



**UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI**  
**DIRECCIÓN DE POSGRADOS**

**PROYECTO DE INVESTIGACIÓN Y DESARROLLO EN  
OPCIÓN AL GRADO ACADÉMICO DE MAGISTER EN  
GESTIÓN DE ENERGÍAS**

**TÍTULO:**

COMPARACIÓN ENERGÉTICA ENTRE EL SISTEMA DE GENERACIÓN EÓLICA ESTÁTICA Y UN SISTEMA DE ORIENTACIÓN, EN EL PARQUE EÓLICO VILLONACO, LOJA PERÍODO 2013 – 2014. PROPUESTA PARA EL ANÁLISIS DE IMPLEMENTACIÓN DE UN SISTEMA DE ORIENTACIÓN AUTOMÁTICA PARA LA CAPTACIÓN DE FLUJO EÓLICO.

Autor:

LEÓN Guerrero, Iván Rodrigo.

Tutor:

MULLO Quevedo, Alvaro Santiago,  
Ing. MsC.

LATACUNGA – ECUADOR

Mayo - 2016



**UNIVERSIDAD TÉCNICA DE  
COTOPAXI**  
DIRECCIÓN DE POSGRADO  
Latacunga – Ecuador

---

**APROBACIÓN DEL TRIBUNAL DE GRADO**

En calidad de Miembros del Tribunal de Grado aprueban el presente Informe de Posgrado de la Universidad Técnica de Cotopaxi; por cuanto, el maestrante: Iván Rodrigo León Guerrero, con el título de tesis: **COMPARACIÓN ENERGÉTICA ENTRE EL SISTEMA DE GENERACIÓN EÓLICA ESTÁTICA Y UN SISTEMA DE ORIENTACIÓN, EN EL PARQUE EÓLICO VILLONACO, LOJA PERÍODO 2013 – 2014. PROPUESTA PARA EL ANÁLISIS DE IMPLEMENTACIÓN DE UN SISTEMA DE ORIENTACIÓN AUTOMÁTICA PARA LA CAPTACIÓN DE FLUJO EÓLICO**, ha considerado las recomendaciones emitidas oportunamente y reúne los méritos suficientes para ser sometido al acto de Defensa de Tesis.

Por lo antes expuesto, se autoriza realizar los empastados correspondientes, según la normativa institucional.

Latacunga Mayo - 11, 2016.

Para constancia firman:

.....  
MSC. PAULINA FREIRE  
PRESIDENTE

.....  
PHD. ILIANA GONZÁLEZ  
MIEMBRO

.....  
PHD. GUSTAVO RODRIGUEZ  
MIEMBRO

.....  
PHD. VICENTE CÓRDOBA  
OPOSITOR



**UNIVERSIDAD TÉCNICA DE  
COTOPAXI  
DIRECCIÓN DE POSGRADOS  
Latacunga – Ecuador**

---

**INFORME DEL AVANCE DE LA TESIS**

Latacunga Abril - 25, 2016.

Lic. Msc.

Nelson Chiguano

DIRECTOR DE POSGRADOS U.T.C.

Presente

De mi consideración:

Por medio de la presente, me dirijo a su autoridad, para informar el cumplimiento de la TUTORÍA de TESIS, correspondiente al desarrollo del Capítulo de Tesis No I del maestrante: León Guerrero Iván Rodrigo. con el Título: COMPARACIÓN ENERGÉTICA ENTRE EL SISTEMA DE GENERACIÓN EÓLICA ESTÁTICA Y UN SISTEMA DE ORIENTACIÓN, EN EL PARQUE EÓLICO VILLONACO, LOJA PERÍODO 2013 – 2014. PROPUESTA PARA EL ANÁLISIS DE IMPLEMENTACIÓN DE UN SISTEMA DE ORIENTACIÓN AUTOMÁTICA PARA LA CAPTACIÓN DE FLUJO EÓLICO; de la Tesis en opción al grado académico de magister en GESTIÓN DE ENERGÍAS.

Particular que informo para los fines pertinentes.

Atentamente,

.....

Ing. Msc. MULLO Quevedo, Alvaro Santiago.

## **RESPONSABILIDAD POR LA AUTORÍA DE LA TESIS**

El proyecto de tesis de maestría denominado “COMPARACIÓN ENERGÉTICA ENTRE EL SISTEMA DE GENERACIÓN EÓLICA ESTÁTICA Y UN SISTEMA DE ORIENTACIÓN, EN EL PARQUE EÓLICO VILLONACO, LOJA PERÍODO 2013 – 2014. PROPUESTA PARA EL ANÁLISIS DE IMPLEMENTACIÓN DE UN SISTEMA DE ORIENTACIÓN AUTOMÁTICA PARA LA CAPTACIÓN DE FLUJO EÓLICO”, ha sido desarrollado con base a una investigación exhaustiva, respetando derechos intelectuales de terceros conforme las citas que constan en las páginas correspondientes, cuya fuente se incorpora en la bibliografía.

Consecuentemente, este trabajo es de mi autoría.

En virtud de la declaración de me responsabilizo del contenido, veracidad, alcance científico del proyecto de tesis, en mención.

Latacunga, Mayo 2016

.....  
León Guerrero, Iván Rodrigo.

1803187077

## **AGRADECIMIENTO**

A Dios, de quien proviene la sabiduría y es el origen de toda fortaleza.

Agradezco de manera especial a mi asesor de tesis el MSC Alvaro Mullo, por su atenta colaboración y apoyo en la revisión de este trabajo.

A mi esposa Geovanna, quien siempre ha estado ahí para extenderme la mano cuando más lo he necesitado.

A mi familia pilar fundamental en mi crecimiento como ser humano, Rodrigo León, Carmen Guerrero y Lenin León.

A la Corporación Eléctrica del Ecuador por acogerme en un grupo humano de gran valía.

## **DEDICATORIA**

A mi hija,  
Sofía, Dios me bendijo con tu presencia y amor  
le dedico todo mi esfuerzo y trabajo, en especial  
en este proyecto.

## ÍNDICE GENERAL

<b>CONTENIDO</b>	<b>Pág.</b>
PORTADA .....	i
APROBACIÓN DEL TRIBUNAL DE GRADO .....	ii
INFORME DEL AVANCE DE LA TESIS .....	iii
RESPONSABILIDAD POR LA AUTORÍA DE LA TESIS .....	iv
AGRADECIMIENTO .....	v
DEDICATORIA .....	vi
INDICE GENERAL .....	vii
INDICE DE TABLAS .....	xi
INDICE DE GRÁFICOS .....	xii
CERTIFICACIÓN DE LOS CRÉDITOS QUE AVALAN LA TESIS .....	xv
RESUMEN .....	xii
INTRODUCCIÓN .....	xiv
<b>EL PROBLEMA</b>	
Planteamiento del problema.....	1
Formulación del problema.....	1
Justificación y significación.....	2
Objetivos.....	4
Objetivo General.....	4
Objetivos Específicos.....	4
Hipótesis.....	5
Visión epistemológica.....	5
Factibilidad de la investigación.....	7
Fundamentación Legal.....	8
<b>CAPÍTULO I</b>	
<b>MARCO CONTEXTUAL Y TEÓRICO. ....</b>	<b>11</b>
1.1 ANTECEDENTES INVESTIGATIVOS .....	11
1.2 MARCO TEÓRICO .....	13

1.2.1	Generalidades del Recurso eólico .....	13
a.	Antecedentes Históricos. ....	13
b.	Características del recurso eólico – el viento. ....	14
c.	Caracterización de la variación del viento. ....	15
d.	Gradiente horizontal de presión. ....	17
e.	Fuerza de Coriolis. ....	19
f.	Estabilidad atmosférica .....	20
g.	Efectos locales .....	23
h.	Rugosidad. ....	25
i.	Potencia eólica .....	27
1.2.2	Caracterización teórica de las variaciones del viento .....	29
a.	Variación temporal .....	29
b.	Ciclos energéticos .....	29
c.	Turbulencia atmosférica .....	30
d.	Variaciones espaciales .....	33
1.2.3	Captadores de energía eólica. Los aerogeneradores. ....	35
a.	Características .....	35
b.	Clasificación de aerogeneradores. ....	37
c.	Aerogeneradores de eje horizontal. ....	39
d.	Características diseño estructural – aerogenerador eje horizontal. ...	41
e.	Esquematización Estructural. ....	43
f.	Caracterización del tamaño. ....	46
g.	Especificaciones del rotor. ....	46
h.	Sistema de Control de aerogeneradores. ....	47
i.	Tipos de Aerogeneradores de eje horizontal .....	47
j.	Curva de Potencia de aerogeneradores .....	49
k.	Rendimiento de sistemas de aerogeneración eólica. Límite de Betz. ..	51

## **CAPÍTULO II**

<b>MARCO METODOLÓGICO .....</b>	<b>56</b>
2.1. Modalidad de la investigación. ....	56
2.2. Tipo de investigación. ....	56

2.2.1. Diseño de la investigación.....	57
2.3. Determinación y operacionalización de variables.....	57
2.3.1 Determinación de variable dependiente. ....	58
2.3.2 Determinación de variable independiente. ....	59
2.3.3 Operacionalización de las variables. ....	60
2.4. Población y muestra. ....	64
2.4.1 Validación del proceso de medición y selección de muestras. ....	64
2.5. Consideraciones para el análisis de la información. ....	66
2.5.1 Parametrización de medición del potencial de captación eólica. ....	66
2.6. Técnicas e instrumentos de la investigación. ....	69
2.6.1 Técnicas e instrumentos. ....	69
2.6.2 Parámetros indicados de selección de instrumentos. ....	72

### **CAPÍTULO III**

<b>ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS.....</b>	<b>74</b>
3.1. Tratamiento de datos eólicos.....	74
3.1.1 Configuración local sectorial. ....	74
3.1.2 Factores de influencia dentro del emplazamiento. ....	77
3.1.3 Parametrización inicial.....	79
3.1.4 Registros de distribución de direcciones.....	80
3.1.5 Registro de distribución de velocidades.....	85
3.1.4 Diagrama de relación velocidad media – dirección. Rosa de Vientos. ....	92
3.2. Análisis característico de Potencia.....	97
3.2.1 Valores preliminares de emplazamiento. ....	97
3.2.2 Matriz comparativa de Potencia.....	98
3.2.3 Sistema de direccionamiento y aprovechamiento de la curva de Potencia Resultante. ....	101
3.2.4 Consideraciones finales de potencia adquirible. ....	106
3.3. Comprobación final de la información obtenida.....	106
3.3.1 Comprobación por Geo-localización (ArcGis).....	107
3.4. Conclusiones parciales. ....	109

CAPÍTULO IV .....	112
MARCO PROPOSITIVO .....	112
4.1. Título de la Propuesta.....	112
4.2. Objetivos. ....	112
4.3. Justificación.....	112
4.4. Configuración de la propuesta .....	113
4.5. Dimensionamiento de la instalación. ....	115
4.5.1. Concepción Inicial.....	115
4.5.2. Análisis ponderado de selección de tecnologías de captación. ....	115
4.6. Estudio de factibilidad.....	117
4.6.1. Gastos de compra y adquisición.....	117
4.6.2. Gastos de instalación.....	118
4.6.3. Gastos en personal y mantenimiento.....	119
4.6.4. Inversión Total. ....	120
4.6.5. Ahorro por producción energética.....	120
4.6.6. Ahorro por aprovechamiento del medio eólico.....	122
4.6.7. Tiempo de Recuperación de la Inversión.....	123
4.6.8. Valor Actual Neto. ....	124
4.7. Análisis de influencia con el entorno.....	124
4.8. Comprobación de Hipótesis.....	125
CONCLUSIONES .....	127
RECOMENDACIONES .....	129
BIBLIOGRAFÍA .....	130
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS CONSULTADAS .....	130
CITAS BIBLIOGRÁFICAS TEXTUALES .....	132
ANEXOS .....	134

## INDICE DE TABLAS

<b>TABLAS</b>	<b>Pág.</b>
Tabla 1.1. Características configuración dos y tres palas. ....	41
Tabla 2.1. Operacionalización de la variable dependiente.....	62
Tabla 2.2. Operacionalización de la variable independiente.....	63
Tabla 2.3. Características Tecnología implementada P.E. Villocano .....	78
Tabla 2.4. Pérdidas mecánicas Aerogeneradores.....	79
Tabla 2.5. Influencia del diseño en la tasa de respuesta.....	68
Tabla 2.6. Técnicas e instrumentos investigativos.....	70
Tabla 3.1. Registros Válidos y eliminados de medición.....	80
Tabla 3.2. Rosas de Vientos Puntos A, B, C.....	92
Tabla 3.3. Valores preliminares de emplazamiento .....	98
Tabla 3.4. Matriz comparativa de Potencia.....	100
Tabla 3.5. Ponderada de frecuencia de la dirección estática predominante.....	101
Tabla 3.6. Velocidad media e incidencia aprovechada Goldwind GW 70/1500	103
Tabla 3.7. Velocidad media y porcentaje incidente aprovechado AW 70/1500.	104
Tabla 3.8. Velocidad media y porcentaje incidente aprovechado TWT 1,65/70	105
Tabla 4.1. Criterios de Ponderación.....	116
Tabla 4.2. Selección de sistemas de captación.....	116
Tabla 4.3. Gastos de adquisición (en miles de USD).....	117
Tabla 4.4. Gastos de montaje (en USD).....	118
Tabla 4.5. Gastos en personal de implementación (en USD) .....	119
Tabla 4.6. Análisis comparativo de ahorro en producción energética. ....	121
Tabla 4.7. Ahorro anual por aprovechamiento eólico.....	123

## INDICE DE GRÁFICOS

<b>GRÁFICOS</b>	<b>Pág.</b>
Gráfico 1.1. Circulación de la atmósfera. ....	14
Gráfico 1.2. Vientos Locales.....	15
Gráfico 1.3. Perfil del viento con la altura. ....	16
Gráfico 1.4. Mapas de presión. ....	18
Gráfico 1.5. Divergencia y convergencia del gradiente de presión. ....	18
Gráfico 1.6. Aumento de la flotabilidad por inestabilidad.....	21
Gráfico 1.7. Condiciones inestables.....	21
Gráfico 1.8. Condiciones neutrales. ....	22
Gráfico 1.9. Condiciones estables.....	23
Gráfico 1.10. Viento de ladera y valle durante el día.....	24
Gráfico 1.11. Viento de ladera y valle durante la noche.....	25
Gráfico 1.12. Escala de rugosidades ....	27
Gráfico 1.13. Potencias disponibles para $v_1=7$ m/s.....	29
Gráfico 1.14. Ciclos energéticos. ....	30
Gráfico 1.15. Turbulencia atmosférica.....	33
Gráfico 1.16. Influencia de obstáculos.....	34
Gráfico 1.17. Influencia de obstáculos sobre velocidad. ....	35
Gráfico 1.18. Características estructurales del aerogenerador. ....	36
Gráfico 1.19. Composición estructural en un sistema de captación eólica.....	37
Gráfico 1.20. Coeficiente de Potencia frente a velocidad.....	39
Gráfico 1.21. Aerogeneradores a Barlovento y Sotavento.....	40
Gráfico 1.22. Fuerzas de sustentación y arrastre.....	42
Gráfico 1.23. Fuerzas de sustentación y arrastre.....	45
Gráfico 1.24. Aerogenerador de góndola estática de eje horizontal ....	48
Gráfico 1.25. Cambio de dirección de góndola eólica. ....	49
Gráfico 1.26. Diagrama de potencia en aerogeneradores rápidos.....	50
Gráfico 1.27. Curva de Potencia de turbina aerogeneradora ....	51
Gráfico 1.28. Coeficiente de potencia $C_p$ .....	53

Gráfico 1.29. Coeficiente de potencia $C_p$ .....	54
Gráfico 2.1. Esquema de un anemómetro de alta eficiencia. ....	66
Gráfico 3.1. Potencial eólico del Ecuador.....	75
Gráfico 3.2. Ubicación emplazamiento Cerro Villonaco.....	76
Gráfico 3.3. Localización geográfica de aerogeneradores. ....	76
Gráfico 3.4. Rugosidad Sur de Ecuador Territorial .....	78
Gráfico 3.5. Dirección Velocidad Media Vs Turbulencia y Rafagosidad Media Punto A, altura = 10m .....	81
Gráfico 3.6. Dirección Velocidad Media Vs Turbulencia y Rafagosidad Media Punto B, altura = 10m .....	81
Gráfico 3.7. Dirección Velocidad Media Vs Turbulencia y Rafagosidad Media Punto C, altura = 10m .....	82
Gráfico 3.8. Dirección Velocidad Media Vs Turbulencia y Rafagosidad Media Punto A, altura = 20m .....	82
Gráfico 3.9. Dirección Velocidad Media Vs Turbulencia y Rafagosidad Media Punto B, altura = 20m .....	83
Gráfico 3.10. Dirección Velocidad Media Vs Turbulencia y Rafagosidad Media Punto C, altura = 20m .....	83
Gráfico 3.11. Dirección Vel. Media en los Puntos A, B, C a altura = 10m.....	84
Gráfico 3.12. Frecuencia Dirección Estática Predominante altura = 10m.....	84
Gráfico 3.13. Velocidad Media, Turbulencia y Rafagosidad Media. Punto A a altura = 10m .....	85
Gráfico 3.14. Velocidad Media, Turbulencia y Rafagosidad Media. Punto B a altura = 10m .....	86
Gráfico 3.15. Velocidad Media, Turbulencia y Rafagosidad Media. Punto C a altura = 10m .....	86
Gráfico 3.16. Velocidad Media, Turbulencia y Rafagosidad Media. Punto A a altura = 20m .....	87
Gráfico 3.17. Velocidad Media, Turbulencia y Rafagosidad Media. Punto B a altura = 20m .....	88
Gráfico 3.18. Velocidad Media, Turbulencia y Rafagosidad Media. Punto C a altura = 20m .....	88

Gráfico 3.19. Rachas de Viento Punto A, B, C a altura 10m.....	90
Gráfico 3.20. Rachas de Viento Punto A, B, C a altura 20m.....	90
Gráfico 3.21. Comparación velocidades medias Punto A, B, C altura 10 m. ....	91
Gráfico 3.22. Comparación velocidades medias Punto A, B, C a altura 20 m. ....	91
Gráfico 3.23. Distribución de frecuencias de Weibull.....	102
Gráfico 3.24. Curva de potencia Goldwind GW 70/1500.....	103
Gráfico 3.25. Curva de potencia AW 70/1500.....	104
Gráfico 3.26. Curva de potencia TWT 1,65/70.....	105
Gráfico 3.27. Velocidad Media Mensual del Viento .....	107
Octubre 2013 – Marzo 2014 .....	107
Gráfico 3.28. Velocidad Media Mensual del Viento Loja. ....	108
Octubre 2013 – Marzo 2014 .....	108
Gráfico 4.1. Esquematización conceptual de desarrollo propositivo.....	115

## **CERTIFICACIÓN DE LOS CRÉDITOS QUE AVALAN LA TESIS**

**UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI**

**UNIDAD DE POSGRADOS**

**MAESTRÍA EN GESTIÓN DE ENERGÍAS**

**TÍTULO:**

**“COMPARACIÓN ENERGÉTICA ENTRE EL SISTEMA DE GENERACIÓN EÓLICA ESTÁTICA Y UN SISTEMA DE ORIENTACIÓN, EN EL PARQUE EÓLICO VILLONACO, LOJA PERÍODO 2013 – 2014. PROPUESTA PARA EL ANÁLISIS DE IMPLEMENTACIÓN DE UN SISTEMA DE ORIENTACIÓN AUTOMÁTICA PARA LA CAPTACIÓN DE FLUJO EÓLICO”**

**Autor: LEÓN Guerrero, Iván Rodrigo**

**Tutor: MULLO Quevedo, Álvaro Santiago, Ing. MsC.**

**RESUMEN**

El presente desarrollo investigativo parte de la identificación de la problemática que origina la reducción de la eficiencia de captación óptima del flujo del viento debido a la configuración física actual de los componentes que conforman las torres de captación eólica, ubicadas en el parque eólico Villonaco, en la ciudad de Loja, con góndolas estáticas sin intervención de mecanismos de movimiento gradual de ubicación. Debido a esta situación persistente, se justifica el estudio teórico técnico apropiado que permita el desenvolvimiento de planes de potencialización en condiciones donde la introducción de sistemas de orientación automáticos, dependientes de la dirección y sentido del viento, pueden aumentar la producción en aproximadamente un 20% con respecto a la tecnología actual mantenida. Después de la medición de frecuencia de dirección del viento predominante, y gracias al estudio comparativo de curvas de potencia eólica de tres sistemas de captación, uno representativo al actualmente empleado en Villonaco y otros dos con inclusión de sistemas de ubicación dinámicos, se evidenció que aerogeneradores como el TWT 1,65/70 obtienen un mejoramiento de captación de aproximadamente el 31,66%. Se adjunta finalmente el subsecuente estudio de factibilidad económico y de afección con el medio circundante.

**DESCRIPTORES:** Captación Eólica, Sistemas de orientación automáticos, Potencia eólica.

**COTOPAXI TECHNICAL UNIVERSITY  
POST DEGREES UNIT  
ENERGY MANAGMENT MAESTRY**

**TITLE:**

**“ENERGY COMPARISSON BETWEEN A STATIC WIND ENERGY GENERATION SYSTEM AND AN AUTOMATIC ORIENTATION SYSTEM, LOCATED AT PARQUE VILLONACO – LOJA IN 2013 – 2014. ANALITYC PROPOSITION TO INTRODUCE AN AUTOMATIC ORIENTATED WIND ENERGY GENERATION SYSTEM”**

**Author: LEÓN Guerrero, Iván Rodrigo**

**Tuthor: MULLO Quevedo, Álvaro Santiago, Ing. MsC.**

**ABSTRACT**

The present investigation begins from the identification of the problematic that origins the reduction of the optimal wind flux catchment due to the actual main configuration of structural components from the wind turbine towers located in Villonaco, Loja city, with static turbine cases without the intervention of movement mechanisms for gradual location. Because of this persistent situation, a theoretical – technical study is justified in order to allow the development of raising projection plans in conditions where the introduction of automatic orientation systems, dependent of the wind direction and sense, can increase the energy production about aproximadetly 20% respect to the actual maintained technology. Later, after the measurement of the predominant wind direction frequency, and in addition to the comparative study of three wind power curves from three different wind energy catchment systems, one representing the actual methodology used in Villonaco and other two with the inclusion of dynamic location systems, there is shown several facts that establish that wind turbines, as the TWT 1,65/70 can achieve better production in about 31,66% approximately. At the end is attached the subsequent an economic feasibility study and the main affection inside the local environment.

**DESCRIPTORS:** Wind Power, Automatic location systems, Wind Power.

**Aval del Traductor: .....**  
**Lic. Pablo S. Cevallos**  
**0502592371**

**DOCENTE DE CENTRO CULTURAL DE IDIOMAS DE LA UNIVERSIDAD TÉCNICA DE  
COTOPAXI.**

## INTRODUCCIÓN

Actualmente, a nivel mundial se han desarrollado avances de tipo tecnológicos en búsqueda de aumentar la producción de los diferentes tipos de fuentes energéticas, y el campo eólico no ha sido la excepción. La ingeniería ha logrado aumentar en gran medida la captación de este tipo de energía cinética, mediante la inclusión de sistemas complementarios, y potencializando el funcionamiento a través del dinamismo estructural de sus componentes principales..

La corriente ecológica mundial hace que los gobiernos y sus respectivas áreas de modernización, desarrollen presupuestos para la obtención y construcción de complejos innovadores de energía renovable, por lo que la proyección de ampliación de la energía eólica en el sistema energético nacional es real en varios aspectos.

En el caso específico del Ecuador, la implementación del proyecto de captación eólica en el cerro Villonaco en su momento representó una verdadera innovación local en cuanto a la producción energética, aunque en la actualidad el desarrollo de la tecnología ha permitido que sistemas de ubicación dinámica automática permitan mejorar los porcentajes de captación en un alto porcentaje.

Si bien es cierto, la amortización y vida útil del sistema empleado en la ciudad de Loja llega aproximadamente al 50% establecido inicialmente, es momento que se realicen análisis de actualización o renovación del complejo por metodologías con sistemas innovadores que aumenten la producción esperada, en base al incremento de la demanda energética local.

La estructura del documento investigativo se encuentra distribuido de la siguiente manera:

En un apartado introductorio, se detalla detenidamente la problemática encontrada con respecto al deficiente aprovechamiento del potencial eólica que se

encuentra demostrado en la zona del Parque Eólico Villonaco, expresando además la justificación de la investigación, los objetivos que se desea cumplimentar, así como la factibilidad del estudio.

En el Capítulo I, se expresa el estado del arte referente al estudio del potencial eólica, con información bibliográfica determinada para mejorar la comprensión del tema de energía potencial eólica, además de incluir información de gran importancia para el posterior marco metodológico y propositivo.

En el Capítulo II, se indica expresamente la metodología utilizada para la obtención de la información, así como se realiza un análisis sectorial exhaustivo del emplazamiento donde se introduciría potencialmente la propuesta.

En el Capítulo III, se realizan las mediciones dispuestas mediante la instrumentación y la metodología establecida, para posteriormente hacer un análisis técnico exhaustivo de la información recabada con la finalidad de comprobar la hipótesis planteada.

En el Capítulo IV, se promulga la propuesta indicada que resolvería la problemática encontrada en un inicio, así como se comprobarían las hipótesis iniciales, sustentadas principalmente por estudios técnicos comparativos, estudios de impacto sectorial, análisis financiero de factibilidad y presentación de resultados.

Finalmente se determinan una serie de conclusiones y recomendaciones que se obtuvieron a lo largo de la investigación, siendo estas pautas para próximas investigaciones científicas.

## **INTRODUCCIÓN**

### **EL PROBLEMA**

#### **Planteamiento del problema.**

Las fuentes de energía renovable constituyen parte fundamental del mundo globalizado, por sus características limpias, de abundancia en la naturaleza y su contribución en la disminución de emisiones de gases de efecto invernadero, al reemplazar las fuentes de energía a base de combustibles fósiles. La energía eólica, o energía obtenida a partir del viento, se establece como una de las principales surtidoras de esta tipología energética ecológica.

En el Ecuador, específicamente en la provincia de Loja, se ha implementado en el cerro Villonaco un proyecto de generación de energía eólica que lleva su mismo nombre. Según (Tech4CDM, 2009), este sistema consta actualmente de 11 aerogeneradores aportando 60 millones de kWh cada año. Su tecnología está compuesta por góndolas estáticas de direccionamiento único por lo que, debido a los cambios periódicos del direccionamiento de las corrientes de aire, el aprovechamiento del potencial se encuentra limitado a aproximadamente un 65% de su producción nominal real si se utilizara tecnología combinada con instrumentos de medida y orientación automática del flujo eólico.

Por tal razón, es estrictamente necesario realizar un análisis comparativo de la tecnología estática actual con respecto a estructuras que utilizan componentes para el direccionamiento automático de la góndola y su turbina, para una posterior propuesta de implementación de un sistema de orientación automática para la captación y mejoramiento del sistema eólico nacional.

#### **Formulación del problema.**

La configuración física actual de los componentes que conforman las torres de energía eólica, ubicadas en el Parque eólico del cerro Villonaco en la ciudad de

Loja, con góndolas de tipo estáticas sin la intervención de mecanismos de movimiento gradual de ubicación, impide obtener una captación óptima del flujo de viento, por sus características de dirección y sentido variable en esta zona, provocando una reducción de la producción real de energía, que este proyecto aportaría al sistema implementado por la Corporación Eléctrica del Ecuador CELEC E.P.

Por todo lo argumentado anteriormente sobre la necesidad de un mejoramiento en el sistema de captación de flujo de energía eólica, se define entonces al **problema** como:

La reducida eficiencia del sistema actual de captación eólica utilizado en el Parque eólico Villonaco no permite utilizar todo el potencial de energía cinética que produce el sector, relacionado con la eficiencia energética y calidad de energía entregada en la red, como se visualiza en el estudio realizado entre los meses de Octubre del año 2013 y Marzo del año 2014.

### **Objeto De Investigación y campo de acción.**

**Objeto de Investigación:** Energías renovables alternativas.

**Campo de acción:** Potencialidad de captación eólica.

### **Justificación y significación.**

La energía, siendo fuente indispensable para el desarrollo de todas las actividades productivas que realiza el ser humano, es un recurso que debe seguir una correcta administración por parte de la humanidad. Acorde a lo expuesto por (Fell, 2002), en los países industrializados el abastecimiento de energía constituye un gran desafío, por ello, la administración energética siempre se ha basado en tres pilares: seguridad de abastecimiento, compatibilidad con el medio ambiente y rentabilidad. Además, el uso de energía ya no se puede mirar desde una perspectiva

meramente nacional, pues las interconexiones a nivel internacional y las repercusiones globales han aumentado significativamente.

El uso casi exclusivo de las fuentes energéticas de origen fósil, ha ocasionado en el bienestar global un fuerte impacto, por cuanto la utilización del petróleo, el gas natural, el carbón, entre otros, es responsable en un 80% del cambio climático mundial, en especial por cuanto como resultado del proceso de aprovechamiento de estos medios repercute en emisiones de dióxido de carbón, los mismo que hoy en día, ya han provocado graves daños, muchos de ellos irreparables.

En el análisis de producción energética de naciones petroleras por preferencia, como lo es el caso del Ecuador, no solamente se puede indicar el direccionamiento de su matriz al manejo de su origen único, por lo cual los gobiernos seccionales y mundiales, deben poner especial énfasis en el aprovechamiento de fuentes de características renovables, como medio sostenible dentro de la red nacional energética.

El alto uso energético y la constante transformación productiva que sufre la sociedad, consecuencia del crecimiento y evolución tecnológica, impone que sus sistemas de producción cambien de sentido paralelamente al apareamiento e influencia de una problemática constante, el cuidado del planeta, por tal razón es cada vez más viable proyectos de institución más amigable con el ecosistema, como son las plantas térmicas, los campos de energía solar, y para nuestra investigación en especial, los centros de captación de energía eólica.

La estructuración de un plan eólico en el Ecuador no representa por sí mismo la solución adecuada a la problemática de consumo, ya que la implementación de este sistema actuaría como un ejemplo auxiliar productivo de origen al cambio energético nacional y regional. Desde este punto de vista, (Arrojo, 2009) apunta que una sociedad sostenible debe ser una sociedad responsable, es aquí donde la eficiencia energética se presenta como mejor alternativa a corto y mediano plazo

para responder a estos retos y contribuir decisivamente a la optimización del uso de una energía que cada vez se hace más escasa y cara.

La productividad obtenida de medios eólicos, como el implementado en el Parque Eólico Villonaco, en sus inicios representó una excelente propuesta como anexo al sistema eléctrico nacional, pero el aprovechamiento actual con la tecnología estática presente es reducido con respecto a la aplicación de sistemas que involucren medios de ubicación automáticos. La premisa anterior figura como el punto de partida para un estudio de potencialización del sistema, con la finalidad de mejorar su captación y mejorar la eficiencia energética que aportaría.

Es por este motivo que la presente investigación, pretende proveer el punto de partida hacia una potencialización de los sistemas de captación de energía eólica por medio de la introducción de sistemas de orientación automáticos. Estos sistemas innovadores, dependientes de la dirección y sentido del viento, pueden aumentar la eficiencia energética en un 20% con respecto a la tecnología estática empleada en la actualidad.

## **Objetivos.**

### **Objetivo General.**

- Proveer un análisis del potencial eólico actual en la plata de captación ubicada en Villonaco, mediante la comprensión de datos de la energía de la orientación del viento, medidos en el período de tiempo establecido entre el mes de Octubre del año 2013 y Marzo del año 2014, para realizar un estudio de factibilidad de la implementación de un sistema de orientación.

### **Objetivos Específicos**

- Realizar una revisión bibliográfica específica de los medios de captación de tipo eólico, sus niveles de aportación energética, la metodología de

funcionamiento con y sin medios de direccionamiento dinámico, además de identificar propiamente la tecnología, la factibilidad de implementación, y el estudio de influencia con su medio circundante.

- Determinar las características físicas del flujo eólico, así como la frecuencia de dirección y sentido del viento y el emplazamiento en el cerro Villonaco en la ciudad de Loja.
- Evaluar el potencial energético que entrega la tecnología física actual implementada en las plantas eólicas en la central lojana.
- Comparar de forma teórica la tecnología eólica vigente, conformada por torres de captación de flujo de aire con góndolas de tipología estática, con respecto a sistemas constituidos por innovadores mecanismos de orientación y movilidad del rotor, así como diseños mejorados de las aspas de rotación de la turbina, entre otros componentes.
- Argumentar la propuesta en base a aspectos técnicos de valoración del impacto tecnológico, económico, social y ambiental.

### **Hipótesis.**

El análisis comparativo de la aplicación entre sistemas de generación eólica estática y sistemas de orientación, en el Parque Eólico Villonaco, Loja periodo 2013-2014, permitirá determinar la selección adecuada de esquemas eólicos que representen la implementación de un sistema eólico eficiente.

### **Visión epistemológica.**

Un generador eólico es un dispositivo mecánico que convierte la energía del viento en electricidad. A partir de esta definición, los generadores eólicos están diseñados para convertir la energía del movimiento del viento (energía cinética) en

energía mecánica. Luego en los generadores de la turbina, ésta energía mecánica se convierte en electricidad. (Microm Electrónica, 2005)

En el caso de la presente investigación, la visión epistemológica se basa en poder, a partir de una investigación de la tecnología actualmente utilizada en el parque Villonaco en la ciudad de Loja, determinar la introducción de un sistema de

- Características del lugar de implementación.
- Orientación de góndola (estática u orientada automática)
- Forma de las aspas del rotor.
- Nivel del multiplicador y del generador.

La observación de todos estos factores relacionados con la producción, la ubicación de la torre con respecto a la dirección del viento, el sentido variable que obtiene el viento con respecto al tiempo, construcción, manejo y conexión al sistema general, pueden ser medidos y evaluados, determinando el nivel de aporte energético actual, y a posterior poder formular una comparación de eficiencia energética, útil en la toma de decisiones hacia la actualización de sistemas energéticos de gran envergadura.

El desarrollo de la tecnología utilizada en los sistemas eólicos ha venido modernizando de forma sostenida permitiendo, dada la variabilidad en la dirección del viento, la creación de subsistemas de orientación que hacen que la turbina eólica se mantenga siempre con su plano perpendicular a la dirección del viento, de manera que la superficie enfrentada a éste sea siempre la máxima.

Tal como se explicó previamente, la implementación de sistemas de orientación, con respecto a la tecnología actual en el complejo eólico Villonaco, ocasionan que la producción obtenga un incremento en su eficiencia considerable, el mismo que se vería afectado únicamente por la fuerza de arrastre que tenga el viento en ciertos momentos de su aplicación y paso por el rotor.

Ahora, dentro del enfoque inicial cabe incluir que para el manejo automatizado de este tipo de sistemas es necesario adicionar un esquema de control, el mismo que contaría de un sensor que señala en todo momento la dirección del viento, un procesador lógico que identifica la posición de la turbina con respecto al viento y un motor eléctrico que, una vez definida la posición adecuada de captación, gira al conjunto dentro de su propio eje.

Para el análisis de implementación de sistemas orientados de captación de energía eólica, es de suma importancia considerar también el monitoreo de fuerzas y reacción del material al stress expuesto por el cambio de posición, sobre todo por la naturaleza de cambio violento del viento.

### **Factibilidad de la investigación.**

Desde un punto de vista macro, haciendo referencia a (Fell, 2002), se propone el presente estudio donde las energías renovables constituyen la solución decisiva de los problemas globales de la contaminación ambiental. No generan emisiones de CO<sub>2</sub>, ni radioactividad, ni elemento alguno que ponga en riesgo la protección del ambiente.

La factibilidad de este proyecto se basa en el apoyo técnico formalizado dentro de los planes de transformación de la red eléctrica, adicional a la introducción y potenciación de sistemas de obtención de energía por fuentes renovables. Además de estos aspectos en particular, la resolución de la propuesta se encuentra apoyada por parte del estudio técnico de mejora del sistema de captación eólica del parque Villonaco por parte de la Corporación Eléctrica del Ecuador CELEC E.P.

De forma explícita, la factibilidad del proyecto se ve medida bajo concepción del estudio de comparación entre las características técnicas que proponen los sistemas de generación bajo metodología estática con respecto a aquellas estructuras que disponen de un sistema de ubicación automático. Además, de forma

final se adjuntan la factibilidad económica y de afección con el medio ambiente de la implementación del marco propositivo desarrollado.

### **Fundamentación Legal**

Para el establecimiento de la fundamentación legal de amparo inicial hacia el desarrollo de la presente investigación, es necesario hacer referencia en primera instancia a la Constitución de la República del Ecuador, que especifica entre sus artículos la promoción y uso de las energías renovables, expuestos de la siguiente manera:

“**Artículo 15.-** El Estado promoverá, en el sector público y privado, el uso de tecnologías ambientalmente limpias y de energías alternativas no contaminantes y de bajo impacto. La soberanía energética no se alcanzará en detrimento de la soberanía alimentaria, ni afectará el derecho al agua.”

“**Artículo 313.-** El Estado se reserva el derecho de administrar, regular, controlar y gestionar los sectores estratégicos, de conformidad con los principios de sostenibilidad ambiental, precaución, prevención y eficiencia.”

“**Artículo 413.-** El Estado promoverá la eficiencia energética, el desarrollo y uso de prácticas y tecnologías ambientalmente limpias y sanas, así como de energías renovables, diversificadas, de bajo impacto y que no pongan en riesgo la soberanía alimentaria, el equilibrio ecológico de los ecosistemas ni el derecho al agua”.

Al existir en el país un Plan Nacional del Buen Vivir, establecido por el gobierno nacional y promulgado dentro de un período que empieza desde 2009 en adelante, se establecen las siguientes políticas y objetivos:

“**Objetivo 4:** Garantizar los derechos de la naturaleza y promover un ambiente sano y sustentable”.

**“Política 4.3:** Diversificar la matriz energética nacional, promoviendo la eficiencia y una mayor participación de energías renovables sostenibles”<sup>1</sup>.

Bajo parámetros establecidos por leyes vigentes actualmente para promover y desarrollar sostenidamente proyectos de energía renovable en el sector eléctrico, se mantienen las siguientes disposiciones legales:

- ***Ley de Régimen del Sector Eléctrico*** (LRSE) R.O.S. 43 del 10 de Octubre de 1996 Capítulo IX, Artículo 63, donde el Estado se compromete a fomentar el desarrollo y uso de los recursos energéticos no convencionales. En el Capítulo XI, Artículo 67 de la misma ley, se incluyen ciertas ventajas arancelarias, así como exoneraciones del Impuesto a la Renta para incentivar la producción energética basada en energía renovable como solar, eólica, geotérmica, biomasa, etc.

En base a que es un proyecto auspiciado por CONELEC, se encuentra influenciado directamente por una serie de regulaciones que la institución ha implementado para incrementar el uso de fuentes de energía renovables no convencionales indicadas a continuación:

- ***Regulación 008/08 del CONELEC***, que fija los procedimientos para calificar los proyectos del FERUM, determina una reserva de 7,5% del presupuesto FERUM para las provincias fronterizas, Amazonía y Galápagos. Además, incluye que los proyectos con energías renovables podrán ser presentados por organismos de desarrollo ante el CONELEC, cuando dicho proyecto no pueda ser atendido mediante redes, ni ha sido considerado por la Empresa Distribuidora de Electricidad de la zona como un proyecto de energías no renovables.
- ***Regulación del CONELEC 004/11***, sobre el tratamiento para la energía producida con tecnologías basadas en recursos energéticos renovables no

convencionales: eólica, biomasa, biogás, fotovoltaica, geotermia y centrales hidroeléctricas de hasta 50 MW de capacidad instalada. Cualquier interesado en desarrollar un proyecto que utilice fuentes renovables podrá solicitar el tratamiento preferente como generador no convencional, para lo cual tendrá que presentar al CONELEC los requisitos respectivos. Los precios preferentes a reconocerse por la energía medida en el punto de entrega son aquellos indicados en las Tablas 1 y 2. Los precios establecidos en esta Regulación se garantizarán y estarán vigentes por un período de 15 años a partir de la fecha de suscripción del Título Habilitante, para todas las empresas que hubieren suscrito dicho contrato hasta el 31 de diciembre de 2012. El CENACE despachará de manera obligatoria y preferente toda la energía eléctrica que las centrales que usan recursos renovables no convencionales entreguen al sistema, hasta el límite del 6% de la capacidad instalada y operativa del SIN

## CAPÍTULO I

### MARCO CONTEXTUAL Y TEÓRICO.

#### 1.1 ANTECEDENTES INVESTIGATIVOS

La presentación de antecedentes investigativos del presente proyecto, partiendo desde un enfoque macro, comprende como parte principal el estudio desarrollado por (Meisen & Krumpel, 2009), denominado “El Potencial de América Latina con referencia a la energía renovable”, donde los autores proponen dar una descripción del potencial de cada país de América Latina con referencia a la energía renovable. Si bien es cierto el estudio involucra recursos renovables como la energía solar, la energía eólica, la energía hidroeléctrica, geotérmica y obtenida a partir de la biomasa; el propósito es la contribución al desarrollo de la utilización generalizada de estas fuentes de energía para disminuir las crecientes concentraciones de gases de efecto invernadero, así como proveer un marco de mejoramiento de las actualmente empleadas.

Dentro del campo local, investigaciones realizadas por instituciones de orden público, como aquella presentada por (Naranjo, 2013) como representante principal del Instituto Nacional de Meteorología e Hidrología INAMHI, titulado “Análisis meteorológico del viento y la energía eólica”, busca desde el campo de afección meteorológico exponer la definición del viento, su circulación general en la atmósfera, los factores de intervención directos e indirectos.

(Naranjo, 2013) además incluye apartados de comprensión de las regiones depresionarias, anticiclónicas, finalizando por la denominación de los tipos de vientos y sus efectos en las proyecciones de producción energética local ecuatoriana.

A un nivel específico, centrado en estudios realizados por el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable (MEER), el Ministerio Coordinador de Sectores

Estratégicos y CELEC EP, el autor (Carrión, 2009) en informe técnico de la Central eólica Villonaco, reúne una serie de información técnica de desarrollo del complejo de captación energética, mediante determinación específica de la ubicación de la central, las características técnica de la central eólica, las cualidades constructivas de los aerogeneradores, un índice de variabilidad del viento mensual, además de los aportes energéticos de la central eólica Villonaco al sistema eléctrico nacional.

Paralelamente a dicho informe, la presente investigación toma en cuenta grandes aportes presentados por (Aguirre, 2008) en el documento técnico “Proyecto eólico Villonaco: energía limpia para el futuro”. Dentro de este documento el autor, como representante principal de la empresa de consultoría e ingeniería especializada en Energía Eólica ENERLOJA S.A., presenta el desarrollo específico base del cual se construyó el concepto inicial del complejo de captación, apuntando el plan de desarrollo eólico provincial, un estudio de influencia fluido dinámico por elementos finitos, un marco legal inicial de implementación, centrándose primordialmente en la determinación de la compatibilidad con el entorno.

Finalmente, desde un enfoque puramente investigativo práctico, se establecen aportes por parte de (Ollague & Crespo, 2014) de la tesis titulada “Estudio y evaluación de los parámetros de operación del proyecto eólico Villonaco de la provincia de Loja - Ecuador”.

Desde el campo de la ingeniería mecánica y de análisis de fluidos, los autores presentan un estudio del flujo del viento que actúa sobre el cerro Villonaco en la provincia de Loja, a través de la simulación del flujo de viento, aplicando la dinámica de fluidos computacional. El objetivo concreto de esta investigación es evaluar y predecir la operación del parque eólico y el aprovechamiento de la energía eólica suministrada al aerogenerador tripala de eje horizontal.

## **1.2 MARCO TEÓRICO**

### **1.2.1 Generalidades del Recurso eólico**

#### **a. Antecedentes Históricos.**

El uso más antiguo de la energía eólica del que se tiene documentación es como medio de locomoción. Hasta el siglo XIX, con el perfeccionamiento e introducción de las máquinas de vapor, la navegación dependió casi exclusivamente de este recurso energético. Recientemente, sobre todo motivadas por los aumentos de los precios del petróleo de los años 1973 y 1979, se realizaron experiencias y construyeron barcos prototipo que utilizan la energía eólica como medio de ahorrar combustible. (Moragues & Rapallini, 2003).

La toma de conciencia sobre la agotabilidad de los recursos energéticos no renovables, la creciente preocupación por el impacto sobre el medio ambiente de los combustibles fósiles y la energía nuclear, y las bruscas alzas de los precios del petróleo ocurridos en la década del 70, intensificaron la búsqueda de alternativas de abastecimiento energético, renaciendo el interés por el recurso eólico.

Además añaden que, los países industrializados focalizaron su desarrollo en el abastecimiento de energía eléctrica. Los logros alcanzados en el plano de la investigación y desarrollo y, más aún, en las tecnologías de producción de turbinas eólicas, han hecho que, en el presente, el recurso eólico haya dejado de ser una potencial alternativa de abastecimiento para convertirse en una realidad.

Las turbinas eólicas son hoy una opción más en el mercado de la generación eléctrica, más aún con el desarrollo de tecnologías inteligentes que ubican su posición automáticamente de acuerdo a la dirección y sentido que toma el flujo de viento. Distinto es el caso de los países no industrializados, o en proceso de industrialización actual, donde la falta de sistemas de distribución y la carencia de recursos para afrontar las enormes inversiones necesarias, modifican el enfoque de

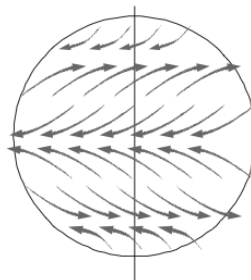
direccionamiento en cuestión de la aplicabilidad y factibilidad de los proyectos eólicos.

En muchos de estos países, como es el caso del Ecuador, el interés se focaliza en la urgente necesidad de cubrir demandas insatisfechas y potenciar el desarrollo regional. Dicha necesidad ha impulsado el desarrollo e implementación de sistemas de menor alcance, además que aunque los actualmente instalados han demostrado cubrir las necesidades del sistema en años pasados, a día de hoy necesitan ser potencializados para incrementar su eficiencia en el campo energético.

#### **b. Características del recurso eólico – el viento.**

El calentamiento dispar de la superficie terrestre por acción de la radiación solar acorde (Moragues & Rapallini, 2003) (pp. 1), es el principal causante de los vientos. En las regiones ecuatoriales se produce una mayor absorción de radiación solar que en las polares; el aire caliente que se eleva en los trópicos es reemplazado por las masas de aire fresco superficiales proveniente de los polos.

El ciclo se cierra con el desplazamiento, por la alta atmósfera, del aire caliente hacia los polos. Esta circulación general, que sería la observada si la tierra no girase, se ve profundamente alterada por el movimiento de rotación de la tierra generando zonas de vientos dominantes que responden a patrones definidos, tal como se puede observar en el Gráfico 1.1.

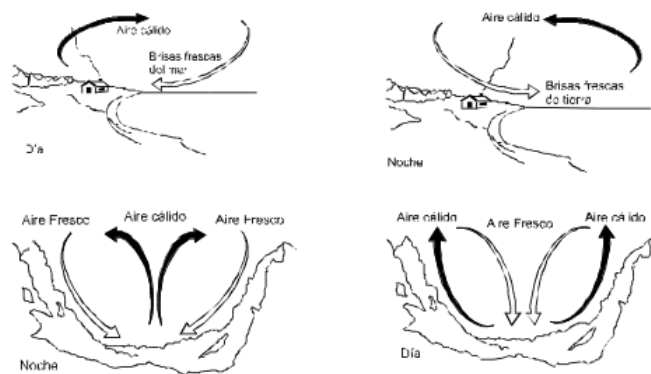


**Gráfico 1.1. Circulación de la atmósfera.**

Fuente: (Moragues & Rapallini, 2003)

A lo largo de un año las variaciones estacionales de la radiación solar incidente provocan variaciones en la intensidad y dirección de los vientos dominantes en cada uno de los puntos de la corteza terrestre.

Además del movimiento general de la atmósfera, que define los vientos dominantes en las grandes regiones de la tierra, al estar ésta más caliente, existen fenómenos de características locales que originan estructuras particulares de los vientos. Tal es el caso de las brisas de tierra y de mar, motivadas por el calentamiento desigual de las masas de aire. Durante el día se generan a lo largo de la costa vientos desde el mar hacia tierra, revirtiéndose el proceso en horas nocturnas, como se expresa en el gráfico 1.2.



**Gráfico 1.2. Vientos Locales.**

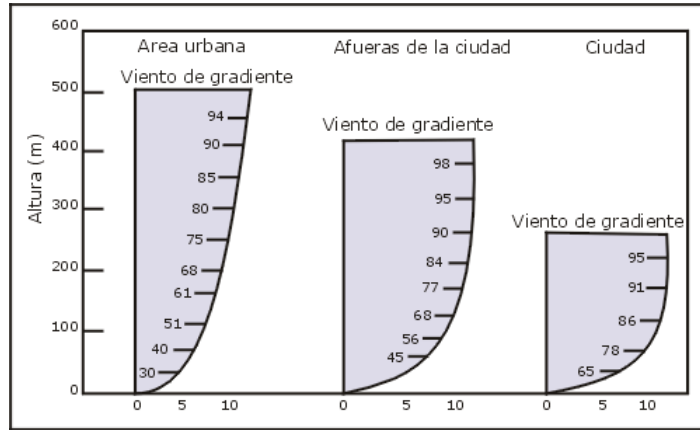
Fuente: (Moragues & Rapallini, 2003)

Un fenómeno similar sucede en zonas montañosas donde las brisas de montaña y de valle son originadas por el calentamiento del aire en contacto con las laderas, generándose corrientes ascendentes durante las horas de sol y descendentes durante la noche.

### **c. Caracterización de la variación del viento.**

Es importante señalar que, acorde a (Moragues & Rapallini, 2003), la velocidad del viento varía con la altura, tal como está descrito en el gráfico 1.3 que se refiere

al perfil del viento en base a la altura, tanto en áreas urbanas, rurales, en la ciudad, y depende fundamentalmente de la naturaleza del terreno sobre el cual se desplazan las masas de aire.



**Gráfico 1.3. Perfil del viento con la altura.**

Fuente: [Turner, 1970]

La variación de velocidad puede representarse mediante la siguiente expresión:

$$\frac{V_2}{V_1} = \left[ \frac{h_1}{h_2} \right]^\alpha \quad [\text{Ec. 1}]$$

Donde:

V2 es la velocidad obtenida a una altura h2,

V1 es la velocidad obtenida a una altura h1,

h1 es la altura inicial de emplazamiento,

h2 es la altura final de captación,

$\alpha$  es el exponente de caracterización del terreno

El exponente  $\alpha$  caracteriza al terreno, pudiendo variar entre 0,08 (sobre superficies lisas como hielo, lagunas, etc.) y 0,40 (sobre terrenos muy accidentados).

(Moragues & Rapallini, 2003) concluyen con la indicación que el viento es un recurso esencialmente variable y dependiente de muchos factores. La correcta utilización de la energía eólica exige tomar en cuenta velocidades medias, ráfagas, direcciones dominantes y eventuales obstáculos para seleccionar tanto los lugares

de emplazamiento como las características constructivas (altura de la torre, velocidades máximas que soportan, velocidad de puesta en marcha, etc.) de las máquinas a instalar.

#### **d. Gradiente horizontal de presión.**

La gradiente horizontal de presión, como su nombre lo indica, es el componente horizontal de la fuerza de presión. La componente vertical de dicha fuerza se equilibra con la fuerza de gravedad. La diferencia de presión en el espacio, que puede ser debida a causas mecánicas o térmicas, controla los movimientos horizontales de las masas de aires. (Maggiolo, 2002).

En efecto, tal como lo indica (Maggiolo, 2002): *“el gradiente de presión<sup>1</sup> es la fuerza que ocasiona el movimiento del aire desde la zona de altas presiones hacia las de bajas presiones, aunque existen otras fuerzas que le impiden atravesar directamente las isobaras (líneas de igual presión)”*.

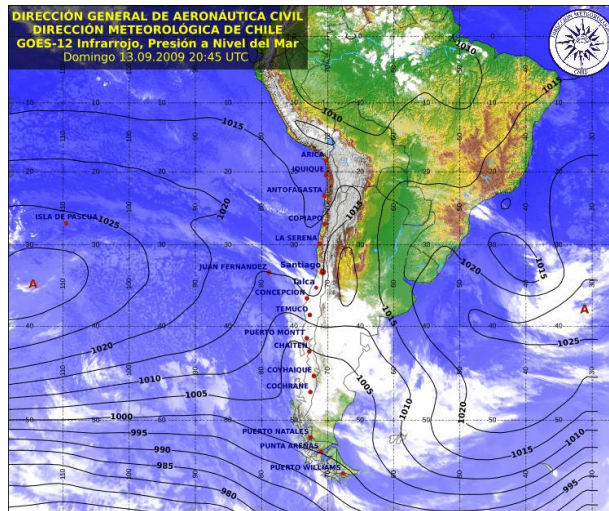
En consecuencia, como lo señala (Gerraud, 2005), el gradiente de presión por unidad de masa, perpendicular a las isobaras se expresa matemáticamente como:

$$GP = \left( \frac{\Delta p}{\text{distancia}} \right)$$

Como la medición del viento es de un coste relativamente elevado, la mejor opción para la investigación está representada por la medición de la presión (en superficie o en cierto nivel) para poder saber cómo es el campo del viento, razón por la cual se construyen los mapas de presión (gráfico 1.4)

---

<sup>1</sup> El gradiente de presión es una terminología común provista de la meteorología, tal como lo expresa (Guerra, 2012), donde este fenómeno es ocasionado por la diferencia de presión entre dos puntos, generando una fuerza que ocasiona el movimiento del aire desde la zona de altas presiones hacia las de bajas presiones.

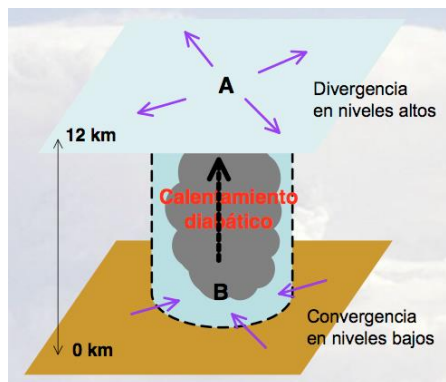


**Gráfico 1.4. Mapas de presión.**

Fuente: (Gerraud, 2005)

Según la teoría, la presión a un nivel determinado es proporcional a la masa de la columna de fluido sobre ese nivel. Consecuentemente, la diferencia de presión entre lado izquierdo y derecho del fluido, produce un flujo desde la zona de alta presión hacia la baja presión. El flujo intenta producir una situación de equilibrio re distribuyendo la masa de fluido. (Gerraud, 2005).

Los gradientes de presión en la atmósfera son muchas veces generados por calentamiento/enfriamiento diferencial del aire, existiendo una divergencia en los niveles altos, en contraposición a una convergencia en niveles bajos, tal como se ve en el gráfico 1.5.



**Gráfico 1.5. Divergencia y convergencia del gradiente de presión.**

Fuente: (Gerraud, 2005)

Sin embargo, el aire tiende a circular, más que converger o divergir, en torno a los centro de alta o baja presión, debido al efecto de la rotación terrestre. Debido a este análisis se debe tomar en cuenta una característica adicional en la investigación, la fuerza de Coriolis.

#### **e. Fuerza de Coriolis.**

La aceleración de Coriolis define el movimiento de un cuerpo en un sistema en rotación. En un sistema rotativo hay dos fuerzas considerables, la primera es conocida erróneamente como fuerza centrífuga, que no es otra cosa que la expresión de la inercia. Todo cuerpo moviéndose tiende a permanecer en movimiento hasta que otra fuerza contrapuesta lo detenga, es aquí donde la fuerza centrífuga se manifiesta como una aceleración perpendicular al eje de rotación y siempre apuntando hacia fuera. La segunda fuerza es el efecto Coriolis<sup>2</sup> que, es siempre perpendicular al eje de rotación del sistema, es decir, actúa desviando en ángulo recto al movimiento, según explica (Gulizia, 2008).

La magnitud de la desviación debido a Coriolis es directamente proporcional a:

- La velocidad horizontal del objeto en movimiento
- Al seno de la latitud ( $\text{sen}(0^\circ)=0$ ,  $\text{sen}(90^\circ)=1$  ( $0^\circ$  es el Ecuador y  $90^\circ$  es el polo norte) y  $\text{sen}(-90^\circ)=-1$  si se considera el polo sur).

El efecto es, por lo tanto, dependiente de la latitud en la cual nos encontremos. Será máximo en los polos, sur o norte, y decrecerá a medida que nos acercamos a los trópicos, siendo cero en el Ecuador. La fuerza de Coriolis depende del movimiento mismo. Por lo tanto, afecta a la dirección pero no a la velocidad del movimiento.

---

<sup>2</sup> La fuerza, o más apropiadamente, la aceleración de Coriolis debe su nombre al ingeniero y matemático francés Gaspard G. De Coriolis (1792 - 1843), y es el efecto que un observador en movimiento de rotación aprecia sobre cualquier cuerpo que se mueve con respecto a él, y que se traduce en una desviación lateral de su trayectoria. (Mas, 2011), (pp. 1).

## **f. Estabilidad atmosférica**

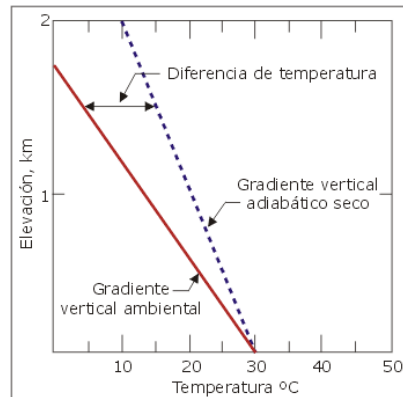
El grado de estabilidad atmosférica se determina a partir de la diferencia de temperatura entre una porción de aire y el aire circundante. Este contraste puede causar el movimiento vertical de la porción (esto es, su elevación o caída). Este movimiento se caracteriza por cuatro condiciones básicas que describen la estabilidad general de la atmósfera.

En condiciones estables, el movimiento vertical se inhibe, mientras que en condiciones inestables la porción de aire tiende a moverse continuamente hacia arriba o hacia abajo. Las condiciones neutrales no propician ni inhiben el movimiento del aire después del gradiente de calentamiento o enfriamiento adiabático.

Cuando las condiciones son extremadamente estables, el aire frío cercano a la superficie es "entrampado" por una capa de aire cálido sobre este. Esta condición, denominada inversión, prácticamente impide la circulación vertical del aire. Estas condiciones están directamente relacionadas con las concentraciones de contaminantes en el aire ambiental.

Las condiciones inestables se producen cuando una porción de aire que empieza a elevarse se enfriará en el gradiente adiabático seco hasta que alcance su punto de rocío, en el que se enfriará en el gradiente adiabático húmedo. Esto supone que la atmósfera circundante tiene un gradiente vertical mayor que el gradiente vertical adiabático (con un enfriamiento a más de  $9,8\text{ }^{\circ}\text{C}/1.000\text{ m}$ ), de modo que la porción que se eleva seguirá siendo más cálida que el aire circundante. Este es un gradiente superadiabático, haciendo referencia a lo presentado por (Drake, 1979).

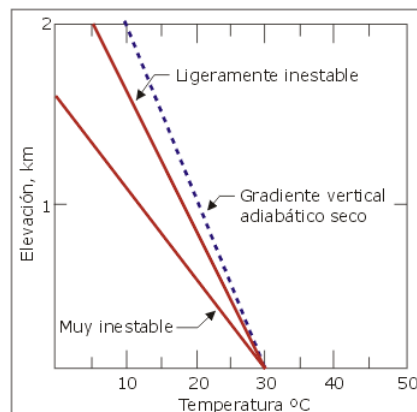
Como se indica en el gráfico 1.6., la diferencia de temperatura entre el verdadero gradiente vertical de temperatura del ambiente y el gradiente vertical adiabático seco en realidad aumenta con la altura, al igual que la flotabilidad.



**Gráfico 1.6. Aumento de la flotabilidad por inestabilidad**

Fuente: (Drake, 1979)

A medida que el aire se eleva, el aire más frío se mueve por debajo. La superficie terrestre puede hacer que se caliente y empiece a elevarse nuevamente. Bajo estas condiciones, la circulación vertical en ambas direcciones aumenta y se produce una mezcla vertical considerable. El grado de inestabilidad depende de la importancia de las diferencias entre los gradientes verticales ambientales y los adiabáticos secos. El gráfico 1.7. muestra condiciones ligeramente inestables y condiciones muy inestables.



**Gráfico 1.7. Condiciones inestables**

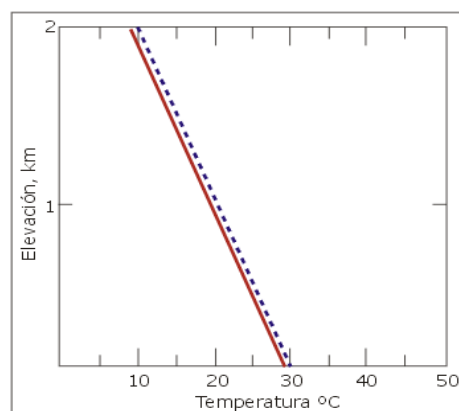
Fuente: (Drake, 1979)

Las condiciones inestables más comunes se producen durante los días soleados con vientos de bajas velocidades y fuerte insolación. La Tierra absorbe rápidamente el calor y transfiere parte de este a la capa de aire superficial. Si las propiedades

térmicas de la superficie son uniformes, es posible que exista una masa flotante de aire, o numerosas porciones de aire si dichas propiedades varían. Cuando el aire se calienta, se vuelve menos denso que el aire circundante y se eleva.

Otra condición que señala (Drake, 1979), que puede conducir a la inestabilidad atmosférica es la producción de ciclones (sistema de presión baja), caracterizados por aire ascendente, nubes y precipitación.

Cuando el gradiente vertical de la temperatura del ambiente es el mismo que el gradiente vertical adiabático seco, la atmósfera se encuentra en estabilidad neutral (gráfico 1.8.). Estas condiciones no estimulan ni inhiben el movimiento vertical del aire. La condición neutral es importante porque constituye el límite entre las condiciones estables y las inestables. Se produce durante los días con viento o cuando una capa de nubes impide el calentamiento o enfriamiento fuerte de la superficie terrestre.



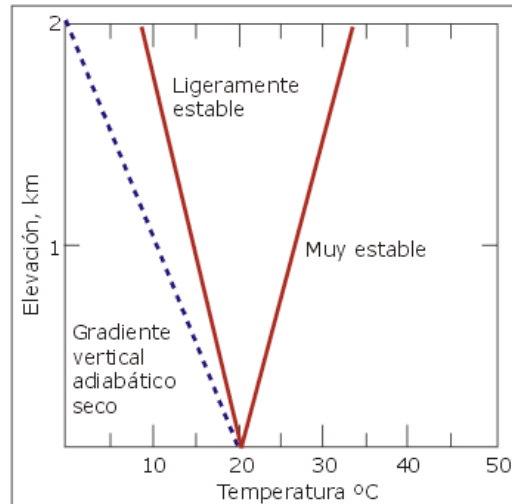
**Gráfico 1.8. Condiciones neutrales.**

Fuente: (Drake, 1979)

Cuando el gradiente vertical ambiental es menor que el gradiente vertical adiabático (se enfría a menos de  $9,8 \text{ }^{\circ}\text{C}/1.000 \text{ m}$ ), el aire es estable y resiste la circulación vertical. Este es un gradiente vertical subadiabático.

El aire que se eleva verticalmente permanecerá más frío y, por lo tanto, más denso que el aire circundante. Una vez que se retira la fuerza de elevación, el aire

que se elevó regresará a su posición original (gráfico 1.9.). Las condiciones estables se producen durante la noche, cuando el viento es escaso o nulo.



**Gráfico 1.9. Condiciones estables.**

Fuente: (Drake, 1979)

La necesidad del análisis de la estabilidad atmosférica dentro del estudio de eficiencia energética de la captación eólica se basa en que, acorde a (Amada, 2009), durante la noche la atmósfera se encuentra estable, y no hay transferencia de cantidad de movimiento de las capas superiores a las inferiores; mientras que durante el día, al ser la mayor proporción de tiempo donde se produce trabajo, debido al calentamiento de las masas de aire, la atmósfera se inestabiliza, con lo que el viento en superficie aumentará.

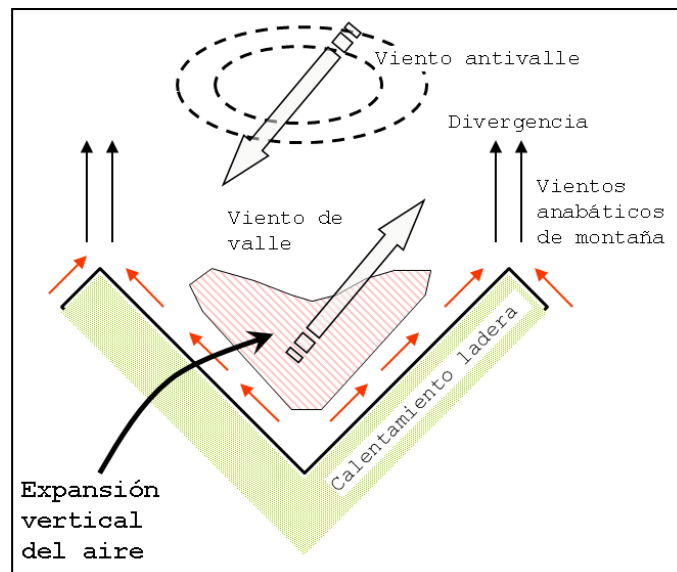
#### **g. Efectos locales**

Con respecto a la actuación de efectos locales, (Amada, 2009) expone teorías de amplio estudio donde, aparte de las condiciones generales de los vientos, existen efectos locales responsables de vientos de cierta importancia, tanto más, cuanto menor importancia tienen los vientos generales. Incluso existen ciertas regiones del mundo donde los vientos locales encubren totalmente a los generales.

Los efectos locales pueden tener dos orígenes:

- **Origen térmico**, donde se identifican las brisas, y en especial los vientos de ladera y de valle. Al amanecer se calientan las laderas del valle y comienzan sobre ellas los flujos de aire ascendentes. A mediodía las corrientes ascendentes ya son fuertes y el aire comienza a subir. Tras la puesta de sol se producen vientos de ladera descendentes, y finalmente, vientos descendentes a lo largo del valle.

Durante el día, el aire que está comprimido lateralmente tiende a expandirse en sentido vertical y a fluir siguiendo la dirección ascendente del eje del valle. Simultáneamente soplan vientos anabáticos (ascendentes), que se forman como resultado del mayor calentamiento de las laderas del valle en comparación con su fondo. Estos vientos de pendiente se elevan por encima de la cumbre de las montañas y alimentan una corriente que retorna a lo largo de la línea del valle en sentido descendente (Viento antivalle), que compensa el viento de valle. (Lutgens & Tarbuck, 2010)

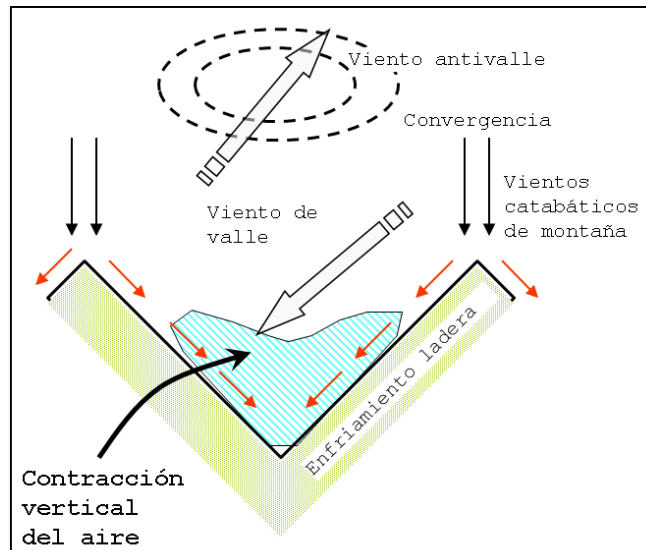


**Gráfico 1.10. Viento de ladera y valle durante el día.**

Fuente: (Lutgens & Tarbuck, 2010)

Durante la noche, según (Lutgens & Tarbuck, 2010) se produce el proceso inverso: el aire frío y más denso de los niveles superiores se hunde en las depresiones y valles, produciendo lo que se conoce como viento catabático.

Este viento alcanza su velocidad máxima justo antes de la salida del sol, momento en que es mayor el enfriamiento diario. Al igual que ocurre con el viento del valle, por encima del viento de montaña fluye una corriente de retorno, en este caso ascendente, tal como se observa en el gráfico 1.11.



**Gráfico 1.11. Viento de ladera y valle durante la noche.**

Fuente: (Lutgens & Tarbuck, 2010)

- **Origen geográfico**, donde las colinas, acantilados y pequeños valles pueden dar lugar a la formación de vientos con suficiente contenido energético susceptibles de ser aprovechados energéticamente.

#### **h. Rugosidad.**

El estudio de las características de rugosidad del terreno, tienen estrecha relación con el arrastre, presente en el proceso de captación eólica por lo que, tomando en cuenta la fundamentación presentada por (Santana, 2011), en su tesina estructurada de parámetros de rugosidad representativos de terrenos naturales, donde señala que la capa límite atmosférica representa una pequeña fracción de la atmósfera, comprende, aproximadamente, el primer kilómetro de la atmósfera. Los procesos de pequeña escala que en ella ocurren son provechosos para muchas de las

actividades humanas y, además, son importantes para la existencia y supervivencia de la vida en la tierra.

El aire en esta capa está en continuo movimiento turbulento causando un eficiente intercambio de calor sensible, de calor latente, de cantidad de movimiento y de masa entre la superficie terrestre y la atmósfera, por tanto, moderando el microclima próximo al suelo.

El aire en contacto con el suelo es desacelerado por las fuerzas de arrastre. Hay dos tipos de arrastre, el debido a los esfuerzos tangenciales se denomina “arrastre viscoso” y el “arrastre de presión” causado por un gradiente de presión en la superficie de los obstáculos. Éste es lo suficientemente grande como para producir una estela en la parte posterior del cuerpo, reduciéndose la presión en esta zona, lo que manifiesta como una fuerza neta de arrastre de presión.

Esta desaceleración, acorde a (Santana, 2011), produce fricción, es decir, una diferencia de velocidades entre el aire y la superficie y entre las diferentes capas de aire, que provoca cizalladuras en el flujo de aire. El efecto de la fricción sobre la cizalla es acelerar el aire más lento y desacelerar el más rápido, esto se traduce en una transferencia vertical de la cantidad de movimiento hacia abajo desde la atmósfera a la tierra.

El arrastre, y por tanto la fricción, aumenta con la rugosidad del suelo. Entendiendo por rugosidad las características geométricas de la superficie asociadas a la eficiencia de ésta como sumidero de cantidad de movimiento del flujo turbulento, debido a la generación de fuerzas de arrastre y el incremento de la cizalla vertical del viento. La rugosidad varía con la modificación de la superficie, la cual cambia en el espacio y en el tiempo en un ancho rango de escalas, a macroescala (creada por la diferencia entre distintas regiones geográficas), a mesoescala (como resultado de la diferencia entre distintos tipos de cobertura terrestre) y a microescala (donde la variación del dosel es resultado de un mosaico de parches de diferentes especies de vegetación) (Bohrer, Kaful, Walko, & Avissar, 2009).

En la siguiente tabla, aparecen los valores de rugosidad asociados a cada una de las distintas superficies.



**Gráfico 1.12. Escala de rugosidades**

Fuente: (Amada, 2009)

### i. Potencia eólica

La producción de potencia eléctrica mediante aerogeneradores depende de la interacción entre las palas del rotor y el viento, transformando primero la energía cinética de este en energía mecánica de rotación y después transformando esta última en energía eléctrica, en referencia a información determinada por (Asea Brown Boverin, 2012)

La energía cinética  $E_c$  de una masa de aire  $m$  que se mueve a una velocidad  $v$  constante viene dada por:

$$E_c = \frac{1}{2}mv^2 \quad [\text{Ec. 2}]$$

Por tanto, la potencia específica disponible  $P_{disp}$  de una masa de aire de caudal es:

$$P_{disp} = \frac{dEc}{dt} = \frac{1}{2} q v^2 \quad [\text{Ec. 3}]$$

El caudal también se puede expresar según la fórmula:

$$q = \frac{dm}{dt} = \dot{m} = \rho \cdot A \cdot v \quad [\text{Ec. 4}]$$

denominada *ecuación de continuidad*, en la cual:

- $\rho$  es la densidad del aire;
- A es la sección del tubo de flujo considerado.

De donde la potencia específica disponible es igual a:

$$P_{disp} = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot v^3 \quad [\text{Ec. 5}]$$

Como puede observarse,  $P_{disp}$  varía con el cubo de la velocidad del viento  $V_1$ . Por ejemplo, tomando una densidad estándar del aire al nivel del mar  $\rho = 1.225 \text{ kg/m}^3$ , tenemos:

$$V_1=5 \text{ m/s} \rightarrow P_{disp}=75 \text{ W/m}^2$$

$$V_1=6 \text{ m/s} \rightarrow P_{disp}=132 \text{ W/m}^2$$

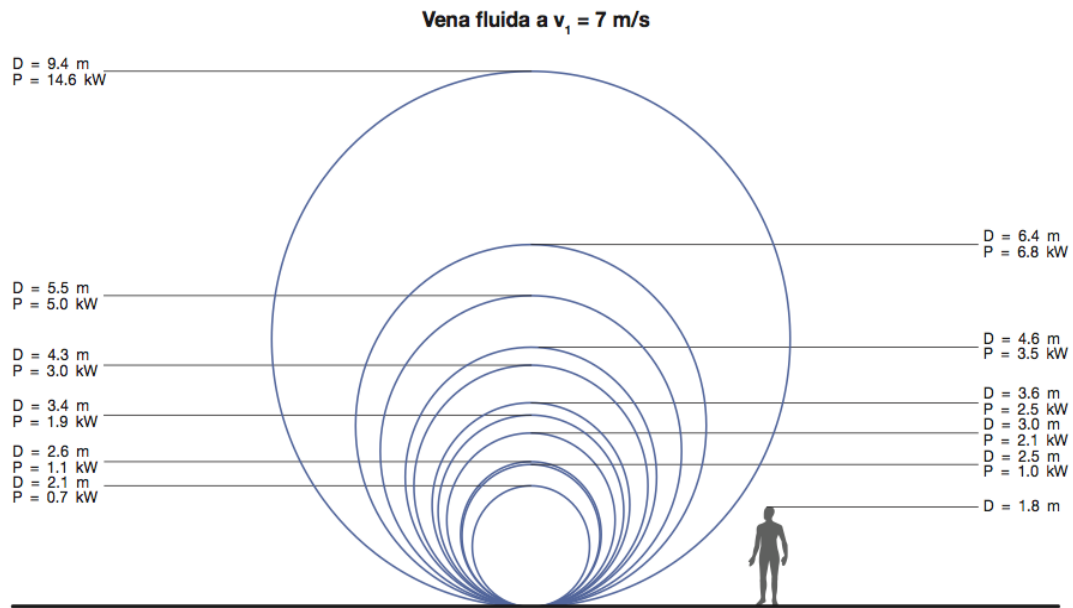
$$V_1=7 \text{ m/s} \rightarrow P_{disp}=210 \text{ W/m}^2$$

Por tanto, con un aumento de la velocidad del viento de un solo m/s, la potencia específica disponible aumenta entre un 60 y un 70%. Además si tomamos como referencia la potencia específica disponible ( $P_{disp}=210 \text{ W/m}^2$ ) de la vena fluida a una velocidad  $V_1=7 \text{ m/s}$ , podemos calcular el área y el diámetro de dicha vena fluida para diferentes valores de potencia disponible.

$$P=1 \text{ kW} \rightarrow A= 4.7 \text{ m}^2 \rightarrow D=2.5 \text{ m.}$$

$$P=10 \text{ kW} \rightarrow A= 47.6 \text{ m}^2 \rightarrow D=7.8 \text{ m.}$$

$$P=20 \text{ kW} \rightarrow A= 92.5 \text{ m}^2 \rightarrow D=11 \text{ m.}$$



**Gráfico 1.13. Potencias disponibles para  $v_1=7 \text{ m/s}$**

Fuente: (Asea Brown Boverin, 2012)

## 1.2.2 Caracterización teórica de las variaciones del viento

### a. Variación temporal

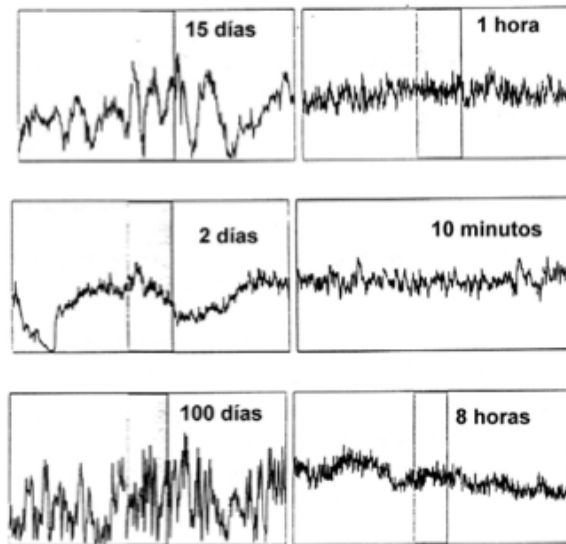
El viento es un medio de transportación de energía cuya característica fundamental es la irregularidad. Bajo esta perspectiva (Amada, 2009) agrega que no siempre que se desea o que la demanda energética es alta se puede disponer de viento de suficiente velocidad como para el empleo del mismo en la generación eléctrica.

Las variaciones de viento se caracterizan desde dos puntos de vista, variaciones temporales y variaciones espaciales, siendo su conocimiento de vital importancia a la hora de seleccionar un emplazamiento para un parque eólico.

### b. Ciclos energéticos

Los ciclos están asociados a las diferentes escalas del movimiento atmosférico, las cuales no están directamente producidas por la radiación solar, sino también por

las energías procedentes de otro tipo de intercambios. Las fluctuaciones temporales del viento pueden ser a corto plazo, asociados a fenómenos meteorológicos a gran escala (Gráfico 1.14). Es por ello que, en apoyo a teorías expuestas por (Amada, 2009) se requiere establecer claramente la escala temporal a la que se está aplicando la investigación.



**Gráfico 1.14. Ciclos energéticos.**

Fuente: (Amada, 2009)

### **c. Turbulencia atmosférica**

La turbulencia atmosférica<sup>3</sup> tiene una vital importancia sobre los siguientes aspectos:

- Las cargas dinámicas estructurales sobre aerogeneradores
- Las variaciones de la potencia suministrada
- Los emplazamientos de plantas eólicas, atendiendo a la orografía y a la disposición de aerogeneradores.

---

<sup>3</sup> La energía turbulenta procede de movimientos de aire a grandes escalas. Tal como lo enuncia (Rodríguez, 2001), la escala externa o escala de inyección de la energía turbulenta representa el tamaño de los mayores torbellinos turbulentos.

Las fluctuaciones turbulentas son esencialmente irregulares por lo que lo más adecuado es realizar un tratamiento estadístico de las mismas. Se considera la turbulencia como la incorporación de todas las fluctuaciones de frecuencias más altas que la variación de la velocidad media. Puede considerarse, según (Amada, 2009) a la turbulencia como la desviación de la velocidad instantánea  $U(t)$  respecto a la velocidad media  $U$ .

El examen del registro de un anemómetro muestra que el viento en superficie sufre variaciones rápidas e irregulares de velocidad y de dirección. Estas fluctuaciones indican que el flujo de aire es turbulento, formándose numerosos torbellinos en las proximidades de la superficie terrestre.

Es difícil determinar la estructura exacta de estos torbellinos, que son muy irregulares. En particular, sus ejes de rotación pueden tener todas las direcciones. El grado de turbulencia se ha demostrado, por hipótesis como la expuesta por (Weisheit, 2012), que depende de numerosos factores tales como la velocidad del viento, la rugosidad de la superficie, el gradiente vertical de temperatura, etc.

Es de esta forma que se distinguen dos tipos de turbulencia:

- La turbulencia térmica;
- La turbulencia mecánica.

La turbulencia térmica resulta de la convección debido al calentamiento en superficie por la insolación del suelo. Puede igualmente originarse del paso de una masa de aire relativamente fría sobre una superficie terrestre u oceánica más caliente

El aumento de la temperatura en las capas muy bajas tiene como consecuencia el aumento del gradiente vertical de temperatura, haciéndose finalmente la atmósfera inestable. Las corrientes de convección que se desarrollan son una forma de turbulencia.

En las nubes convectivas y en las tormentas particularmente, la liberación de calor latente suministra una energía que provoca movimientos ascendentes y descendentes que corresponden a torbellinos de gran escala. Estos torbellinos, a su vez, originan torbellinos más pequeños de tamaños diversos.

La turbulencia térmica o la convección no provocan siempre la formación de nubes. En las regiones calientes y áridas, la humedad de la atmósfera puede ser insuficiente para que la condensación se produzca. La turbulencia puede, sin embargo, ser muy grande en estas condiciones.

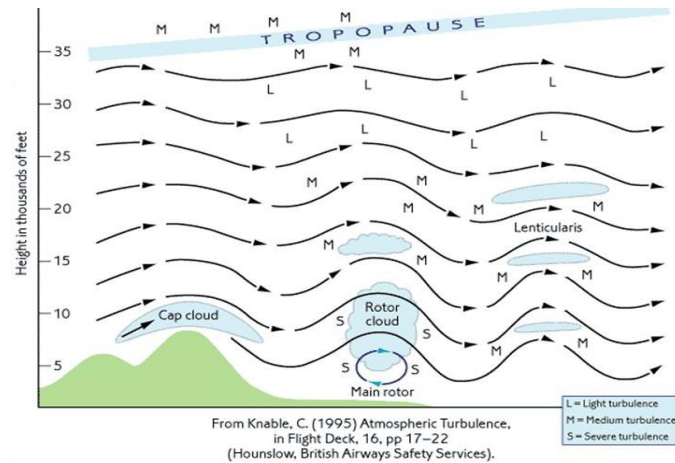
El otro tipo de turbulencia, acorde a (Weisheit, 2012), la turbulencia mecánica, se designa igualmente por la expresión de turbulencia de rozamiento. Es muy generalizada y resulta de la rugosidad del suelo. La turbulencia se acentúa por el paso del aire sobre los edificios, los árboles, las colinas, etc. También puede originarse por la cizalladura del viento.

Cuando un fluido circula en las proximidades de una superficie límite estacionaria, la velocidad, que es nula en contacto con la superficie, crece progresivamente al atravesar la capa de rozamiento o capa límite. A distancia suficiente, la velocidad del fluido no se altera por la presencia de la superficie límite: es el movimiento libre que no es frenado por el rozamiento. El movimiento es regular o laminar cuando la velocidad del movimiento libre es inferior a un valor límite que depende del fluido y de la estructura de la superficie.

Al contrario, cuando la velocidad del flujo libre pasa de un cierto límite, el movimiento se hace inestable y se transforma en movimiento turbulento. Los torbellinos se forman cerca de la superficie límite y derivan luego hacia la corriente. La capa de rozamiento o capa límite es más espesa cuando el movimiento es turbulento.

Los torbellinos producidos en el curso de la turbulencia mecánica tienen ejes que pueden tener todas las direcciones. Se desarrollan tanto más fácilmente cuanto la

velocidad del viento es más elevada y el gradiente de temperatura más grande, concluye (Weisheit, 2012).



**Gráfico 1.15. Turbulencia atmosférica.**

Fuente: (Knable, 1995)

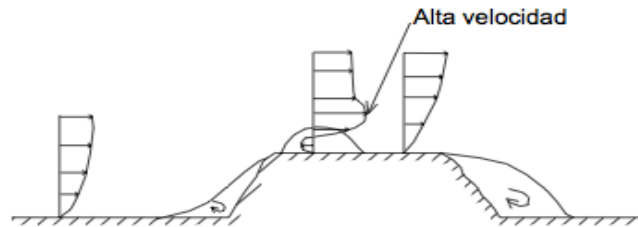
#### d. Variaciones espaciales

Debido principalmente al rozamiento de la corriente de aire con la superficie terrestre, el perfil vertical del viento no es constante, y aumenta con la altura. Cuando las características del terreno cambian bruscamente, como en el caso de mar a tierra, campos de cultivo a bosque, (Amada, 2009) enuncia que a partir de tal discontinuidad se genera una capa límite interna cuya altura crece con la distancia al punto de cambio dependiendo del grado de turbulencia.

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

Los efectos provocados por los obstáculos del terreno como elevaciones, colinas, etc., pueden ser de aceleración si el obstáculo es de forma y pendiente relativamente

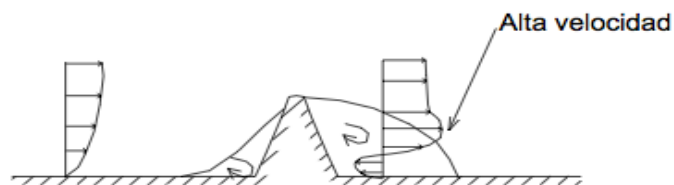
suaves, o producirse efectos de reducción si se trata de crestas o bordes agudos, señalado en el gráfico 1.16.



*Fig.15. Influencia de un obstáculo de pendientes suaves.*



*Fig. 16. Influencia de un obstáculo de pendientes abruptas.*



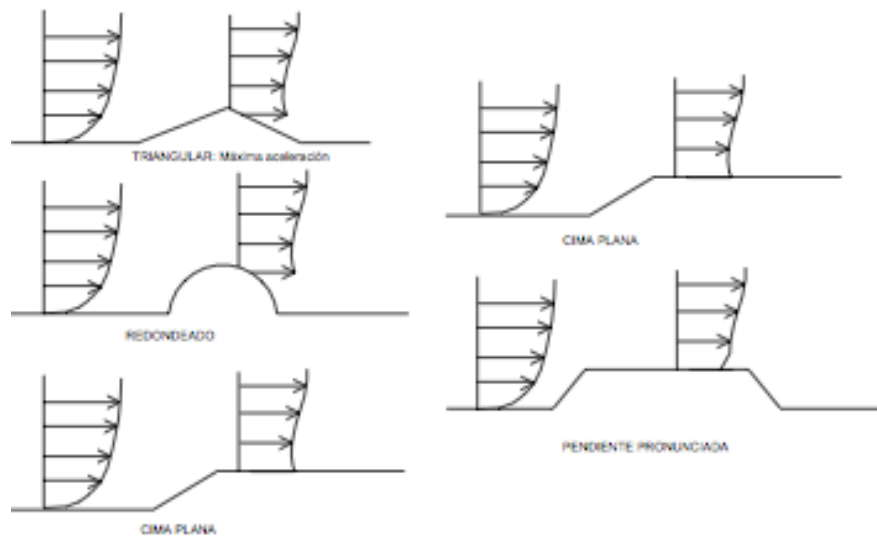
### **Gráfico 1.16. Influencia de obstáculos.**

Fuente: (Amada, 2009)

Los datos de viento habitualmente se mide a la altura estándar de 10 m, ahora bien, los rotores de los aerogeneradores se sitúan a alturas superiores, por lo que es preciso extrapolar los datos. Un parámetro importante a tomar en cuenta es la influencia de la rugosidad, determinada a partir de las siguientes premisas:

- Si un determinado tipo de características de terreno, como lo son árboles, arbustos, edificios, entre otros, se encuentran densamente distribuidos por el terreno, la rugosidad del terreno aumenta.
- Existen obstáculos individuales que, cuya posición, se denominaría irrelevante, si su altura no afecta el direccionamiento del viento.
- Un cambio de rugosidad provoca un cambio en el perfil vertical del viento.

Consecuentemente, (Amada, 2009) promulga que los estudios aerodinámicos de terrenos indican que sobre las colinas de forma triangular o sinusoidal la velocidad del viento aumenta casi un 100% cerca de la cima, pero que el aumento de velocidad cae rápidamente hasta hacerse casi nulo a una altura aproximadamente igual a la mitad de la anchura de la colina. Estos efectos se muestran en las siguientes figuras, ordenados de mayor a menor aceleración del flujo.



**Gráfico 1.17. Influencia de obstáculos sobre velocidad.**

Fuente: (Amada, 2009)

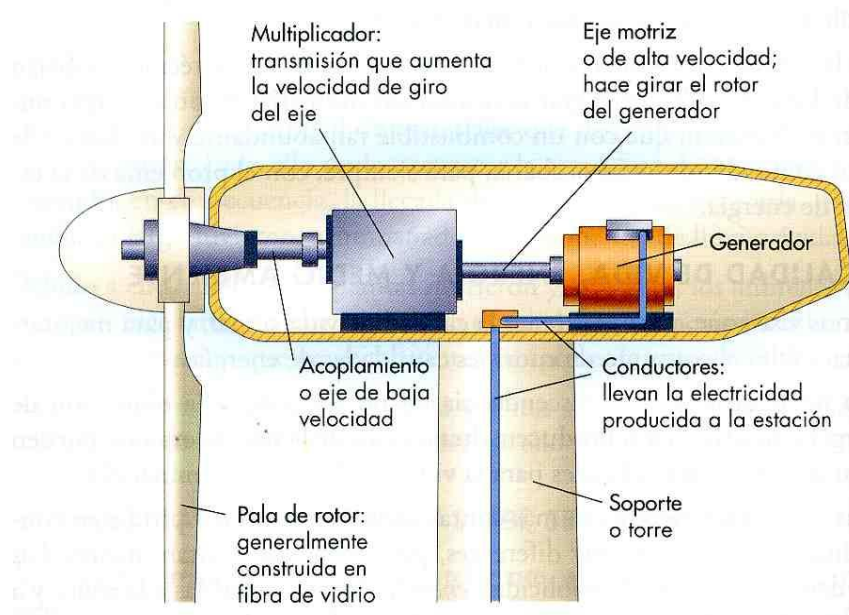
### 1.2.3 Captadores de energía eólica. Los aerogeneradores.

#### a. Características

Un generador eólico es un dispositivo mecánico que convierte la energía del viento en electricidad. Tal como lo indica (Microm Electrónica, 2005), los generadores eólicos están diseñados para convertir la energía del movimiento del viento (energía cinética) en la energía mecánica, movimiento de un eje.

Luego en los generadores de la turbina, ésta energía mecánica se convierte en electricidad. La electricidad generada se puede almacenar en baterías, o utilizar

directamente. La construcción de los aerogeneradores (Gráfico 1.18) está compuesta por:

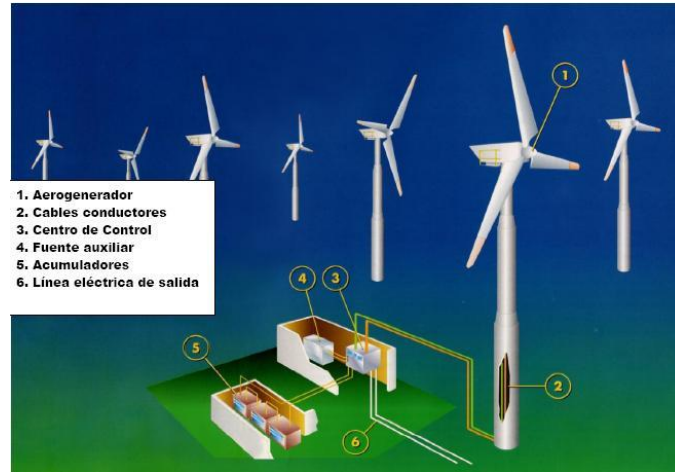


- El rotor.
- El multiplicador.
- El eje matriz.
- Eje de baja velocidad.
- Conductores.
- Una caja de engranes.
- Un generador.
- Equipo de control.
- Una torre.

**Gráfico 1.18. Características estructurales del aerogenerador.**

Fuente: (Microm Electrónica, 2005)

El aerogenerador (o generador eólico) produce electricidad al recibir la fuerza del viento. Al mismo tiempo, la envía hacia el sistema de acumulación (baterías o acumuladores eléctricos) donde se almacenara para su uso en el momento necesario. Dentro del parque eólico, las torres de captación funcionan según esquematización presentada en el gráfico 1.19.



**Gráfico 1.19. Composición estructural en un sistema de captación eólica.**

Fuente: [Microm Electrónica México, 2005]

Entre ambos componentes, se intercalara un regulador, el cual automatiza y garantiza el correcto funcionamiento del sistema. El inversor convierte la corriente continua almacenada en las baterías en alterna a 220V, con lo que puede funcionar cualquier aparato de potencias acorde a la del inversor.

#### **b. Clasificación de aerogeneradores.**

Son numerosos los dispositivos que permiten el aprovechamiento de la energía eólica, estableciéndose una clasificación de los mismos según la posición de su eje de giro, respecto a la dirección del viento. En las máquinas eólicas de eje horizontal, para obtener en las palas una velocidad angular regular y uniforme ( $\omega$ ) para una determinada velocidad del viento  $V$  se requiere que tanto la dirección del viento, como su velocidad, se mantengan constantes con respecto a las palas, así lo asegura (Spera, 1994).

Por el contrario, en las máquinas eólicas de eje vertical, manteniendo las mismas condiciones regulares en la velocidad del viento y en la velocidad angular de las palas, resulta que éstas pueden estar sometidas a un viento aparente de dirección y velocidad continuamente variables, por lo que en estas máquinas, el flujo aerodinámico resulta ser muy complicado, ignorándose en muchas ocasiones las

verdaderas posibilidades de las mismas. Las máquinas eólicas se pueden clasificar, según (Spera, 1994) de acuerdo a:

A. Por su potencia nominal.

- Baja Potencia < 3 KW (equivalente eléctrico).
- Media Potencia < 30 kW (equivalente eléctrico).
- Alta potencia >100 kW (equivalente eléctrico).

B. Por la orientación del rotor.

- Eje vertical.
- Eje horizontal.

C. Por el mecanismo de regulación de potencia.

- De paso variable.
- Vasculación del rotor.
- Pérdida aerodinámica de la pala.

D. Por el tipo de generador eléctrico.

- Generador de corriente continua.
- Generador de corriente alterna (síncrono y asíncrono).

E. Por el número y tipología de palas.

- Bipalas.
- Tripalas.
- Multipalas.

La clasificación más común y difundida de las máquinas eólicas son la de eje horizontal y las de eje vertical. En función de la tecnología de construcción, (Asea Brown Boverin, 2012) dividen a los aerogeneradores en dos grandes familias:

- Aerogeneradores de eje vertical – VAWT (Vertical Axis Wind Turbine);

- Aerogeneradores de eje horizontal – HAWT (Horizontal Axis Wind Turbine).

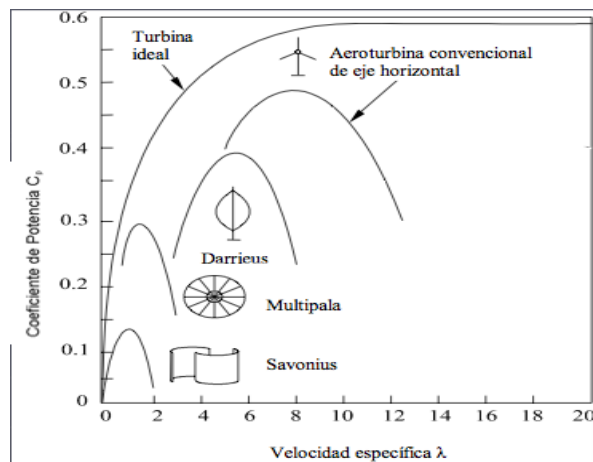
Los aerogeneradores HAWT, que representan el 99% del total, se subdividen en:

- aerogeneradores a barlovento (upwind);
- aerogeneradores a sotavento (downwind).

De entre los aerogeneradores de eje horizontal, un 99% son de tres palas, mientras que un 1% son de dos palas.

### c. Aerogeneradores de eje horizontal.

La mayor parte de la tecnología descrita se refiere a aerogeneradores de eje horizontal (o "HAWTs", que corresponde a las siglas de la denominación inglesa "horizontal axis wind turbines"). La razón es simple: todos los aerogeneradores comerciales conectados a la red se construyen actualmente con un rotor tipo hélice de eje horizontal (UCLM, 2012). El siguiente gráfico muestra el rendimiento (a través del coeficiente de potencia) de los distintos tipos de aerogeneradores que se discuten brevemente.



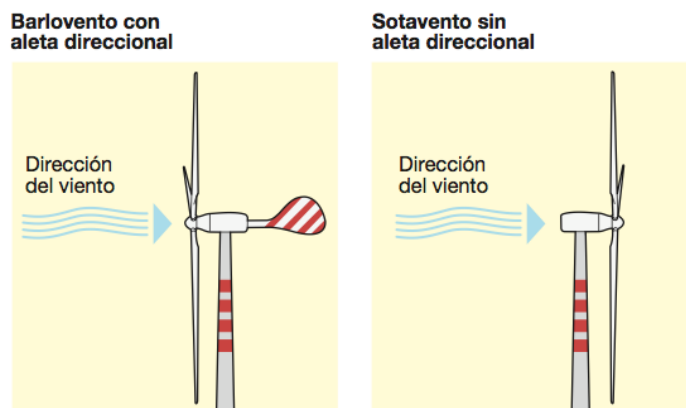
**Gráfico 1.20. Coeficiente de Potencia frente a velocidad**

Fuente: (UCLM, 2012)

Por supuesto, la finalidad del rotor es la de convertir el movimiento lineal del viento en energía rotacional que pueda ser utilizada para hacer funcionar el generador. El mismo principio básico es el que se utiliza en las modernas turbinas hidráulicas, en las que la corriente de agua es paralela al eje de rotación de los álabes de la turbina.

Desde un enfoque adicional (Asea Brown Boverin, 2012) agrega que, los aerogeneradores de eje horizontal a barlovento, llamados así porque el viento encuentra antes el rotor que la torre, tienen una mayor eficiencia que los aerogeneradores a sotavento, ya que no presentan interferencias aerodinámicas con la torre. En cambio, tienen el inconveniente de no alinearse automáticamente con relación al viento, por lo que necesitan una aleta direccional o un sistema de orientación.

Los aerogeneradores de eje horizontal a sotavento acusan los efectos negativos de la interacción torre-rotor, pero se alinean automáticamente y pueden utilizar un rotor flexible para resistir los vientos fuertes



**Gráfico 1.21. Aerogeneradores a Barlovento y Sotavento**

Fuente: (Asea Brown Boverin, 2012)

El aerogenerador de eje horizontal de tres palas es el modelo más generalizado, aunque existen modelos de dos palas, de una sola pala dotada de contrapeso que ya no se usan en la actualidad y multipala, usado sobre todo en microeólica.

Según (Asea Brown Boverin, 2012), dado que la velocidad de rotación disminuye al crecer el número de palas (mientras que el par aumenta), los rotores de 2 palas giran más rápidamente que los de 3 (40 rpm de media frente a 30 rpm de los tripala), de manera que el ruido aerodinámico es mayor. Además, un rotor de dos palas está sometido a desequilibrios debidos a la variación del viento con la altura; a efectos giroscópicos, cuando la góndola se orienta tiene un momento de inercia inferior cuando las palas están en posición vertical que cuando están horizontales. Para solucionar este problema generalmente incorporan un buje basculante que les permite equilibrar el empuje asimétrico en el rotor.

En cualquier caso, el rotor de dos palas es más liviano, por lo que todas las estructuras de soporte pueden ser menos masivas, con la consiguiente reducción de costes. Además el impacto visual y el ruido son menos importantes en las instalaciones marinas u *offshore*, lo cual, junto al menor coste, hace que los aerogeneradores de dos palas sean más atractivos para estas aplicaciones. En la siguiente tabla se confrontan las principales características de los aerogeneradores de dos y de tres palas.

**Tabla 1.1. Características configuración dos y tres palas.**

<b>2 PALAS</b>	<b>3 PALAS</b>
Menos coste del rotor (menos peso)	Mayor compensación de las fuerzas aerodinámicas
Más ruidoso (velocidad periférica mayor)	Mayor estabilidad mecánica (fuerzas giroscópicas equilibradas)
Instalación más simple (ensamblaje en tierra de la torre)	Par motor más uniforme
Mayor complejidad de diseño (necesita un buje basculante)	Menor impacto visual

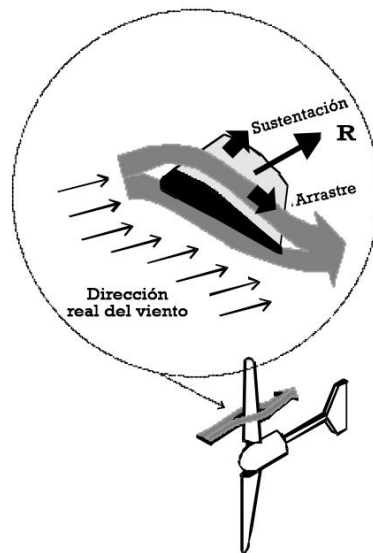
Fuente: (Asea Brown Boverin, 2012)

**d. Características de diseño estructural – aerogenerador eje horizontal.**

Para el diseño de un aerogenerador eólico, se debe partir del principio de operación de las máquinas eólicas. (Moragues & Rapallini, 2003), donde bajo este concepto se estructuran los molinos de viento, aeromotores, máquinas eólicas (términos que pueden ser considerados sinónimos), o los aerogeneradores, o turbinas eólicas en su concepción.

Aunque existen dos tipos básicos de molinos, eje horizontal y eje vertical, el principio de operación es esencialmente el mismo. La captación de la energía eólica se realiza mediante la acción del viento sobre las palas, las cuales están unidas al eje a través de un elemento denominado cubo (conjunto que recibe el nombre de rotor). El principio aerodinámico, por el cual este conjunto gira, es similar al que hace que los aviones vuelen.

Según este principio, el aire que es obligado a fluir por las caras superior e inferior de una placa o perfil inclinado (gráfico 1.22) genera una diferencia de presiones entre ambas caras, dando origen a una fuerza resultante (R) que actúa sobre el perfil. Descomponiendo esta fuerza en dos direcciones se obtiene:



**Gráfico 1.22. Fuerzas de sustentación y arrastre**

Fuente: (Moragues & Rapallini, 2003)

- La fuerza de sustentación (S), o simplemente sustentación, de dirección perpendicular al viento.

- La fuerza de arrastre (A), de dirección paralela al viento.

Para favorecer la circulación del aire sobre la superficie de las palas, evitar la formación de torbellinos y maximizar la diferencia de presiones, se eligen perfiles de pala con formas convenientes desde el punto de vista aerodinámico. Según como estén montadas las palas con respecto al viento y al eje de rotación, la fuerza que producirá el par motor será predominantemente la fuerza de arrastre o la de sustentación.

#### **e. Esquematización Estructural.**

Los aerogeneradores actuales de eje horizontal están constituidos por una cimentación de hormigón armado adecuada al terreno y a las cargas del viento, sobre la cual se levanta una torre, típicamente de acero, de estructura de celosía, o bien de tipo tubular de acero o hormigón armado para mejorar su aspecto. Elevan el aerogenerador bastante, con el objeto de evitar las bajas velocidades de viento junto a la superficie del terreno.

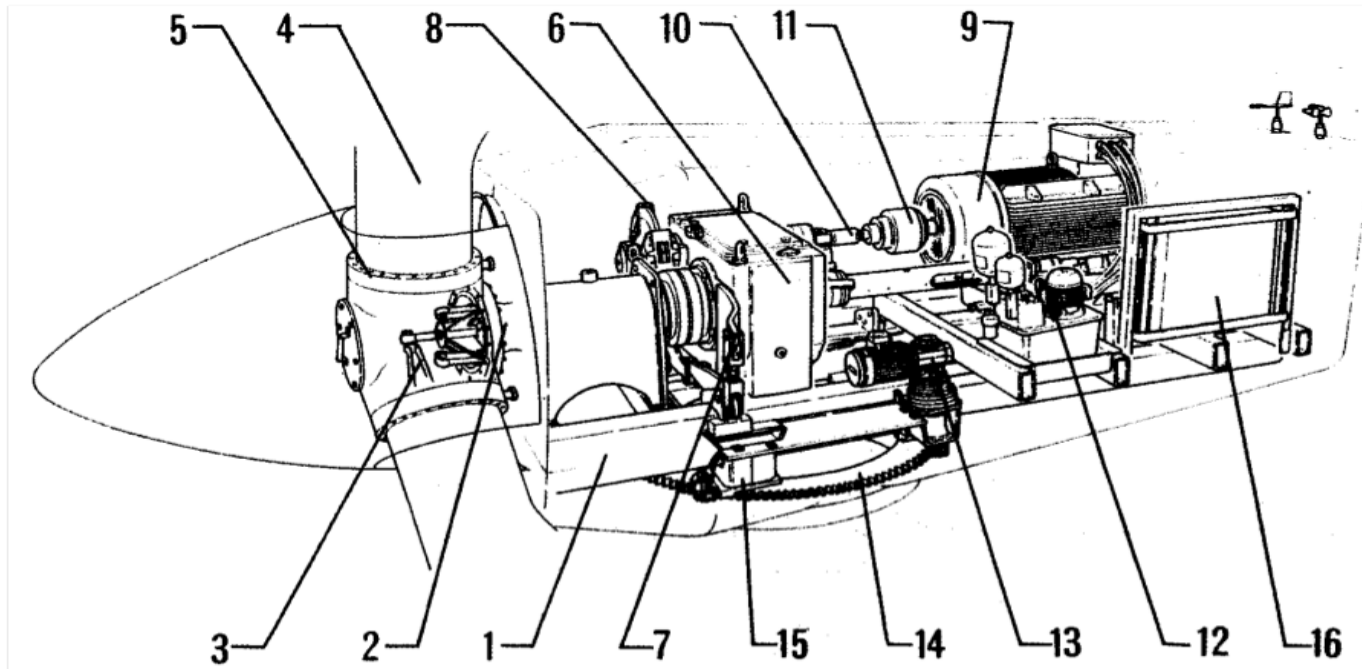
Al extremo de la torre se fija una góndola giratoria de acero o fibra de vidrio, a la cual se accede por el interior de la torre, o por el exterior si se trata de un modelo pequeño. (Lecuona, 2002) expone además que la góndola encierra:

- El tren de potencia (eje del rotor (lento), caja multiplicadora (de engranajes planetarios o normal), de régimen de salida hasta unas 1 000 a 1500 r.p.m. y de elevado rendimiento, típicamente un 90% a 95%, eje rápido y acoplamientos flexibles).
- La maquinaria eléctrica (generador eléctrico, con un rendimiento del orden del 90%, controles, accionamientos y máquinas auxiliares).
- Mecanismos auxiliares, generalmente hidráulicos (freno de emergencia del rotor, freno de orientación de la góndola, mecanismo de cambio de paso, aerofrenos, sistema de orientación).

- Sistema de control basado en un microprocesador y encargado de la supervisión de las variables operativas, registro de incidencias y control del funcionamiento (arranque, parada, enganche a la red, protección de embalamiento, orientación, paso de las palas). Suele incluir un módulo de comunicación con una base de control central.

En el exterior del aerogenerador se encuentra:

- El buje, que une las palas del rotor y que puede incorporar sus articulaciones, como cambio de paso, conicidad, etc..
- Las palas, cuyo eje de giro suele estar inclinado algunos grados sobre la horizontal, al objeto de alejar las palas de la torre
- El mecanismo aerodinámico de orientación. Suele ser de veleta de cola o molino de cola para pequeños tamaños. Para tamaños medios y grandes se usa orientación asistida detectando la dirección del viento por medio de un sensor de dirección y orientando la góndola con un motor eléctrico o hidráulico engranado a una corona horizontal.



1. Bancada	5. Buje	9. Generador	13. Motor de orientación
2. Eje de baja velocidad	6. Caja multiplicadora	10. Eje de alta velocidad	14. Corona de orientación
3. Mecanismo de cambio de paso	7. Fijación del basculamiento	11. Fusible de par	15. Sensor de orientación
4. Pala	8. Freno de disco	12. Unidad hidráulica	16. Unidad de control en góndola

**Gráfico 1.23. Fuerzas de sustentación y arrastre**

Fuente: (Lecuona, 2002)

#### **f. Caracterización del tamaño.**

El uso de dos palas en lugar de tres reduce el costo y el peso sobre el buje y el tren de potencia, pero las mayores asimetrías de cargas por el giro del rotor que aparecen, crean problemas de fatiga y vibraciones, que intentan aliviarse con el uso de bujes basculantes. (Lecuona, 2002) añade que, otros recursos para permitir una competitividad a las aeroturbinas de gran tamaño son:

- Empleo de tren de potencia de diseño integrado, en lugar de recurrir a un montaje modular.
- Empleo de perfiles aerodinámicos de mayor espesor pero de similares características aerodinámicas específicamente diseñados para aeroturbinas, lo cual permite aumentar el módulo a flexión y torsión de la pala y con ello permitir que sea más ligera.
- Empleo de sistemas de control más avanzados que reduzcan las sobrecargas.

#### **g. Especificaciones del rotor.**

Tal como expone (Lecuona, 2002), la mayoría actualmente son de rotor horizontal, donde existe una marcada tendencia a los rotores tripala por su mayor suavidad de giro, si bien al aumentar el tamaño se detecta una mayor proporción de rotores bipala, por la reducción de coste y peso que representa.

El rotor puede ser una pieza rígida o poseer articulaciones. La más frecuente es la de cambio de paso, si bien se ha usado la articulación que permite conicidad al rotor, aunque no es frecuente. Además, es posible encontrar partes de las aspas que pueden deflectarse, con el objeto de actuar de modificadores de la aerodinámica, como pueden ser flaps o frenos aerodinámicos

En la mayoría de los casos el rotor está situado a barlovento de la torre, con el objeto de reducir las cargas cíclicas sobre las aspas que aparecen si se situara a sotavento de ella, pues al pasar una pala por la estela de la torre, la velocidad

incidente está muy alterada. Debido a este fenómeno, las torres de aeroturbinas con rotores a sotavento son de celosía, por su mayor transparencia al viento.

#### **h. Sistema de Control de aerogeneradores.**

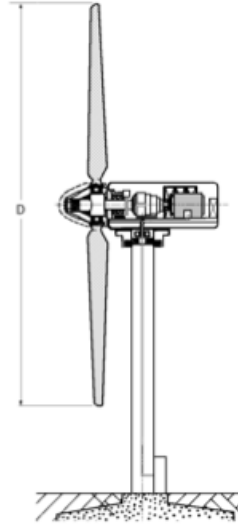
La aeroturbina comienza a dar potencia a partir de una velocidad del viento que permite vencer sus pérdidas de potencia internas a la velocidad de giro mínima requerida para la generación eléctrica. A partir de ese momento resulta interesante el control del paso de las palas, si éstas disponen de mecanismo de variación de paso, con el objeto de orientar óptimamente las palas al viento. El sistema de control más necesario es el de protección frente al exceso de viento. Fundamentalmente existen dos tipos, según (Lecuona, 2002):

- **Control por cambio de paso.** Frente a vientos intensos ofrece protección efectiva al permitir colocar las palas en bandera (en dirección al viento). Con el objeto de reducir los inconvenientes del sistema de cambio de paso en toda la pala se explora actualmente realizarlo solamente en punta de pala, incluso con mecanismos autónomos y se emplea en algunas aeroturbinas. Las menores cargas que origina el control de cambio de paso, permite reducir el peso de la caja de engranajes.
- **Control por pérdida aerodinámica.** El control por pérdida aerodinámica consiste en usar un fenómeno natural de los perfiles aerodinámicos, que consiste en una brusca disminución de la sustentación (fuerza que hace girar las palas) y asociada a ello un también brusco aumento de la resistencia (fuerza que se opone al giro de las palas).

#### **i. Tipos de Aerogeneradores de eje horizontal**

En las máquinas eólicas con góndola estática de eje horizontal, para obtener en las palas una velocidad angular regular y uniforme, para una determinada velocidad

del viento se requiere que tanto la dirección del viento, como su velocidad, se mantengan constantes con respecto a las palas.



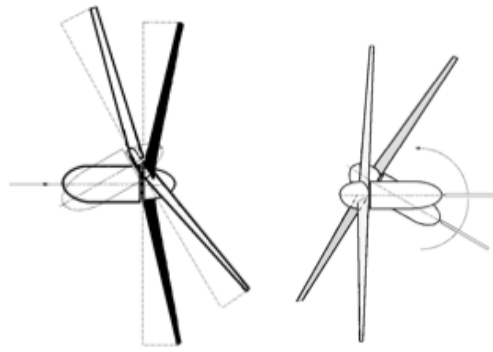
**Gráfico 1.24. Aerogenerador de góndola estática de eje horizontal**

Fuente: (Ahuatzi, Guerra, & Villafáñez, 2007)

Los aerogeneradores de eje horizontal se clasifican según su velocidad de giro o según el número de palas que lleva el rotor, aspectos que están íntimamente relacionados, en rápidos y lentos.

Uno de los principales problemas que plantean los aerogeneradores de eje horizontal es la necesidad de su orientación, de forma que el viento incida perpendicularmente al disco barrido por el rotor, con el fin de obtener la máxima potencia a base de hacer incidir la mayor cantidad posible de masa de aire en movimiento, y así obtener un gran número posible de energía cinética.

Por esta razón se desarrolló un avance tecnológico en su constitución, con la finalidad de promover el dinamismo de la góndola, y así, mediante lectura de la dirección y sentido de los vientos, poder ubicar en el lugar adecuado el rotor, potencializando así la producción de energía.



**Gráfico 1.25. Cambio de dirección de góndola eólica.**

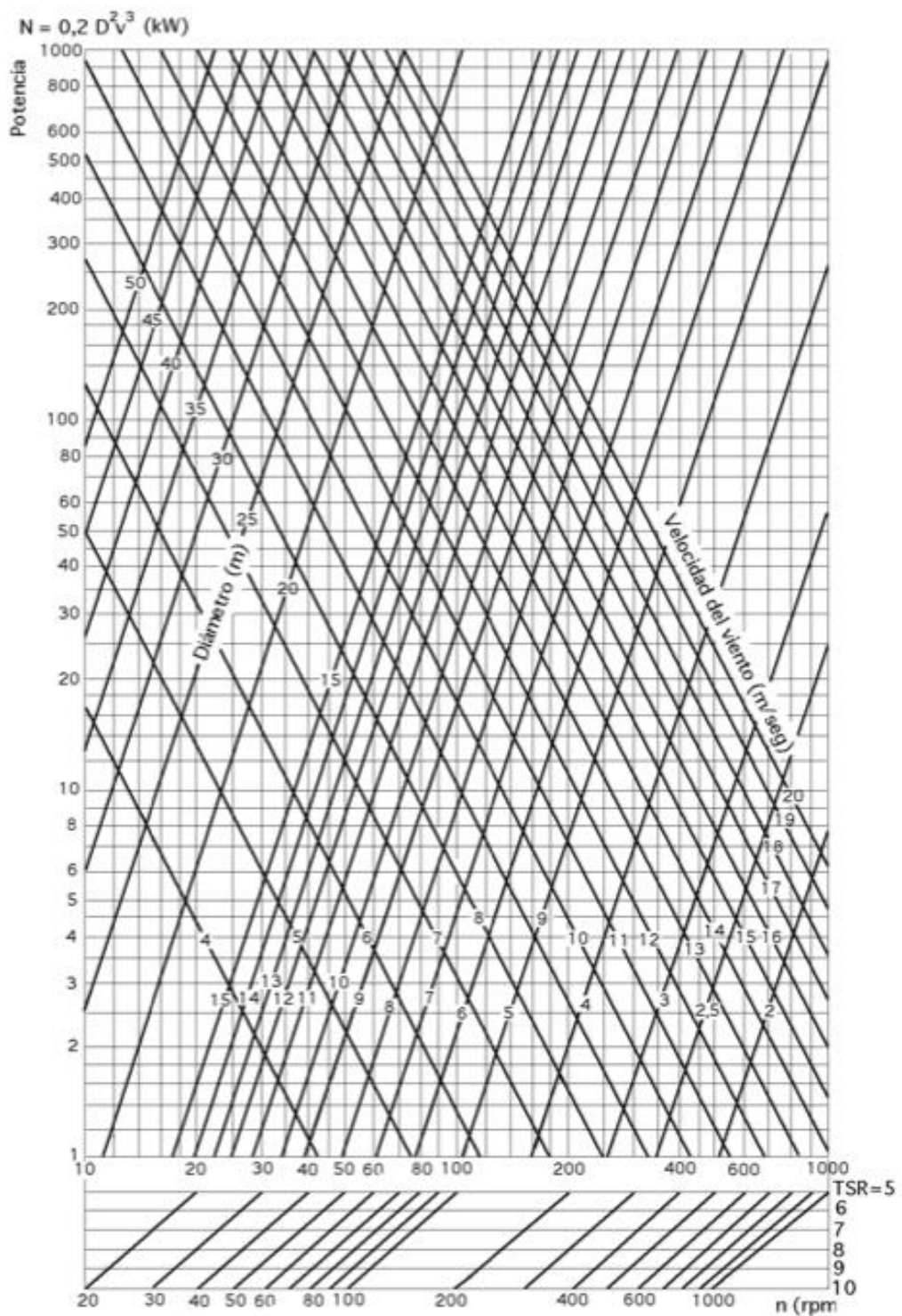
Fuente: (Ahuatzi, Guerra, & Villafañez, 2007)

#### **j. Curva de Potencia de aerogeneradores**

Define la potencia eléctrica disponible como función de la velocidad del viento. Es nula hasta una velocidad mínima o de arranque  $v_a$  y a partir de ella crece rápidamente (aproximadamente como el cubo de la velocidad) creciendo asimismo el régimen de giro del rotor.

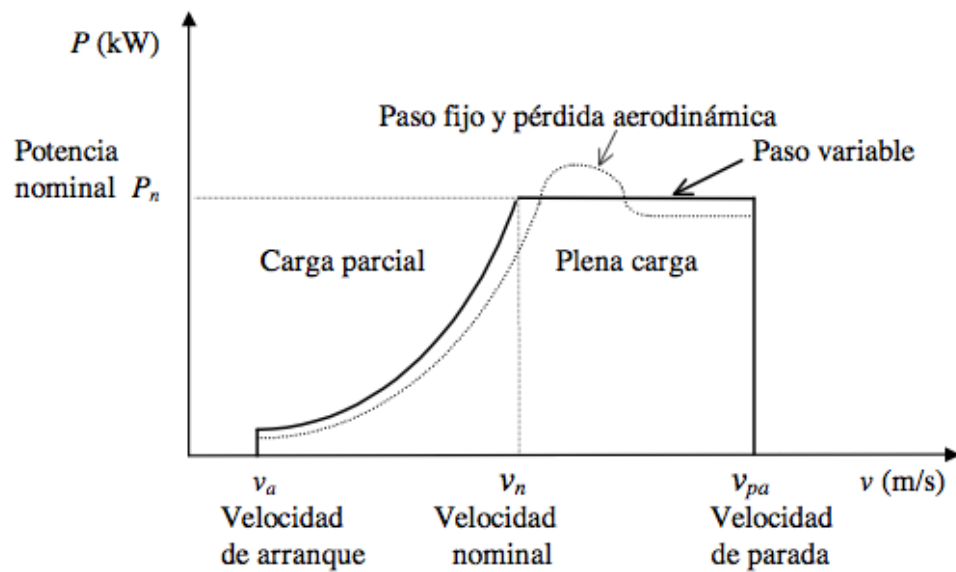
Acorde a información teórica expuesta por (Lecuona, 2002), al llegar el viento a una velocidad,  $v_n$ , en torno a los 10 a 15 m/s comienzan a actuar los mecanismos de limitación y la potencia de salida y régimen del rotor se mantienen aproximadamente constantes. Esta potencia se denomina potencia nominal  $P_n$ , y se mantiene hasta los 20 a 25 m/s. A partir de aquí,  $v_{pa}$ , la potencia de salida cae rápidamente o se anula el funcionamiento, pues comienzan a actuar los mecanismos de protección, frenando el rotor para evitar riesgos. La velocidad de viento de supervivencia puede ser en torno a los 50 a 60 m/s.

El gráfico 1.26 provee una medida de potencia basada en correspondencia más clara para establecer las características de los aerogeneradores, tomando en cuenta factores como la velocidad del viento, el diámetro conformado por las aspas y el régimen de giro, mientras que el gráfico 1.27 muestra las curvas de potencia de una misma turbina de eje horizontal dotada de regulación por cambio de paso y por pérdida aerodinámica.



**Gráfico 1.26. Diagrama de potencia en aerogeneradores rápidos**

Fuente: (Ahuatzi, Guerra, & Villafáñez, 2007)



**Gráfico 1.27. Curva de Potencia de turbina aerogeneradora**

Fuente: (Lecuona, 2002)

#### **k. Rendimiento de los sistemas de aerogeneración eólica. Límite de Betz.**

Para determinar la potencia extraída por un aerogenerador ideal, de un viento incidente cuya potencia viene dada por la ecuación de potencia específica disponible, se usa generalmente un modelo simplificado atribuido a Albert Betz.

Bajo este enfoque inicial, (Asea Brown Boverin, 2012) promulga que, la teoría de Betz especifica que cuanto mayor sea la energía cinética que la turbina consiga extraer del viento, menor será la velocidad de este a la salida. Como consecuencia el viento se desacelera, de manera que la velocidad aguas abajo del aerogenerador estará comprendida entre cero y el valor que tiene aguas arriba (en ambos casos límite, la potencia extraída es nula).

La teoría de Betz se basa en las siguientes hipótesis:

- El conjunto de las palas del aerogenerador equivale a un "disco poroso" de espesor nulo – disco actuador con un número infinito de palas.
- La masa de aire que fluye a través del disco permanece separada de la masa que lo rodea – tubo de flujo.

- La masa de aire fluye solo en dirección longitudinal;
- La deceleración del aire en el disco actuador se distribuye uniformemente en toda la sección del disco;
- En las secciones suficientemente lejanas aguas arriba y aguas abajo la presión es igual a la atmosférica;
- Aparte del aerogenerador, el flujo eólico no encuentra obstáculos ni antes ni después;
- El viento es estacionario y su intensidad permanece constante con la altura;
- No se producen efectos rotativos sobre la masa de aire;
- Se desprecia la compresibilidad del aire, es decir, la densidad se considera constante.

Dado que tanto el caudal de aire (ecuación de continuidad sin acumulación de masa) como la densidad se consideran constantes, de la ecuación se deriva que la reducción de la velocidad de la vena fluida entre la entrada y la salida del tubo de flujo tiene como resultado el aumento de la sección de este.

(Asea Brown Boverin, 2012) además añade que, tomando la presión atmosférica en la entrada del tubo de flujo, la disminución gradual de la velocidad a lo largo de este supone un aumento de la presión (sin producción de trabajo), la cual cae bruscamente en el disco para luego volver a crecer hasta llegar de nuevo a la presión atmosférica en la salida.

Es necesario, paralelamente al rendimiento establecido por el límite de Betz, indica el coeficiente de potencia. Se define el coeficiente de potencia  $C_p(a)$  (o coeficiente de eficiencia) como la relación entre la potencia extraída y la potencia disponible del viento:

$$C_p(a) = \frac{P}{P_{disp}} = \frac{2 \cdot \rho \cdot A \cdot v^3 \cdot a \cdot (1 - a)^2}{\frac{1}{2} \rho \cdot A \cdot v^3} \quad [\text{Ec. 6}]$$

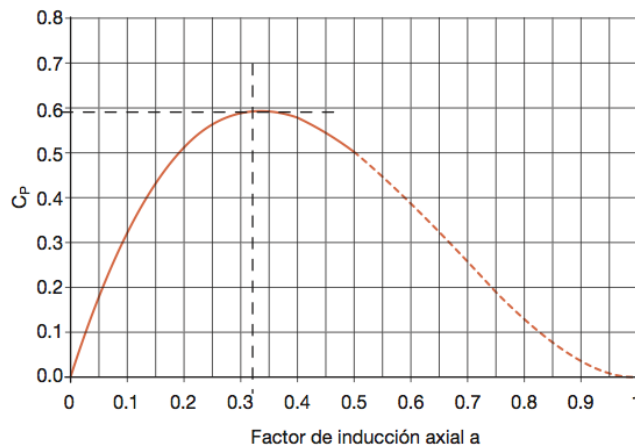
Tomando  $a = 1/3$  se obtiene el máximo teórico

$$C_{pmax} = \frac{16}{27} = 0.59$$

que se conoce normalmente como "*Límite de Betz*" y que expresa el siguiente concepto fundamental:

***"La máxima potencia teórica extraíble de una corriente de aire con un aerogenerador ideal no puede superar el 59% de la potencia disponible del viento incidente"<sup>4</sup>.***

Como se puede ver en el gráfico 1.28, el coeficiente de potencia  $C_p$  crece primero con el factor de inducción axial  $a$ , hasta alcanzar el máximo en  $a = 1/3$  y luego disminuye hasta  $a = 1/2$ , donde la velocidad de salida se iguala a cero. La parte correspondiente a  $a > 1/2$  no tiene sentido físico, pues implicaría una velocidad negativa en la sección de salida.



**Gráfico 1.28. Coeficiente de potencia  $C_p$**

Fuente: (Asea Brown Boverin, 2012)

---

<sup>4</sup> Betz demostró que la máxima fracción de energía extraíble de una corriente uniforme abierta es el 60%, conocido como límite de Betz. Posteriormente Glauert demostró que puede obtenerse mayor rendimiento cuanto mayor es el coeficiente de velocidad  $A$ , cociente entre la velocidad punta de pala y la velocidad incidente del viento. (Lecuona, 2002)

Para (Asea Brown Boverin, 2012), en la práctica, hay tres efectos que disminuyen el coeficiente máximo de potencia alcanzable:

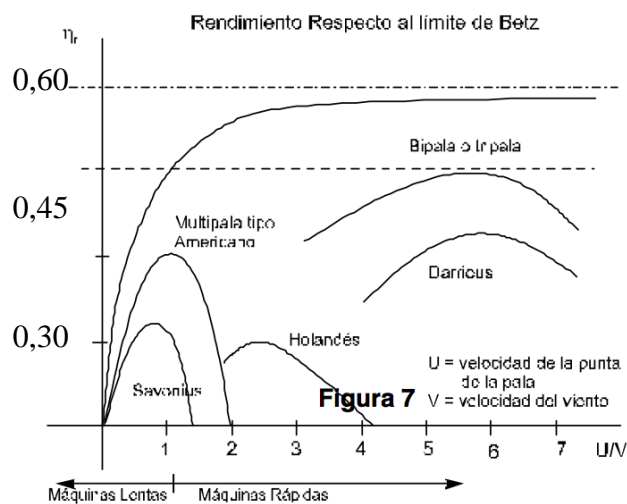
- La rotación de la estela detrás del rotor;
- El número finito de palas;
- La resistencia aerodinámica no nula.

En cualquier caso, con los aerogeneradores actuales se consiguen valores de  $C_p \cong 0.5$ , no lejos del límite teórico de Betz.

Finalmente podemos establecer un rendimiento teórico a partir de la potencia del aerogenerador (Moragues & Rapallini, 2003), a partir de la ecuación

$$P \approx \frac{1}{2} \eta v^3 \quad [\text{Ec. 7}]$$

El rendimiento  $\eta$  depende del tipo de máquina y de las condiciones de operación. En el gráfico 1.29, después de analizada la hipótesis de (Moragues & Rapallini, 2003), se representan los rendimientos típicos de diversos tipos de rotores eólicos, referidos a la relación entre la velocidad de la punta de las palas en los rotores de eje horizontal y la velocidad del viento.



**Gráfico 1.29. Coeficiente de potencia  $C_p$**

Fuente: (Moragues & Rapallini, 2003)

Partiendo del análisis de (Moragues & Rapallini, 2003), conociendo las características de una turbina eólica y la velocidad del viento en un instante dado, es sencillo determinar la potencia útil. El problema radica en que la velocidad del viento no es constante y, por lo tanto, es necesario conocer su evolución temporal para estimar la energía útil que una turbina eólica es capaz de entregar en un período determinado.

## CAPÍTULO II

### MARCO METODOLÓGICO

#### **2.1. Modalidad de la investigación.**

La modalidad de la presente investigación fue de tipo bibliográfica en primera instancia, indagando en la teoría, diseños y aplicaciones de los sistemas de captación eólica. Posteriormente se procedió con una investigación de campo, mediante visualización directa en la zona de influencia de cómo se produce la captación de energía.

Dentro de esta investigación además se determinaron las características de influencia naturales, tanto del terreno donde se erige el parque eólico Villonaco y las características del viento, en los ámbitos de fuerza, dirección, sentido y continuidad periódica en el tiempo. Además se incluirá sistemas informáticos de registro de información eólica bajo la plataforma ArcGis para la denominación específica de parámetros del emplazamiento.

El tema de la investigación se direcciona dentro de una metodología de investigación aplicada, puesto que se fundamenta a partir de teorías y nociones realizadas por el desarrollo tecnológico. El proyecto propuesto de forma conclusiva partirá de un enfoque de integración, tanto de inclusión social, institucional, económico, de generación y de transformación productiva del país.

#### **2.2. Tipo de investigación.**

Inicialmente el tipo de investigación a emplearse parte del uso de estudios correlacionales entre las variables independiente y dependiente, formulando un nexo de inclusión íntegra del potencial de generación eólica terrestre con la captación eólica por sistemas de orientación automática. Inicialmente en este tipo

de investigación se recolectó información por medios bibliográficos, estadísticos, y demás herramientas de obtención científica.

### **2.2.1. Diseño de la investigación.**

El análisis de comparativo energético entre el sistema de generación eólica estática presente con respecto a la aplicación de una actualización de tecnología con introducción de sistemas de orientación automática mediante utilización de sistemas de sensores en el parque eólico Villonaco, en la provincia de Loja, se establece bajo perspectivas diseño de investigación Cuantitativas, ya que se establecerá una metodología de medición de parámetros dentro del emplazamiento correspondiente, durante el período 2013 – 2014, con la finalidad de establecer la caracterización correcta del fenómeno eólico.

Dentro del presente diseño, al mantener dicha posición cuantitativa, se comprueban continuamente los factores de generación de tipo renovable no convencional, en miras de verificar si las instalaciones actualmente empleadas mantienen su aplicabilidad y eficacia, o se requiere la actualización propuesta inicialmente.

### **2.3. Determinación y operacionalización de variables.**

El análisis de establecimiento metodológico parte de la determinación y operacionalización de las variables de la investigación, conceptualizando el término de variable de estudio a todo aquel componente principal del que se forma parte estructural y parte la resolución problemática inicialmente visualizada. En consecución a la premisa anterior, la operacionalización de variables parte de la composición de una serie de preguntas directrices, las mismas que guiarán la composición correcta de dichas variables de la investigación, siendo estas cuestiones propuestas a continuación:

- ¿Qué características de captación eólica participan en la denominación de sistemas de orientación automática?
- ¿Cuál sería el análisis comparativo de potencia obtenida a partir de la diferenciación de generación por influencia de la velocidad, dirección y sentido del viento?.
- ¿Es posible la validación de información recabada mediante la aplicación de sistemas de geo localización y bases de datos eólicas complementarias?
- ¿Cuál es la influencia de participación de parámetros característicos de aerogeneradores sobre la evaluación de generación energética en los parques eólicos?
- ¿Cuál es la distinción existente entre los sistemas de ubicación, tanto estáticos como de orientación dinámica, para las plantas de generación eólica?
- ¿En términos de potencia, qué cualidades técnicas deben ser tomadas en cuenta dentro del emplazamiento seleccionado?

### **2.3.1 Determinación de variable dependiente.**

Partiendo de la definición de variable dependiente, la misma que indica una cualidad de la observación del investigador que tiene relación directa con la información establecida por su contraparte complementaria, la variable independiente. En el caso del presente estudio comparativo, la variable dependiente es **“POTENCIAL DE GENERACIÓN EÓLICA TERRESTRE”**

Para la operacionalización de la variable dependiente **“POTENCIAL DE GENERACIÓN EÓLICA TERRESTRE”** se parte de las siguientes preguntas directrices

- ¿Qué características de captación eólica participan en la denominación de sistemas de orientación automática?
- ¿Cuál sería el análisis comparativo de potencia obtenida a partir de la diferenciación de generación por influencia de la velocidad, dirección y sentido del viento?
- ¿Es posible la validación de información recabada mediante la aplicación de sistemas de geo localización y bases de datos eólicas complementarias?

De esta forma, la variable dependiente se direcciona hacia la búsqueda analítica de comprensión del fenómeno eólico, en este caso a través de la aplicación de metodologías de estudio de campo, mediante observación y aplicación de instrumentación específica.

A partir de la información recabada se realizará una organización, clasificación, validación y análisis de la misma para que, en consecuencia a la caracterización dentro del emplazamiento, se pueda partir el estudio comparativo de las diferentes tecnologías de ubicación, tanto estáticas como de localización dinámica.

### **2.3.2 Determinación de variable independiente.**

De igual manera que en el caso de la variable dependiente, dentro de la determinación de la variable independiente se parte de la conceptualización que la especifica cómo, aquella parte de la realidad analítica de la problemática de la que parte el proceso investigativo, cuya caracterización permite establecer el punto de congruencia con la o las variables dependiente. En este caso, la variable independiente sería **“CAPTACIÓN EÓLICA POR SISTEMAS DE ORIENTACIÓN AUTOMÁTICA”**.

La variable independiente “**CAPTACIÓN EÓLICA POR SISTEMAS DE ORIENTACIÓN AUTOMÁTICA**” responde a las siguientes preguntas directrices:

- ¿Cuál es la influencia de participación de parámetros característicos de aerogeneradores sobre la evaluación de generación energética en los parques eólicos?
- ¿Cuál es la distinción existente entre los sistemas de ubicación, tanto estáticos como de orientación dinámica, para las plantas de generación eólica?
- ¿En términos de potencia, qué cualidades técnicas deben ser tomadas en cuenta dentro del emplazamiento seleccionado?

El estudio de la variable independiente, a diferencia de la dependiente en la que se aplican metodologías de observación y medición, mediante aplicación de instrumentación, se realiza una recolección de información exhaustiva de tipo bibliográfica, en base a un marco de antecedentes científicos previos realizados por la comunidad investigativa internacional, con una revisión completa del estado del arte y la conceptualización de términos identificativos de las características de los fenómenos eólicos.

### **2.3.3 Operacionalización de las variables.**

Realizada la denominación de variables, tanto dependiente como independiente, a partir de las preguntas directrices de cada una de ellas se realiza un proceso propio de la investigación, la operacionalización de las variables. Este proceso corresponde a la necesidad de que las variables, dentro de sus indicadores sean medibles, cuantificables, clasificables en pros del análisis propio de cada uno de ellas.

La operacionalización de las variables garantiza este proceso mediante la aplicación de una serie de normas, técnicas y metodologías de desarrollo que provean los medios de medición, recolección de información, análisis posterior y establecimiento con relación a sus preguntas directrices. De la relación final entre las variables se podrá establecer la validez de la hipótesis inicial propuesta por el investigador, o si no fueron logrados los objetivos propuestos inicialmente.

Tomando en cuentas las cualidades expresas, la operacionalización de variables queda detallada de acuerdo a lo expuesto en la tabla No. 2.1 y tabla No. 2.2.

**Tabla 2.1. Operacionalización de la variable dependiente**

VARIABLE	DEFINICIÓN	DIMENSIONES	INDICADORES	TÉCNICAS	INSTRUMENTOS
<b><u>Dependiente</u></b> <b>Potencial de generación eólica terrestre.</b>	(Sotavento, 2013) indica que el potencial de generación eléctrica en medios terrestres, a diferencia de los desarrollados en emplazamientos marítimos, desenvuelven dicha producción en ambientes donde prevalece la presencia de obstáculos y el aumento de características físicas como la rugosidad, la estabilidad atmosférica, la variación del viento entre otros.	Tratamiento de datos de captación eólicos.	Distribución de direcciones (ángulos de incidencia °)	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Observación.</li> <li>• Medición.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Veleta de viento.</li> <li>• Data logger.</li> </ul>
			Distribución de velocidades (m/s)	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Observación.</li> <li>• Medición.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Anemómetro.</li> <li>• Data logger.</li> </ul>
			Relación velocidad media – dirección (° - m/s)	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Observación.</li> <li>• Medición.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Data logger.</li> <li>• Tabulación.</li> </ul>
		Análisis característico de Potencia extraíble.	Valores preliminares de emplazamiento. (altura, densidad, temperatura, rugosidad, presión)	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Medición.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Termómetros.</li> <li>• Barómetros</li> <li>• Higrómetro.</li> <li>• Data logger.</li> </ul>
			Frecuencia de dirección estática (%)	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Observación.</li> <li>• Medición.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Tabulación.</li> <li>• Software Arc-Gis</li> </ul>
			Potencia extraíble.	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Cálculos</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Tabulación.</li> </ul>

Elaborado por: Iván Rodrigo León Guerrero.

**Tabla 2.2. Operacionalización de la variable independiente**

VARIABLE	DEFINICIÓN	DIMENSIONES	INDICADORES	TÉCNICAS	INSTRUMENTOS
<b><u>Independiente</u></b> <b>Captación eólica por sistemas de orientación automática.</b>	(Sotavento, 2013) define que, los sistemas de orientación automática son mecanismos posicionan a los captadores eólicos en dirección adecuada óptima contra el viento.	Generalidades del Recurso Eólico.	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Caracterización del viento.</li> <li>• Gradiente de presión</li> <li>• Estabilidad atmosférica</li> <li>• Rugosidad.</li> <li>• Variaciones del viento.</li> </ul>	Investigación Bibliográfica	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Revisión bibliográfica.</li> <li>• Antecedentes investigativos.</li> <li>• Internet.</li> <li>• Artículos científicos.</li> <li>• Bases de datos académicas.</li> </ul>
		Generadores eólicos	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Características.</li> <li>• Diseño.</li> <li>• Estructura.</li> <li>• Clasificación por sistemas de ubicación.</li> </ul>		
		Potencia eólica	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Curva de potencia.</li> <li>• Rendimiento y límite de Betz.</li> </ul>		

Elaborado por: Iván Rodrigo León Guerrero.

## **2.4. Población y muestra.**

El establecimiento de la población parte de las mediciones totales que se podrían realizar desde los puntos indicados donde se encuentran las torres de captación eólica ubicadas en el parque eólico Villonaco, manteniendo una prospección a la presencia de viento continua en el rango del tiempo.

Al existir un rango poblacional de medidas muy amplio, y al ser un campo de producción con mínimo acceso a mediciones, solamente estando permitido el ingreso con permisos ocasionales por parte de la empresa de dirección del parque, la muestra específica para la caracterización del fenómeno eólico se define en 16 medidas mensuales durante un período de 6 meses mínimo, comprendidos entre los meses de Octubre del año 2013 y Marzo del año 2014, siendo tomadas las medidas a puntos altura comprendidos entre 10 y 20 metros, en tres puntos específicos del emplazamiento ubicados entre las torres presentes, medidas seleccionada de acuerdo a criterios establecidos a un proceso de correlación de criterios por expertos, CELEC E.P. y el Instituto Nacional de Energías Renovables INER.

### **2.4.1 Validación del proceso de medición y selección de muestras.**

En base a la muestra determinada para la consecución y agrupamiento de información recabada dentro del emplazamiento, el proceso como tal se distingue en 2 grupos, medidas a 10 metros y medidas a 20 metros. La regularidad de las mediciones se rige a la disponibilidad de permisos dentro del emplazamiento, ya que la actividad no es libremente aplicable dentro de los puntos establecidos. El parámetro de horario tampoco es dependiente de la disponibilidad, por lo que no se puede sugerir como tal una incidencia de velocidad y dirección de acuerdo a la franja horaria, la misma que sería influenciada en gran medida por la variación de características meteorológicas locales.

Los parámetros de validación y selección de muestras se rigen bajo una serie de lineamientos expuestos a continuación:

- Ubicación del grupo de instrumentación entre las torres No 2 – 3 (Punto A), No 5 – 6 (Punto B) y No. 8 y 9 (Punto C), con lo que se obtendría un promedio con una exactitud cercana de todo el emplazamiento.
- Se realizaron una media de 16 medidas mensuales durante 6 meses, entre Octubre del año 2013 y Marzo del año 2014, a medidas de altura de 10 y 20 metros.
- Mediante análisis de influencia se mantiene un número de registros válidos.
- Se desechan mediciones por influencia directa de factor humano, incertidumbre en la medición por la instrumentación y afección de temporales climatológicos.

Es importante mencionar la influencia de parámetros propios de toma de datos establecidos por CELEC y MEER, según investigaciones previas desarrolladas, tanto para generalización local del parámetro eólico, como planificación iniciales de implementación del propio parque eólico Villonaco, considerando características como el tipo de suelo, la humedad, las características sectoriales, la influencia de agentes externos, entre otros medios.

El proceso completo de validación de la medición eólica se desarrolla a partir de la exposición técnica paramétrica y de involucramiento de instrumentación física en la parametrización final en emplazamiento de estas características, de acuerdo a metodología expuesta por (Alfaro, 2013), dentro del informe aplicativo “Consideraciones en la medición del viento para lograr proyectos eólicos exitosos”, dentro del plan de Estudio Climáticos Especializados para América Latina, en conjunto con recomendaciones expuestas por (Mattio & Tilca, 2009), investigadores que toman en cuenta los siguientes aspectos principales:

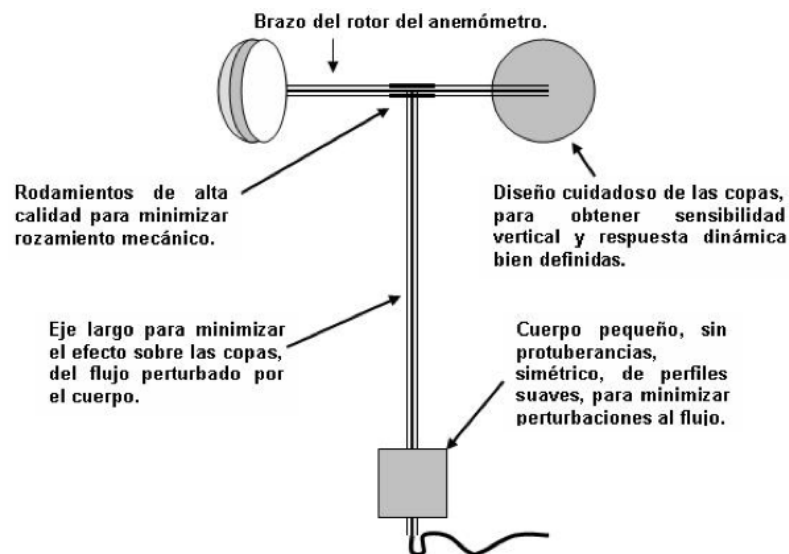
- Climatología regional y su influencia.

- Perfil de velocidad e índice de turbulencia, rafagosidad local, relación de velocidad y dirección.
- Aplicación de medidas in situ y bases de datos eólicas gubernamentales.
- Validación por geo-localización en estudios técnicos de gran envergadura y emplazamiento con gran amplitud territorial.

## 2.5. Consideraciones para el análisis de la información.

### 2.5.1 Parametrización de medición del potencial de captación eólica.

Siendo la medición de la velocidad del viento el valor de mayor relevancia, es importante tomar ciertas precauciones con la finalidad de que la medición realizada mediante la instrumentación (Anemómetro) sea la más confiable posible, además que la incertidumbre de medida tenga un porcentaje de participación mínimo.



**Gráfico 2.1. Esquema de un anemómetro de alta eficiencia.**

Fuente: (Mattio & Tilca, 2009)

El primer factor de influencia dentro de la medida es el diseño del instrumento, así lo señalan (Mattio & Tilca, 2009) donde, mediante una inspección visual, se pueden observar características que indican si el instrumento tiene, o no, un diseño adecuado para la medición del viento. En el gráfico 2.1 se indican las características

generales de un anemómetro con un adecuado diseño, el mismo que permitirá mejorar la exactitud de las medidas para la comparación de sistemas.

En complemento con el diseño del instrumento, es importante la calibración del mismo, por lo que se establece una relación directa entre diseño y calibración, con una afección además en la sensibilidad de la medición en los dos ejes, tal como se señala en la tabla No. 2.3.

**Tabla 2.3. Influencia del diseño en la tasa de respuesta.**

<b>Parámetro de diseño</b>	<b>Sensibilidad a componente vertical del viento</b>	<b>Linealidad en la calibración</b>	<b>Respuesta Dinámica</b>	<b>Sensibilidad a componente horizontal del viento</b>
<b>Geometría del rotor (forma de copas, relación radio de las copas y del rotor)</b>	Muy importante. No hay conocimiento detallado para optimización	Alguna influencia	Depende balance entre fuerzas aerodinámicas e inerciales.	Sin influencia
<b>Tamaño del rotor</b>	Sin influencia	A mayor tamaño, mejor linealidad (menor fricción)	A mayor tamaño de rotor, mayor inercia y menor respuesta	Sin influencia
<b>Longitud del eje</b>	Importante. A mayor longitud menos distorsión de flujo por el cuerpo	Sin influencia	No importante	Ayuda a minimizar los efectos del cuerpo.
<b>Geometría del Cuerpo</b>	Forma y Tamaño afectan magnitud de distorsión del flujo rotor	Sin influencia	No importante	Si no es uniforme, afectará a algunas direcciones
<b>Protuberancias</b>	Leve influencia	Sin influencia	Probable influencia de segundo orden	Influencia mayor de la esperada
<b>Mecanismo de generación de señal</b>	Sin influencia	Leve, si el rotor está cargado con la señal del generador	5.0%	Sin influencia

Fuente: (Mattio & Tilca, 2009)

## 2.6. Técnicas e instrumentos de la investigación.

### 2.6.1 Técnicas e instrumentos.

Dentro de las técnicas de investigación empleadas dentro del presente estudio de caracterización del potencial eólico, con finalidad de establecimiento de afección hacia la aplicación de sistemas de ubicación, se utilizan las siguientes:

- **Investigación Bibliográfica.** La investigación bibliográfica comprende el paso inicial hacia la comprensión del fenómeno físico eólico. La recolección de información técnica, antecedentes científicos, informes especializados dentro del área específica, así como la congregación de investigaciones en revistas técnicas, hacen parte de la consecución teórica previa a la aplicación de instrumentación específica.
- **Investigación de Campo.** La investigación de campo es considerada principal, complementaria a la investigación bibliográfica, ya que a través de esta el investigador escenifica las cualidades iniciales del emplazamiento, así como indicar las medidas previas de ubicación y reducción de afección externa a la medición por instrumentación.
- **Investigación por medición e instrumentación.** El proceso de medición comprende la utilización propia de la instrumentación, con la finalidad de obtener información propia del fenómeno eólico característico dentro del emplazamiento.

Es preciso hacer una relación específica entre las técnicas e instrumentos de la investigación, manteniendo la objetividad de la participación de cada uno de los elementos en el sistema de medición, con la finalidad de reducir a todo momento la influencia de la incertidumbre, obteniendo un registro de medidas fiable y ejemplificador local, tal como se apunta en la tabla No. 2.4.

**Tabla 2.4. Técnicas e instrumentos investigativos**

<b>TÉCNICA</b>	<b>INSTRUMENTOS</b>	<b>DEFINICIÓN</b>	<b>APLICACIÓN EN LA INVESTIGACIÓN</b>
<b>Investigación bibliográfica</b>	<b>Revisión bibliográfica</b>	Recopilación de información indicada en bibliografía especializada, libros específicos e informes técnicos especializados.	Establecen el marco inicial de comprensión de la variable independiente, así como los conceptos involucrados dentro del fenómeno eólico.
	<b>Artículos científicos y bases de datos académicas</b>	Comprenden la recolección de artículos de revistas, publicaciones científicas en bases de datos académicas, así como desarrollo técnicos realizados por investigadores locales.	Ayudan a la determinación de la relación entre los parámetros teóricos concebidos en la revisión bibliográfica, y su respectiva aplicación en la obtención de información posterior por medio de casos ejemplares típicos.
	<b>Publicaciones y antecedentes científicos.</b>	Los antecedentes científicos y publicaciones previas, específicas sobre el tema, ahondan aún más en campos característicos propios de aplicación dentro de la problemática.	Este conjunto de elementos proveen el marco conceptual específico de comprensión del fenómeno, tanto teórico como práctico, a través de uso de metodologías y esquematización de mediciones previas.
<b>Observación y medición.</b>	<b>Veleta de viento</b>	Instrumento de medición que mide la dirección del viento de forma continua, especificándola de acuerdo a un ángulo de giro.	Provee una idea de la incidencia del viento en cuanto al ángulo de giro se refiere, con lo que se establece el punto de ubicación perfecto para la implementación del sistema de ubicación.

<b>Data Logger eólico.</b>	Dispositivo electrónico que mantiene un registro de datos específicos, así como su evolución en el espacio temporal.	Facilita el registro de información eólica, de acuerdo a los tiempos establecidos para la medición, disminuyendo la incertidumbre.
<b>Anemómetro.</b>	Dispositivo especial que, dentro del campo de mediciones eólicas, ayuda al registro de velocidades del viento.	Permite el establecimiento de velocidades medias en el emplazamiento durante las mediciones dentro del emplazamiento. Se relaciona en tiempo con el data logger y la veleta de viento.
<b>Termómetro especial eólico.</b>	Dispositivo capaz de medición de temperatura ambiental específica, con reducción de influencia de parámetros externos.	El termómetro inscribe la temperatura dentro del lugar a todo momento, lo que influye en el estudio de variación del viento por influencia de aspectos meteorológicos locales y regionales.
<b>Barómetro y manómetro.</b>	Instrumento de medida de presión atmosférica a través de los cambios experimentados sobre esta.	Auxiliar al termómetro, este instrumento proporciona otro dato de gran importancia en la caracterización inicial de Villonaco.
<b>Higrómetro</b>	Instrumento utilizado para la medición de la humedad relativa del aire, así como de la cantidad de vapor de agua en el entorno.	La humedad es otro de los parámetros característicos esenciales en la caracterización paramétrica inicial del emplazamiento.
<b>Software de validación</b>	El software ArcGis permite la recopilación, organización y análisis de información geográfica.	En el caso de emplazamientos de gran envergadura, software de geo localización son fundamentales a la hora de validar su naturaleza.

### 2.6.2 Parámetros indicados de selección de instrumentos.

Una correcta medición para obtención de datos del viento garantizará la presente investigación, manteniendo siempre una incertidumbre de medición de acuerdo a la calibración de los elementos medidos. (Alfaro, 2013) apunta que los dos conceptos fundamentales para los diseñadores de sistema eólicos, según las condiciones del viento del sitio son; la velocidad nominal del Viento y el Índice de Turbulencia.

La velocidad nominal del viento describe un crecimiento – decrecimiento irregular de la velocidad conforme aumenta la altura del emplazamiento, siguiendo un patrón en muchos de los casos logarítmico que es propio de las características naturales de cada estudio. El índice de turbulencia señala cuán no lineal es la medición del viento, siendo un parámetro que afecta directamente a la seguridad de las instalaciones, y exponencialmente al desempeño mecánico de las torres de captación.

Existen parámetros atmosféricos directos que afectan al diseño de sistemas de captación, por lo que la medida de estos valores es fundamental dentro del proceso de obtención de datos:

- **Temperatura.** Para su correcta obtención de datos, se emplean extensamente una gran variedad de termómetros, el mismo que es de vital importancia que sea ubicado en un lugar donde no se vea afectado su funcionamiento por la radiación directa del sol, ya que provocaría su mal funcionamiento, obteniendo un error de precisión amplio.
- **Presión Atmosférica.** Partiendo de su definición como la fuerza por unidad de superficie que un líquido o gas ejerce perpendicularmente sobre un terreno, esta puede medirse originalmente en atmósferas de presión, además en N/m<sup>2</sup> o en Pascales Pa.

- **Humedad absoluta.** Entendiéndose como humedad absoluta al peso del vapor de agua contenido en un volumen de aire y que se expresa en masa (agua) por unidad de masa – volumen (aire seco). Por otro lado, la humedad relativa se refiere al contenido efectivo del vapor en la atmósfera y cuanto se saturaría cuantitativamente el aire de vapor a la misma temperatura. La humedad se mide con un higrómetro.
- **Viento.** Los vientos se producen por diferencias de presión atmosférica, atribuidas, sobre todo, a diferencias de temperatura. Los vientos pueden clasificarse en 4 clases principales: dominantes, estacionales, locales y, por último, ciclónicos y anticiclónicos.

El instrumento más utilizado para medir la dirección del viento es la veleta común, que indica de dónde procede el viento y está conectada a un dial o a una serie de conmutadores electrónicos que encienden pequeñas bombillas (focos) en la estación de observación para indicarlo. La velocidad del viento se mide por medio de un anemómetro, un instrumento que consiste en tres o cuatro semiesferas huecas montadas sobre un eje vertical. El anemómetro gira a mayor velocidad cuanto sea la velocidad del viento, y se emplea algún tipo de dispositivo para contar el número de revoluciones y calcular así su velocidad.

## CAPÍTULO III

### ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS

#### 3.1. Tratamiento de datos eólicos

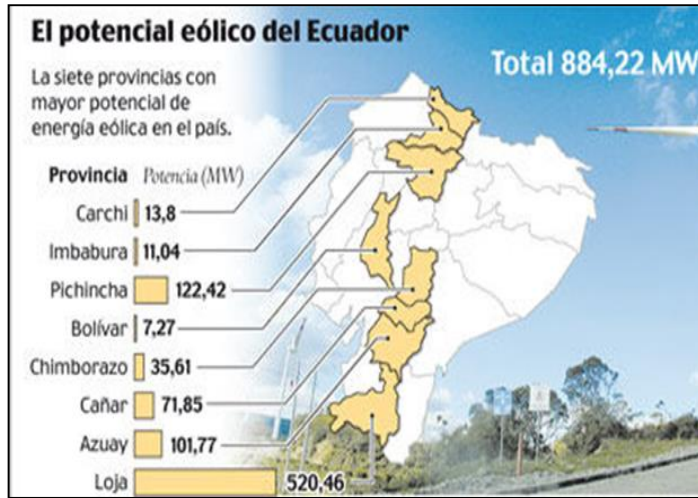
Dentro del proceso comparativo del sistema de captación eólico, actualmente instalado con relación a mecanismos de obtención de la potencia requerida guiados por medios de orientación automáticos, es necesario establecer específicamente las características de afección dentro del emplazamiento del parque eólico Villonaco, para lo cual se procedió a un estudio de éstos parámetros mediante la utilización de la instrumentación especificada en el marco metodológico.

##### 3.1.1 Configuración local sectorial.

La energía eólica en el Ecuador ha experimentado un repunte sustancial a partir de los exitosos resultados obtenidos en el primer parque eólico instalado en la isla San Cristóbal del Archipiélago de Galápagos, que según la firma (Tech4CDM, 2009), posee una potencia instalada de 2,4 MW, por lo que el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable MEER, se ha propuesto satisfacer en gran medida la demanda eléctrica creciente de la nación por medio de la utilización de fuentes de energía renovables no convencionales. Es así que las dentro de las oportunidades eólicas en el territorio nacional se tiene:

- Salinas (15 MW)
- Huaschaca (30 MW).
- Villonaco (15 MW).
- Las Chinchas (10 MW).
- Membrilo (45 MW)

El potencial eólico ecuatoriano es muy alto, preferencialmente en las zonas montañosas dentro de la Cordillera de los Andes, donde provincias como Carchi, Imbabura, Pichincha, Bolivar, Azuay y Loja tienen un alto índice de captación de este tipo de energía, tal como se detalla en el Gráfico 3.1.



**Gráfico 3.1. Potencial eólico del Ecuador**

Fuente: (MEER, 2009)

Como observa, el emplazamiento ubicado en el cerro Villonaco, en la provincia de Loja, es uno de los más importantes focos de producción eólica, con una prospección de producción de 520.46 MW, con una variedad de características que la proyectan como una de las principales productoras de energía renovable del sur del país.

El Proyecto eólico Villonaco se encuentra localizado a aproximadamente 4,5 kilómetros de la ciudad de Loja, específicamente en el sector limitado entre Catamayo y Loja (Gráfico 3.2). (Veintimilla, 2014) especifica que su construcción se realizó bajo la coordinación de CELEC y la empresa constructora Goldwind.

La central de producción eólica está ubicada entre los puntos más altos del cerro Villonaco en un área de 2800 m, a una altura aproximada de 2.720 m.s.n.m con vientos a una velocidad promedio de 12m/s. lo que conlleva a tener consideraciones especiales de diseño debido a la baja densidad de aire que se presenta en el lugar de emplazamiento.

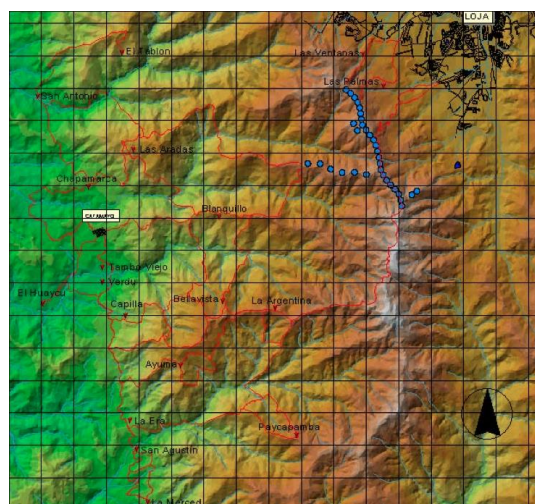


**Gráfico 3.2. Ubicación emplazamiento Cerro Villonaco**

Fuente: (MEER, 2009)

Actualmente cuenta con 11 generadores de captación y producción energética eólicos, con una potencia de 1.3 a 1.8 MW, teniendo una configuración las torres con una altura de 102 metros desde la base, con dispositivos adicionales como pararrayos, anemómetros y veletas de medición de la dirección del viento.

La ubicación geográfica de los aerogeneradores se ve determinada de acuerdo a las características del emplazamiento, la rugosidad del terreno y evitar en gran medida, por su configuración, la presencia de vientos turbulentos (Gráfico 3.3).



**Gráfico 3.3. Localización geográfica de aerogeneradores.**

Fuente: (ENERLOJA, 2009)

(Veintimilla, 2014) adicionalmente expone que, el parque posee una potencia nominal de 16.5 MW y aportará 60 millones de kWh/año al Sistema Nacional Interconectado, reduciendo en 35 mil toneladas las emisiones de CO<sub>2</sub>/año, así como el consumo de combustibles en 4.5 millones de galones diesel/año, lo que aproximadamente corresponde a un ahorro de 13.5 millones de dólares a la nación.

Otros datos generales de la aportación del parque de generación eólico Villonaco son el abastecimiento anual de aproximadamente el 30% de la energía de la provincia de Loja, así como el 75% de la demanda existente en horas pico de demanda, y el 40% de la central eléctrica Regional Sur.

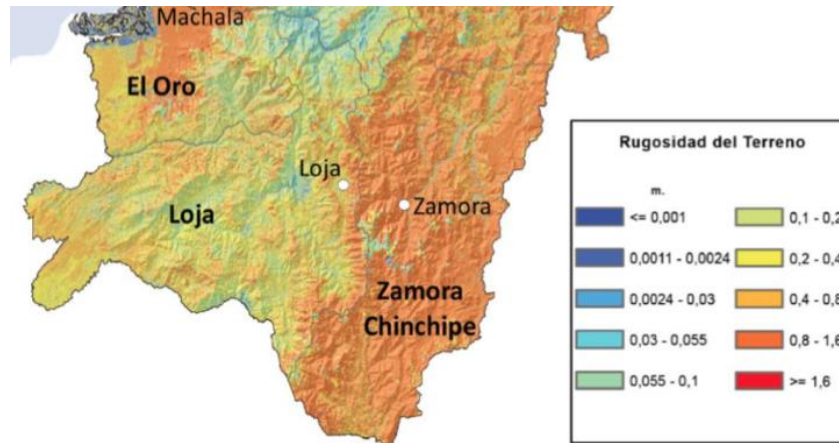
### **3.1.2 Factores de influencia dentro del emplazamiento.**

Los principales factores de influencia que afectan a la producción de la planta de generación eólica son la topografía, la rugosidad y las pérdidas mecánicas que experimenta el proceso de producción.

Acorde a la Geolocalización por GPS, el emplazamiento donde se encuentra ubicado el parque Eólico Villonaco tiene una orientación NW – SE, y ocupa una longitud de terreno de 2.8 kilómetros a una altura aproximada de 2645 metros. Las aeroturbinas reciben anualmente un alto índice de rachas multidimensionales, lo que genera una velocidad de turbinas de 12.45 m/s, además de existir por la irregularidad del terreno turbulencias del 8%.

Un factor determinante del emplazamiento es la rugosidad del terreno, la misma que como indica (Veintimilla, 2014), está determinada por la distribución y tamaño de los elementos de rugosidad como la vegetación, los edificios y los diferentes tipos de suelo. Acorde a información publicada por el Instituto Nacional de Eficiencia Energética y Energías Renovables (INER, 2013), el terreno del Parque Eólico Villonaco tiene una rugosidad en rango entre los 0,4 y 0,8m (Gráfico 3.4), que lo ubica dentro de la tipología perfecta de ubicación, por ser considerado un

predio con una gran altura, y un disposición excelente a presencia de continuas ráfagas de viento.



**Gráfico 3.4. Rugosidad Sur de Ecuador Territorial**

Fuente: (MEER, 2009)

Por último, las pérdidas mecánicas de la tecnología implementada en el Parque Nacional Villonaco representa un agente de reducción importante a tomar en cuenta. Para la comprensión de las pérdidas mecánicas se debe representar el dimensionamiento físico primario de la tecnología implementada en el parque, información distribuida en la Tabla 3.1.

**Tabla 3.1. Características Tecnología implementada P.E. Villocano**

CARACTERÍSTICA	ESPECIFICACIÓN
<b>Velocidad del viento promedio anual</b>	12.4 m/s
<b>Factor de Planta</b>	41.6%
<b>Tipo de Tecnología</b>	Direct Drive (Sin caja multiplicadora)
<b>Altura de la Torre</b>	65 m.
<b>Diámetro del Rotor</b>	70 m.
<b>Longitud de Palas</b>	34 m.
<b>Certificación</b>	IEC Clase S
<b>Velocidad Mínima de Arranque</b>	3 m/s
<b>Velocidad Máxima de Parada</b>	25 m/s

<b>Tipo de Generador</b>	Síncrono Multipolo
<b>Anemómetros</b>	Vector (a 30 y 20m)
<b>Veletas</b>	Thies (40 m)
<b>Termómetros</b>	NRG (a 3 m)

Fuente: (CELEC, 2013) , (Normawind, 2007).

Las pérdidas mecánicas se deben a efectos de desmultiplicación, fenómenos de rozamiento, rozamiento mecánico y factores indirectos de la presencia intermitente de las turbulencias. De esta forma el factor resultante por pérdidas mecánicas se representa en la Tabla 3.2.

**Tabla 3.2. Pérdidas mecánicas Aerogeneradores**

<b>Factor</b>	<b>Producción (MWh)</b>	<b>Horas equivalentes</b>	<b>% Producción</b>
<b>Producción bruta anual del parque</b>	66833	4674	
<b>Pérdidas aerodinámicas</b>	151		0.23%
<b>Pérdidas por disponibilidad</b>	3334		5.0%
<b>Producción neta de aerogeneradores</b>	<b>63348</b>	4430	
<b>Pérdidas eléctricas</b>	1267		2.0%
<b>Incertidumbre</b>	3167	221	5.0%
<b>Producción neta anual del parque</b>	<b>58914</b>	4120	

Fuente: (ENERLOJA, 2009) , (Normawind, 2007).

### 3.1.3 Parametrización inicial.

Para el tratamiento de los datos eólicos, en el emplazamiento comprendido para el parque eólico Villonaco, se establecieron los siguientes parámetros iniciales de medición por instrumentación:

- Ubicación del grupo de instrumentación entre las torres No 2 – 3 (Punto A), No 5 – 6 (Punto B) y No. 8 y 9 (Punto C), con lo que se obtendría un promedio con una precisión cercana de todo el emplazamiento.

- Se realizaron una media de 16 medidas mensuales durante 6 meses, entre Octubre del año 2013 y Marzo del año 2014, a medidas de altura de 10 y 20 metros.
- Mediante análisis de influencia hacia la reducción de incertidumbre, se tabularon un número de registros válidos.

En la Tabla No. 3.3 se especifican los parámetros de caracterización de las mediciones, con el número de mediciones válidas y desechadas por temporal.

**Tabla 3.3. Registros Válidos y eliminados de medición.**

	PUNTO A		PUNTO B		PUNTO C	
	10 m	20 m	10 m	20 m	10 m	20 m
<b>Registros Válidos</b>	75	84	79	90	92	72
<b>Registros eliminados</b>	21	12	17	6	4	24

Elaborado por: Iván Rodrigo León Guerrero

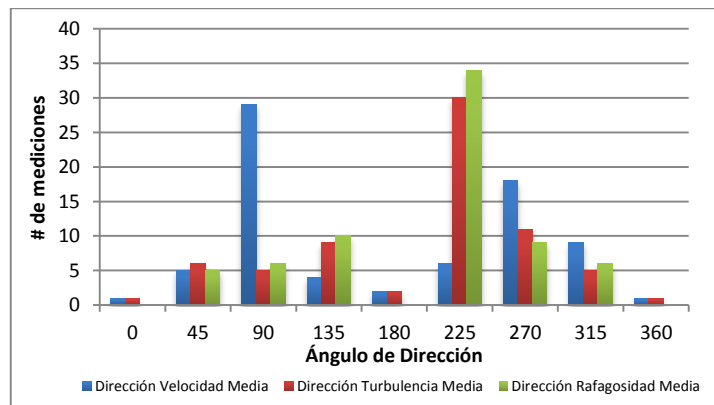
En la mayoría de los casos de eliminación de los registros se evidenció que su causante natural fue de tipo climatológico, los mismos que interferían dentro del proceso de medición por instrumentación. Después de esta parametrización inicial se obtuvo un porcentaje del 85,42% de todas las mediciones realizadas como válidas, contra un 14,85% de registros eliminados, logrando como factor el porcentaje de veracidad de la medida.

### **3.1.4 Registros de distribución de direcciones.**

Dentro del proceso de medición de los ángulos de dirección, se obtiene tanto la dirección promedio de la velocidad media, la dirección promedio de la turbulencia máxima y la dirección promedio de la rafagosidad máxima, como parámetros principales de caracterización de la dirección dentro del emplazamiento.

Dentro de este campo, se establece la frecuencia en porcentaje de la dirección estática predominante, la misma que servirá de parámetro de ubicación y direccionamiento del diseño expuesto en el marco propositivo, así como una comparación final de la misma y de la dirección promedio de la velocidad media.

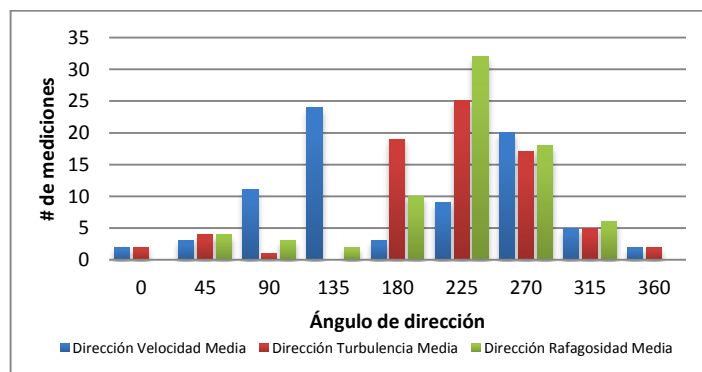
Cabe recalcar que las mediciones presentadas a continuación parten de la información tomada como válida dentro de la segregación inicial, por lo que no se incluyen errores de influencia por campos meteorológicos, fallas de factor humano ni incertidumbre ocasionada por la medición. Para información complementaria referirse a Anexo No.1.



**Gráfico 3.5. Dirección Velocidad Media Vs Turbulencia y Rafagosidad**

**Media Punto A, altura = 10m**

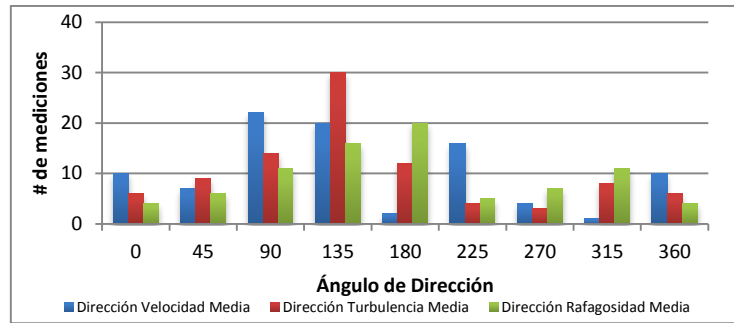
Elaborado por: Iván León Guerrero



**Gráfico 3.6. Dirección Velocidad Media Vs Turbulencia y Rafagosidad**

**Media Punto B, altura = 10m**

Elaborado por: Iván León Guerrero

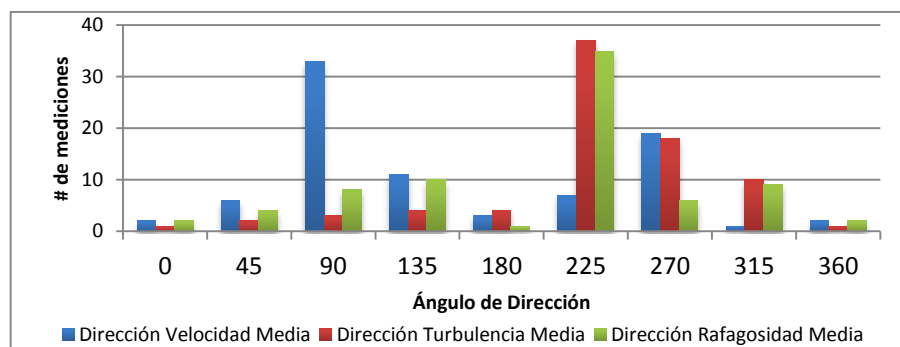


**Gráfico 3.7. Dirección Velocidad Media Vs Turbulencia y Rafagosidad Media Punto C, altura = 10m**

Elaborado por: Iván León Guerrero

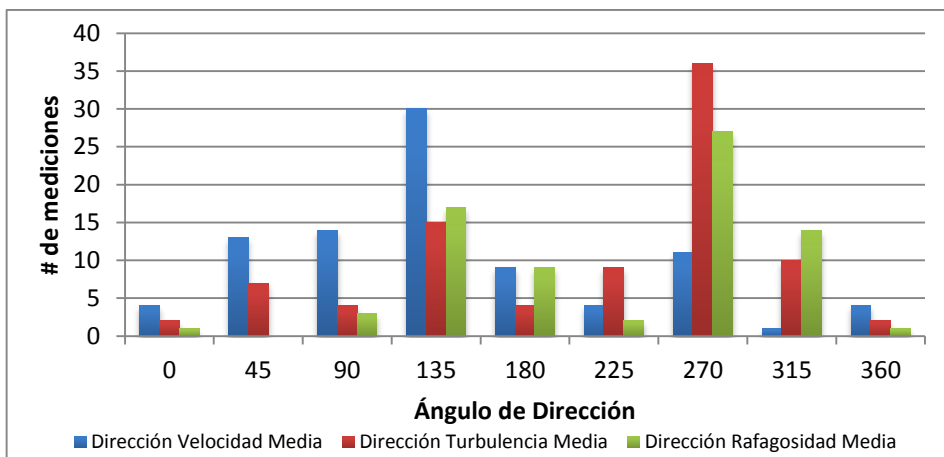
Se evidencia que a medida que existe una menor cantidad de turbulencia y de rafagosidad media, existe una mayor incidencia de velocidad media aprovechable por la turbina del aerogenerador, ya que en un medio turbulento por análisis de fluidos, el flujo es más desordenado que un flujo laminar presente.

La medida con mayor aprovechamiento limpio de captación en el punto A es a los 90° (N) y a los 270° (S), habiendo un flujo importante de captación en los intervalos entre 45° y 135° y los 225° y 315° respectivamente. A los 225° (Punto A), 225° (Punto B), 135° (Punto C) se presencia la mayor cantidad de turbulencia y rafagosidad, por lo que estos parámetros deben ser tomados en cuenta en la etapa de marco propositivo para ubicación y direccionamiento potencial del sistema de captación eólico direccionado.



**Gráfico 3.8. Dirección Velocidad Media Vs Turbulencia y Rafagosidad Media Punto A, altura = 20m**

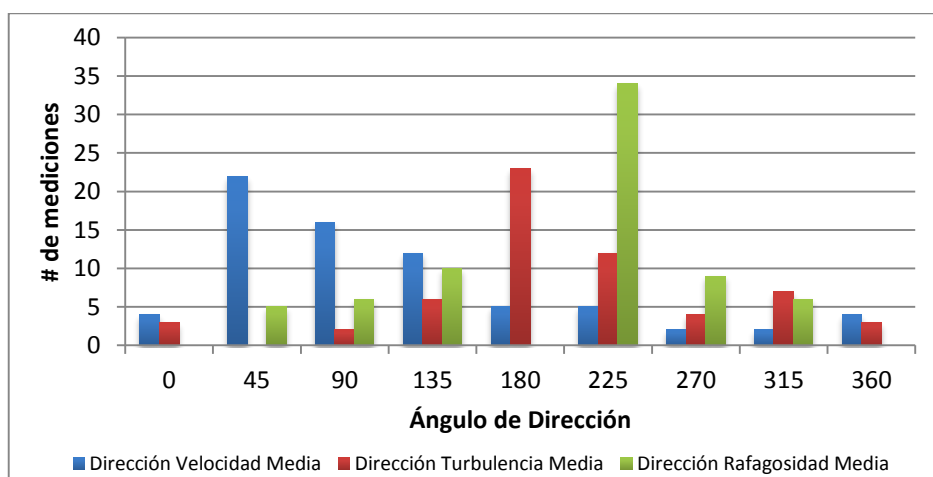
Elaborado por: Iván León Guerrero



**Gráfico 3.9. Dirección Velocidad Media Vs Turbulencia y Rafagosidad**

**Media Punto B, altura = 20m**

Elaborado por: Iván León Guerrero



**Gráfico 3.10. Dirección Velocidad Media Vs Turbulencia y Rafagosidad**

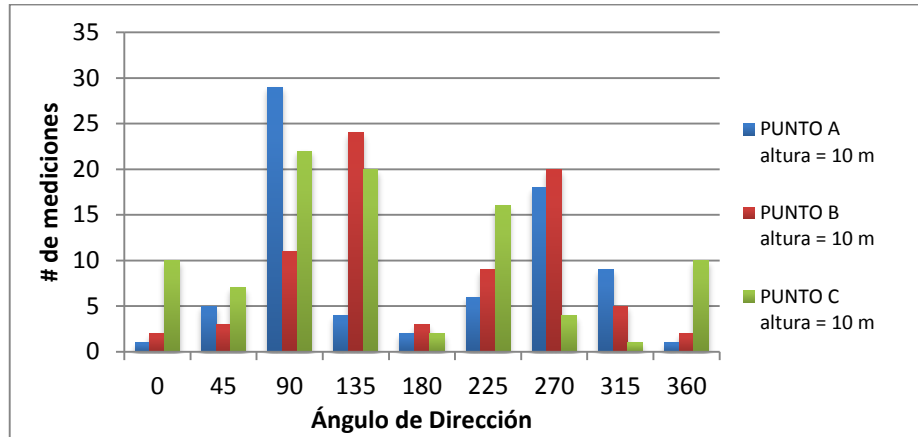
**Media Punto C, altura = 20m**

Elaborado por: Iván León Guerrero

La medida con mayor aprovechamiento limpio de captación en el punto A es a los 90° (N), en el punto B a los 135° y en el punto C a los 45°, existiendo otros picos de obtención de energía eólica como a los 270° (S) en el punto A, de igual manera a los 270° en el punto B y 225 en el punto C.

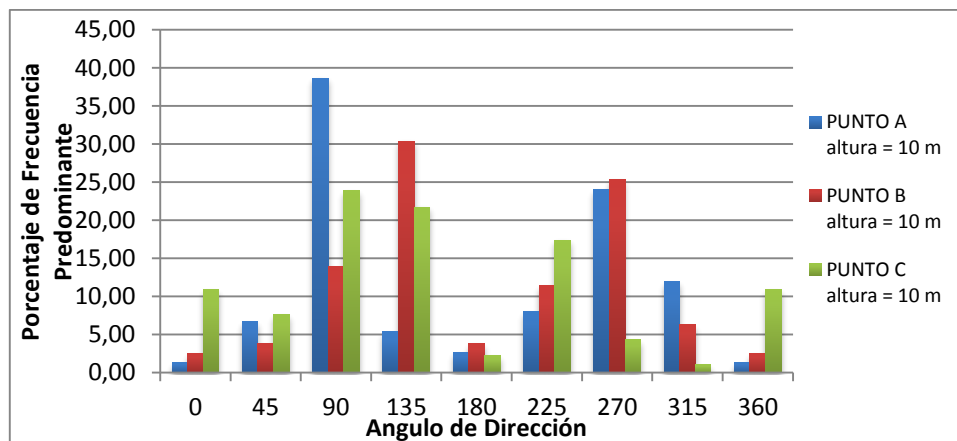
En el gráfico 3.11, tal como se obtuvo en la medición a 10 m, se observa una variación significativa con respecto a la claridad expuesta en los gráficos anteriores,

siendo más visible los aspectos de diferenciación de velocidad media, de turbulencia media y de rafagosidad media.



**Gráfico 3.11. Dirección Vel. Media en los Puntos A, B, C a altura = 10m**

Elaborado por: Iván León Guerrero



**Gráfico 3.12. Frecuencia Dirección Estática Predominante altura = 10m**

Elaborado por: Iván León Guerrero

En referencia a los resultados obtenidos de dirección de velocidad media, y frecuencia de dirección estática predominante a una altura de 10 metros se concluye que:

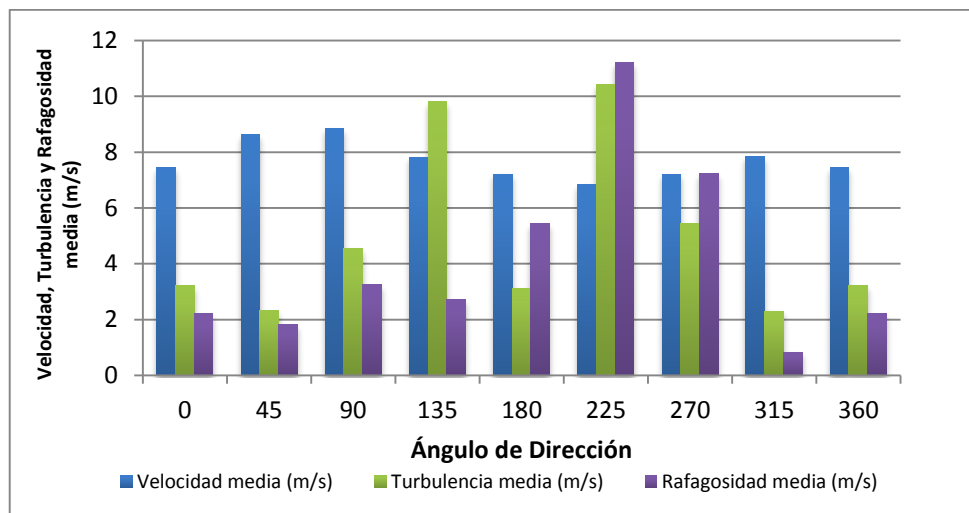
- El aspecto de mayor importancia dentro de la medida final es la medida comparativa de la dirección de la velocidad media obtenida, en la cual se ilustra que si bien existen picos sobresalientes de captación de potencial

eólico, existe además un rango de trabajo amplio de 45° a 180°, y de 225° a 315°, respectivamente.

- Paralelamente con la frecuencia obtenida de la dirección estática predominante en porcentaje, se simplifica la selección de los ángulos de dirección que predominan para su trabajo, ya que no se puede trabajar en todo el campo de acción del flujo eólico. Los puntos principales de captación suceden a 90° (N), 135° (NW), 225° (SW) y 270° (S).

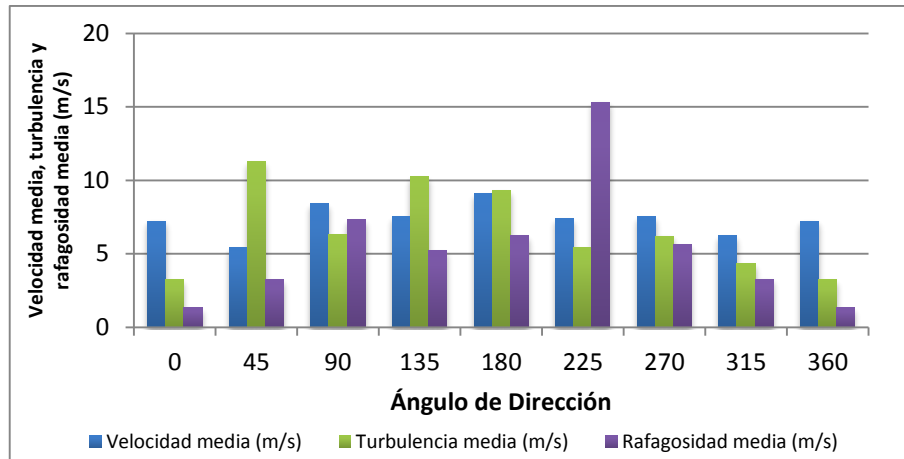
### 3.1.5 Registro de distribución de velocidades

Una vez realizado el seguimiento de la distribución de las direcciones, se complementa el análisis con la distribución de velocidades en cada uno de los puntos expuestos, así como a cada una de las alturas determinadas. Para información adicional y tablas detalladas con las mediciones, referirse al Anexo No. 2



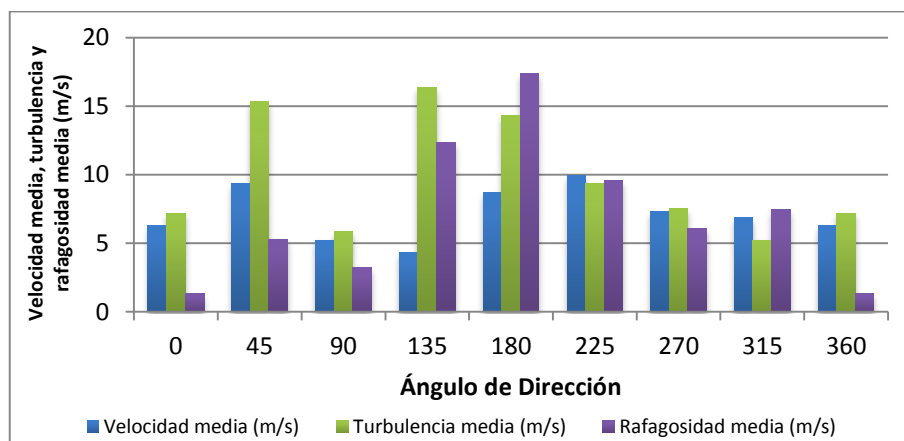
**Gráfico 3.13. Velocidad Media, Turbulencia y Rafagosidad Media. Punto A a altura = 10m**

Elaborado por: Iván León Guerrero



**Gráfico 3.14. Velocidad Media, Turbulencia y Rafagosidad Media. Punto B a altura = 10m**

Elaborado por: Iván León Guerrero



**Gráfico 3.15. Velocidad Media, Turbulencia y Rafagosidad Media. Punto C a altura = 10m**

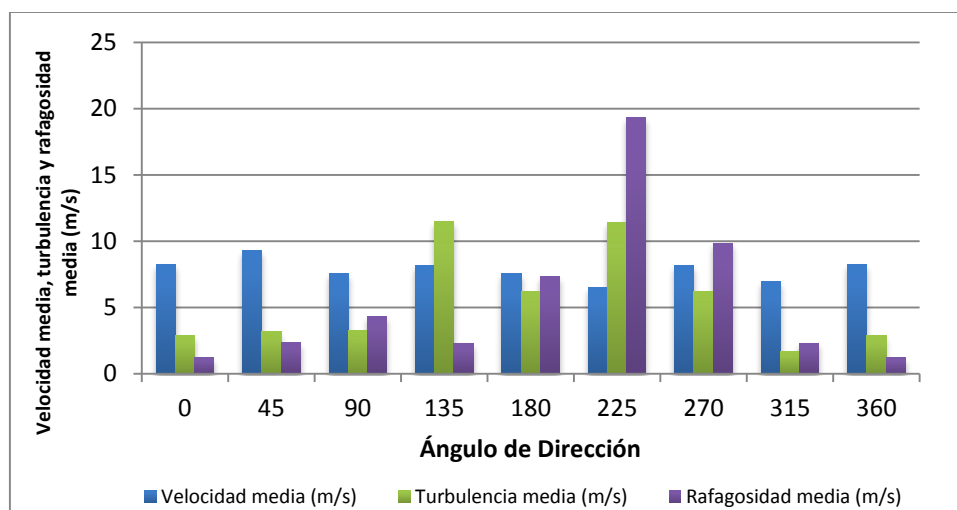
Elaborado por: Iván León Guerrero

En el gráfico No. 3.13, se observa una relativa estabilidad de la velocidad media en todos los ángulos con un rango entre los 6,8 m/s y los 8,9 m/s, lo que indica que existe una gran proyección de aprovechamiento en varios de los ángulos de dirección donde se ubique la dirección de la góndola, la diferencia radica en aquellos ángulos donde el nivel de turbulencia media y rafagosidad media son elevados, ya que de estos depende en mucho la estabilidad estructural y funcionamiento seguro del sistema, siendo en el caso del punto A a una altura de

100m los ángulos de dirección a 135° y 225° los que mayor nivel de turbulencia mantienen con 9,9 m/s y 10,2 m/s respectivamente. La rafagosidad media tiene sus mayores valores a 225° y 270° con 11,1 m/s y 7,2 m/s aproximadamente.

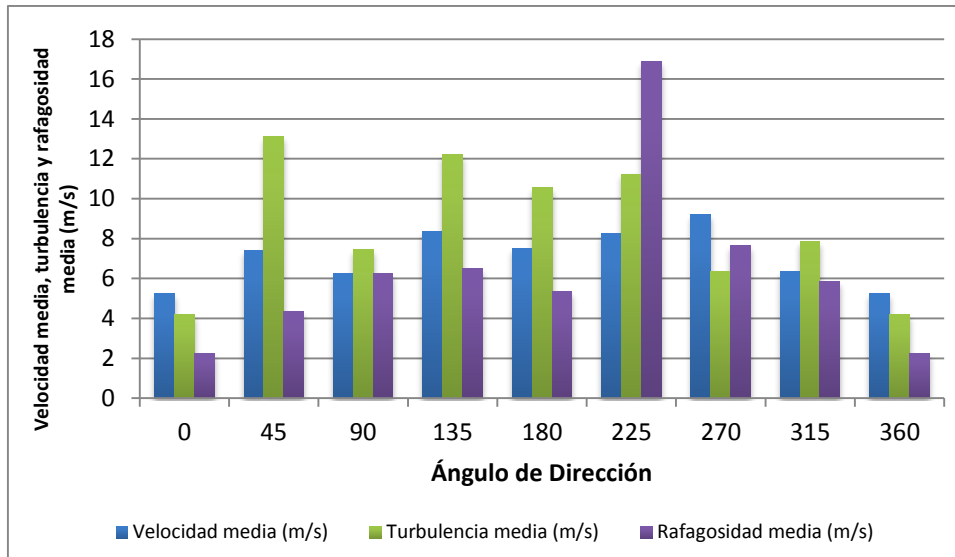
En cuestión sobre los mismos valores, pero en el punto B de medición, el gráfico 3.14 demuestra que la velocidad media tiene un grado de variación más pronunciado en muchos de los rangos (entre 5 m/s y 9 m/s), pero a diferencia del punto A, en este gráfico la turbulencia media y la rafagosidad media tienen una regularidad más anunciada, exceptuando a los 225° donde en este ángulo de dirección se captó una rafagosidad de 15 m/s, que pudo haber sido debido a interferencias en el equipo de medida por ámbito de sensibilidad del instrumento, o también se produce porque a momentos el flujo turbulento desarrolla una naturaleza con vientos elevados de ráfaga como acompañamiento.

A diferencia de las mediciones en los puntos A y B, en el caso de aquellas en el punto C a 10 metros (ver Gráfico No. 3.15), el nivel de turbulencia se presenta más pronto que en el resto de puntos, debiéndose esto a la geo localización del punto, donde por la irregularidad difieren las características de captación del viento.



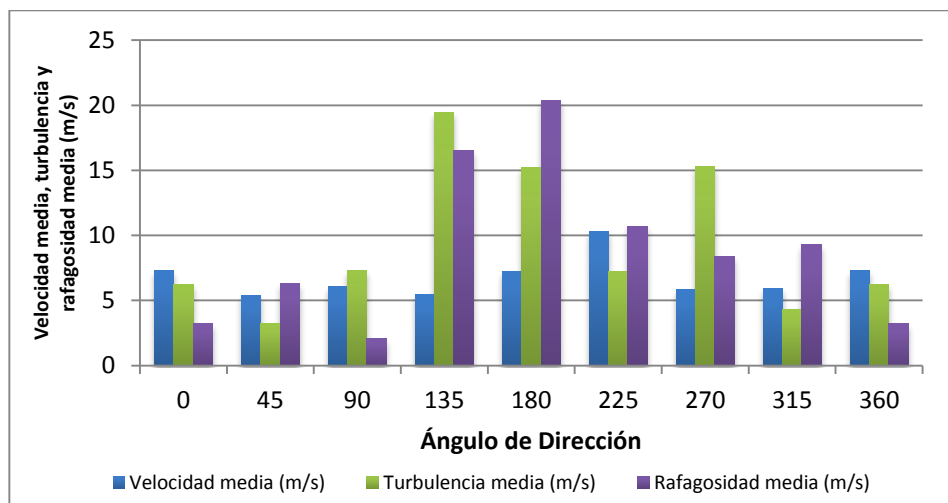
**Gráfico 3.16. Velocidad Media, Turbulencia y Rafagosidad Media. Punto A a altura = 20m**

Elaborado por: Iván León Guerrero



**Gráfico 3.17. Velocidad Media, Turbulencia y Rafagosidad Media. Punto B a altura = 20m**

Elaborado por: Iván León Guerrero



**Gráfico 3.18. Velocidad Media, Turbulencia y Rafagosidad Media. Punto C a altura = 20m**

Elaborado por: Iván León Guerrero

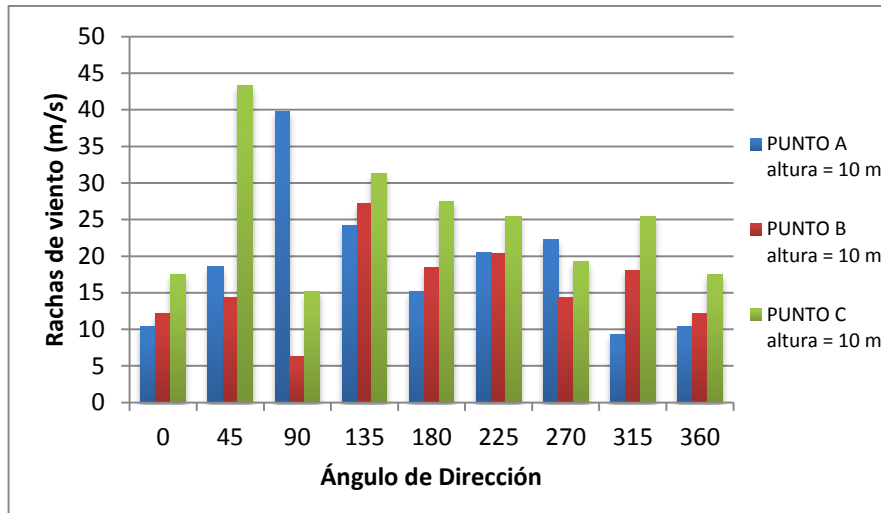
Transfiriendo el punto de medida a una altura de 20 metros, en el Gráfico No. 3.16 dentro del análisis de resultados obtenidos de velocidad media, turbulencia y rafagosidad media, el Data Logger registró que la velocidad media a mayor altura se sigue manteniendo similar en la mayoría de los puntos en consideración. En el

punto A expuesto en el Gráfico No. 3.16 la velocidad media es prácticamente regular en los ángulos de dirección en un rango entre los 6 m/s y los 9,4 m/s, evidenciándose de igual forma que con el punto C picos de turbulencia media y rafagosidad media elevados en el ángulo de dirección a 135° y 225° para turbulencia y 225° para rafagosidad media.

A una altura de 20 metros en el punto B, tal como se describe en el gráfico No. 3.17, existe una prevalencia más evidente de la turbulencia media, con picos pronunciados en los ángulos de dirección a los 45°, 135°, 180°, 225° y 315° respectivamente, con valores entre 7 m/s y 13,5m/s aproximadamente. El nivel de rafagosidad media se mantiene elevado en el ángulo de dirección a los 225°, lo que propone al investigador evitar la ubicación de las góndolas con respecto a este ángulo de dirección.

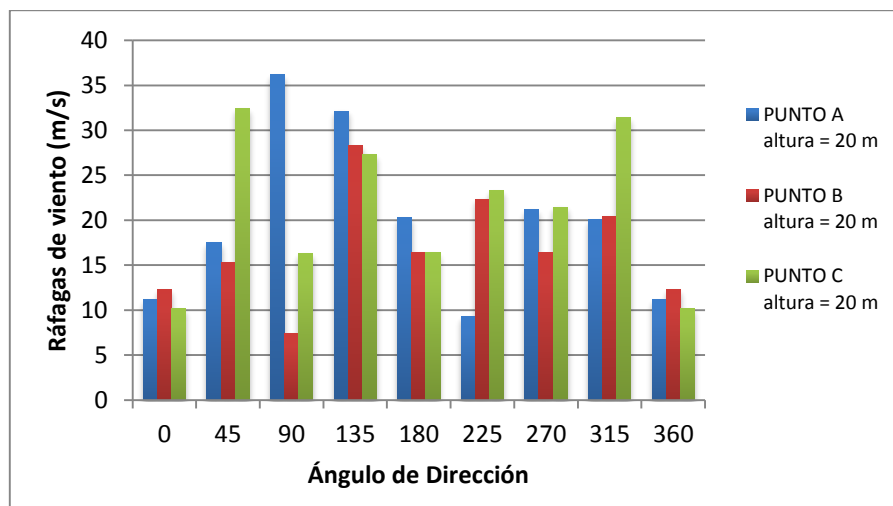
Si bien a ciertos grados de medición el flujo turbulento y las interrupciones por rafagosidad se incrementan exponencialmente, esta medida advierte que los mecanismos tienen que mantener un medio de protección contra daños por efectos de estos flujos no laminares. El Gráfico No. 3.18, en medición en punto C a una altura de 20 metros, a diferencia los puntos A y B indica picos muy pronunciados de turbulencia media, y rafagosidad media en los ángulos de dirección a 135°, 180° y 270°, por lo que este punto necesitaría en el proceso de ubicación tener medios que identifiquen la protección del sistema con respecto a dichos efectos en el sistema. La medida de la velocidad media se mantiene regular en casi todos los ángulos de dirección, por lo que este punto es de gran ayuda para decidir los puntos de ubicación iniciales de los aerogeneradores, tomando en cuenta el nivel de apertura que mantienen sobre la marcha.

A partir de este análisis de velocidades, se cumplimentó el apartado de resultados obtenidos para velocidad media de los puntos A, B, C en ambas alturas promedio, con la adición de establecimiento de las rachas de viento obtenidas durante el proceso de medición.



**Gráfico 3.19. Rachas de Viento Punto A, B, C a altura 10m.**

Elaborado por: Iván León Guerrero

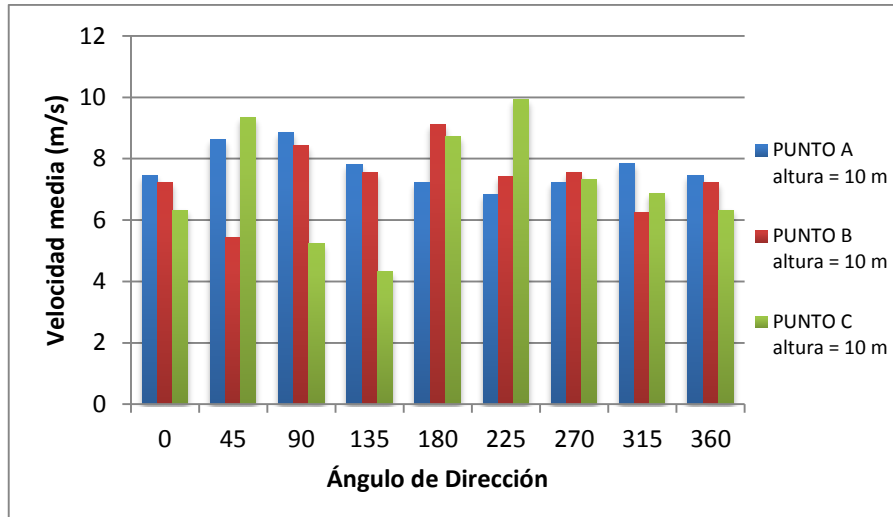


**Gráfico 3.20. Rachas de Viento Punto A, B, C a altura 20m.**

Elaborado por: Iván León Guerrero

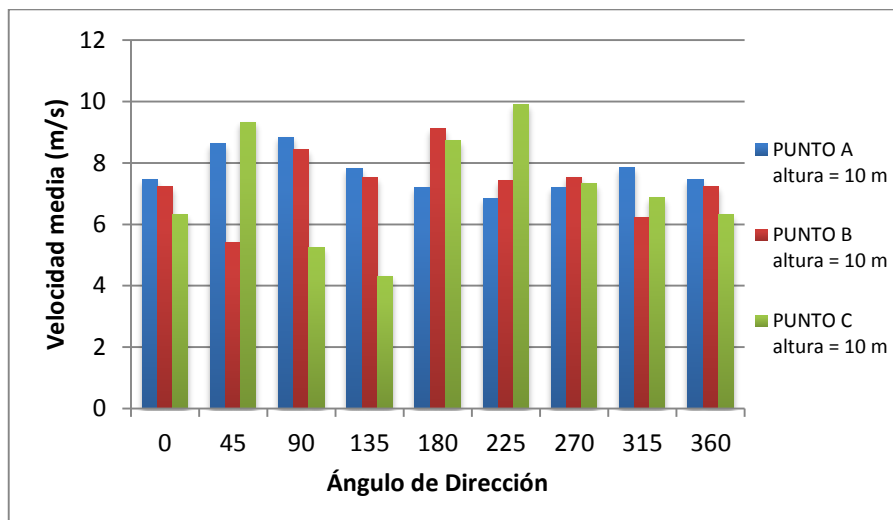
Partiendo del análisis de rachas de viento en los puntos A,B y C, tanto a alturas de 10 y 20 m respectivamente, se deduce que a 10 m (ver gráfico No. 3.19), el punto C y el punto A son los puntos que presentan una mayor presencia de rachas de viento en comparación al punto B, pudiendo ser efecto colindante al experimentado en la medida de turbulencia en este punto a 20 metros de altura.

A 20 metros (ver gráfico No. 3.20), el punto A obtiene el mayor valor de rachas de viento, pero la ocurrencia del fenómeno se presenta de forma más regular en los punto B, y punto C, por lo que afectan más al sistema en cualquiera de sus ángulos de proyección.



**Gráfico 3.21. Comparación velocidades medias Punto A, B, C altura 10 m.**

Elaborado por: Iván León Guerrero



**Gráfico 3.22. Comparación velocidades medias Punto A, B, C a altura 20 m.**

Elaborado por: Iván León Guerrero

La lectura final de la comparación de las velocidades medias en los puntos A, B, C tanto a 10 metros (ver gráfico No. 3.21) como a 20 metros de altura (ver Gráfico

No. 3.22), permiten la elaboración de los diagramas de relación de velocidad media – dirección del emplazamiento en dichos puntos, que terminan en la estructuración de las Rosas de Vientos, característicos de cada uno de los sectores medidos dentro del emplazamiento.

### 3.1.4 Diagrama de relación velocidad media – dirección. Rosa de Vientos.

A continuación se desarrollan los diagramas de relación de velocidad media – dirección (rosa de vientos), de las que parte el estudio propio característico de la incidencia del viento en sus dos variantes principales.

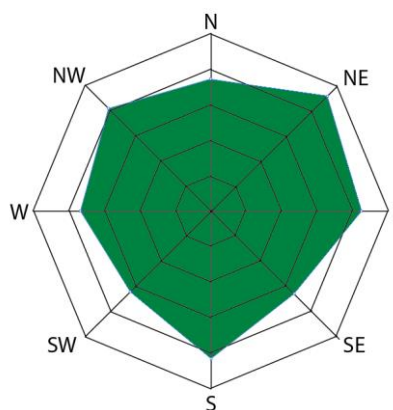
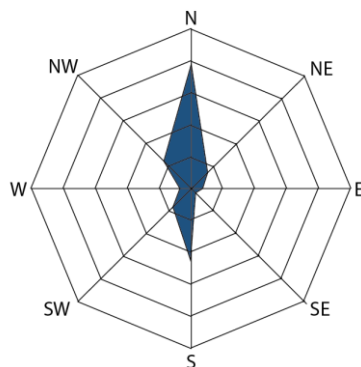
**Tabla 3.4. Rosas de Vientos Puntos A, B, C**

Parámetro	PUNTO A altura = 10m								
	0	45	90	135	180	225	270	315	360
Velocidad media (m/s)	7,45	8,63	8,84	7,82	7,2	6,83	7,21	7,8	7,45
Frec. Dir. Estática Predom. (%)	1,33	6,67	38,6	5,33	2,6	8,0	24,0	12,0	1,33
<b>Dirección Predominantes del Viento</b>					<b>Velocidad Media del Viento</b>				
Parámetro	PUNTO A altura = 20m								
	0	45	90	135	180	225	270	315	360

Velocidad media (m/s)	8,23	9,32	7,54	8,14	7,53	6,52	8,14	6,93	8,23
Frec. Dir. Estática Predom. (%)	2,38	7,14	39,29	13,10	3,57	8,33	22,62	1,19	2,38

**Dirección Predominantes del Viento**

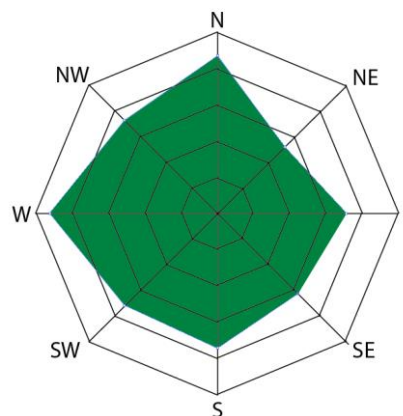
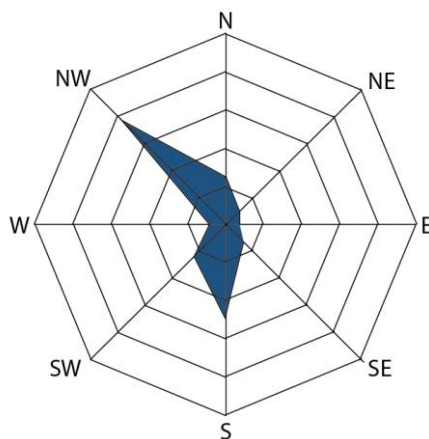
**Velocidad Media del Viento**



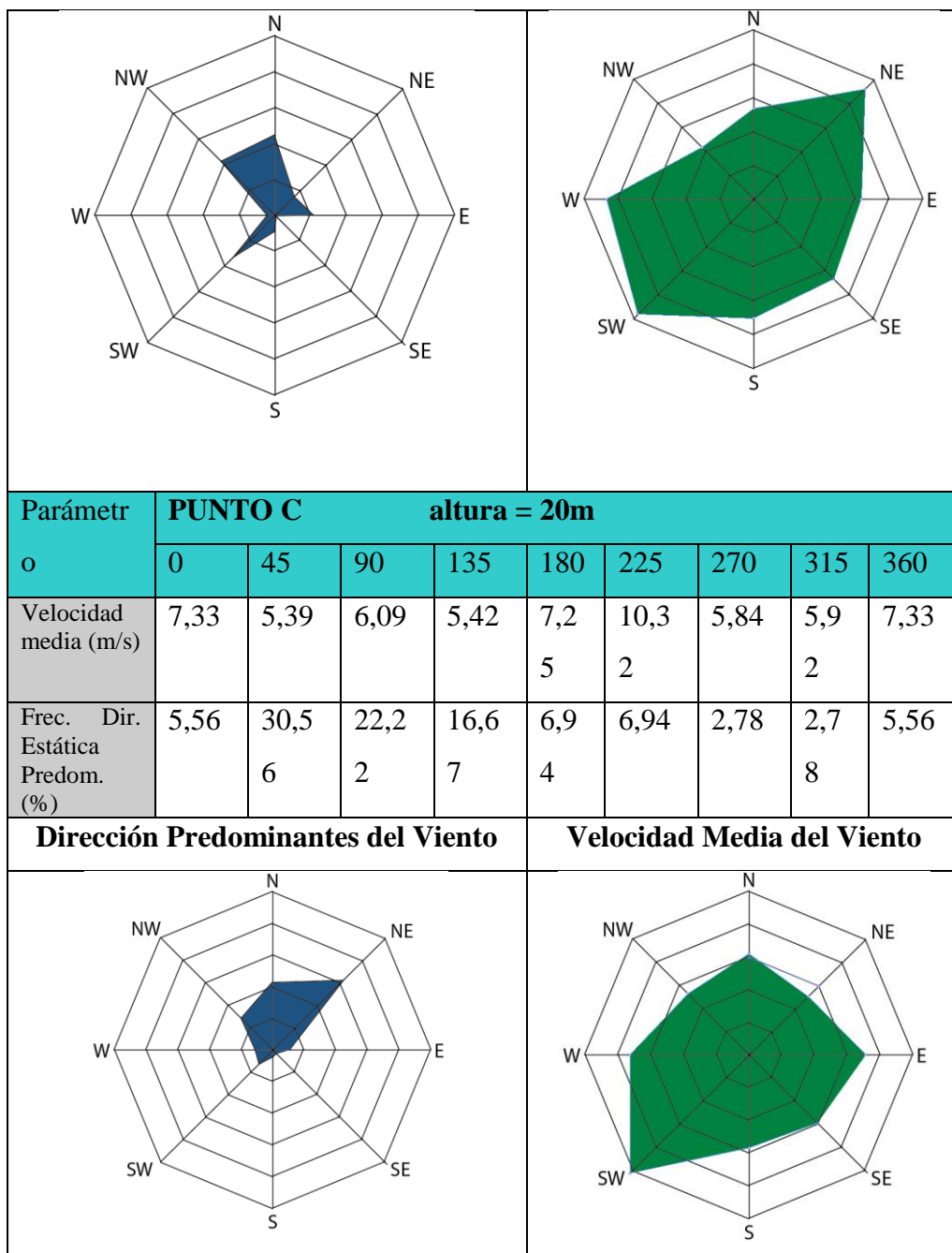
Parámetro	PUNTO B altura = 10m									
	0	45	90	135	180	225	270	315	360	
Velocidad media (m/s)	7,23	5,42	8,43	7,53	9,12	7,42	7,54	6,23	7,23	
Frec. Dir. Estática Predom. (%)	2,53	3,80	13,92	30,38	3,89	11,39	25,32	6,33	2,53	

**Dirección Predominantes del Viento**

**Velocidad Media del Viento**



Parámetro	PUNTO B altura = 20m								
	0	45	90	135	180	225	270	315	360
Velocidad media (m/s)	5,24	7,42	6,23	8,35	7,52	8,24	9,21	6,32	5,24
Frec. Dir. Estática Predom. (%)	4,44	14,44	15,56	33,33	10	4,44	12,22	1,11	4,44
<b>Dirección Predominantes del Viento</b>					<b>Velocidad Media del Viento</b>				
Parámetro	PUNTO C altura = 10m								
	0	45	90	135	180	225	270	315	360
Velocidad media (m/s)	6,32	9,33	5,23	4,32	8,73	9,91	7,32	6,87	6,32
Frec. Dir. Estática Predom. (%)	10,8	7,61	23,9	21,7	2,1	17,3	4,35	1,0	10,8
<b>Dirección Predominantes del Viento</b>					<b>Velocidad Media del Viento</b>				



Elaborado por: Iván León Guerrero.

La rosa de vientos determinadas de acuerdo a los valores obtenidos dentro de los estudios comparativos de velocidades medias para los puntos A, B y C a una altura de 10m (ver gráfico No. 3.21) y una altura de 20m (ver gráfico No. 3.22), provee las siguientes afirmaciones:

- En el punto A a una altura de 10m se midió una velocidad media máxima de 8,84 m/s, la misma que coincide con una frecuencia de dirección estática predominante a los 90° del 38,67% sentido Norte, seguido de una velocidad media de 7,21 con la segunda mayor frecuencia de dirección estática predominante de 24,0% en sentido Sur, la misma que se observa en el gráfico de dirección predominante del viento. La velocidad media del viento es prácticamente regular en todos los sentidos y direcciones, influyendo en este punto principalmente cuan frecuente pasa determinada velocidad del viento en determinada dirección.
- En el punto A, con respecto a la medida a los 10 metros, a los 20 metros existe una similitud en cuanto a la regularidad de la velocidad media del viento, que si bien es cierto es mayor a los 45° (NE) con 9,32 m/s, la mayor frecuencia de dirección estática predominante se encuentra a los 90° con un 39,29% de probabilidad que el viento se capte en este sentido, manteniéndose en segundo lugar de igual la frecuencia en sentido sur con una velocidad media de 8,14 m/s.
- De acuerdo a las mediciones realizadas, en el punto B la regularidad de la velocidad del viento cambia con respecto al punto A, donde de acuerdo al diagrama de velocidad media del viento la predominancia se encuentra especificada sobre todo a los 180° (O) y 90° (N), donde a diferencia del punto A, la frecuencia de dirección estática predominante ya no está a los 90° (N) sino a los 135° (NO) con un 30,38% de probabilidad de ocurrencia dentro de los períodos de captación. En segundo lugar se mantiene la frecuencia de dirección estática predominante a los 270° (S) como en el punto A, con un 25,32% de probabilidad de ocurrencia.
- A una altura de 20 metros, en el punto B existen cambios bien pronunciados, tanto en la velocidad media del viento, como en la dirección predominante de la misma. Los valores máximos y mínimos de velocidad media obtenida fueron de 9,21 m/s a los 270°(S) y 5,24 a los 0° (E) respectivamente, donde

la mayor frecuencia de dirección estática predominante ocurre a los 135° nuevamente, con una velocidad de 8,35 m/s en este sentido, repartiéndose los valores complementarios superiores entre el rango de 45° - 90° y 270°.

- Finalmente, para el punto C la ocurrencia de los vientos es diferente a la experimentada en los puntos anteriores, tanto a 10 metros como a 20 metros. A 10 metros, la velocidad media en su valor mayor obtenido con respecto al mayor porcentaje de frecuencia de dirección estática predominante es de 5,23 m/s a los 90° (N) con un porcentaje de probabilidad del 23,91%, recalando en este punto un fenómeno especial donde a 315° (SE) el porcentaje de frecuencia predominantes es inferior llegando al valor de 1,09%, por lo que su ubicación debe evitar este ángulo para proponer una mayor producción del aerogenerador.
- En los valores obtenidos para una altura de 20m en el punto C ocurre un fenómeno particular, si bien es cierto a 10m las direcciones predominantes eran N y NE, a esta altura la dirección predominante del viento es NE casi en su totalidad, con un 30,56% de probabilidad de ocurrencia, aun cuando hacia el N existe un 22,22%. Además, tomando en cuenta la velocidad media de proyección del viento no se relaciona en gran medida con la dirección predominante del viento, ya que los valores mayores que son de 10,32 m/s se producen a los 225° (SO) opuesto a lo indicado dentro del diagrama de dirección predominante. Este fenómeno se pudo producir debido a la rugosidad del terreno, obstáculos presentes en el centro de medición, o bien por cambios influyentes de las ráfagas de viento o aumento de la turbulencia promedio.

### **3.2. Análisis característico de Potencia**

#### **3.2.1 Valores preliminares de emplazamiento.**

Posterior al análisis de la fuente de energía, y sus diferentes características de velocidad y dirección, se procede a realizar el estudio técnico de la potencia obtenida mediante las instalaciones actualmente desplegadas en el parque eólico Villonaco. Adicional a este análisis, se establece la introducción al análisis de dos alternativas de captación, con un sistema de orientación automático como principal factor de diferenciación.

De esta forma, los valores preliminares de emplazamiento para los puntos A, B, y C después de las mediciones realizadas están detallados en la Tabla 3.5.

**Tabla 3.5. Valores preliminares de emplazamiento**

Parámetro	Punto A	Punto A	Punto B	Punto B	Punto C	Punto C
	10 m	20 m	10 m	20 m	10 m	20 m
Altura (m.s.n.m)	2728	2738	2731	2741	2729	2739
Densidad aire (kg/m <sup>3</sup> )	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98
Temperatura(°C)	17	17	17	17	17	17
Rugosidad Terreno(m)	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6
Velocidad Media (m/s)	7,72875	7,79375	7,365	7,31625	7,25375	6,695
Rachas Viento (m/s)	18,9622	19,9222	15,9366	16,7933	24,7288	21,01
Turbulencia(m/s)	4,93	5,4611	6,6144	8,5722	9,8222	9,3988

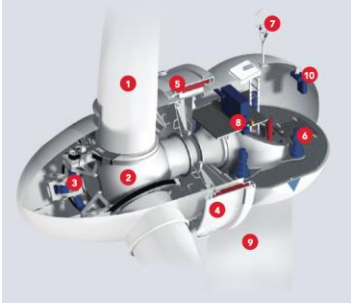
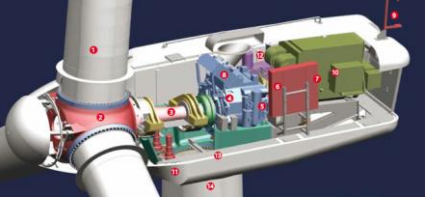
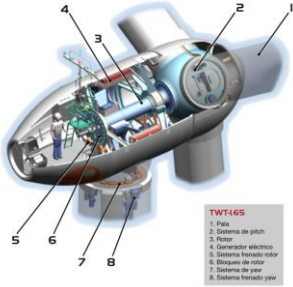
Elaborado por: Iván León Guerrero

### 3.2.2 Matriz comparativa de Potencia.

Indicados los valores preliminares del desplazamiento, además de la caracterización de velocidad media, turbulencia, rugosidad y rachas de viento, a continuación se establece un estudio comparativo de la potencia obtenida por sistemas estáticos como el implementado en el cerro Villonaco (GOLDWIND GW 70/1500), con respecto a dos sistemas que involucran medios de ubicación automáticos (AW-70/1500 y TWT 1,65/70).

Para información más detallada de cada uno de los aerogeneradores, referirse al Anexo No. 3

**Tabla 3.6. Matriz comparativa de características técnicas.**

<b>AEROGENERADOR</b>	<b>GOLDWIND GW70/1500</b>	<b>AW-70/1500</b>	<b>TWT 1.65/70</b>
<b>DESCRIPCIÓN GRÁFICA</b>			
<b>CARACTERÍSTICA</b>	<b>ESPECIFICACIÓN</b>	<b>ESPECIFICACIÓN</b>	<b>ESPECIFICACIÓN</b>
Velocidad del viento promedio anual	12.4 m/s	11,6 m/s	13,5 m/s
Factor de Planta	41.6%	43%	38%
Tipo de Tecnología	Direct Drive (Sin caja multiplicadora)	Multiplicadora de 3 etapas: 2 planetarios / helicoidal	Direct Drive
Altura de la Torre	65 m.	56,9 m	71m
Diámetro del Rotor	70 m.	70,062 m	70 m
Longitud de Palas	34 m.	34 m	30 m
Certificación	IEC Clase S	IEC Clases Ia, Ila, IIIb	-
Velocidad Mínima de Arranque	3 m/s	4 m/s	3 m/s
Velocidad Máxima de Parada	25 m/s	25 m/s	25 m/s filtrado
Tipo de Generador	Síncrono Multipolo	Asíncrono de 4 polos	Síncrono multipolar
Anemómetros	Vector (a 30 y 20m)	Por sensores en góndola	Mtoi a (10, 20 y 40 m)
Sistema de direccionamiento	No	YAW automatizado	YAW por sensores
Fabricante	Goldwind	Acciona Windpower	mtoi

Elaborado por: Iván León Guerrero

### 3.2.3 Sistema de direccionamiento y aprovechamiento de la curva de Potencia Resultante.

Como los rotores de las torres analizadas están diseñados para funcionamiento a barlovento, el sistema de direccionamiento de la torre cumple un papel muy importante dentro de la captación eficiente de la fuente eólica.

El mecanismo de YAW que es un dispositivo interno que, a partir de la información obtenida por la veleta exterior o por conjunto de sistemas de sensores de obtención de la información de la dirección, facilita el direccionamiento automático de la góndola en aprovechamiento de frecuencia de la dirección estática predominante. El conjunto está compuesto por una corona dentada, adicionada a patines o rodamientos de giro. Su accionamiento se produce por motorreductores eléctricos y su detención es provocada por frenos hidráulico y o electrónicos.

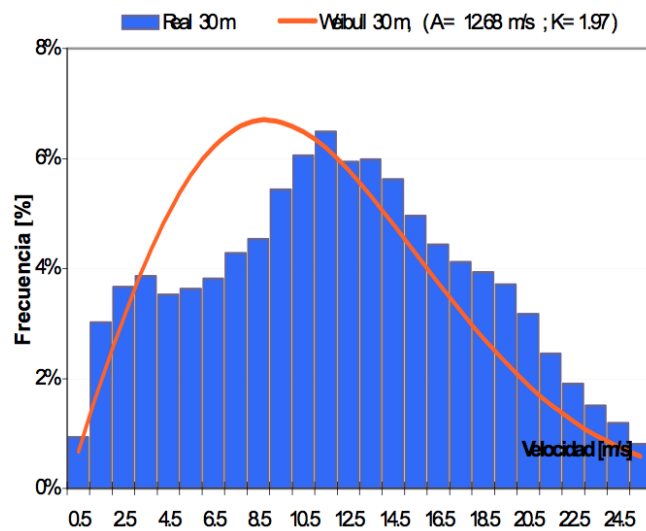
Es así que, a partir de la tabla de frecuencia de la dirección estática predominante (Tabla 3.7), y el diagrama de distribución de Weibull desarrollado para el emplazamiento Villonaco, de obtiene el marco inicial de aprovechamiento de la curva de potencia resultante de cada uno de los aerogeneradores comparados.

**Tabla 3.7. Ponderada de frecuencia de la dirección estática predominante.**

Parámetro	PUNTO A altura = 10m								
	0°	45°	90°	135°	180°	225°	270°	315°	360°
Frec. Dir. Estática Predom. (%)	1,33	6,67	38,67	5,33	2,67	8,0	24,0	12,0	1,33
Parámetro	PUNTO A altura = 20m								
	0°	45°	90°	135°	180°	225°	270°	315°	360°
Frec. Dir. Estática Predom. (%)	2,38	7,14	39,29	13,10	3,57	8,33	22,62	1,19	2,38
Parámetro	PUNTO B altura = 10m								
	0°	45°	90°	135°	180°	225°	270°	315°	360°
Frec. Dir. Estática Predom. (%)	2,53	3,80	13,92	30,38	3,8	11,39	25,32	6,33	2,53
Parámetro	PUNTO B altura = 20m								
	0°	45°	90°	135°	180°	225°	270°	315°	360°

Frec. Dir. Estática Predom. (%)	4,44	14,44	15,56	33,33	10	4,44	12,22	1,11	4,44
<b>Parámetro</b>	<b>PUNTO C altura = 10m</b>								
	0°	45°	90°	135°	180°	225°	270°	315°	360°
Frec. Dir. Estática Predom. (%)	10,87	7,61	23,91	21,74	2,17	17,39	4,35	1,09	10,8
<b>Parámetro</b>	<b>PUNTO C altura = 20m</b>								
	0°	45°	90°	135°	180°	225°	270°	315°	360°
Frec. Dir. Estática Predom. (%)	5,56	30,56	22,22	16,67	6,94	6,94	2,78	2,78	5,56

Elaborado por: Iván León Guerrero



**Gráfico 3.23. Distribución de frecuencias de Weibull**

Fuente: MEER

Elaborado por: Iván León Guerrero

En el caso primero, del aerogenerador GOLDWIND GW 70/1500, cuya curva de potencia está especificada en el Gráfico 3.23, se puede determinar que bajo la concepción del error de orientación, que el mecanismo solamente aprovechará el mayor porcentaje de potencia si el rotor se encuentra perpendicular al viento, por lo que en el resto de direcciones del viento el aprovechamiento se reducirá proporcionalmente de acuerdo a la relación de variación del coeficiente de potencia, según varía el ángulo de incidencia del flujo laminar. (ver gráfico 3.24).



**Gráfico 3.24. Curva de potencia Goldwind GW 70/1500**

Fuente: CELEC

Por lo que para este generador, la frecuencia de dirección estática predominante, transformando su relación a nivel porcentual de aprovechamiento se ve expresado en la tabla 3.8. para el punto A como ejemplificador del fenómeno.

**Tabla 3.8. Velocidad media e incidencia aprovechada Goldwind GW 70/1500**

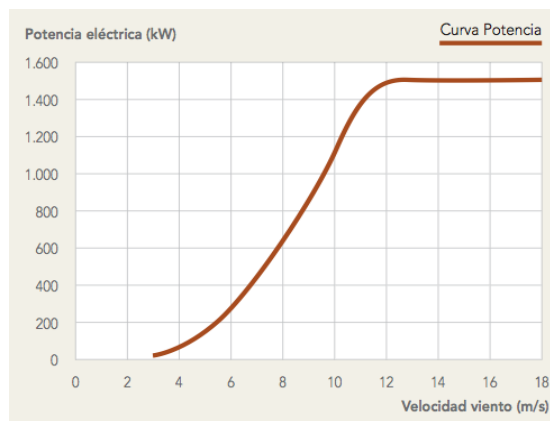
Parámetro	PUNTO A altura = 10m								
	0°	45°	90°	135°	180°	225°	270°	315°	360°
Frec. Dir. Estática Predom. (%)	1,33	6,67	38,67	5,33	2,67	8,0	24,0	12,0	1,33
Porcentaje aprovechado (%)	20%	50%	60%	50%	20%	50%	60%	50%	20%
Parámetro	PUNTO A altura = 20m								
	0°	45°	90°	135°	180°	225°	270°	315°	360°
Frec. Dir. Estática Predom. (%)	2,38	7,14	39,29	13,10	3,57	8,33	22,62	1,19	2,38
Porcentaje aprovechado (%)	20%	50%	60%	50%	20%	50%	60%	50%	20%

Elaborado por: Iván León Guerrero

Como se observa, el aerogenerador Goldwind GW 70/1500 tiene su mayor aprovechamiento en los puntos donde existe una mayor frecuencia de dirección estática predominante, pero al no mantener un sistema de direccionamiento YAW a medida que la dirección y sentido de donde proviene el viento, el porcentaje de incidencia se va reduciendo, hasta quedar en un 20% a un ángulo de apertura de 90 grados, es decir a medida de la perpendicularidad del viento, solamente se activan

medios de protección y disminución de la velocidad de giro de las palas dependiendo el perfil de las palas.

En el caso de los sistemas con direccionamiento automático por YAW, sea bien por automatización o retroalimentación por sensores, el porcentaje aumenta, ya que la posición del rotor no es estática, y varía en un ángulo determinado dependiendo los requerimientos de la dirección del viento que se obtengan. Es así que para el AW 70/1500, el porcentaje de aprovechamiento de acuerdo a las especificaciones del sistema, su curva de potencia es:



**Gráfico 3.25. Curva de potencia AW 70/1500**

Fuente: Acciona 2013

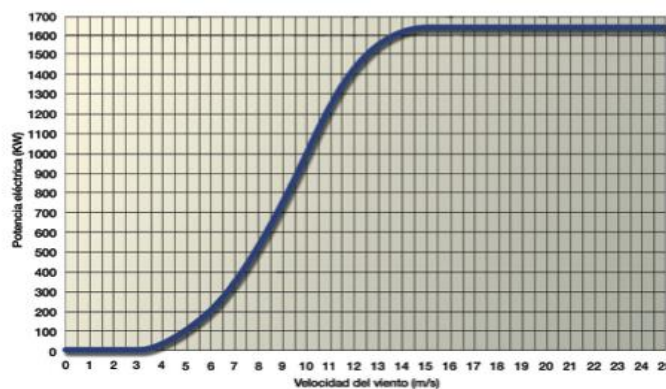
**Tabla 3.9. Velocidad media y porcentaje incidente aprovechado AW 70/1500**

Parámetro	PUNTO A altura = 10m								
	0°	45°	90°	135°	180°	225°	270°	315°	360°
Frec. Dir. Estática Predom. (%)	1,33	6,67	38,67	5,33	2,67	8,0	24,0	12,0	1,33
Porcentaje aprovechado (%)	50%	60%	70%	60%	50%	60%	70%	60%	50%
Parámetro	PUNTO A altura = 20m								
	0°	45°	90°	135°	180°	225°	270°	315°	360°
Frec. Dir. Estática Predom. (%)	2,38	7,14	39,29	13,10	3,57	8,33	22,62	1,19	2,38
Porcentaje aprovechado (%)	50%	60%	70%	60%	50%	60%	70%	60%	50%

Elaborado por: Iván León Guerrero

En el caso del aerogenerador AW 70/1500, de acuerdo a las especificaciones del sistema, y al contar con un sistema YAW el porcentaje aprovechado aumenta en un 30% en la perpendicularidad, por cuanto la góndola se ubica en posición mejor con respecto a la dirección del viento. Además por cuanto la curva de potencia es aún mejor que la anterior el porcentaje aprovechado en la frecuencia de dirección estática predominante es del 70% a diferencia del 60% que mantiene el aerogenerador Goldwind GW 70/1500.

Mientras que para el aerogenerador TWT 1,65/70, por sus especificaciones Direct Drive y un factor de planta menor, con una curva de potencia descrita en el Gráfico 3.26, se obtendría un mejor aprovechamiento de la captación eólica.



**Gráfico 3.26. Curva de potencia TWT 1,65/70**

Fuente: Acciona 2013

**Tabla 3.10. Velocidad media y porcentaje incidente aprovechado TWT 1,65/70**

Parámetro	PUNTO A altura = 10m								
	0°	45°	90°	135°	180°	225°	270°	315°	360°
Frec. Dir. Estática Predom. (%)	1,33	6,67	38,67	5,33	2,67	8,0	24,0	12,0	1,33
Porcentaje aprovechado (%)	45%	68%	75%	68%	45%	68%	75%	68%	45%
Parámetro	PUNTO A altura = 20m								
	0°	45°	90°	135°	180°	225°	270°	315°	360°
Frec. Dir. Estática Predom. (%)	2,38	7,14	39,29	13,10	3,57	8,33	22,62	1,19	2,38
Porcentaje aprovechado (%)	45%	68%	75%	68%	45%	68%	75%	68%	45%

Elaborado por: Iván León Guerrero

Finalmente para el aerogenerador TWT 1,65/70, una vez indicada su curva de potencia, con sistemas Direct Drive y un menor factor de planta, aumenta en un 5% el porcentaje aprovechado quedando en un aprovechamiento del 75%, pero se experimenta una reducción de dicho aprovechamiento a medida que se amplía el ángulo de incidencia del viento, habiendo un rango existente de aprovechamiento entre el 45% y el 75%.

#### **3.2.4 Consideraciones finales de potencia adquirible.**

Como consideraciones finales del análisis de potencia adquirible de los diferentes sistemas, se debe tomar en cuenta que:

- Existe una clara diferencia entre potencial eólico de la máquina, y potencial eólico extraíble del viento, siendo este último de mayor complejidad en el cálculo por su naturaleza irregular y turbulenta en tiempos variados.
- Si bien es cierto, la introducción de sistemas de captación con mecanismos de orientación automatizados como el YAW enunciado en la presente investigación, el sistema de orientación en la actualidad está aplicado en la mayoría de sistemas y fabricantes del mundo.
- El porcentaje aprovechado del viento difiere a la cantidad de ocasiones que dicha velocidad coincide con la dirección expuesta, por lo que se realizaron aproximaciones a la rosa de vientos que favorecen su medición cercana.

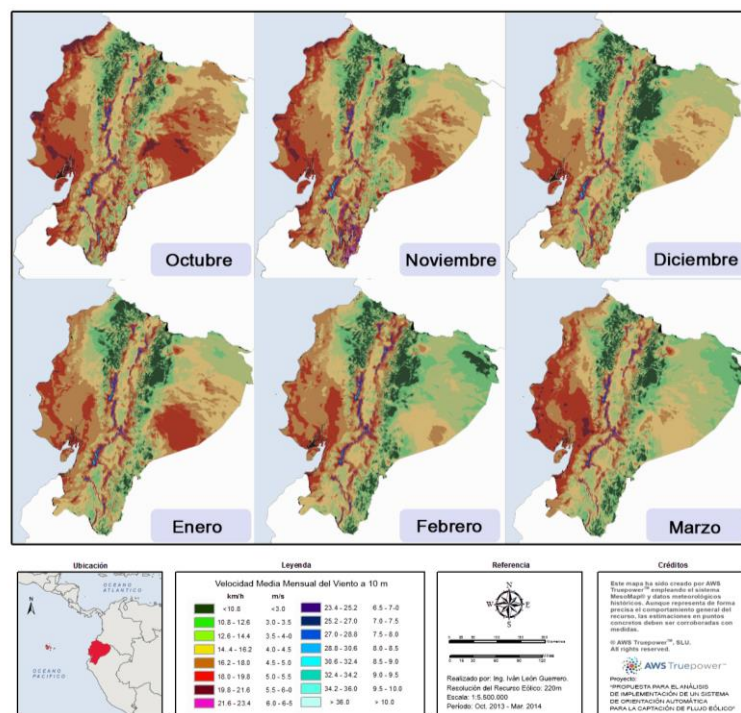
### **3.3. Comprobación final de la información obtenida**

La validación final de la información recolectada y analizada, garantiza la disminución de la intervención del factor humano y la incertidumbre dentro del proceso de investigación. Por tal razón, en el afán de proveer esa garantía implícita del proyecto, se ha optado por la validación de mediciones por medio de un software de Geo-localización denominado ArcGis, el mismo que mediante la participación del plugin AWS TruePower, obtiene información geográfica de extensas bases de

datos internacionales, en las que están incluidas estudios eólicos realizados previamente, y validados por expertos internacionalmente.

### 3.3.1 Comprobación por Geo-localización (ArcGis)

Mediante la herramienta ArcGis, se puede visualizar como se desarrollan los vientos en el Ecuador (Gráfico 3.27), así como en la provincia de Loja (Gráfico 3.29), donde se encuentra localizado el parque eólico Villonaco. El análisis de información obtenida de las bases de datos es de tipo mensual, dentro del rango de meses comprendido entre Octubre del año 2013 y Marzo del 2014. Los histogramas obtenidos por ArcGis proveen la guía de comprobación de las mediciones realizadas, además de facilitar un medio de comprobación y validación con una mínima participación de la influencia externa por medios meteorológicos.



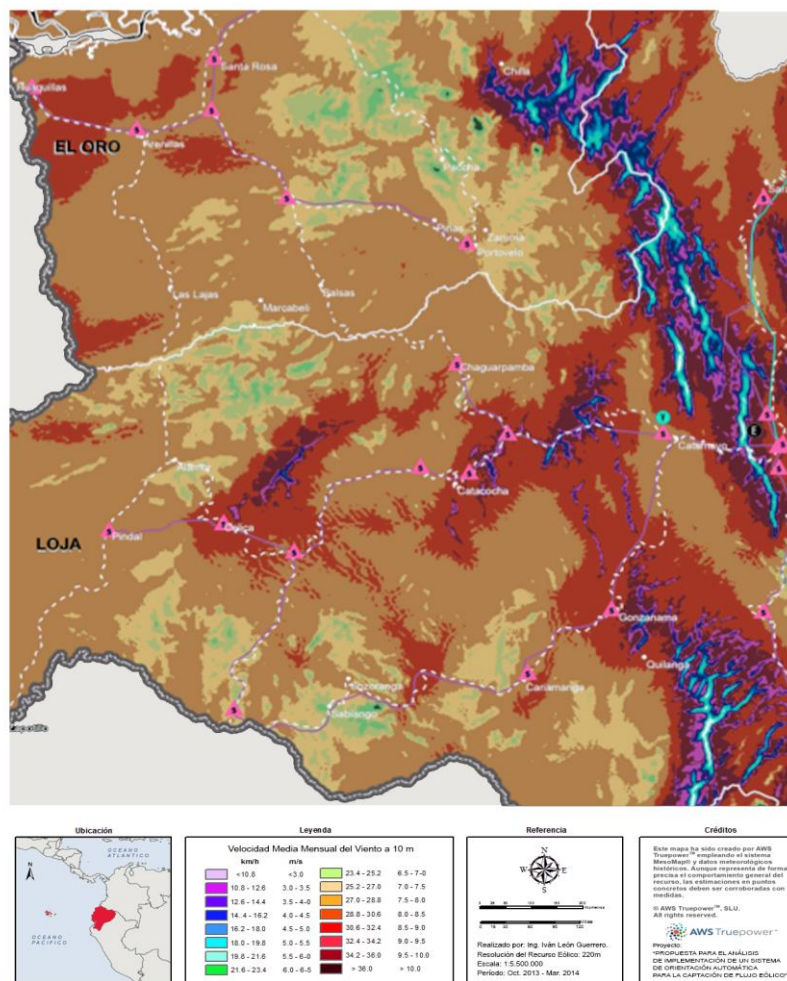
**Gráfico 3.27. Velocidad Media Mensual del Viento  
 Octubre 2013 – Marzo 2014**

Elaborado por: Iván León Guerrero.

Del gráfico No. 3.27 se desprende que, tal como lo marca la leyenda, para el sector general donde se encuentra la provincia de Loja, y aproximadamente en la

ubicación cerca a la posición geográfica del parque eólico Villonaco, existen en el rango de meses comprendido entre Octubre 2013 y Marzo del 2014 valores de velocidad media entre los 6,5 m/s y los 9 m/s de acuerdo a ArcGis. En muchos puntos aledaños, de acuerdo a la leyenda presentada también existen presencia de velocidades mínimas entre 3 m/s y 4 m/s, descartándose en los espacios de medición satelital y por geolocalización rafagosidad de viento superiores a 10 m/s en muchos de los casos.

### Velocidad Media Mensual del Viento Loja Octubre 2013 - Marzo 2014



**Gráfico 3.28. Velocidad Media Mensual del Viento Loja.  
Octubre 2013 – Marzo 2014**

Elaborado por: Iván León Guerrero.

Aplicando un acercamiento para mejorar el panorama de percepción correspondiente al sector comprendido para la provincia de Loja, y en medida especial el emplazamiento aledaño a la ubicación geográfica del parque eólico Villonaco, en el gráfico No. 3.28 se observa que existe una relación de velocidades comprendida entre los 8 m/s y los 10 m/s, existiendo además en la base de datos registros continuos de velocidades cercanas entre los 6,5 m/s y los 8 m/s, lo que da una clara idea de validación sobre la exactitud de las medidas obtenidas mediante instrumentación en el presente proyecto.

Todos los archivos obtenidos de Arcgis, la información obtenida de sus bases de datos, así como los mapas eólicos expuestos, están estructurados individualmente en el Anexo No. 5

### **3.4. Conclusiones parciales.**

A partir del análisis de mediciones e interpretación de los resultados obtenidos a través de la utilización de la instrumentación dentro del campo eólico, de forma paralela con la información teórica obtenida inicialmente y el desarrollo de lineamientos establecidos en el marco metodológico, se presentan las siguientes conclusiones parciales:

- Las características de la tecnología implementada en el parque eólico Villonaco son: velocidad del viento promedio anual de 12,4 m/s, el factor de planta es 41,6% con un tipo de tecnología Direct Drive sin caja multiplicadora. Adicionalmente se especifican una altura de torre de 65m, un diámetro de rotor de 70m dentro de una configuración de generador síncrono multipala.
- Para la tecnología actualmente aplicada en el complejo eólico Villonaco, con góndolas de captación estáticas, se presenta una producción bruta anual estimada de 66833 MWh, con una reducción posterior de 0,23% (151 MWh) por pérdidas aerodinámicas, un 5% (3334 MWh) por pérdidas de

disponibilidad, un 2% por pérdidas eléctricas (1267 MWh) y un 5% final (3167 MWh) por incertidumbre en la estimación, obteniendo una producción netal anual del parque de 58914 MWh.

- Después de la parametrización inicial del proceso por instrumentación se obtuvo un porcentaje del 85,42% de todas las medidas como válidas, contra un 14,85% de registros eliminados, logrando un elevado nivel de precisión en la medida.
- A una altura de 10 metros, la medida con mayor aprovechamiento de captación en el punto A medido es a los 90° (N) y a los 270° (S), habiendo un flujo importante de captación en los intervalos entre 45° y 135° y los 215° y 315° respectivamente. A una altura de 20 metros la medida con mayor aprovechamiento es a los 90° (N), en el punto B a los 135° y en el punto C a los 45°, existiendo otros picos de obtención de energía eólica como a los 270° (S) en el punto A, de igual manera a los 270° en el punto B y 225° en el punto C.
- Con respecto al análisis de dirección de la velocidad media, y la frecuencia de dirección estática predominante, cabe recalcar que si bien existen picos sobresalientes de captación de potencial eólico en varios puntos, existe un rango de trabajo amplio de 45° a 180°, y de 225° a 315° respectivamente. Dentro del último parámetros establecido sobre la dirección estática predominante en porcentaje, los puntos principales de captación suceden a los 90°(N), 135°(NW), 225°(SW) y 270° (S)
- Desde la relación obtenida de la medición de la velocidad media, la rafagosidad, la turbulencia y las rachas de viento en los puntos A, B y C se deduce que a 10m, en el punto C y el punto A se presenta una mayor presencia de rachas de viento en comparación al punto B, pudiendo ser efecto colindante al experimentado en la medida de la turbulencia en este punto a 20 metros de altura.

- De acuerdo a valores preliminares de emplazamiento, la rugosidad del terreno es de 0,6m en todos los puntos, con una densidad de aire común de 0,90 kg/m<sup>3</sup> a una altura en el rango entre 2728 y 2741 m respectivamente. La velocidad media promedio experimentada es de 7,36 m/s, con rachas de viento promedio de 19,56 m/s y turbulencias presentes de 7,46 m/s.
- Mediante establecimiento estadístico de frecuencia ponderada, para el caso del aerogenerador GOLDWIND GW 70/1500, por sus características de ubicación permanentes, el aprovechamiento se reduce proporcionalmente de acuerdo a la relación de variación del coeficiente de potencia, según varía el ángulo de incidencia del flujo laminar.
- En el caso de los sistemas con direccionamiento automático por YAW, el porcentaje de aprovechamiento del viento aumenta, ya que la posición del rotor no es estática, y varía en un ángulo determinado dependiendo los requerimientos de la dirección del viento que se obtengan, pasando en el caso del aerogenerador AW 70/1500 de un aprovechamiento máximo de 60% a los 180° en el caso anterior a un 70% de mejora de captación.
- Para el caso de la curva de potencia del aerogenerador TWT 1,65/70, por participación directa de las especificaciones Direct Drive y un factor de planta menor, con una curva de potencia característica mayor, se obtendría un mayor aprovechamiento de la captación eólica en el emplazamiento, pasando a un 75% de mejora de captación en el ángulo 180°.

## **CAPÍTULO IV**

### **MARCO PROPOSITIVO**

#### **4.1. Título de la Propuesta.**

Análisis de implementación de un Sistema de Orientación Automática para la Captación de Flujo Eólico en el Parque Nacional Eólico Villonaco.

#### **4.2. Objetivos.**

- Potencializar la medida de captación del flujo eólico, ampliando el rango de posicionamiento de las góndolas y generadores automáticamente con respecto a la frecuencia de dirección estática predominante en el parque eólico Villonaco.
- A partir de la concepción inicial, análisis característico de potencia y los resultados preliminares de evaluación, poder concretar un estudio económico de factibilidad, en conjunto con una serie de indicadores de factibilidad y evaluación técnica e influencia, los mismos que estructurarían un marco legal tecnológico de sustentación hacia una posterior implementación del sistema de orientación automática para la captación del flujo eólico en el Parque Nacional Eólico Villonaco.
- Realizar la comprobación final de la hipótesis central de desarrollo investigativo propuesta dentro del presente proyecto, a partir de valores de relación técnicos, económicos y de afección dentro del campo de la contaminación visual, sonora y ambiental.

#### **4.3. Justificación.**

La presente propuesta se encuentra justificada dentro del plan de mejoramiento de la producción de electricidad implementado por el Gobierno Nacional del

Ecuador, además de verse auspiciado directamente por CELEC E.P. como parte de su compromiso por aumentar el uso de fuentes de energía renovables no convencionales, en apoyo con la generación eléctrica actual hidroeléctrica y termoeléctrica.

La mayor justificación se basa en la necesidad explícita de actualización y renovación de la tecnología de captación dentro del Parque Eólico Villonaco, con la finalidad de mejorar la producción obtenida de la misma, aun cuando el período de amortización de la inversión nacional, así como el establecimiento de la vida útil del complejo se mantienen vigentes de acuerdo al estudio inicial presentado a los organismos productivos pertinentes.

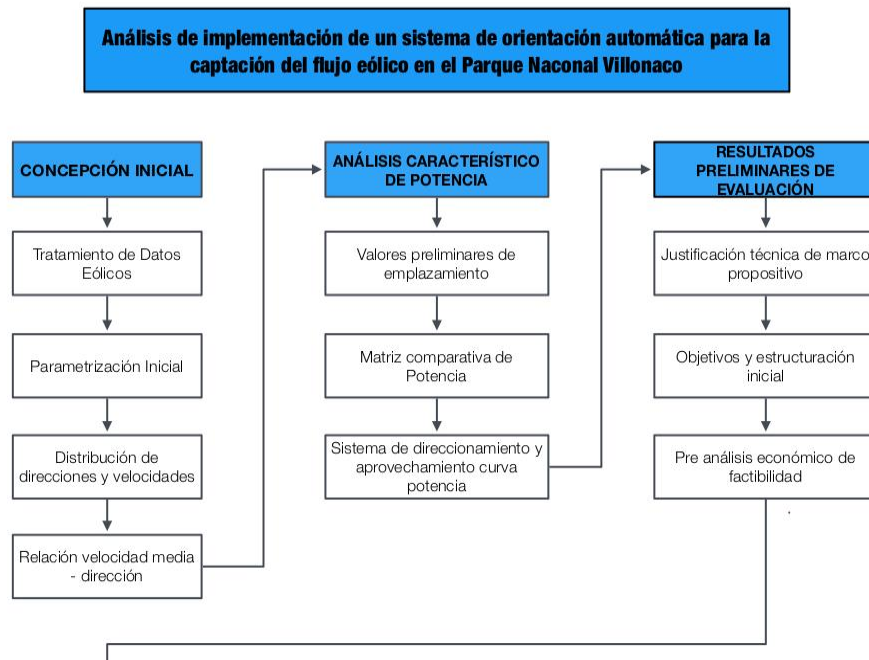
#### **4.4. Configuración de la propuesta**

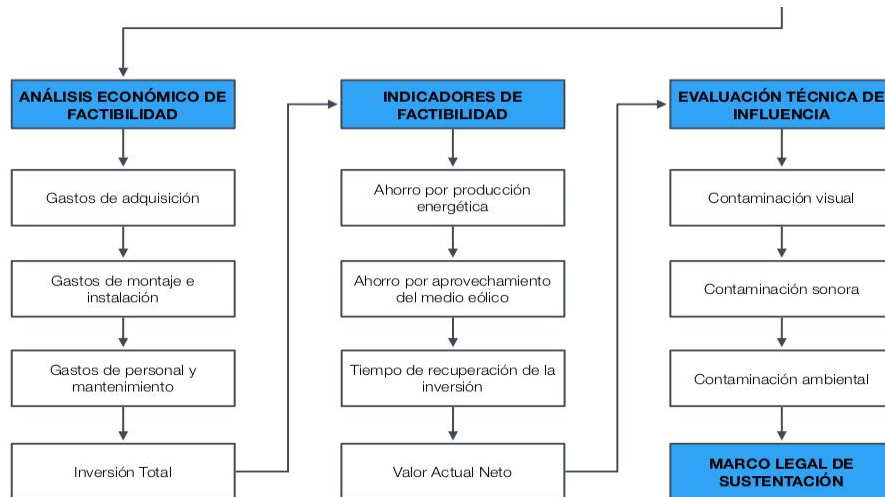
Se propone que, mediante el análisis técnico realizado previamente, se renueve las instalaciones del parque, mediante la ubicación de 3 nuevas torres generadoras en los puntos donde se realizaron las medidas, o bien en puntos geofísicos determinados previo estudio técnico de desplazamientos:

- Identificar la frecuencia de dirección estática predominante, la velocidad media del viento, la racha máxima presente, perturbaciones como la turbulencia media y la rafagosidad media, así como la dirección recurrente de todas ellas en un tiempo mínimo de 6 meses.
- Análisis técnico comparativo de las mediciones obtenidas y contrastarlas con la tecnología instalada actualmente y sistemas que incluyan medios de ubicación y desplazamiento de la góndola automatizados por sensores o por intervención climatológica.
- Mediante evaluación técnica, económica y ambiental, establecer la adquisición del mejor sistema indicado para cumplimentar la meta expuesta de potencializar la captación de energía eólica.

- Mediante planeamiento de construcción e instalación, ubicar exactamente los lugares de instalación de los nuevos sistemas de generación, tomando en cuenta en el estudio de viento realizado, además que no existen factores de interferencia entre torres generadoras.
- Reducir los niveles de contaminación visual y sonora mediante mecanismos de reducción de vibraciones, cumplimiento de los planes de mantenimientos y disminución del impacto con flora y fauna.

De forma esquemática, la estructura de la propuesta parte del conocimiento obtenido por el tratamiento inicial de los datos eólicos, así como el análisis característico de potencia representado para ambas potenciales soluciones iniciales con sistema de ubicación YAW, prosiguiendo a un pre análisis de factibilidad, después de lo cual se estructura la factibilidad económica, los indicadores de realización efectiva y la evaluación técnica de compatibilidad con el entorno, terminando por el estudio del marco legal de sustentación, tal como se indica en el Gráfico No. 4.1





**Gráfico 4.1. Esquematación conceptual de desarrollo propositivo**

Elaborado por: Iván León Guerrero

#### **4.5. Dimensionamiento de la instalación.**

##### **4.5.1. Concepción Inicial.**

La concepción inicial del presente proyecto parte del hecho que, si bien es cierto los aerogeneradores actualmente ubicados en Villonaco aportan 1,5 MW al año cada uno, estos no aprovechan al máximo las ventajas que presenta la implementación de sistemas de direccionamiento de la góndola y el rotor (YAW). La renovación del complejo, aumentando tres nuevas torres con sistemas YAW, proveerían aproximadamente 2,2 MW al año cada uno, manteniendo así amortización del proyecto original, mediante la instalación adicionales de nuevas torres con estas características de guiado automatizado

##### **4.5.2. Análisis ponderado de selección de tecnologías de captación.**

El análisis ponderado de selección de tecnologías de captación difunde inicialmente la validación específica de aceptación de un tipo de tecnología de captación dependiendo de una serie de criterios de ponderación y categorización selectiva. De esta forma, señalando los criterios de ponderación, se los desgrega a continuación en la Tabla No. 4.1.

**Tabla 4.1. Criterios de Ponderación.**

<b>Criterio</b>	<b>Definición</b>
<b>Facilidad de uso</b>	Medida de compatibilidad con el sistema.
<b>Funcionalidad</b>	Amplio rango de usos y funciones dentro de la captación eólica.
<b>Complejidad de control</b>	Medida de dificultad en funcionamiento y ajuste a la tecnología actualmente aplicada.
<b>Rendimiento</b>	Propiedad de relación de beneficios por trabajo realizado.
<b>Facilidad de mantenimiento</b>	Medida de plan de mantenimiento y accesibilidad final, además de ajuste con el plan de mantenimiento actual.
<b>Costo económico</b>	Cuantía económica final de implementación.
<b>Vida útil</b>	Determinación del ciclo de vida útil.
<b>Garantía de funcionamiento</b>	Plan de garantía del implemento, con respecto a la manutención del plan de garantía de funcionamiento.

Elaborado por: Iván León Guerrero.

Posterior a la categorización de criterios de ponderación, manteniendo un sistema de calificación de 10 puntos (siendo 10 la evaluación más significativa), basándose en criterios de expertos, información bibliográfica, antecedentes investigativos de la empresa consultora y experiencias profesionales del investigador, se presentan los siguientes resultados:

**Tabla 4.2. Selección de sistemas de captación.**

<b>Sistemas de captación eólicos</b>	<b>Facilidad de uso</b>	<b>Funcionalidad</b>	<b>Complejidad de control</b>	<b>Rendimiento</b>	<b>Facilidad de mantenimiento</b>	<b>Costo económico</b>	<b>Vida Útil</b>	<b>Garantía de funcionamiento</b>	<b>TOTAL</b>
GOLDWIND GW70/1500	5	8	10	6	6	5	9	10	59
AW – 70/1500	7	9	10	7	7	6	9	10	65
<b>TWT 1,65/70</b>	<b>8</b>	<b>9</b>	<b>10</b>	<b>9</b>	<b>7</b>	<b>7</b>	<b>9</b>	<b>10</b>	<b>69</b>

Elaborado por: Iván León Guerrero.

#### 4.6. Estudio de factibilidad.

##### 4.6.1. Gastos de compra y adquisición.

Los gastos de adquisición correspondientes a la implementación de un sistema compuesto por 3 torres captadoras TWT 1,65/70, que como se observó en el estudio técnico previo, es el sistema direccionado automatizado con mejor aprovechamiento del porcentaje de la frecuencia de dirección estática permanente se encuentran detallados en la tabla No. 4.3.

**Tabla 4.3. Gastos de adquisición (en miles de USD)**

No	Descripción	Unidad / Conjunto	Valor Neto	Transporte y Logística	Seguro	Valor Final
1	Torre	Unidad	610,00	152,50	85,40	847,90
2	Palas	Conjunto	515,00	128,75	72,10	715,85
3	Caja multiplicadora	Unidad	285,00	71,25	39,90	396,15
4	Turbina	Conjunto	300,00	75,00	42,00	417,00
5	Cableado y sistemas de conexión	Conjunto	330,00	82,50	46,20	458,70
6	Equipos Auxiliares	Conjunto	140,00	35,00	19,60	194,60
7	Sistema de Orientación YAW	Conjunto	165,00	41,25	23,10	229,35
TOTAL (en miles de USD)						3313,55

Elaborado por: Iván León Guerrero.

Como se detalla en la tabla anterior, físicamente el sistema estaría compuesto por una torre con una valor final (847,90 miles de dólares), un conjunto de 3 palas con perfil especializado para protección por ubicación automatizada (715,85 miles de dólares), una caja mecánica multiplicadora con tecnología de protección (396,15 miles de dólares), un conjunto turbina compuesto (417 miles de dólares), un sistema de orientación YAW (229,35 miles de dólares), una serie de cableado y sistemas de conexión (458,70 miles de dólares) y equipos de medición y conformación de sistema auxiliares (194,60 miles de dólares), que en totalidad nos dan una inversión por adquisición de tres millones trescientos trece mil dólares aproximadamente.

No se incluyen ningún tipo de impuesto adicional, más que el ya incluido en el Valor Neto, por cuanto el Gobierno Nacional dejó exento de impuestos a la importación de maquinaria de generación de energía a través de medios de energía renovables, tanto convencionales como no convencionales..

#### 4.6.2. Gastos de instalación.

Los gastos que se provee se incurrirá en el proceso de montaje e instalación de las turbinas eólicas con direccionamiento automatizado por sistema YAW, se encuentran detallados en la tabla 4.4.

**Tabla 4.4. Gastos de montaje (en USD)**

No	Descripción	Humano / Material	Valor Final
1	Estudio Técnico Inicial	Humano	3500,00
2	Instrumentación de medida	Material	5000,00
3	Obra civil	Material	66000,00
4	Cimentación	Material	100000,00
5	Grúas y sistemas de ubicación	Humano – Material	88000,00
6	Imprevistos	10%	26250,00
<b>TOTAL (en USD)</b>			<b>288750,00</b>

Elaborado por: Iván León Guerrero

Como se indica en la tabla 4.4, los gastos de montaje equivalen a un estudio técnico inicial (3500 dólares) que provee el marco original de soporte para el proyecto, el uso de instrumentación de medida característica del potencial eólico dentro del emplazamiento (5000 dólares), una obra civil indicada para la ubicación del sistema (66000 dólares), una cimentación de base de soporte y construcción de la unidad física de control individual (100000 dólares).

Se agrega además el alquiler de grúas y sistemas de ubicación de cada uno de los componentes así como del equipo humano de control (88000 dólares) y la asignación de un porcentaje del 10% destinado a imprevistos de cualquier índole, tanto propios de la construcción del sistema, como factores externos que puedan ocurrir (26250 dólares), lo que se provee un estimado total de doscientos ochenta y ocho mil setecientos cincuenta dólares por este rubro.

La previsión por imprevistos, es una medida suplementaria que se establece para poder mantener un margen de holgura dentro de un presupuesto, establecido bajo normativa de gestión de proyectos que involucran participación de mecanismos y obra civil. En muchos de los casos este porcentaje del presupuesto no se utiliza, por lo que se desglosa del valor estimado final de la inversión.

#### 4.6.3. Gastos en personal y mantenimiento.

Si bien ya está determinado el costo unitario de las torres eólicas, además se debe establecer un costo aproximado del personal necesario para el funcionamiento adecuado de las torres durante su vida útil, la misma que se estima sea de 25 años a partir de su puesta en funcionamiento, por lo que a este valor también se le agrega el costo anual de mantenimiento de la maquinaria. Todos estos rubros se encuentran expuestos en la tabla 4.5:

**Tabla 4.5. Gastos en personal de implementación (en USD)**

No	Descripción	Valor Mensual	Valor Semestral	Valor Anual	Bonos de Trabajo	IESS	Valor Total – 25 años (en mil USD)
1	Técnico Supervisor Superior	1200,00	7200,00	14400,00	1554,00	1360,00	432,85
2	Técnico electricista auxiliar	650,00	3900,00	7800,00	1004,00	737,10	238,53
3	Operario de sistema general	650,00	3900,00	7800,00	1004,00	737,10	238,53
4	Técnico de Mantenimiento	800,00	4800,00	9600,00	1154,00	907,20	291,53
5	Gastos de mantenimiento	7500,00	45000,00	90000,00	-----	-----	2250,00
TOTAL (en USD)							3451,44

Elaborado por: Iván León Guerrero.

Los valores obtenidos por personal y mantenimiento corresponden a un técnico superior supervisor (432,85 miles de dólares), un técnico electricista auxiliar de supervisión (238,53 miles de dólares), un operario de sistema general durante los 25 años (238,53 miles de dólares), un técnico de mantenimiento que realizará estas

operaciones de acuerdo a indicaciones provistas por el fabricante (291,53 miles de dólares) y gastos por material usado por la acción de mantenimientos como implementos y recambios (2,25 millones de dólares) lo que da un valor general de mantenimiento predispuesto para la vida inicial de funcionamiento de 3,45 millones de dólares aproximadamente.

#### **4.6.4. Inversión Total.**

La inversión total corresponde a la suma del valor unitario de adquisición de cada una de las torres eólicas con sistema automatizado de captación, más los gastos de montaje e instalación, además de la proyección de costes por salarios del personal y gastos por mantenimiento del sistema. De tal forma que:

$$Inversión = G_{adq} + G_{inst} + G_{person\ y\ mant}$$

Es así que,

$$Inversión\ (en\ miles\ de\ USD) = 3313,55 + 288,75 + 3451,44$$

$$Inversión\ unitaria = 7053.74\ USD$$

Este valor de inversión es unitario, por lo que se hace para una sola torre de captación eólica, para facilitar la comprensión del estudio de factibilidad, ya que los valores de personal se comparten entre los 3 aerogeneradores

#### **4.6.5. Ahorro por producción energética.**

Energéticamente, aparte de tener como fuente un recurso renovable no convencional, inagotable y constante, además de la captación eólica se puede obtener un ahorro significativo en la producción energética, en comparación con la tecnología actualmente instalada en el parque eólico Villonaco, durante un período productivo diario de 13 horas, señalado en la tabla 4.6.

**Tabla 4.6. Análisis comparativo de ahorro en producción energética.**

<b>Factor</b>	<b>Producción (MWh) GW70/1500</b>	<b>Producción (MWh) TWT 1,65/70</b>	<b>Horas equivalentes</b>	<b>% Producción</b>
Producción bruta unitaria anual	6075,73	8000,00	4674	
Pérdidas aerodinámicas	13,97	18,40		0.23%
Pérdidas por disponibilidad	303,7865	400,00		5.0%
<b>Producción neta de aerogeneradores</b>	<b>5757,97</b>	<b>7581,16</b>	4430	
Pérdidas eléctricas	115,16	151,632		2.0%
Incertidumbre	287,90	379,06	221	5.0%
<b>Producción unitaria neta anual</b>	<b>5354,91</b>	<b>7050,47</b>	4120	

Elaborado por: Iván León Guerrero.

Tal como se observa en la Tabla No. 4.6, la comparación de producción entre los aerogeneradores GW70/1500 y TWT1,65/70 determina una diferencia amplia con una producción de 5757,97 MWh para la primera y 7581,16 MWh para la segunda respectivamente, después de lo que tomando en cuentas las pérdidas eléctricas y la incertidumbre de las mediciones da una producción unitaria final neta anual de 5354,91 MWh y 7050,47 MWh anual respectivamente, siendo visible la diferencia por la presencia del sistema de direccionamiento YAW.

En cuanto al crecimiento del factor de planta general del Parque Nacional Villonaco, posterior a la introducción de las 3 plantas de generación eólicas con sistemas automáticos de ubicación de acuerdo a la dirección del viento YAW, primero es necesario identificar el factor de planta actual. Entendiéndose al factor de planta como la relación existente entre la producción energética real obtenida con respecto a la producción nominal que el fabricante determina si el sistema estuviera siempre trabajando a plena carga, por lo que el factor de carga actual de la planta Villonaco se detalla a continuación:

$$\text{Factor de planta actual} = \frac{\text{Energía real obtenida}}{\text{Energía nominal a plena carga}}$$

$$\text{Factor de planta actual} = \frac{(5,354 \text{ GWh/año}) \times 11 \text{ aerogeneradores}}{(13,018 \text{ GWh/año}) \times 11 \text{ aerogeneradores}}$$

$$\text{Factor de planta actual} = 0,4112$$

De esta medida se obtiene que el factor de planta del emplazamiento mediante la utilización de los 11 aerogeneradores es del 41,12%, un valor aproximado óptimo ya que para la obtención real sería necesario analizar la producción individual de cada una de las torres y obtener un promedial de generación. Una vez indicada la introducción de las 3 nuevas torres de generación el incremento del factor de planta sería:

$$\text{Factor de planta potencial} = \frac{58,89 \text{ GWh/año} + 21,15 \text{ GWh/año}}{143,20 \text{ GWh/año} + 42,768 \text{ GWh/año}}$$

$$\text{Factor de planta actual} = 0,4304$$

La introducción de tres nuevas torres con sistemas de direccionamiento automatizado representaría un incremento del factor de planta a 43,04%, que si bien visualmente es pequeño, hay que tomar en cuenta que la producción está siendo analizada en GWh dentro del sistema. El incremento del factor de planta ejemplificaría un aumento significativo para el desarrollo de captación y generación energético de la planta en su totalidad.

#### **4.6.6. Ahorro por aprovechamiento del medio eólico.**

El ahorro por aprovechamiento del medio eólico se encuentra detallado en las tablas 3.6 y 3.8, donde se detalla el aprovechamiento del potencial eólico de acuerdo al ángulo de incidencia del viento. Tomando como base esta información, se determina que una torre eólica con sistema de ubicación automatizada por sensorización tiene un aprovechamiento superior de entre el 20 y 30%, lo que se verifica en la producción bruta unitaria anual.

Las pérdidas mecánicas en ambos casos son las mismas para simplificación del estudio, cuando en la realidad los dispositivos con ubicación automática en varios estados puede sufrir una mayor cantidad de perdidas mecánicas por acción del proceso de reubicación, pero se ven compensadas por el grado de aprovechamiento del viento. El ahorro anual se enuncia en la tabla No. 4.7.

**Tabla 4.7. Ahorro anual por aprovechamiento eólico.**

<b>Aerogenerador</b>	<b>Producción neta anual (MWh)</b>	<b>Aprovechamiento estimado</b>	<b>Tarifa (\$/MWh)</b>	<b>Valor en Dólares / (en miles USD)</b>
Goldwind GW70/1500	5354,91	55%	84,3 dólares	451,42
TWT 1,65/70	7050,47	85%	84,3 dólares	594,36
<b>Ahorro Anual</b>				142,94

Elaborado por: Iván León Guerrero.

Fuente: (ENERLOJA, 2009), (Normawind, 2007).

En conclusión, la implementación de los aerogeneradores TWT1,65/70 representa, individualmente, un aprovechamiento energético cuyo valor en dólares es de 142,94 miles de dólares anual, es decir en el mismo tiempo generaríamos una mayor cantidad de energía de manera comparativa.

Se observa además un aprovechamiento estimado del 85% con referencia al 55% de las Goldwind GW70/1500 que no disponen de un sistema automatizado de ubicación con respecto a la dirección del viento.

#### **4.6.7. Tiempo de Recuperación de la Inversión.**

El tiempo de recuperación de la inversión está dado por la relación entre la inversión total de la implementación y la producción estimada del potencial eólico y su aprovechamiento para un estimado de 25 años.

$$T = \frac{\textit{inversión}}{\textit{producción estimada}} = \frac{7053,74 \textit{ miles USD}}{594,36 \textit{ miles USD}} = 11,87 \textit{ años}$$

Es decir, a partir de la implementación de una torre eólica con sistema automático de direccionamiento, en 11,87 años se recuperará la inversión del proyecto, tomando en cuenta que la vida útil estimada de la maquinaria es de 25 años.

#### **4.6.8. Valor Actual Neto.**

Para el cálculo del Valor Actual Neto, se considera el peor de los escenarios posibles proyectados a la instalación de una de las turbinas de aerogeneración con sistemas automático de posicionamiento YAW, tomando en cuenta el Ahorro de Energía que provee el sistema, de la siguiente manera.

#### **4.7. Análisis de influencia con el entorno.**

Dentro del análisis de influencia directa e indirecta con el entorno, predispuesta hacia la afección dentro de los aspectos de contaminación visual, sonora y medioambiental, se mantendrían las siguientes premisas:

- El impacto sobre flora y fauna se ve asimilado, ya que al ser un parque eólico ya establecido, no se provee una contaminación adicional a la ya expuesta por todo el sistema ya instalado actualmente.
- El impacto visual y sonoro es el que más se encuentra especificado, ya que visualmente existe una contaminación de aproximadamente el 20% adicional al ya expuesto con la tecnología actual. La contaminación sonora de acuerdo al estudio técnico es del 15% adicional al ya establecido para la implementación de las tres plantas propuestas.

- Se cumplimentará todas las normas ambientales y de regulación de la contaminación sonora y visual impuestos por el Gobierno local de la Provincia de Loja.

#### **4.8. Comprobación de Hipótesis.**

Dentro de la comprobación de hipótesis, indicado sobre el análisis comprensivo de aplicación entre sistemas de generación eólica estática y sistemas de orientación, en el Parque Eólico Villonaco, período 2013 – 2014, y como su desarrollo permite determinar la selección adecuada de esquemas eólicos que representen la implementación de un sistema eólico eficiente, se ve fundamentada dicha afirmación basado en los siguientes factores técnicos y de factibilidad:

- El estudio de diagnóstico de la tecnología empleada actualmente, con respecto a estructuraciones teórico prácticas sobre aplicación de sistemas con aplicación de esquemas de posición YAW mantiene un porcentaje del 85,42% de validez, con respecto a un 14,85% de registros eliminados, con lo que la aproximación a la realidad del fenómeno es elevada.
- Para la tecnología actualmente aplicada dentro del complejo eólico Villonaco, de acuerdo a análisis de producción bruta anual, reducciones por pérdidas aerodinámicas, de disponibilidad, eléctricas e incertidumbre en la estimación, se obtiene una producción neta anual de 5354,91 MWh, evidenciándose que por medio de medición paramétrica durante el periodo 2013 – 2014, para el caso de un aerogenerador AW70/1500 el proceso mejora a un 70% como porcentaje de captación, mientras que para el aerogenerador TWT 1,65/70 se logra alcanzar hasta un máximo de 75% de aprovechamiento del viento.
- Mediante criterios de ponderación, tomando en cuenta la facilidad de uso, su funcionalidad, la complejidad de control, el rendimiento, facilidad de mantenimiento, costo económico, vida útil y garantía de funcionamiento, se

evidenció como factible la utilización de un esquema TWT 1,65/70 como medio de implementación eficiente de captación eólica.

- De acuerdo a análisis comparativo de ahorro de producción energética, para una producción unitaria neta anual de 5354,91 MWh indicada para el aerogenerador GW70/1500, se verifica un aumento de eficiencia en cuanto a captación y generación por parte del aerogenerador TWT 1,65/70 llegando a producir 7050,47 MWh, existiendo una diferencia de producción de 1695,56 MWh, correspondiente al 31,66% de aumento de producción con respecto a la tecnología empleada actualmente.
- Una fundamentación adicional a la comprobación de la hipótesis es el aumento del factor de planta, pasando de un índice inicial de producción de ,4112 a un factor final de 0,4304, que tal como se indicó, si bien visualmente es pequeño, hay que tomar en cuenta que la producción está siendo considerada y analizada en GWh/año dentro del sistema, siendo este incremento del factor de planta ejemplificador del aumento significativo para el desarrollo y generación energética de la planta en su totalidad.
- El principal medio de comprobación de hipótesis se basa en el tiempo de recuperación de la inversión, el mismo que debe ser menor al tiempo de vida útil del sistema seleccionado, definido como 25 años. Es así que, para una inversión de 7,053 millones de USD, con una producción estimada anual de 594,36 miles de USD, se especifica una recuperación de la inversión en 11,87 años, después de los cuales los niveles de producción representarían una ganancia para la empresa gestora del medio productivo energético y un ahorro para el Sistema Interconectado Nacional.

## CONCLUSIONES

- La introducción de tres nuevas torres de generación eólica de tipo TWT 1,65/70 con sistemas de direccionamiento automatizado de acuerdo a las características del viento ocasionan un incremento positivo del factor de planta general del parque eólico Villonaco, pasando de un 41,12% a un 43,04%, que si bien técnicamente puede parecer despreciable, cabe destacar que este incremento está relacionado de acuerdo a una producción en GWh/año, por lo que es relativamente importante.
- La producción bruta del aerogenerador siempre se ve condicionada a factores de diferente índole como las pérdidas aerodinámicas del sistema (0,23%), las pérdidas por disponibilidad del recurso eólico (5%), pérdidas eléctricas por las características de los materiales y sistemas de conexión (2%) y en gran medida la incertidumbre de los instrumentos de medición y la aplicación correcta de criterios técnico (5%).
- La comparación técnica de los aerogeneradores Goldwind GW70/1500, que no dispone de sistemas de ubicación automatizados, con respecto a sistemas implementados dentro de los generadores TWT 1,65/70 y AW-1500 permitió especificar un aprovechamiento de aproximadamente el 24% con respecto al inicial.
- El aprovechamiento mencionado anteriormente es debido a una diferencia de producción unitaria neta anual del sistema actual (5354,91 MWh) con respecto a la producción determinada por los nuevos aerogeneradores TWT 1,65/70 (7050,47 MWh), por lo que en circunstancias de actualización del parque eólico, es necesario buscar sistemas con este medio de ubicación automática con respecto al direccionamiento del viento.
- El estudio de factibilidad de la implementación establece que a partir de una inversión inicial de 7,052 millones de dólares por cada torre de generación,

se obtendrá una producción anual de 594,36 mil dólares, por lo que la amortización de la inversión tiene una disposición a la recuperación de la misma en un período de 12 años.

## RECOMENDACIONES

- Para la implementación efectiva del plan de introducción de torres de aerogeneración de tipo guiadas automáticas con sistemas YAW, es necesario después de este estudio técnico y de factibilidad, proceder a un análisis técnico exhaustivo del carácter eólico del emplazamiento, mediante la comprobación de parámetros por simulación y participación de diagramas de elementos finitos para el comportamiento real de fluidos en el ambiente real.
- Otras alternativas de desarrollo efectivas podrían incluir la actualización de los sistemas de aerogeneración hacia una transformación tecnológica indicada a la automatización, pero para su direccionamiento sería indicado ver la factibilidad técnica a partir de la esquematización física actual, y comparar los beneficios de actualización con respecto a la introducción de sistemas nuevos de captación.
- Las proyecciones de la producción de los modelos propuestos de generación eólico, son estimados de acuerdo a información provista por el fabricante, por lo que pueden diferir de acuerdo a la ubicación, el nivel de altura, la densidad del aire, así como del tipo de microclima en el que desarrollaría sus actividades continuas.
- Un aspecto importante de la investigación necesario a tomar en cuenta una vez aprobada la implementación efectiva de la propuesta, corresponde al estudio de vibraciones y acústica, visualizando la determinación de armónicos físicos y la presencia de transformadas modales, que proveerían un primer plano de los momentos seleccionados para la protección actual de los sistemas en presencia de ráfagas de viento, y sobrecargas de velocidad que destruirían los conjuntos de captación por el tamaño que poseen.

## BIBLIOGRAFÍA

### REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS CONSULTADAS

- Aguirre, J. (2008). *Proyecto eólico Villonaco: Energía limpia para el futuro*. Loja: ENERLOJA S.A.
- Ahuatzi, M., Guerra, F., & Villafañez, G. (2007). *Diseño estructural del soporte de un micro-aerogenerador y análisis modal de sus palas*. México D.F., México: UPN.
- Alfaro, J. (2013). Consideraciones en la medición del viento para lograr proyectos eólicos exitosos. *México Windpower. Exposición y Congreso*. (pág. 11). México D.F.: CLIMATIK.
- Bohrer, G., Kaful, G., Walko, P., & Avissar, R. (2009). *Exploring the effects of microscales structural heterogeneity of Forest Canopies using Large-Eddy Simulation Boundary Layer Meteorology*.
- Carrión, E. (2009). *Central Eólica Villonaco*. Loja: CELEC EP.
- CELEC. (2013). *Central eólica Villonaco*. Loja: GENSUR.
- ENERLOJA. (2009). *Proyecto eólico Villonaco. Loja*. Loja: ENERLOJA.
- Gulizia, C. (2008). *Efecto de Coriolis*. Madrid, España: Independiente.
- INER. (2013). *Análisis de comportamiento de un parque eólico en condiciones extremas*. Loja: INER.
- Knable, C. (1995). *Atmospheric Turbulence in Flight Deck*. British Airways Safety Services, Hounslow.

- Mattio, H., & Tilca, F. (2009). *Recomendaciones para mediciones de velocidad y dirección del viento con fines de generación eléctrica, y medición de potencia eléctrica generada por aerogeneradores*. C.R.E.E., INENCO CONICET, Ministerio de planificación federal, inversión pública y servicios. Buenos Aires: U.N.S.a.
- MEER. (2009). *Atlas eólico del Ecuador con fines de generación eléctrica*. Quito, Ecuador: Energob.
- Meisen, P., & Krumpel, S. (2009). *El Potencial de América Latina con referencia a la energía renovable*. Madrid: GENI.
- Microm Electrónica. (15 de Mayo de 2005). *Generadores eólicos*. Distrito Federal, D.F., México: CONDUMEX.
- Naranjo, C. (2013). *Análisis meteorológico del viento y la energía eólica*. Quito: INAMHI.
- Normawind. (2007). *GW ISMW PMDD Wind Turbine*. Neunkirchen: Goldwind.
- Ollague, H., & Crespo, H. (2014). *Estudio y evaluación de los parámetros de generación del proyecto eólico Villonaco de la provincia de Loja - Ecuador*. Cuenca, Ecuador: Universidad Politécnica Salesiana.
- Spera, D. (1994). *Wind Turbine Techonology: Fundamental Concepts of Wind Turbine Engineering*. New Jersey, Estados Unidos: Amercian Society of Mechanical Engineers.
- Tech4CDM. (2009). *La energía eólica en Ecuador*. Madrid, España: IDAE.
- Veintimilla, M. (2014). *Diseño de una turbina eólica de 250W de eje horizontal para un sistema de generación aislado*. Quito, Ecuador: UTE.

## CITAS BIBLIOGRÁFICAS TEXTUALES

- Amada, J. (2009). *Curso de energía eólica*. Zaragoza, España: I.E.
- Arrojo, J. (2009). *Plataforma tecnológica española de eficiencia energética (PTE-EE)*. Madrid, España: Independiente.
- Asea Brown Boverin. (2012). Plantas eólicas. *Cuaderno de aplicaciones técnicas No. 12.*, 25.
- Drake, R. (1979). *Mathematical models for atmospheric pollutants*. EA: Electric Power Research Institute.
- Fell, H. (2002). Concepciones de una Política Energética Sustentable: La experiencia en Alemania y la Unión Europea. En PROGRAMA CHILE SUSTENTABLE, *Las fuentes renovables de energía y el uso eficiente* (págs. 17-26). Santiago de Chile: LOM Ediciones.
- Gerraud, R. (2005). *La atmósfera en movimiento*. Santiago de Chile, Chile: CFG.
- Guerra, J. C. (20 de Febrero de 2012). Meteorología Dinámica. La Laguna, Canarias, España.
- Lecuona, A. (2002). *La energía eólica. Principios Básicos y tecnología*. Madrid, España: Leganés.
- Lutgens, F., & Tarbuck, E. (2010). *The atmosphere: an introduction to meteorology*. Pearson Prentice Hall.
- Maggiolo, O. (2002). *Nociones generales de energía eólica*. Montevideo, Uruguay: IMFIA.

Moragues, A., & Rapallini, M. (2003). *Energía Eólica*. Buenos Aires, Argentina: IAE.

Rodríguez, J. (2001). Efectos de la atmósfera en la astronomía. En I. d. Canarias, *Sensor de Curvatura en Telescopios con Espejos Segmentados* (págs. 44-49). La Laguna, España: ULL.

Santana, J. (2011). *Parámetros de rugosidad representativos de terrenos naturales*. Granada, España: UG.

Sotavento, P. e. (23 de Mayo de 2013). *Sotavento Galicia*. Recuperado el 21 de Diciembre de 2014, de [www.sotaventogalicia.com](http://www.sotaventogalicia.com): <http://www.sotaventogalicia.com/es/area-tecnica/instalaciones-eolicas/funcionamiento>

UCLM. (2012). *Energía eólica*. Barcelona: GWEC.

Weisheit. (21 de Julio de 2012). *Marco de estudio meteorológico - Turbulencia atmosférica*. Recuperado el 22 de Noviembre de 2014, de [Meteoros.net](http://www.meteoros.net): [www.meteoros.net](http://www.meteoros.net)

## **ANEXOS**