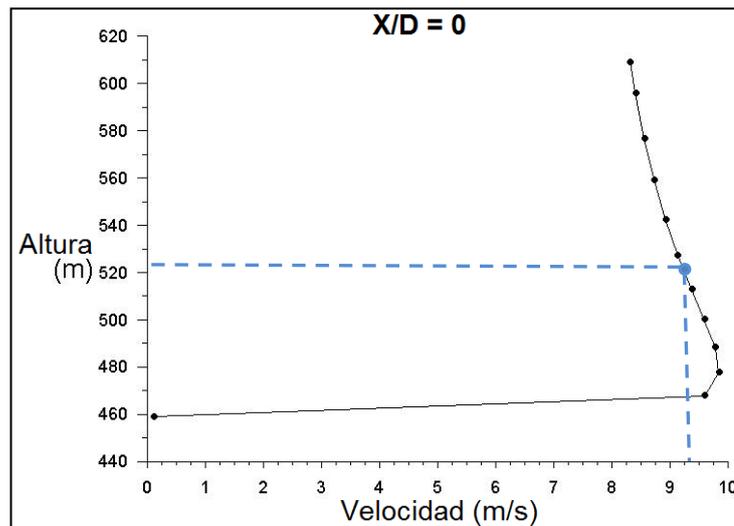


Figura 3.1: Ubicación de la velocidad resultante, en el perfil de velocidades. Fuente [Autores]

Entendido el proceso de la obtención de velocidad con respecto a la altura, se puede llevar a cabo la obtención de las velocidades a 30 y 40 metros de altura, debido a que, los registros de medición de velocidad para el parque eólico Villonaco son elaborados con regularidad a esas alturas, permitiendo la comparación de resultados con mayor precisión. Por lo tanto, las alturas con respecto a los 459 m de la cima de la colina, dan como resultado 489 m y 499 m (Figura 3.2).

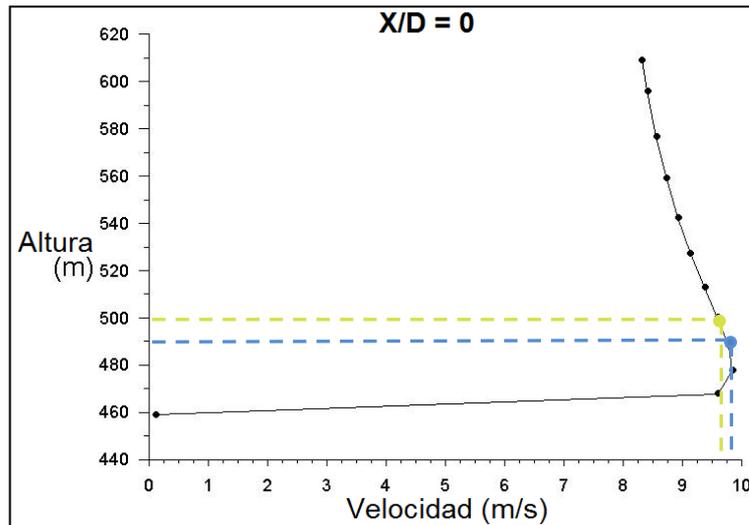


Figura 3.2: Ubicación de las velocidades, a las alturas de 30 y 40 metros. Fuente [Autores]

La tabla 3.1 muestra los valores obtenidos de las velocidades mostradas en los trazos de la figura anterior, con sus respectivas alturas.

Tabla 3.1: Parámetros para la generación de la curva de potencia. Fuente [Autores]

Alturas	Velocidades
489 m (30 m)	9,8 m/s
499 m (40 m)	9,7 m/s

3.2.2. Determinación de intensidad de turbulencia promedio.

El parámetro básico de la turbulencia es la denominada intensidad de turbulencia, y está definida por la relación de la desviación estándar y la media de la velocidad. Además, la intensidad de turbulencia es la fluctuación en la velocidad del viento.

En el caso de la simulación, la intensidad de turbulencia se la obtiene de la misma manera que en punto anterior, es decir, realizando el análisis en la cima de la colina, $X/D = 0$, con lo que se consigue una curva de intensidad que varía con respecto a la altura. Las alturas de estudio que se utilizan son: 65 metros, que es la altura al buje; y, 30 y 40 metros que son alturas de los reportes de medición en el parque eólico Villonaco. En la Figura 3.3 se muestra la curva de intensidad de turbulencia generada para el estudio:

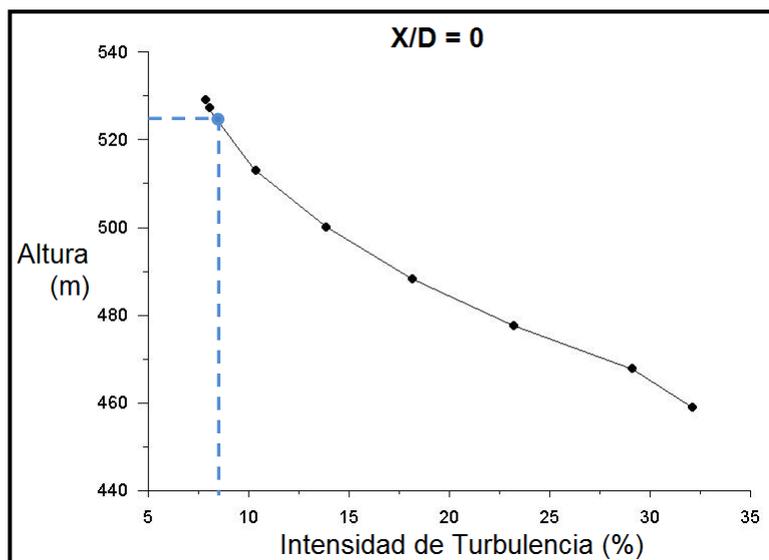


Figura 3.3: Ubicación de la intensidad de turbulencia a la altura del buje. Fuente [Autores]

La intensidad de turbulencia a la altura del buje es de 8 %. De la misma manera se procede a determinar la intensidad de turbulencia a las alturas de 30 y 40 metros:

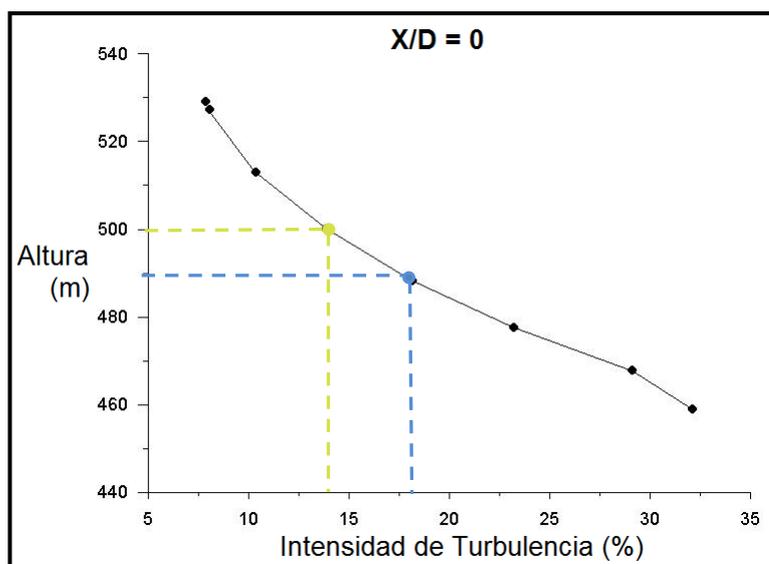


Figura 3.4: Ubicación de intensidad de turbulencia a 30 y 40 metros. [Autores]

A continuación de muestran los valores de la intensidad turbulenta, que se obtuvieron en los trazos de la figura anterior:

Tabla 3.2: Intensidad de turbulencia a 30 y 40 metros. Fuente [Autores]

Alturas	Intensidad Turbulencia
489 m (30 m)	18 %
499 m (40 m)	14 %

3.2.3. Construcción de la curva de potencia simulada.

Con el valor de velocidad resultante, se procede a realizar la construcción de la curva de potencia con intervalos de velocidad de 1 m/s en un rango de 0 a 30 m/s, introduciendo los valores de 9,7 y 9,8 m/s, para conseguir la potencia suministrada por el aerogenerador, en esos puntos. La construcción de la curva necesita de algunos parámetros que han sido mencionados en el transcurso del estudio y que permiten aplicar la expresión (1.59), cada uno de estos, se especifican a continuación:

Tabla 3.3: Parámetros para la generación de la curva de potencia. Fuente [Autores]

Densidad del viento en el emplazamiento:	0,923 kg/m ³
Área de barrido del rotor:	3848,45 m ²
Velocidades del viento:	0, 1, 2, 3.....30 m/s
Coefficiente de potencia:	0,52

Los parámetros anteriores son propios del emplazamiento y de los aerogeneradores instalados en el parque eólico Villonaco, y al usarlos para resolver la fórmula de potencia, generan un conjunto de puntos que al unirlos establecen la denominada curva de potencia para distintos intervalos de velocidades (Tabla 3.4).

Tabla 3.4: Valores para la generación de la curva de potencia. Fuente [Autores]

Velocidad (m/s)	Potencia Suministrada (KW)
0	0
1	0
2	0
3	24935,8791
4	59107,2691
5	115443,885
6	199487,033
7	316778,02
8	472858,152
9	673268,737
9,7	842900,134
9,8	869238,887
10	923551,079
11	1229246,49
12	1500000
13	1500000

14	1500000
15	1500000
16	1500000
17	1500000
18	1500000
19	1500000
20	1500000
21	1500000
22	1500000
23	1500000
24	1500000
25	1500000
26	0,00
27	0,00
28	0,00
29	0,00
30	0,00

Como se puede observar, a partir de los 26 m/s la potencia se vuelve 0, lo que permite interpretar que el aerogenerador cesa su funcionamiento, por seguridad de la máquina y sus mecanismos. Además, gracias a los datos de velocidad y sus resultados de potencia, se procede a obtener la gráfica de la curva de potencia.

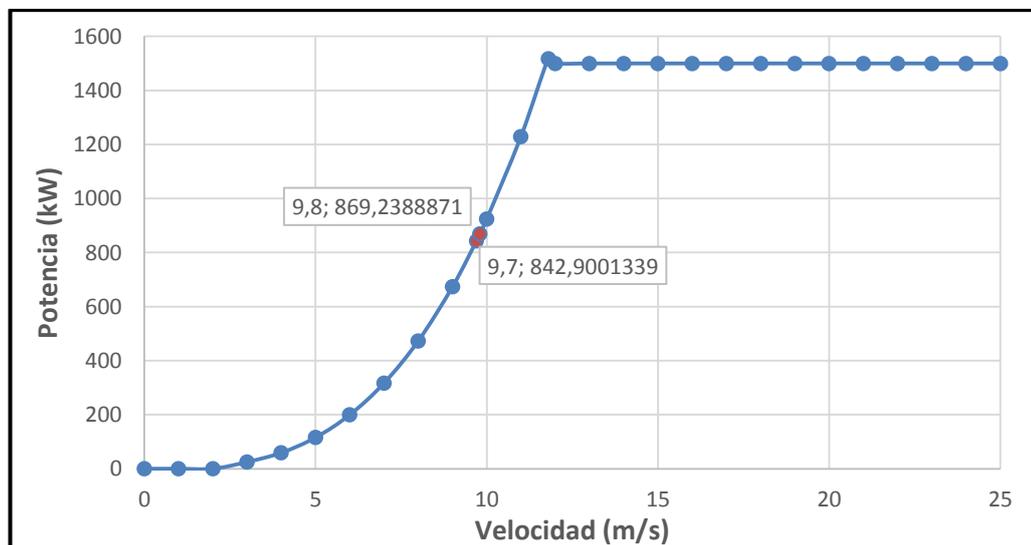


Figura 3.5: Curva de potencia con la velocidad resultante de la simulación. Fuente [Autores]

Como se puede observar en la tabla 3.5, la curva de potencia generada en este caso indica valores de potencia para cada intervalo de velocidad; proporcionando para las velocidades de estudio de 9,7 m/s y 9,8 m/s, una potencia de 842900,134 kw y 869238,887 kw respectivamente.

3.3. ANÁLISIS DE DATOS DE OPERACIÓN DEL PARQUE EÓLICO VILLONACO.

Ahora se analizará los datos de operación del parque eólico, de los cuales se ha obtenido valores de velocidades, potencia y energía generadas. Estos datos fueron proveídos por la Empresa Regional de Energías Renovables y Desarrollo Humano (ENERSUR EP) del Gobierno Provincial de Loja, y serán detallados con su curva de potencia en los puntos correspondientes de velocidad.

3.3.1. Determinación de velocidad promedio de viento.

La velocidad promedio de viento en el parque eólico Villonaco se la obtiene a partir de los reportes de velocidades mensuales, medidas en el año 2004, tomadas a las alturas de 30 y 40 metros (Anexo C), dando como resultado una velocidad promedio para cada altura en el transcurso de cada mes (Figuras 3.6 y 3.7).

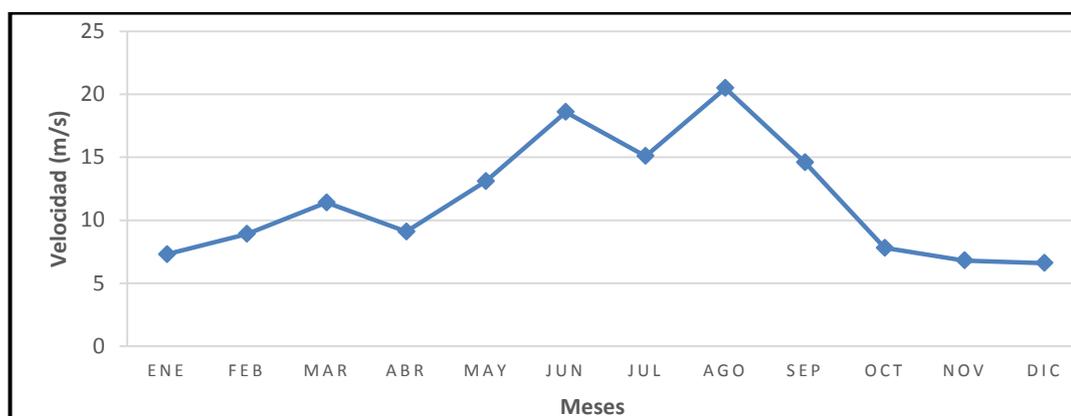


Figura 3.6: Velocidad promedio a 30 metros en el transcurso de 1 año. Fuente [Autores]

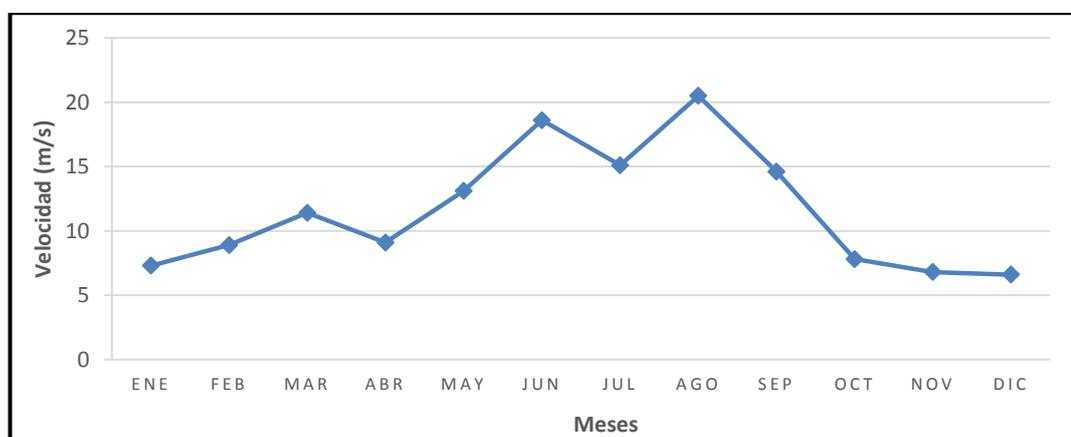


Figura 3.7: Velocidad promedio a 40 metros en el transcurso de 1 año. Fuente [Autores]

Las figuras anteriores muestran valores de velocidades promedio mensuales y permiten obtener una media anual de velocidad para cada altura de estudio, como se muestra en la tabla siguiente.

Tabla 3.5: Medición de velocidad a diferentes alturas para el año 2004. Fuente [Autores]

Altura	30 m	40 m
Enero	7,3 m/s	7 m/s
Febrero	8,9 m/s	8,8 m/s
Marzo	11,4 m/s	11 m/s
Abril	9,1 m/s	8,7 m/s
Mayo	13,1 m/s	12,6 m/s
Junio	18,6 m/s	17,7 m/s
Julio	15,1 m/s	14,5 m/s
Agosto	20,5 m/s	20,1 m/s
Septiembre	14,6 m/s	14,4 m/s
Octubre	7,8 m/s	7,9 m/s
Noviembre	6,8 m/s	7,1 m/s
Diciembre	6,6 m/s	6,6 m/s
Velocidad Promedio anual (m/s)	11,65 m/s	11,37 m/s

3.3.2. Determinación de intensidad de turbulencia promedio.

En base al promedio de los valores de velocidad medidos mensualmente en el transcurso de un año, se desarrollará la expresión 1.16. La desviación estándar obtenida a 30 y 40 metros mediante un tratamiento estadístico es de 0,88 m/s, misma que fue desarrollada en el resumen ejecutivo de ENERSUR E.P. [25]

La velocidad promedio obtenida a 30 m tiene un valor de 11,65 m/s, con la que se puede calcular junto a la desviación estándar la intensidad de turbulencia:

$$Iu = \frac{\sigma}{u} = \frac{0,88 \text{ m/s}}{11,65 \text{ m/s}} = 0,0755 = 7,55\%$$

De igual manera, se puede realizar el mismo procedimiento de cálculo para la altura de 40 m, cuyo valor de velocidad es 11,37 m/s.

$$I_u = \frac{0,88 \text{ m/s}}{11,37 \text{ m/s}} = 0,0774 = 7,74\%$$

3.3.3. Construcción de la curva de potencia instalada.

Basados en las velocidades promedio obtenidas de la tabla 3.4, se muestran a continuación los valores de potencia obtenidos a partir de dicha velocidad. Tomando en cuenta que para la generación de la curva de potencia, los datos y resultados de mayor importancia son; velocidad y potencia obtenida.

Tabla 3.6: Valores para la generación de la curva de potencia. Fuente [Autores]

	30 metros	40 metros
Velocidad Promedio (m/s)	11,65	11,37
Potencia (kW)	1460288,60	1356314,15

Con los datos de la tabla anterior se puede ubicar en la gráfica de la curva de potencia, la cual es generada con los datos específicos del emplazamiento y el aerogenerador, tal y como se ha mencionado anteriormente y se realiza el mismo proceso de la sección 3.2.2. En la Figura 3.8 se muestra la curva respectiva para el presente análisis.

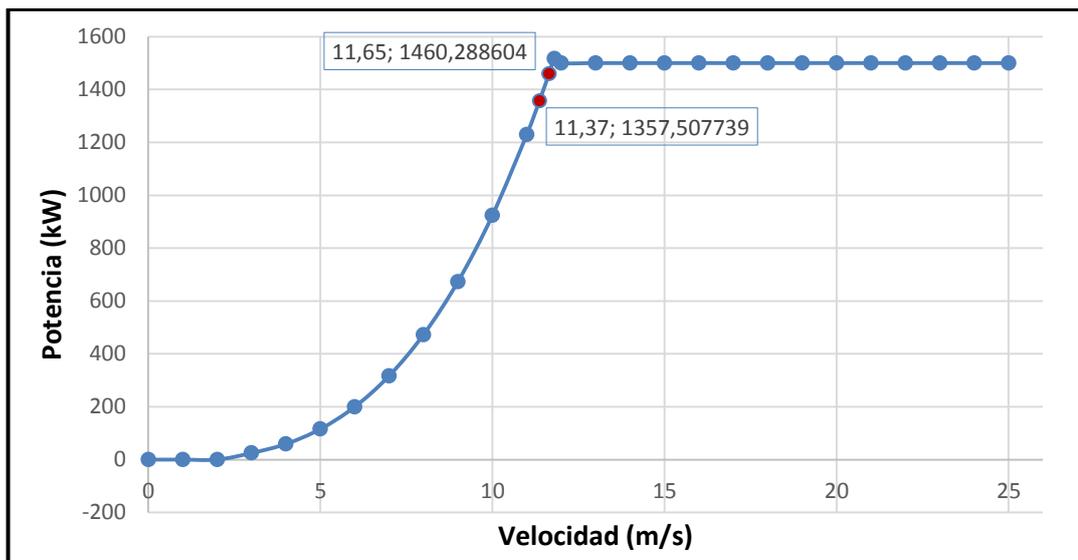


Figura 3.8: Curva de potencia de un aerogenerador del Parque Eólico Villonaco. Fuente [Autores]

En este caso, para las velocidades promedios de 11,37 m/s y 11,65 m/s de los reportes de medición del parque eólico Villonaco, se tienen potencias de 1356314,15 kW y 1460288,60 kW respectivamente.

3.4.COMPARACIÓN DE RESULTADOS

El estudio comparativo se realizará principalmente tomando en cuenta el funcionamiento del aerogenerador 6 que opera 4206,73 horas al año [26]. Al tener los valores de cada uno de los procedimientos de análisis anteriores, se llevará a cabo la comparación de los mismos, basándose en las potencias y energías generadas por las diferentes velocidades, las mismas que se han obtenido en base al presente estudio y a los registros del parque eólico Villonaco.

A continuación se mostrará los valores de los datos de simulación y los medidos, a las respectivas alturas de estudio.

Tabla 3.8: Comparación de los datos de simulación y los medidos a 30 metros. Fuente [Autores]

Descripción	Datos de simulación	Datos medidos	Diferencia
Altura (metros)	30		
Velocidad Prom. Anual (m/s)	9,8	11,65	1,85
Potencia Anual (kW)	869,238	1460,288	591,049
Registro (Hrs)	4206,73		
Energía Anual (kWh)	3,66E+09	6,14E+09	2,49E+09
Intensidad de Turbulencia (%)	18	7,55	6,45

Tabla 3.7: Comparación de los datos de simulación y los medidos a 40 metros. Fuente [Autores]

Descripción	Datos de simulación	Datos medidos	Diferencia
Altura (metros)	40		
Velocidad Prom. Anual (m/s)	9,7	11,37	1,67
Potencia Anual (kW)	842,900	1357,507	514,607
Registro (Hrs)	4206,73		
Energía Anual (kWh)	3,55E+09	5,71E+09	2,16E+09
Intensidad de Turbulencia (%)	14	7,74	10,26

Con los resultados descritos de las tablas 3.7 y 3.8 se puede apreciar que los datos de velocidad entre la teoría y lo real, poseen valores cercanos entre sí, siendo su diferencia de 1,85 m/s y 1,67 m/s; valores que representan el 14,6% y 15,8% para las alturas de 30 y 40 metros respectivamente. Dichos valores de velocidad proporcionan las respectivas potencias anuales, de las cuales sus diferencias tienen valores de discrepancia de 591049,72 kW y 514607,60 kW representando un porcentaje de error aproximado del 39% para ambas alturas de estudio, y por consiguiente el mismo porcentaje de error para la energía anual, debido a que solamente se realizó la multiplicación entre la potencia y las 4206,73 horas de los reportes de medición del parque eólico Villonaco.

Las intensidades de turbulencia que se obtuvieron en el perfil de la simulación tienen valores distantes con respecto a los valores de los registros, dando una diferencia de 6,45 que representa el 46,07% a la altura de 30 m, y de 10,26 que representa el 56.4% para la altura de 40 m.

CONCLUSIONES

- El Ecuador cuenta con muchos recursos energéticos renovables importantes para beneficiar la economía local y el medio ambiente, particularmente el viento es el recurso que se ha venido utilizando para la generación de energía, el mismo que ha tenido un gran crecimiento en el Ecuador y a nivel mundial, siendo una muy buena alternativa para disminuir el uso de recursos fósiles.
- El Parque Eólico Villonaco está ubicado en una zona estratégica del país, con una orografía y rugosidad del terreno aptas para este propósito, actualmente es el proyecto de más altura en toda la región, debido a esta ubicación permite una mayor captación de viento, y por ende un mayor potencial energético, llegando a tener promedios de velocidad superiores a los 12 m/s.
- El Parque Eólico Villonaco debido a que se encuentra ubicado a una gran altura sobre el nivel del mar y posee un terreno complejo, cuenta con una gran influencia del viento, por lo tanto es ideal para aplicar el modelo de turbulencia k- ϵ , el cual asume que el flujo es totalmente turbulento y desprecia los efectos de la viscosidad, es decir, es aplicable para el proyecto que cuenta con una intensidad de turbulencia global del 9%.
- Para la simulación, el tamaño más fino del refinamiento de la malla en el perfil de la loma es de mucha importancia, ya que es allí donde se localiza la capa límite y en consecuencia se producen los cambios más considerables de la velocidad del viento. De tal manera, que de acuerdo a la calidad del refinamiento que se aplique en el mallado, puede repercutir notablemente en la exactitud del problema y sus resultados.
- La validación del software se realizó utilizando como referencia la loma de Askervein, específicamente las líneas A-A y AA-AA de dicha loma, ingresando las condiciones de contorno del lugar, y obteniendo resultados comparativos muy aceptables, es decir los valores de velocidad de la simulación son similares a los registrados en los distintos puntos de la loma.

- La validación permitió dar a conocer que el modelo de turbulencia k-épsilon estándar, utilizado en el transcurso del estudio fue el adecuado, debido a la aproximación que se obtuvo entre la línea del perfil de velocidades de estudios científicos anteriores y la línea del perfil de velocidades del presente de estudio de simulación.
- De acuerdo a los estudios realizados se conoce que la velocidad resultante en la cima de una colina uniforme es el doble de la que se tiene antes de subir dicha colina, pero debido a que la geometría del cerro Villonaco presenta una forma irregular, se expresa que; antes de entrar al cerro se posee una velocidad de 5,29 m/s a una altura de 65 m y al llegar a la cima del cerro se obtiene 9,4 m/s a la misma altura, es decir la velocidad resultante es del 188,8%, lo que describe a la velocidad obtenida con aproximación al doble.
- Al ubicar los resultados de la simulación realizada en el software ANSYS FLUENT en el perfil de velocidades, se obtiene como resultado que las velocidades son muy similares con los valores registrados en el emplazamiento, pudiendo de esta manera determinar y comparar los valores de potencia y energía calculados con los datos registrados del parque eólico Villonaco.
- La intensidad de turbulencia registrada en el emplazamiento comparada con la intensidad de turbulencia resultante de la simulación no son similares debido a que la desviación estándar depende de los valores del registro de velocidad, los cuales son variables en el transcurso de las mediciones realizadas año a año.
- Las potencias obtenidas de 0.8 MW y 1.3 MW, a partir de la velocidad resultante de la simulación es un valor aceptable, debido a que la potencia garantizada de 1.5 MW en el parque eólico Villonaco, se asume en condiciones ideales, es decir, que siempre tienen valores de velocidad entre los 12 a 25 m/s, y es algo que en realidad no se puede conseguir, debido a que la velocidad del viento es variable en el transcurso de un determinado tiempo, provocando la oscilación de sus valores.

- Como la potencia disponible del viento está en función del cubo de la velocidad, la energía va a depender también de este parámetro, por lo tanto, los resultados obtenidos de potencia y energía, al igual que su margen de error, se multiplican tres veces a sí mismo. Sin embargo, las potencias obtenidas de la simulación y de los datos medidos, poseen una buena generación de resultados cada una, pese a tener un margen de error del 39% aproximadamente entre ellas.
- Los valores de los parámetros obtenidos de la simulación y de los reportes de medición, se relacionan en la variación de los resultados a diferentes alturas, es decir, a mayor altitud, se tiene menor velocidad del viento, al igual que la potencia y energía disponible.
- El desarrollo del proyecto es satisfactorio, ya que los resultados obtenidos por la simulación con el modelo empleado, están muy cercanos a los valores que resultaron de los datos de los registros. En base a estos buenos resultados se logra afirmar, que el comportamiento del flujo del viento en el parque eólico Villonaco, esta descrito de una forma muy aproximada por los diferentes valores, graficas de contornos, etc., los cuales fueron extraídos del post-procesado de la simulación.

RECOMENDACIONES:

- Los proyectos que se deriven del presente estudio, requieren de suficientes conocimientos acerca de los modelos de turbulencia, manejo básico y medio de FLUENT y las condiciones de contorno de la zona de estudio.
- Al momento de realizar el mallado de la loma, se debe tomar en cuenta que; si el mallado es muy grueso, los valores que se obtendrán se alejarán de los datos reales, y si es demasiado fino, la convergencia no se realizara por el excesivo conjunto de tetraedros, ocasionando un error de convergencia. Por lo tanto, el mallado debe captar adecuadamente las características de la loma. Es por esto, que se deben realizar las pruebas que sean necesarias para tener un criterio acertado del mallado y la posterior obtención de los resultados.
- Para realizar la validación del procedimiento de simulación, se considera solamente proyectos científicos y académicos que tengan datos legítimos, que permitan apreciar la gráfica de velocidades a diferentes distancias, con sus respectivos valores y resultados de estudio.
- Para futuros proyectos se recomienda analizar la posibilidad de realizar el mismo estudio de operación, con una simulación tridimensional, para interpretar y comparar los resultados presentes en dos dimensiones con los que se pueden obtener en tres dimensiones.
- Una vez que ha sido posible determinar el comportamiento del flujo del viento, a través de la simulación y obtención del perfil de velocidades; se considera necesario estudiar a profundidad el impacto que podría tener en otros lugares dentro y fuera del país, las velocidades y turbulencias que se den en emplazamientos donde se quiera implementar proyectos eólicos.

BIBLIOGRAFÍA Y REFERENCIAS UTILIZADAS

- [1] Grupo Intergubernamental del Cambio Climático (IPCC), *Informe Especial sobre Fuentes de energía renovables y mitigación del cambio climático*, octubre 2011, pág. 35. [en línea] < http://www.ipcc.ch/pdf/special-reports/srren/srren_report_es.pdf [consulta: 1 de Octubre 2013]
- [2] Consejo de la Energía Eólica Mundial (GWEC), *Estadísticas globales del viento*, Febrero 2013, pág. 3. [en línea] < http://www.gwec.net/wp-content/uploads/2013/02/GWEC-PRstats-2012_english.pdf [consulta: 4 de Octubre 2013]
- [3] ANGULO, Pablo, *Consumo de energía eléctrica en países desarrollados, comparados con el ecuador*, Quito, Julio 2013, pág. 12. [en línea] < <http://pabloangulo.blog.epn.edu.ec/wp-content/uploads/sites/174/2013/09/CONSUMO-DE-ENERGIA-COMPARADO.pdf> [consulta: 5 de octubre 2013]
- [4] RODRÍGUEZ, J. L., BURGOS, J. y ARNALTE, S., *Sistemas eólicos de producción de energía eléctrica*, Ed. Rueda S. L., Madrid, 2003.
- [5] *Isla de Calor* [en línea] < http://es.wikipedia.org/wiki/Isla_de_calor [consulta: 30 de agosto 2013]
- [6] Departamento de Ingeniería Eléctrica de la Universidad de Zaragoza, *CURSO DE ENERGÍA EÓLICA*, Zaragoza, Abril 2010, pág. 5. [en línea] < <http://www.windygrid.org/manualEolico.pdf> [consulta: 20 de octubre 2013]
- [7] GONZALES, Marta, *Componentes de un aerogenerador*, Cataluña, Marzo 2009 [en línea] < <http://alumnatbiogeo.blogspot.com/2009/03/componentes-de-un-aerogenerador.html> [consulta: 20 de abril 2013]
- [8] *Componentes de un aerogenerador*, España, septiembre 2007 [en línea] < <http://energiadoblezero.com/energias-renovables/energia-eolica/componentes-de-un-aerogenerador> [consulta: 2 de mayo 2013]
- [9] Departamento de Ingeniería Eléctrica y Energética; Universidad de Cantabria, *ENERGÍA EÓLICA*, Santander, enero 2002, pág. 10. [en línea] < <http://exa.unne.edu.ar/fisica/maestria/modulo2/eolica/eolo12002.pdf> [consulta: 27 de mayo 2013]
- [10] Agencia Andalucía de Energía, *Guía Técnica: Energía Eólica*, Andalucía, s/f, pág. 5 [en línea] < http://www.agenciaandaluzadelaenergia.es/sites/default/files/guia_tecnica_energia_minieolica.pdf [consulta: 23 de septiembre 2013]

- [11] Instituto de Investigaciones Eléctricas, *Estado del Arte y tendencias de la tecnología eoloeléctrica*, México, 1998.
- [12] Ministerio de Electricidad y Energía Renovable del Ecuador, *Atlas Eólico Del Ecuador*, Quito, Marzo, 2013.
- [13] UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA (UPME), *Guía para la utilización de la energía eólica para generación de energía eléctrica*; Documento No. ANC-603-18, Bogotá, Marzo del 2003.
- [14] PÉREZ, Fernando, LÓPEZ, Javier, *El Recurso eólico: Energía mini eólica*, Editorial CETIB, Barcelona, 2010, págs. 21-58.
- [15] Comisión Electrotécnica Internacional (IEC), *Normativa IEC 64100-1: Modelado del Viento en condiciones normales Parte I*, Tercera Edición, agosto, 2005.
- [16] NORMAWIND (Consultoría del viento), *Descripción de Villonaco (Loja)*, Barcelona, 2003
- [17] ENERLOJA S.A., *VILLONACO WIND FARM*, Loja, mayo 2010 [en línea] < <http://www.enersurep.gob.ec/docs/villonaco/ANEXO%201%20DESCRIPCION%20DE%20VILLONACO.pdf> [consulta: 14 de abril 2013]
- [18] Caspe Viento y Solar; Tienda de Energías Renovables, *Localización de su Aerogenerador* [en línea] < <http://www.caspe-solar.com/storepage2019588.aspx> [consulta: 9 de diciembre 2013]
- [19] VILLARUBIA, Miguel, *Ingeniería de la Energía Eólica (Nuevas Energías)*, Primera Edición; Editorial MARCOMBO S.A., España, 2012.
- [20] United Nations Framework Convention on Climate Change, *Project Design Document Form or CDM Project Activities (F-CDM-PDD)*, Version 04.1, 2009, págs. 4-10.
- [21] ENERLOJA S.A; *Consultoría e Ingeniería especializada en Energía Eólica*, Loja, octubre 2009 [en línea] < <http://www.tech4cdm.com/userfiles/6 Parque eolico Villonaco.pdf> [consulta: 11 de diciembre 2013]
- [22] Goldwind Science & Technology Co. Ltd, *General Technical Specifications, Goldwind 1.5MW 70, 77, 82 & 87 Wind Turbines*, China, mayo 2013 [en línea] < ww.goldwindamerica.com [consulta: 20 de diciembre 2013]

[23] H. G. Kim and V. C. Patel, *Test of turbulence models for win flow over terrain with separation and recirculation*, USA 1999, Iowa Institute of Hydraulic Research.

[24] FORTHOFFER, BUTLER, *Differences in simulated fire spread over Askervein Hill using two advanced wind models and a traditional uniform wind field*, USA 2007 [en línea] <
http://www.fs.fed.us/rm/pubs/rmrs_p046/rmrs_p046_123_127.pdf [consulta: 29 de diciembre 2013]

[25] ENERSUR E.P., *Resumen Ejecutivo del Proyecto eólico Villonaco*. Loja, 2005

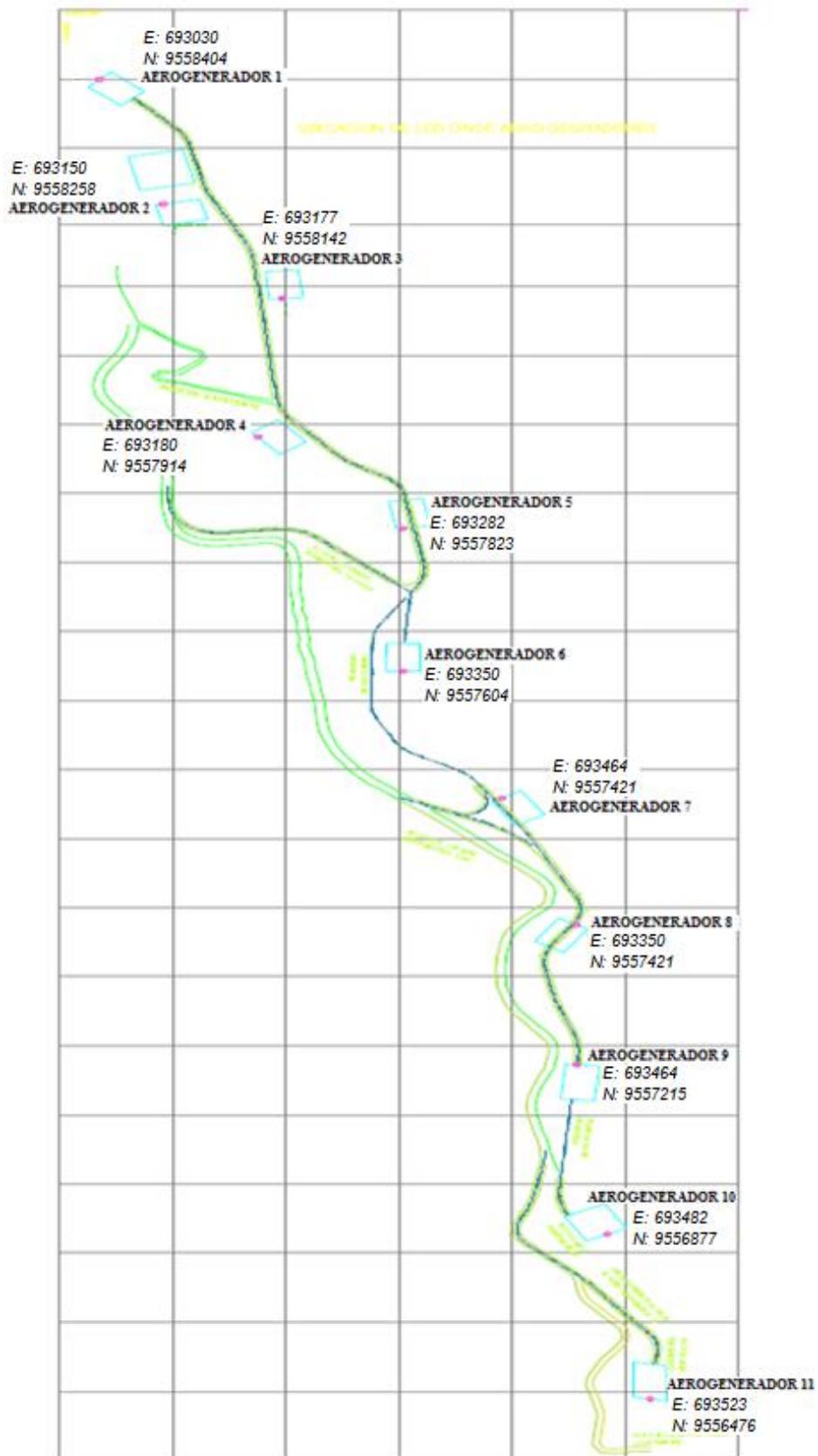
[26] ENERSUR E.P., *Análisis de Micro emplazamiento ofertado Villonaco*, Loja, 2011

[27] ENERSUR E.P., *Datos de viento del cerro Villonaco en los años 2003 y 2004*. Loja, 2005

ANEXOS

ANEXO A

A.1. UBICACIÓN TOPOGRÁFICA DE LOS AEROGENERADORES. Fuente [16]



ANEXO B

POTENCIAL EÓLICO - ELÉCTRICO ESTIMADO DEL ECUADOR

B.1. (Potencial Factible a Corto Plazo). Fuente [12]

PROVINCIA	POTENCIAL INSTALABLE					INTEGRACIÓN ACUMULADA			
	RANGO VELOCIDAD m/s	ÁREA [km²]	POTENCIA INSTALABLE [MW]	FACTOR DE CAPACIDAD	ENERGÍA ANUAL [GWh/año]	VIENTO [m/s]	ÁREA [km²]	POTENCIA INSTALABLE [MW]	ENERGÍA ANUAL [GWh/año]
	7,0 - 7,5	1,24	3,72	0,20	6,39	> 7	4,60	13,80	23,69
	7,5 - 8,0	1,56	4,68	0,25	10,04	> 7,5	3,36	10,08	21,63
	8,0 - 8,5	0,96	2,88	0,30	7,42	> 8	1,80	5,40	13,91
	> 8,5	0,84	2,52	0,35	7,57	> 8,5	0,84	2,52	7,57
	7,0 - 7,5	1,08	3,24	0,20	5,56	> 7	3,68	11,04	18,96
	7,5 - 8,0	1,00	3,00	0,25	6,44	> 7,5	2,60	7,80	16,74
	8,0 - 8,5	1,04	3,12	0,30	8,04	> 8	1,60	4,80	12,36
	> 8,5	0,56	1,68	0,35	5,05	> 8,5	0,56	1,68	5,05
	7,0 - 7,5	21,25	63,76	0,25	109,48	> 7	40,81	122,42	210,18
	7,5 - 8,0	12,01	36,02	0,30	77,31	> 7,5	19,55	58,65	125,88
	8,0 - 8,5	5,08	15,23	0,35	39,23	> 8	7,54	22,63	58,29
	> 8,5	2,47	7,40	0,20	22,23	> 8,5	2,47	7,40	22,23
	7,0 - 7,5	1,02	3,05	0,20	5,23	> 7	2,42	7,27	12,49
	7,5 - 8,0	0,48	1,44	0,25	3,09	> 7,5	1,41	4,22	9,07
	8,0 - 8,5	0,48	1,44	0,30	3,71	> 8	0,93	2,78	7,17
	> 8,5	0,45	1,34	0,35	4,04	> 8,5	0,45	1,34	4,04
	7,0 - 7,5	7,31	21,93	0,20	37,66	> 7	11,87	35,61	61,14
	7,5 - 8,0	3,25	9,76	0,25	20,94	> 7,5	4,56	13,67	29,35
	8,0 - 8,5	1,19	3,56	0,30	9,16	> 8	1,31	3,92	10,08
	> 8,5	0,12	0,36	0,35	1,08	> 8,5	0,12	0,36	1,08
	7,0 - 7,5	11,50	34,49	0,20	59,21	> 7	23,95	71,85	123,36
	7,5 - 8,0	7,09	21,26	0,25	45,62	> 7,5	12,45	37,36	80,19
	8,0 - 8,5	3,16	9,47	0,30	24,39	> 8	5,37	16,11	41,48
	> 8,5	2,21	6,64	0,35	19,94	> 8,5	2,21	6,64	19,94
	7,0 - 7,5	21,38	64,14	0,20	110,13	> 7	33,92	101,77	174,74
	7,5 - 8,0	8,29	24,86	0,25	53,34	> 7,5	12,54	37,63	80,77
	8,0 - 8,5	2,90	8,70	0,30	22,40	> 8	4,26	12,78	32,91
	> 8,5	1,36	4,08	0,35	12,26	> 8,5	1,36	4,08	12,26
	7,0 - 7,5	71,46	214,38	0,20	368,08	> 7	173,49	520,46	893,62
	7,5 - 8,0	42,20	126,59	0,25	271,70	> 7,5	102,03	306,09	666,92
	8,0 - 8,5	22,48	67,45	0,30	173,72	> 8	59,83	179,49	462,27
	> 8,5	37,35	112,04	0,20	336,65	> 8,5	37,35	112,04	336,65
TOTAL ESTIMADO PARA EL ECUADOR [MW]						> 7	294,74	884,22	1518,17
						> 7,5	158,50	475,51	1020,54
						> 8	82,64	247,91	638,47
						> 8,5	45,35	136,06	408,81

B.2. (Potencial Bruto Total). Fuente [12]

PROVINCIA	POTENCIAL INSTALABLE					INTEGRACIÓN ACUMULADA			
	RANGO VELOCIDAD m/s	ÁREA [km²]	POTENCIA INSTALABLE [MW]	FACTOR DE CAPACIDAD	ENERGÍA ANUAL [GWh/año]	VIENTO [m/s]	ÁREA [km²]	POTENCIA INSTALABLE [MW]	ENERGÍA ANUAL [GWh/año]
	7,0 - 7,5	1,24	3,72	0,20	6,39	> 7	4,60	13,80	23,69
	7,5 - 8,0	1,56	4,68	0,25	10,04	> 7,5	3,36	10,08	21,63
	8,0 - 8,5	0,96	2,88	0,30	7,42	> 8	1,80	5,40	13,91
	> 8,5	0,84	2,52	0,35	7,57	> 8,5	0,84	2,52	7,57
	7,0 - 7,5	2,46	7,39	0,20	12,68	> 7	6,32	18,96	32,54
	7,5 - 8,0	1,75	5,24	0,25	11,26	> 7,5	3,86	11,57	24,83
	8,0 - 8,5	1,47	4,40	0,30	11,34	> 8	2,11	6,32	16,28
	> 8,5	0,64	1,92	0,35	5,77	> 8,5	0,64	1,92	5,77
	6,5 - 7,0	0,39	1,16	0,20	1,99	> 6,5	41,19	123,58	212,18
	7,0 - 7,5	21,25	63,76	0,20	109,48	> 7	40,81	122,42	210,18
	7,5 - 8,0	12,01	36,02	0,25	77,31	> 7,5	19,56	58,66	125,88
	8,0 - 8,5	5,08	15,23	0,30	39,23	> 8	7,54	22,63	58,29
	> 8,5	2,47	7,40	0,35	22,23	> 8,5	2,47	7,40	22,23
	7,0 - 7,5	2,51	7,54	0,20	12,96	> 7	5,99	17,98	30,87
	7,5 - 8,0	1,84	5,52	0,25	11,86	> 7,5	3,48	10,44	22,41
	8,0 - 8,5	0,80	2,40	0,30	6,18	> 8	1,64	4,92	12,67
	> 8,5	0,84	2,52	0,35	7,57	> 8,5	0,84	2,52	7,57
	6 - 6,5	4,48	13,44	0,20	23,08	> 6	5,34	16,02	27,51
	6,5 - 7,0	0,71	2,13	0,20	3,66	> 7	0,86	2,58	4,43
	7,0 - 7,5	0,15	0,45	0,25	0,97	> 7,5	0,15	0,45	0,97
	7,0 - 7,5	1,02	3,05	0,20	5,23	> 7	2,42	7,27	12,49
	7,5 - 8,0	0,48	1,44	0,25	3,09	> 7,5	1,41	4,22	9,07
	8,0 - 8,5	0,48	1,44	0,30	3,71	> 8	0,93	2,78	7,17
	> 8,5	0,45	1,34	0,35	4,04	> 8,5	0,45	1,34	4,04
	7,0 - 7,5	14,97	44,91	0,20	77,10	> 7	30,80	91,80	157,62
	7,5 - 8,0	8,97	26,92	0,25	57,78	> 7,5	15,63	46,90	100,65
	8,0 - 8,5	4,58	13,75	0,30	35,42	> 8	6,66	19,97	51,44
	> 8,5	2,07	6,22	0,35	18,68	> 8,5	2,07	6,22	18,68
	7,0 - 7,5	11,50	34,49	0,20	59,21	> 7	23,96	71,86	123,36
	7,5 - 8,0	7,09	21,28	0,25	45,62	> 7,5	12,46	37,36	80,18
	8,0 - 8,5	3,16	9,47	0,30	24,39	> 8	5,37	16,10	41,48
	> 8,5	2,21	6,63	0,35	19,94	> 8,5	2,21	6,63	19,94
	7,0 - 7,5	62,16	186,47	0,20	320,17	> 7	98,25	294,75	506,07
	7,5 - 8,0	26,90	80,71	0,25	173,22	> 7,5	36,09	108,28	232,38
	8,0 - 8,5	7,16	21,47	0,30	55,29	> 8	9,19	27,56	70,99
	> 8,5	2,03	6,10	0,35	18,31	> 8,5	2,03	6,10	18,31
	7,0 - 7,5	106,92	320,77	0,20	550,75	> 7	293,40	880,19	1511,26
	7,5 - 8,0	69,46	208,39	0,25	447,25	> 7,5	186,47	559,42	1200,64
	8,0 - 8,5	43,76	131,27	0,30	338,07	> 8	117,01	351,03	904,06
	> 8,5	73,25	219,76	0,35	660,32	> 8,5	73,25	219,76	660,32
	7,0 - 7,5	1,97	5,91	0,20	10,15	> 7	4,71	14,12	24,24
	7,5 - 8,0	2,39	7,17	0,25	15,38	> 7,5	2,74	8,21	17,62
	8,0 - 8,5	0,35	1,04	0,30	2,68	> 8	0,35	1,04	2,68
	7,0 - 7,5	20,32	60,97	0,20	104,67	> 7	45,08	135,25	232,22
	7,5 - 8,0	10,82	32,45	0,25	69,64	> 7,5	24,76	74,29	159,44
	8,0 - 8,5	7,16	21,49	0,30	55,35	> 8	13,95	41,84	107,75
	> 8,5	6,78	20,35	0,35	61,14	> 8,5	6,78	20,35	61,14
TOTAL ESTIMADO PARA EL ECUADOR [MW]						> 7	556,99	1670,96	2868,98
						> 7,5	309,96	929,87	1995,68
						> 8	166,54	499,61	1286,72
						> 8,5	91,59	274,76	825,57

ANEXO C

VALORES MEDIOS DE VELOCIDAD DURANTE EL AÑO 2004. Fuente [27]

C.1. Valores medios de velocidad por día durante el mes de enero del 2004.

Site Information:

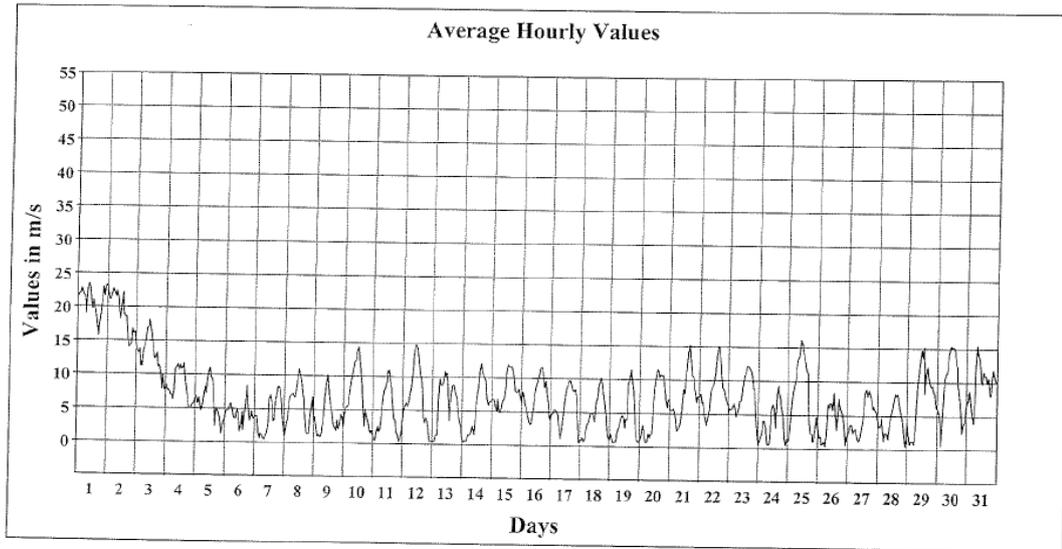
Project: Torre 1
Location: cerro Villonaco
Elevation: 2720

Sensor on channel 1:

NRG #40 Anem, m/s
Height: 30
Serial #: SN:15510

Enero 2004

Hourly Averages Graph Ch 1
SITE 1625
Villonaco



C.2. Valores medios de velocidad por día durante el mes de febrero del 2004.

Site Information:

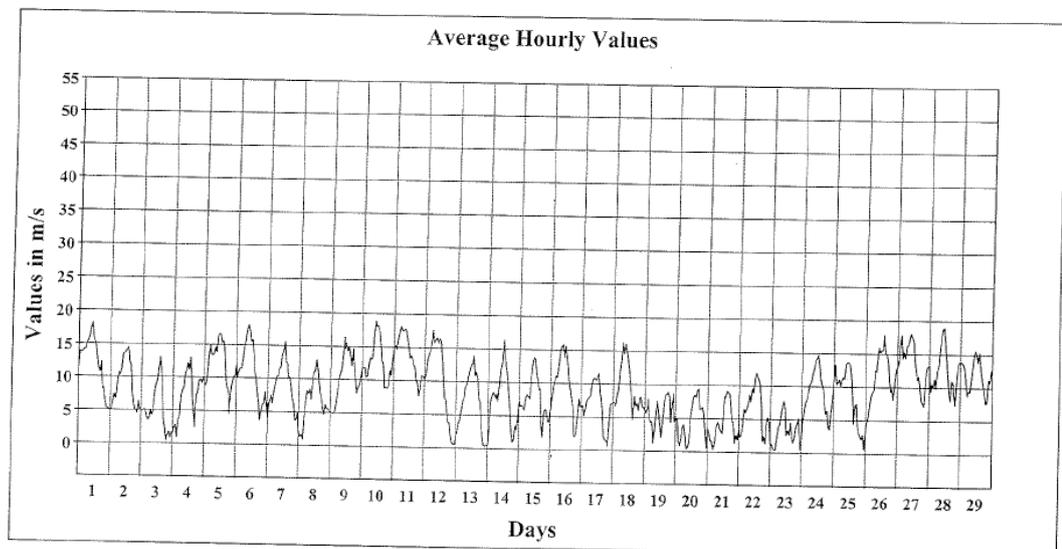
Project: Torre 1
Location: cerro Villonaco
Elevation: 2720

Sensor on channel 1:

NRG #40 Anem, m/s
Height: 30 m
Serial #: SN:11510

Febrero 2004

Hourly Averages Graph Ch 1
SITE 1625
Villonaco

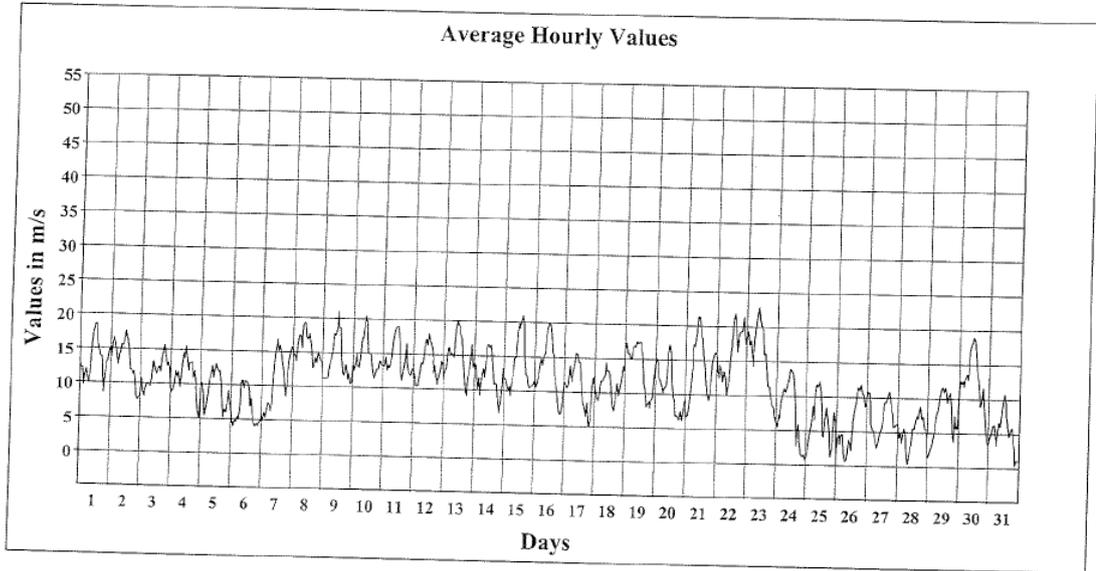


C.3. Valores medios de velocidad por día durante el mes de marzo del 2004.

Site Information:
Project: Torre 1
Location: cerro Villonaco
Elevation: 2720

Sensor on channel 1:
NRG #40 Anem. m/s
Height: 30 m
Serial #: SN:11510

Marzo 2004
Hourly Averages Graph Ch 1
SITE 1625
Villonaco

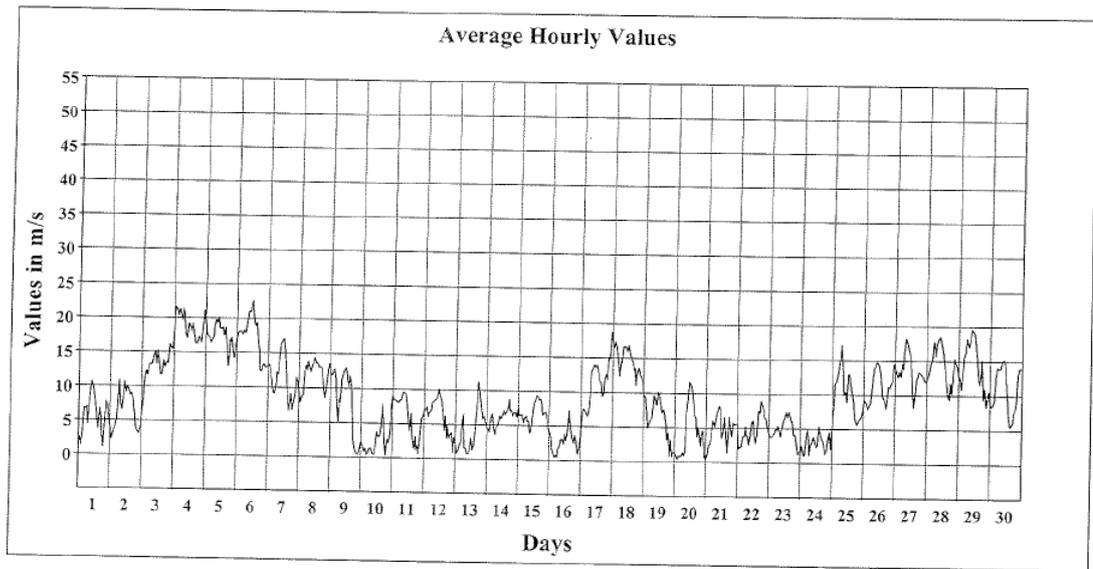


C.4. Valores medios de velocidad por día durante el mes de abril del 2004.

Site Information:
Project: Torre 1
Location: cerro Villonaco
Elevation: 2720

Sensor on channel 1:
NRG #40 Anem. m/s
Height: 30 m
Serial #: SN:11510

Abril 2004
Hourly Averages Graph Ch 1
SITE 1625
Villonaco

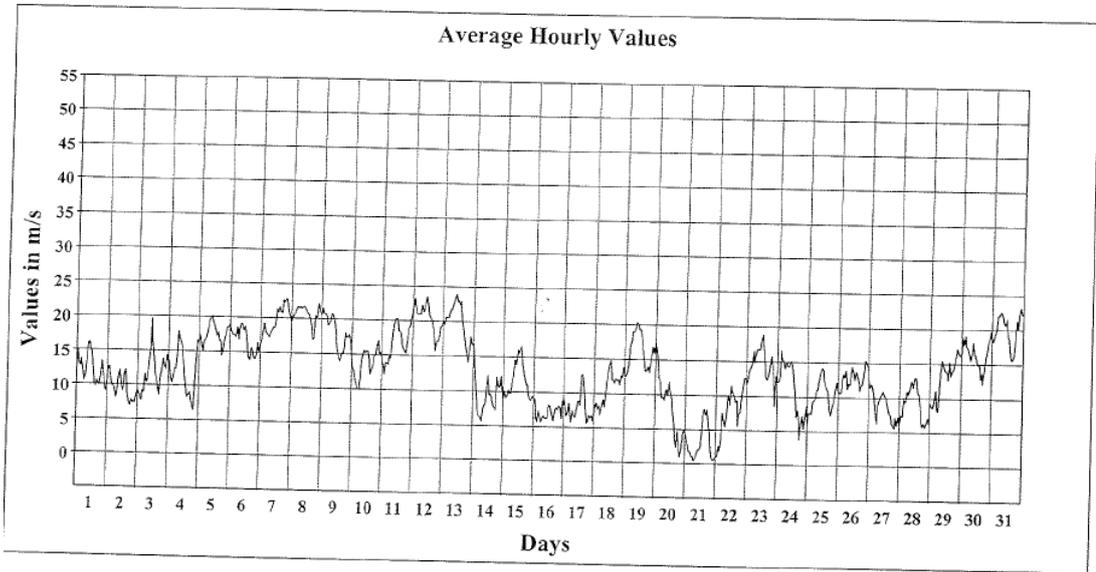


C.5. Valores medios de velocidad por día durante el mes de mayo del 2004.

Site Information:
 Project: Torre 1
 Location: cerro Villonaco
 Elevation: 2720

Sensor on channel 1:
 NRG #40 Anem. m/s
 Height: 30 m
 Serial #: SN:11510

Mayo 2004
 Hourly Averages Graph Ch 1
 SITE 1625
 Villonaco

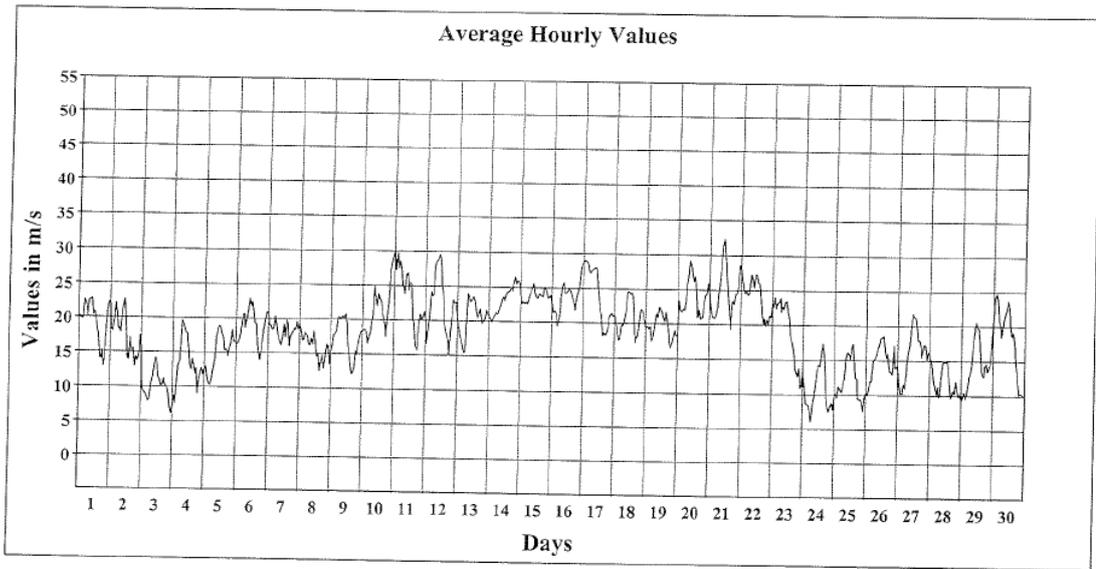


C.6. Valores medios de velocidad por día durante el mes de junio del 2004.

Site Information:
 Project: Torre 1
 Location: cerro Villonaco
 Elevation: 2720

Sensor on channel 1:
 NRG #40 Anem. m/s
 Height: 30 m
 Serial #: SN:11510

Junio 2004
 Hourly Averages Graph Ch 1
 SITE 1625
 Villonaco

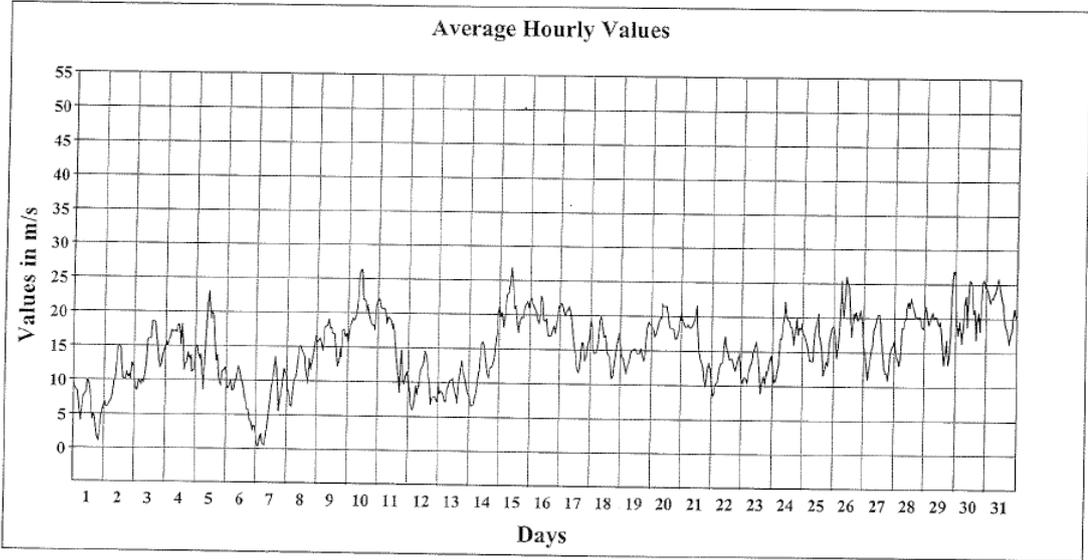


C.7. Valores medios de velocidad por día durante el mes de julio del 2004.

Site Information:
 Project: Torre I
 Location: cerro Villonaco
 Elevation: 2720

Sensor on channel 1:
 NRG #40 Anem. m/s
 Height: 30 m
 Serial #: SN:11510

Julio 2004
 Hourly Averages Graph Ch 1
 SITE 1625
 Villonaco



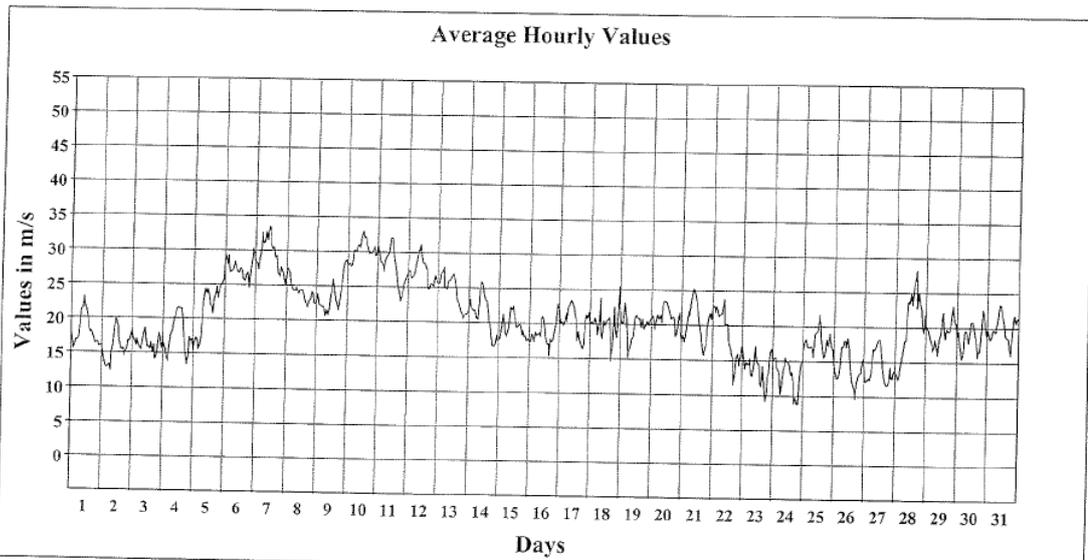
Average Value: 15.1

C.8. Valores medios de velocidad por día durante el mes de agosto del 2004.

Site Information:
 Project: Torre I
 Location: cerro Villonaco
 Elevation: 2720

Sensor on channel 1:
 NRG #40 Anem. m/s
 Height: 30 m
 Serial #: SN:11510

Agosto 2004
 Hourly Averages Graph Ch 1
 SITE 1625
 Villonaco



Average Value: 20.5

C.9. Valores medios de velocidad por día durante el mes de septiembre del

Site Information:

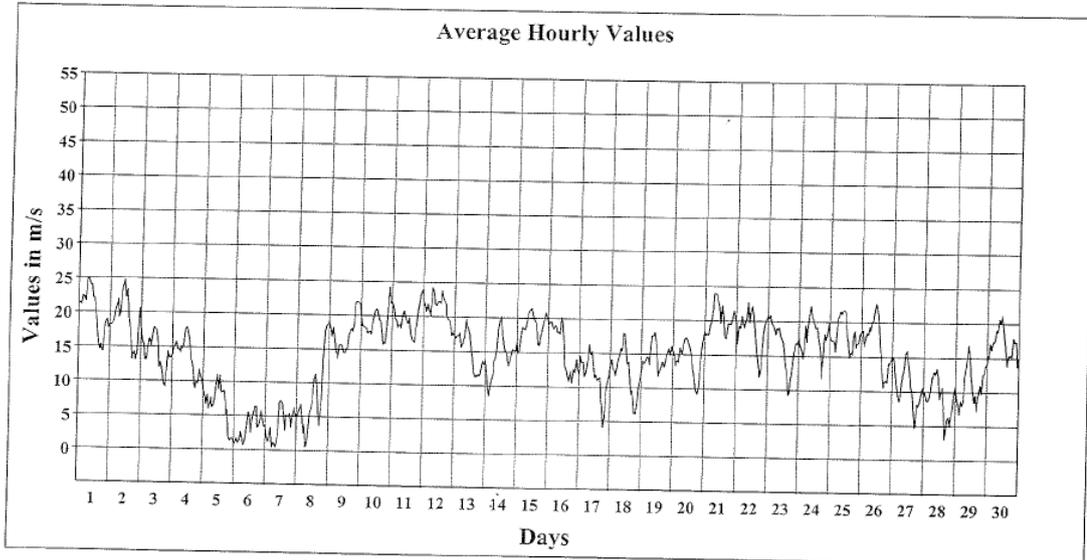
Project: Torre 1
 Location: cerro Villonaco
 Elevation: 2720

Sensor on channel 1:

NRG #40 Anem. m/s
 Height: 30 m
 Serial #: SN:11510

Septiembre 2004

Hourly Averages Graph Ch 1
 SITE 1625
 Villonaco



Average Value: 14.6

C.10. Valores medios de velocidad por día durante el mes de octubre del 2004.

Site Information:

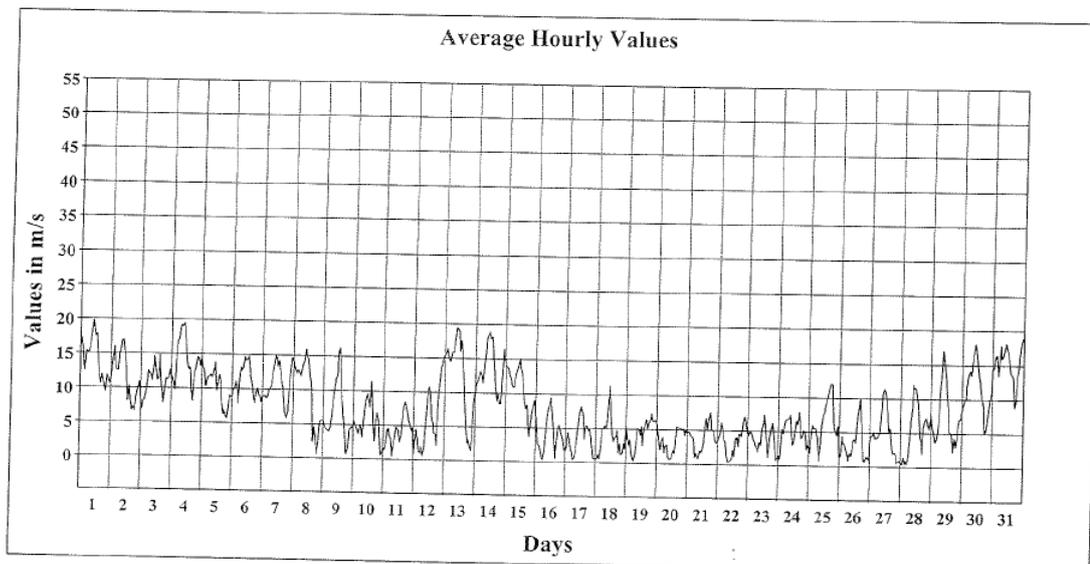
Project: Torre 1
 Location: cerro Villonaco
 Elevation: 2720

Sensor on channel 1:

NRG #40 Anem. m/s
 Height: 30 m
 Serial #: SN:11510

Octubre 2004

Hourly Averages Graph Ch 1
 SITE 1625
 Villonaco



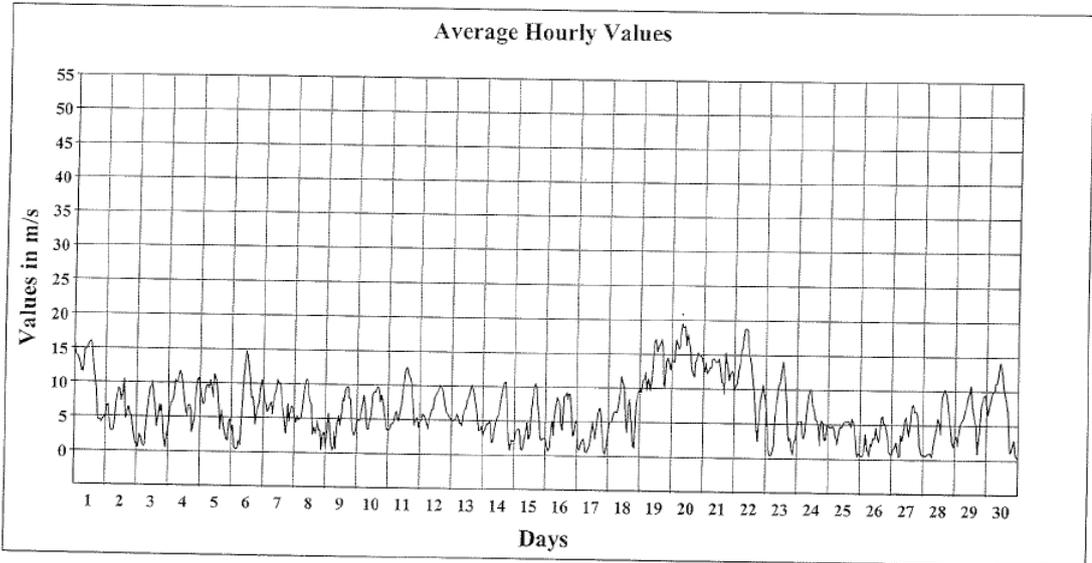
Average Value: 7.8

C.11. Valores medios de velocidad por día durante el mes de noviembre del 2004.

Site Information:
 Project: Torre 1
 Location: cerro Villonaco
 Elevation: 2720

Sensor on channel 1:
 NRG #40 Anem. m/s
 Height: 30 m
 Serial #: SN:11510

Noviembre 2004
 Hourly Averages Graph Ch 1
 SITE 1625
 Villonaco



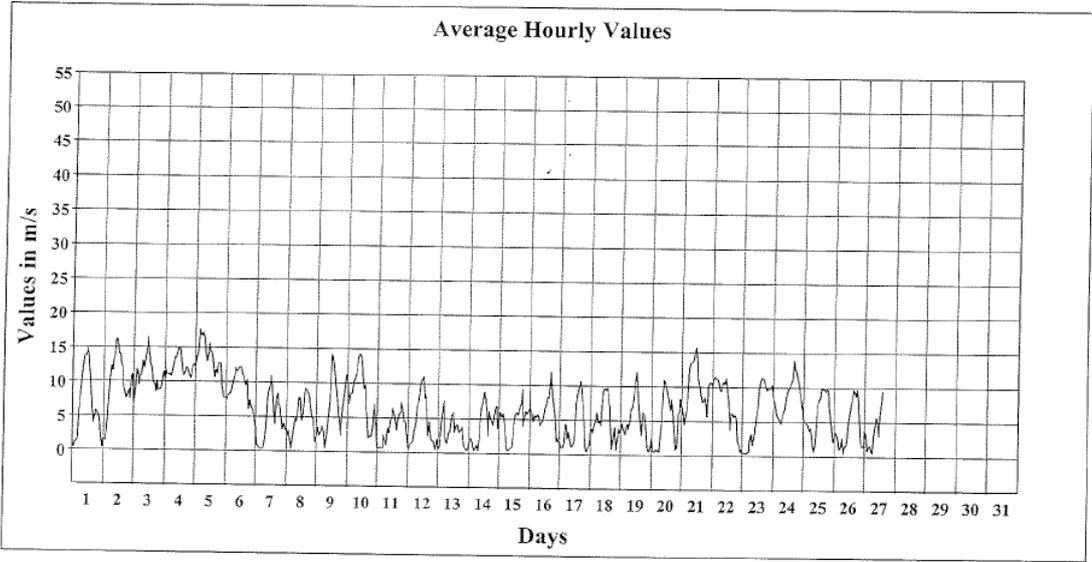
Average Value: 6.8

C.12. Valores medios de velocidad por día durante el mes de diciembre del 2004.

Site Information:
 Project: Torre 1
 Location: cerro Villonaco
 Elevation: 2720

Sensor on channel 1:
 NRG #40 Anem. m/s
 Height: 30 m
 Serial #: SN:11510

Diciembre 2004
 Hourly Averages Graph Ch 1
 SITE 1625
 Villonaco



Average Value: 6.6