



Universidad de San Carlos de Guatemala
Facultad de Ingeniería
Escuela de Ingeniería Civil

**PLANIFICACIÓN EN LA CONSTRUCCIÓN DE PLANTAS EÓLICAS EN LA
REPÚBLICA DE GUATEMALA**

Rony Aníbal Ricardo Orellana Ramírez
Asesorado por el Ing. Mario Rodolfo Corzo Ávila

Guatemala, octubre de 2016

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

**PLANIFICACIÓN EN LA CONSTRUCCIÓN DE PLANTAS EÓLICAS EN LA
REPÚBLICA DE GUATEMALA**

TRABAJO DE GRADUACIÓN

PRESENTADO A LA JUNTA DIRECTIVA DE LA
FACULTAD DE INGENIERÍA

POR

RONY ANÍBAL RICARDO ORELLANA RAMÍREZ

ASESORADO POR EL ING. MARIO RODOLFO CORZO ÁVILA

AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE

INGENIERO CIVIL

GUATEMALA, OCTUBRE DE 2016

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
FACULTAD DE INGENIERÍA



NÓMINA DE JUNTA DIRECTIVA

DECANO	Ing. Pedro Antonio Aguilar Polanco
VOCAL I	Ing. Angel Roberto Sic García
VOCAL II	Ing. Pablo Christian De León Rodríguez
VOCAL III	Inga. Elvia Miriam Ruballos Samayoa
VOCAL IV	Br. Raúl Eduardo Ticún Córdova
VOCAL V	Br. Henry Fernando Duarte García
SECRETARIA	Inga. Lesbia Magalí Herrera López

TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN GENERAL PRIVADO

DECANO	Ing. Pedro Antonio Aguilar Polanco
EXAMINADOR	Ing. Guillermo Francisco Melini Salguero
EXAMINADOR	Ing. Luis Manuel Sandoval Mendoza
EXAMINADORA	Inga. María del Mar Girón Cordón
SECRETARIA	Inga. Lesbia Magalí Herrera López

HONORABLE TRIBUNAL EXAMINADOR

En cumplimiento con los preceptos que establece la ley de la Universidad de San Carlos de Guatemala, presento a su consideración mi trabajo de graduación titulado:

PLANIFICACIÓN EN LA CONSTRUCCIÓN DE PLANTAS EÓLICAS EN LA REPÚBLICA DE GUATEMALA

Tema que me fuera asignado por la Dirección de la Escuela de Ingeniería Civil, con fecha 20 de mayo de 2015.

Rony Anibal Ricardo Orellana Ramirez

Guatemala, 12 de abril de 2016

Ingeniero

Hugo Leonel Montenegro Franco

Director Escuela de Ingeniería Civil

Facultad de Ingeniería

Señor Director:

Tengo el agrado de dirigirme a usted para informarle que he revisado el trabajo de graduación "**PLANIFICACION EN LA CONSTRUCCION DE PLANTAS EOLICAS EN LA REPUBLICA DE GUATEMALA**", desarrollado por el estudiante universitario Rony Aníbal Ricardo Orellana Ramírez quien contó con mi asesoría.

Considero que el trabajo realizado por el estudiante **Rony Aníbal Ricardo Orellana Ramírez**, satisface los objetivos para los que fue planteado, por lo que recomiendo su aprobación.

Atentamente,


Mario Rodolfo Corzo Avila
INGENIERO CIVIL
Colegiado No. 2089

Ingeniero Civil. No. De colegiado.



USAC
TRICENTENARIA
Universidad de San Carlos de Guatemala

<http://civil.ingenieria.usac.edu.gt>

Universidad de San Carlos de Guatemala
FACULTAD DE INGENIERÍA
Escuela de Ingeniería Civil



Guatemala,
15 de julio de 2016

Ingeniero
Hugo Leonel Montenegro Franco
Director Escuela Ingeniería Civil
Facultad de Ingeniería
Universidad de San Carlos

Estimado Ingeniero Montenegro.

Le informo que he revisado el trabajo de graduación **PLANIFICACIÓN EN LA CONSTRUCCIÓN DE PLANTAS EOLICAS EN LA REPÚBLICA DE GUATEMALA**, desarrollado por el estudiante de Ingeniería Civil Rony Anibal Ricardo Orellana Ramírez, quien contó con la asesoría del Ingeniero Mario Rodolfo Corzo Ávila.

Considero este trabajo bien desarrollado y representa un aporte para la ingeniería nacional y habiendo cumplido con los objetivos del referido trabajo doy mi aprobación al mismo solicitando darle el trámite respectivo.

Atentamente,

ID Y ENSEÑAD A TODOS

~~Ing. civil, Guillermo Francisco Melini Salguero~~
Jefe Del Departamento de Planeamiento



FACULTAD DE INGENIERIA
DEPARTAMENTO
DE
PLANEAMIENTO
USAC

/mrrm.

Mas de 134 años de Trabajo Académico y Mejora Continua





El Decano de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de San Carlos de Guatemala, luego de conocer la aprobación por parte del Director de la Escuela de Ingeniería Civil, al trabajo de graduación titulado: **PLANIFICACIÓN EN LA CONSTRUCCIÓN DE PLANTAS EÓLICAS EN LA REPÚBLICA DE GUATEMALA**, presentado por el estudiante universitario: **Rony Anibal Ricardo Orellana Ramírez**, y después de haber culminado las revisiones previas bajo la responsabilidad de las instancias correspondientes, se autoriza la impresión del mismo.

IMPRÍMASE.


Ing. Pedro Antonio Aguilar Polanco
Decano



Guatemala, octubre de 2016

/cc



USAC
TRICENTENARIA
 Universidad de San Carlos de Guatemala

<http://civil.ingenieria.usac.edu.gt>

Universidad de San Carlos de Guatemala
 FACULTAD DE INGENIERÍA
 Escuela de Ingeniería Civil



El director de la Escuela de Ingeniería Civil, después de conocer el dictamen del Asesor Ing. Mario Rodolfo Corzo Ávila y del Coordinador del Departamento de Planeamiento Ing. Guillermo Francisco Melini Salguero, al trabajo de graduación del estudiante Rony Aníbal Ricardo Orellana Ramírez, titulado **PLANIFICACIÓN EN LA CONSTRUCCIÓN DE PLANTAS EÓLICAS EN LA REPÚBLICA DE GUATEMALA**, da por este medio su aprobación a dicho trabajo.


 Ing. Hugo Leonel Montenegro Franco



Guatemala, septiembre 2016

/mrrm.

Mas de **134** años de Trabajo Académico y Mejora Continua



ACTO QUE DEDICO A:

- Dios** Mi padre celestial, a quien debo lo que soy y por ofrecerme su infinito amor y bendición a lo largo de mi vida; la gloria sea para Él por este logro alcanzado.
- Mi madre** Sandra Marisol Ramírez Solís, por su amor dedicación, cuidados, esfuerzo, apoyo adicional y ternura, y por ser un gran ejemplo en mi vida.
- Mis hermanos** Santiago Alejandro y Dulce María Ramírez, por su amor y apoyo incondicional y gran influencia en mi vida.
- Mis tíos** Edwin Urbano Morales, (q. e. p. d.) Rumilia Morales Guzmán y Evelin Iveth Ramírez Solís, por su cariño y consejos.
- Mis abuelos** Rosalío Rómulo Ramírez Barrios (q. e. p. d.) y Evangelina Solís Hernández (q. e. p. d.). Por sus consejos, amor y dedicación a lo largo de mi vida y por sus bendiciones desde el cielo.

Mi abuela

Aura Alicia Morales, por su cariño.

Mis amigos

Por los momentos inolvidables y apoyo durante el tiempo de mi carrera, e instarme a seguir adelante.

Ing. Mario Corzo Ávila

Por sus consejos, muestras de cariño, así como el apoyo brindado en todo momento, y por ser un guía fundamental en mi vida profesional.

AGRADECIMIENTOS A:

Universidad de San Carlos de Guatemala	Mi casa de estudios por abrirme las puertas y permitirme crecer estos años bajo su tutela.
Facultad de Ingeniería	Por ser una importante influencia en mi carrera, y los conocimientos adquiridos.
Mis amigos de la Facultad	Naty Carrera, Lucía Ramazini, Jorge Higüeros, René Medina, Fernando Medina, Ricardo Ávila y demás amigos, por compartir y apoyarme a lo largo de la carrera.
Dra. Mayra Castillo	Por sus consejos y orientación.
Mi asesor	Ing. Mario Rodolfo Corzo Ávila, por su orientación y apoyo para la elaboración de este trabajo de graduación.

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES	V
LISTA DE SÍMBOLOS	IX
GLOSARIO	XI
RESUMEN	XVII
OBJETIVOS	XIX
INTRODUCCIÓN	XXI
1. RESEÑA HISTÓRICA	1
1.1. Indicios de la energía eólica	1
1.2. Antecedentes de instalación de plantas eólicas	6
1.2.1. En Guatemala	7
1.2.2. En el mundo	7
2. PLANIFICACIÓN DE UNA PLANTA EÓLICA	9
2.1. Especificaciones técnicas y generales	9
2.2. Normas internacionales	19
2.3. Presupuesto	21
2.4. Ubicación geográfica	23
2.4.1. Emplazamientos	23
2.4.2. Rugosidad del viento	24
2.4.3. Relación entre clase de rugosidad y longitud de rugosidad	25
2.4.4. Rosa de rugosidades	27
2.4.5. Distribución del viento	29
2.4.6. Logística	30
2.5. Mano de obra, maquinaria, equipos y materiales	32
2.5.1. Mano de obra	32

2.5.2.	Maquinaria.....	34
2.5.2.1.	Transporte	34
2.5.2.2.	Instalación	35
2.5.2.3.	Otros	37
2.5.3.	Equipo	38
2.5.3.1.	Equipo externo	38
2.5.3.2.	Equipo interno	44
2.5.4.	Materiales.....	49
3.	ASPECTOS GENERALES.....	53
3.1.	Tipos de vientos	53
3.1.1.	Viento en función de su intensidad.....	54
3.1.2.	Viento en función de sus parámetros geológicos	56
3.2.	Áreas necesarias de ubicación	62
3.3.	Ventajas	72
3.3.1.	Tiempo de instalación	72
3.3.2.	Contaminación	74
3.3.3.	Cantidad de material a utilizar	76
3.3.4.	Independencia.....	77
3.4.	Desventajas	78
3.4.1.	Transporte, maquinaria y equipo.....	78
3.4.2.	Contaminación	80
3.4.3.	Disponibilidad del viento.....	83
3.4.4.	Necesidad de infraestructura.....	86
4.	ASPECTOS ECONÓMICOS.....	87
4.1.	Factibilidad	87
4.2.	Tiempo de construcción	88
4.3.	Valor presente neto (VPN)	90
4.4.	Tasa interna de retorno (TIR).....	93
4.5.	Beneficio-costos.....	95

5.	SELECCIÓN DE ASPAS.....	97
5.1.	Relación de potencia y área de barrido	97
5.2.	Fuerzas horizontales y verticales	104
5.2.1.	Modelo de carga simplificada	104
5.3.	Flujo de viento, velocidades máximas y mínimas.....	115
5.4.	Tipos de soporte.....	123
6.	DISEÑO DE COLUMNA.....	125
6.1.	Acción de carga actuante	125
6.2.	Dimensiones mínimas	126
6.3.	Armado de columna	131
6.4.	Flexión.....	138
7.	RESULTADOS ESPERADOS.....	143
7.1.	Precio costo a nivel nacional KW-Hora.....	143
7.2.	Cantidad de KW por torre anual	144
7.3.	Económico y funcional.....	151
7.4.	Tiempo de vida útil	154
	CONCLUSIONES	159
	RECOMENDACIONES	161
	BIBLIOGRAFÍA.....	163
	APÉNDICES	167

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

FIGURAS

1.	Turbina eólica de Brush.....	3
2.	Aerogenerador La Cour.....	4
3.	Aerogeneradormonopala.....	4
4.	Aerogenerador bipala.....	5
5.	Aerogenerador tripala.....	6
6.	Diagrama de flujo para seleccionar el tipo de aerogenerador	13
7.	Aerogenerador rotor	16
8.	Influencia de obstáculos de pendientes suaves	26
9.	Influencia de obstáculos de pendientes abruptas.....	26
10.	Influencia de un obstáculo en forma de cresta	27
11.	Rosa de vientos.....	28
12.	Dimensiones de grúa telescopio Krupp 100 GMT	37
13.	Cono del aerogenerador.....	39
14.	Tipos de buje.....	39
15.	Palas de aerogenerador	40
16.	Góndola	41
17.	Anemómetro.....	42
18.	Tipos de torres que se pueden utilizar de soporte.....	43
19.	Rodamiento.....	43
20.	Eje de baja.....	44
21.	Multiplicador.....	45
22.	Frenos mecánicos.....	46
23.	Generador síncrono y asíncrono	47

24.	Dispositivos eléctricos.....	47
25.	Dispositivos eléctricos.....	48
26.	Unidad de refrigeración.....	49
27.	Ciclo de los vientos	59
28.	Brisas continentales de valle y de montaña	60
29.	Distribución de viento.....	64
30.	Requerimientos a variaciones topográficas, vista superior	67
31.	Perturbación de viento	69
32.	Dirección del viento entre aerogenerador, obstáculos y torre	70
33.	Complejidad del terreno	72
34.	Contaminación visual.....	76
35.	Proceso de instalación y construcción de planta eólica	80
36.	Escala del sonido según la percepción del oído en decibeles	83
37.	Variación de presiones.....	85
38.	Efecto Coriolis.....	85
39.	Ingresos y egresos de planta eólica en 25 años	91
40.	Ingresos y egresos de una hidroeléctrica en 25 años.....	92
41.	Comportamiento de la variación de tasas respecto a su valor presente neto.....	95
42.	Idealización del comportamiento del viento en turbina	98
43.	Idealización de Ecuación de Bernoulli.....	99
44.	Límites de Betz.....	102
45.	Datos para el predimensionamiento de palas	104
46.	Gráficos de turbulencia	118
47.	Zonas y dimensiones de una columna hueca	133
48.	Gráfico de potencia versus velocidad	148
49.	Etapas de un ciclo de vida	155
50.	Pasos de fabricación de un aerogenerador	156

TABLAS

I.	Parques eólicos ubicados alrededor del mundo	8
II.	Criterios para la planificación de aerogeneradores	9
III.	Condiciones ambientales normales	10
IV.	Condiciones ambientales extremas	11
V.	Condiciones eléctricas normales	11
VI.	Condiciones eléctricas extremas	12
VII.	Clases de turbina	14
VIII.	Datos generales aerogeneradores	14
IX.	Rotor aerogeneradores	15
X.	Control, freno y frecuencia aerogeneradores	16
XI.	Generador aerogeneradores	17
XII.	Sistema Yaw aerogenerador	18
XIII.	Torre aerogenerador	19
XIV.	Presupuesto de planta eólica	22
XV.	Clase y longitud de rugosidad	25
XVI.	Direcciones de orientación del viento	28
XVII.	Logística de transporte del material para construcción de planta eólica. .	30
XVIII.	Ficha técnica de transporte de carga	34
XIX.	Ficha técnica de grúas	35
XX.	Ficha técnica maquinaria diversa	38
XXI.	Escala de velocidades del viento	54
XXII.	Tipo de viento en la escala de Beaufort	55
XXIII.	Criterios de ubicación en tierra según escala de Beufort	56
XXIV.	Escala Saffir-Simpson	61
XXV.	Medición del viento	63
XXVI.	Distribución del viento	64
XXVII.	Variación topográfica desde planta	67

XXVIII.	Criterios para la definición de un terreno complejo	71
XXIX.	Cronograma de actividades	73
XXX.	Costos de exploración del proyecto	87
XXXI.	Cronograma del tiempo de construcción.....	89
XXXII.	Especificaciones técnicas de planta eólica	90
XXXIII.	Datos para el cálculo del VPN sobre la planta eólica	91
XXXIV.	Resultados de VPN de planta eólica.....	92
XXXV.	Datos para el cálculo del VPN sobre la hidroeléctrica.....	92
XXXVI.	Resultados de VPN de una hidroeléctrica.....	93
XXXVII.	Determinación de tasa interna de retorno de planta eólica	93
XXXVIII.	Datos para determinar el comportamiento de la variación de tasas respecto de su valor presente neto	94
XXXIX.	Determinación del beneficio/costo	96
XL.	Casos de carga para determinar el cálculo por el método simplificado ..	106
XLI.	Par de torsión de corto circuito en el generador.....	113
XLII.	Coeficiente de fuerza según sus características	115
XLIII.	Parámetros básicos para las clases de aerogeneradores	116
XLIV.	Parámetros espectrales de turbulencia del modelo de Kaimai.....	119
XLV.	Factores de seguridad para cargas de fatiga y cargas de ruptura	126
XLVI.	Relación L/D y Cre.....	127
XLVII.	Tarifas eléctrica social y no social.....	144
XLVIII.	Velocidad nominal del viento en función del tiempo.....	145
XLIX.	Cálculo de potencia respecto a velocidad, densidad y área de barrido. .	146
L.	Cálculo de producción total de potencia por un aerogenerador	149
LI.	Cálculo de producción total de potencia por un parque de 20 aerogeneradores.....	150
LII.	Costo de exploración del proyecto anual	152
LIII.	Datos finales de producción de potencia de aerogeneradores	154
LIV.	Costo total de inversión del proyecto	154

LISTA DE SÍMBOLOS

Símbolo	Significado
Hc	Altura media del obstáculo
Zhub	Altura mínima del suelo hacia el buje
%	Porcentaje
B/C	Beneficio - costo
Ns	Conjunto de datos previamente procesado
ρ	Densidad
σ	Desviación estándar
σ_k	Desviación estándar de un parámetro preprocesado
D	Diámetro de barrido
Dei	Diámetro del rotor equivalente en (m)
Diste	Distancia equivalente
Dn	Diámetro del rotor vecino
La-t	Distancia entre el aerogenerador y la torre meteorológica.
Lei	Distancia entre el aerogenerador o la torre meteorológica y un obstáculo en (m).
Ln	Es la distancia entre el aerogenerador o la torre meteorológica y una turbina vecina.
Hz	Hertz
Kph	Kilómetros por hora
KW	Kilowatt
KWH	Kilowatt hora
Loc	Localización

Loc Ideal	Localización ideal
Zr	Longitud de rugosidad
M/s	Metro sobre segundo
Min	Minutos
P	Presión
Zo	Rugosidad equivalente

GLOSARIO

A.C.	Antes de Cristo.
ACI	American Concrete Institute.
Aerogenerador	Generador de energía eléctrica accionado por la fuerza del viento.
Agregado fino	Material inerte conformado por arena o material árido con un diámetro menor a 1 cm.
Agregado grueso	Grava o material pétreo conformado por piedrín y en el que la mayoría de sus partículas tienen un diámetro entre 1,9 cm a 2,5 cm.
Anemómetro	Aparato meteorológico que se usa para medir la circulación y velocidad del viento.
Área de barrido	Área circular de impacto del viento conformada por la sección que ocupa las palas al momento de rotar.
Azimut	Es el ángulo horizontal medido en el sentido de las agujas del reloj con referencia de un meridiano.

B/C	Es el parámetro numérico que determina el rendimiento y factibilidad de un proyecto. Relieve o región, orientada hacia la dirección del viento. Donde se provoca el ascenso de la masa de aire al hacerlo se enfría y se provoca la precipitación.
Brisas de valle	Masas de aire que se trasladan de día de un valle a las partes altas de una montaña.
British Standard	Norma británica que proporciona información sobre aerogeneradores pequeños y parámetro de diseño.
Buje	Máquina o componente donde se apoyan y unen las palas con el eje principal.
BWEA	Asociación Británica de Energía Eólica.
Cemento	Conglomerante que está formado por piedra caliza y arcillas calcinadas procesadas y molidas; dicha mezcla endurece al contacto.
CO₂	Dióxido de carbono.
Cocode	Consejo Comunitario de Desarrollo.

Dirección extrema	Inclinación horizontal máxima predecible en grados sexagesimales que puede tener el viento.
Emplazamiento	Sitio por donde se desplazarán las masas de viento dirigidas hacia el aerogenerador.
Excentricidad	Desfase o distancia donde se aplica la fuerza y el eje centroidal.
Flujo laminar	Es el movimiento del flujo de forma ordenada, estratificada y laminar, sin estremecerse. Con una velocidad baja y densidades altas.
Flujo turbulento	Es el movimiento del flujo de forma caótica en el que las partículas se mueven desordenadamente con grandes velocidades y con trayectoria impredecible.
Germanisher Lloyd	Especificaciones de norma alemana que incluyen parámetros de materiales de obra civil, viento, mecanismos de aerogeneradores y especificaciones técnicas y generales.
Gradiente de presión	Vector perpendicular a la isobara con el que se delimita la diferencia entre dos puntos los valores de presión.

IBC	Código Internacional de Construcción.
IEC 61400-1	Norma europea caracterizada por el estudio de parámetros de distribución de viento, ráfagas, velocidades y mecanismo del sistema de aerogeneradores.
IEC 61400-12	Norma europea dirigida al estudio de las características de potencia de los aerogeneradores.
Índice de turbulencia	Valor de referencia con el cual se mide la cantidad de turbulencia del viento.
Intensidad	Cantidad de fuerza o energía con la que se realiza un trabajo o acción.
Lector de datos	Maquinaria o lector que transfiere datos del anemómetro, termómetro, entre otros. De una estación meteorológica a banco de información detallada en un sistema de medidas.
Límite de Betz	Límite teórico de eficiencia de un aerogenerador.
NTC5725	Norma colombiana dirigida al estudio de aerogeneradores pequeños.

Perturbación de viento	Transición del viento de forma inestable debido a obstáculo en el trayecto.
Ráfaga de viento	Gran intensidad de circulación de viento de manera brusca.
Soporte	Parte donde se ubica la góndola, así como el rodamiento donde circulan las hendiduras y engranajes.
Sotavento	Ladera o lado de un relieve, protegido del viento dominante. Se caracteriza por ser la parte seca donde la masa de viento suaviza y decae.
TIR	Tasa interna de retorno.
Torre	Obra civil construida por materiales cementantes que tiene como función sostener y resistir elementos y/o equipos livianos y pesados.
Turbina	Máquina con rotor principal que revoluciona o rota debido a la presión del fluido, ya sea agua o viento.
Turbina bipala	Turbina conformada por un conjunto de dos palas, las cuales proveen de una mayor

eficiencia con rotores menos rígidos y con mejor equilibrio.

Turbina monopala

Turbina conformada únicamente por una pala, la cual es necesario que esté en movimiento continuo mediante un contrapeso para mantener equilibrio estático y dinámico.

Turbina tripala

Turbina conformada por un conjunto de tres palas, las cuales están separadas angularmente con mejoras en la eficiencia y utilizadas actualmente, así como una disminución en las vibraciones sobre el equipo.

VPN

Valor presente neto.

VPNB

Valor presente neto del beneficio.

VPNC

Valor presente neto del costo.

ZCIT

Zona de convergencia intertropical.

RESUMEN

El estudio de una planta eólica está conformado por un análisis sobre el comportamiento de sus partes, las cuales se basan desde el inicio y la implementación de los primeros aerogeneradores, hasta los de tecnología más avanzada, siendo estos últimos utilizados actualmente.

Posteriormente se realiza un estudio general de los componentes que influyen en el funcionamiento de una planta eólica, considerando el viento con sus características, la geografía en conjunto con la topografía, así como las demás condiciones y lineamientos a considerar estipulados por normas y códigos.

Debido a factores externos e internos y de los diferentes estudios realizados en el documento, se ve la necesidad de realizar y determinar la factibilidad del proyecto mediante el tiempo de vida útil, inversión inicial, presupuesto, tasa interna de retorno y beneficio-costos. Sumando a esto último la producción en kw/h que genera la planta eólica debido al tiempo de funcionamiento anual y condiciones técnicas de cada uno de los aerogeneradores instalados.

OBJETIVOS

General

Analizar la propuesta de instalación de plantas eólicas en la República de Guatemala.

Específicos

1. Proponer una guía de cómo planificar los estudios de pre factibilidad de proyectos eólicos.
2. Proponer una fuente alterna de energía en zonas marginales o rurales por su localización y ubicación geográfica disponen del recurso natural viento.
3. Determinar las ventajas y desventajas que tiene la construcción de una planta eólica en función de su localización, ubicación impacto ambiental.

INTRODUCCIÓN

El presente trabajo de graduación, tiene la finalidad de ser guía y aportar la información básica para la planificación, evaluación y construcción de plantas de energía eólica en la República de Guatemala. Tomando como base los antecedentes de los diferentes países donde se ha dado la construcción de plantas funcionales de aprovechamiento eólico, los principios que las mismas han utilizado para formular el desarrollo tecnológico para un mejor aprovechamiento del material utilizado en el diseño y construcción de las plantas.

Previo a la construcción de una planta eólica se debe puntualizar sobre la importancia que se tiene de las especificaciones internacionales y las recomendaciones que se han dado sobre ellas; de allí que desde el inicio del proyecto, en la fase de preparación se muestran las características para la ejecución y aquellos componentes que conforman en conjunto los parámetros tanto ambientales, sociales y económicos del proyecto.

Entre los aspectos importantes referente a la oferta y demanda es consecuente la inversión que se determinará para la construcción de la planta eólica, ya que de esta dependerá la operación, el tiempo de vida estipulado y la funcionalidad que tendrá mientras esté en funcionamiento; todos estos estudios se toman en cuenta para la optimización de recursos, considerando las ventajas y desventajas que conlleva la implementación de plantas de energía eólica. Se toma en consideración la ubicación geográfica, el transporte, la maquinaria, equipo y el tipo de mano de obra en relación con las áreas necesarias para su ubicación.

1. RESEÑA HISTÓRICA

1.1. Indicios de la energía eólica

A lo largo de la historia el ser humano ha necesitado y utilizado el viento para hacer diferentes trabajos y actividades que han ayudado al desarrollo del comercio, industria, transporte, energía, entre otros. Por lo cual se tiene conocimiento que uno de los trabajos con mayor desarrollo en el mundo antiguo es el transporte marítimo; dicho transporte era utilizado por el hombre para llevar mercancía a lugares lejanos, movimiento de tropas, búsqueda de nuevas rutas comerciales, entre otros.

El hombre usa por primera vez la energía del viento en Egipto, alrededor del 3000 A.C., para propulsar los barcos de vela. Siendo una de las primeras civilizaciones en impulsar la utilización del viento; debido a esto se comienzan a dar las principales influencias y avances en el descubrimiento de la mecánica antigua; dicha ciencia emerge de forma paulatina y lenta.

Las bases de la mecánica antigua Hammurabi se dio a conocer debido al sistema utilizado en los molinos de viento, el cual por medio de aspas anchas y cortas captan las masas de aire, los que a su vez hacen que el conjunto de aspas giren a una velocidad relativamente baja (aproximadamente a unas 12 rpm) conectadas por un eje que está interconectado a un sistema de engranajes; dicho sistema tiene como función principal el bombeo del agua utilizada para la irrigación en 1750. Aunque se tiene conocimiento que los primeros molinos surgieron en Seistán, Persia; lo que ahora se conoce como Irán.

La energía eólica ha sido utilizada por muchos años para diversos usos, uno de ellos es la utilización de molinos eólicos para transformar la energía del viento en diferentes trabajos como moler granos, bombeo de agua para riego y el uso doméstico, tal es el caso de la cultura china, los sumerios y persas.

Sin embargo, a principios del siglo XIII los molinos de viento son situados a lo largo de toda Europa; estos se dieron a conocer por la eficiencia que poseían al bombear agua, siendo los más reconocidos los molinos de viento holandeses. Dentro de los tipos de molinos de viento empleados desde su inicio cabe mencionar los molinos franceses; estos eran identificados debido a su torre de piedra coronada, la cual soportaba el molino y sus diversos componentes mecánicos.

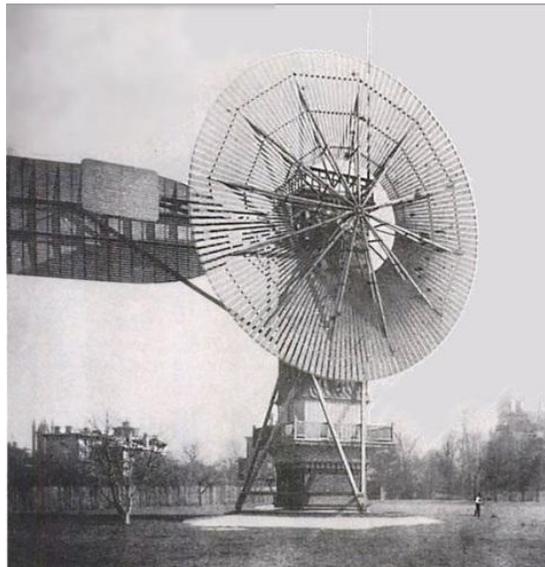
Mucho tiempo después del descubrimiento de la electricidad comienza el estudio del comportamiento de los aerogeneradores, los cuales requieren sistemas de generación eléctrica derivado de la energía proveniente del viento para su funcionamiento

En los últimos años se han ido renovando, actualizando e innovando constantemente la forma en que los aerogeneradores proveen la mayor cantidad de potencial eléctrica para suministrar dicho recurso, de forma interconectada a la red o mediante baterías.

A mediados del siglo XVIII, entre 1854 y 1855, el investigador Hallada y introduce e implementa los molinos de viento ligero, los cuales resultan ser baratos y eficientes para esa época, hechos de aspas de madera y posteriormente de aleaciones de aluminio y metales.

En 1880, el científico Brush construye lo que se conoce como las primeras turbinas eólicas con un funcionamiento autónomo para la generación de energía eléctrica. Una de las principales características de este tipo de turbinas es que el diámetro del rotor es de aproximadamente 17 m con 144 palas de madera; este sistema es también descrito como turbinas de giro lento en las cuales a diferencia de las que se conocen en la actualidad, la eficiencia es muy baja.

Figura 1. **Turbina eólica de Brush**



Fuente: UCLM. *Curso de física ambiental*. p. 7.

A su tiempo Poul La Cour introduce los aerogeneradores o turbinas de vientos de giro rápido. Es reconocido como uno de los primeros investigadores en enfocarse en el estudio de la aerodinámica moderna; fue capaz de construir su propio túnel de viento para hacer los experimentos sobre el comportamiento de los flujos turbulentos y laminares que puede provocar el viento en diferentes casos. A Poul La Cour se le conoce el pionero de las turbinas eólicas rápidas.

Figura 2. **Aerogenerador La Cour**



Fuente: UCLM. *Curso de física ambiental*. p. 7.

A mediados del siglo XIV se realizan nuevos estudios para aprovechar de una manera más eficiente el recurso eólico, lo que conlleva a las primeras turbinas de movimiento rápido, conociéndose con el nombre de turbinas monopala; dicho nombre es debido a que en su área de barrido está conformada únicamente por una pala en movimiento, la cual hace el trabajo de recibir la fuerza del viento y provocar el giro, pero para que esto ocurra y que el giro sea de forma continua, es necesario un contrapeso, que sirva para tener un equilibrio estático dinámico.

Figura 3. **Aerogenerador monopala**



Fuente: Asea Brown Boveri, S.A. *Cuaderno de aplicaciones técnicas no.12*.

Plantas eólicas. p. 13.

Con el desarrollo de la aerodinámica se obtienen mejores resultados tanto en eficiencia, costos y diseños; esto se lleva a cabo gracias a la utilización de aspas con mayor potencia, proporcionado por los factores de diseño que se aplican a los aerogeneradores bipala que llegan a tener mayor eficiencia, ya que están conformados por un rotor menos rígido y dos palas que provocan un efecto de contrapeso y continuidad sin provocar grandes esfuerzos, momentos y deflexiones en la estructura.

Figura 4. **Aerogenerador bipala**



Fuente: Asea Brown Boveri, S.A. *Cuaderno de aplicaciones técnicas no. 12.*
Plantas eólicas. p. 13.

Posteriormente debido, a los avances tecnológicos en la aerodinámica, se desarrolla un nuevo tipo de rotor más efectivo y sustentable en referencia al rotor monopala y bipala; este nuevo rotor está conformado por un conjunto de tres hélices, las cuales estaban separadas angularmente a una distancia simétrica entre cada una de ellas; a este nuevo tipo de rotor se le conoce con el nombre de aerogenerador tripala.

Como toda máquina tiene la particularidad de poseer tanto ventajas y desventajas que se producen al momento de su funcionamiento, una de las ventajas más significativas es que debido a su conjugación de 3 palas, las vibraciones son menores a las que generan sus antecesoras, las emisiones de sonido son muy bajas, las fuerzas axiales y momentos inducidos por las aspas sobre la torre son menos críticos y por lo cual las hace más seguras de utilizar bajo ciertos requerimientos y parámetros, tanto mecánicos y físicos como meteorológicos.

Figura 5. **Aerogenerador tripala**



Fuente: Asea Brown Boveri, S.A. *Cuaderno de aplicaciones técnicas no.12.*

Plantas eólicas. p. 13.

1.2. Antecedentes de instalación de plantas eólicas

En Guatemala, la primera planta eólica fue construida y puesta en operaciones en San Antonio el Sitio, Villa Canales, con una capacidad de 52,8 MW, el 19 de abril de 2015, según informaron de los medios de comunicación.

Esta primera planta eólica inició sus funciones con 16 aerogeneradores, de los cuales solo 12 están en funcionamiento.

1.2.1. En Guatemala

Se tienen previstos otros dos proyectos, tal es el caso de “Viento blanco”, con una capacidad de 21 MW y Tresa Central con una capacidad de 30 MW; los precios contratados son de 126 dólares por megavatio.

1.2.2. En el mundo

Debido a la demanda energética mundial, cada vez es mayor la utilización e investigación de nuevos sistemas energéticos capaces de brindar la energía necesaria para los trabajos que existen en un nuevo mundo más industrializado, para lo cual a lo largo de mucho tiempo se ha ido implementando, como es el caso de las máquinas que reciben la energía del viento y la convierten en energía eléctrica, como las turbinas de vientos llamadas aerogeneradores.

Para cubrir la demanda energética a niveles macro fue necesario implementar aerogeneradores a lo largo del mundo, los cuales en comparación con los primeros molinos de viento, son mucho más eficientes, por lo que a continuación se describirán algunos de ellos: entre los más potentes parques eólicos ubicados alrededor del mundo cabe mencionar que muchos de ellos se encuentran en los países más desarrollados, entre los que pueden mencionarse los parques eólicos, influyentes en el nuevo continente.

Tabla I. **Parques eólicos ubicados alrededor del mundo**

Nombre del parque	Ubicación	Número de turbinas	Potencia a generar	Área de instalación	Ranking
Tehachapi Pass Wind Farma	Condado de Kern California, Estados Unidos	585 dividida en 11 unidades	1020 MW		1
Shepherds flat	Arlington al este de Oregon, Estados Unidos	338 turbinas GE2.5XL,	845 MW	77-78 m ²	2
Roscoe	Abilene Texas, Estados Unidos	627 turbinas	781 MW	400 m ²	3
HorseHollow	Texas, Estados Unidos	421 turbinas	736 MW		4
Capricorn ridge	<i>Sterling</i> y Coke Texas, Estados Unidos	342 turbinas	662.5 MW		5
London Array	Costas de Kent y Essex Inglaterra	175 turbinas offshore	630 MW		6
Fantanele-Cogealac	Provincia de Dobruja en Rumania	240 aerogeneradores	600 MW	1.092 hectáreas a lo largo del Mar Negro	7
Thorntonbank	Costa Belga, Belga (<i>offshore</i>)	5 turbinas RePower	30 MW-60 MW y 120 MW	27Km a lo largo de la costa	8
Maranchon	Guadalajara, España	104 turbinas	208 MW		9

Fuente: empresa IMPSA.

2. PLANIFICACIÓN DE UNA PLANTA EÓLICA

La planificación de una planta eólica es necesaria para obtener parámetros esenciales que permitan el estudio y el control de la construcción, tomando en consideración lo establecido mediante reglamentos y normas.

2.1. Especificaciones técnicas y generales

Las especificaciones que se pueden adaptar para la planificación y construcción de los aerogeneradores, según las condiciones económicas, ambientales, infraestructura y topográficos de los sitios potenciales en la república de Guatemala, se pueden seguir los siguientes criterios descritos en la tabla II.

Tabla II. Criterios para la planificación de aerogeneradores

Descripción	Valores / Concepto
Numero de palas del aerogenerador	3
Área de barrido del rotor para aerogenerador grande	Mayor a 200 m ²
Área de barrido del rotor para aerogenerador pequeño	Menor a 200 m ²
Velocidad del viento inicial para área de barrido menor a 200 m ²	V= 3.5m/s
Clases de aerogenerador o turbina de viento	Tipo i,ii,iii y especificaciones especiales

Continuación de la tabla II.

Potencia generada en corriente altera	1000 voltios
Potencia generada en corriente directa	1500 voltios
Inclinación de aspas longitudinalmente	0,1 m
Dirección respecto al viento	Barlovento
Intensidad de turbulencia (factor) i15 m/s	0,18
Posición del rotor (inclinación variable)	30 grados
Tipo de soporte o torre	Torreo o columna hueca
Velocidad inicial del aerogenerador	3,5 m/s
Inclinación del rotor respecto a la horizontal	8 grados
Tipo de buje	Rígido, articulado, mixto

Fuente: *Norma Colombiana NTC5725*. p. 60.

Tabla III. **Condiciones ambientales normales**

Descripción	Valores / Concepto
Rango de temperatura ambiente normal del sistema	-10 °C + 40 °C
Humedad relativa del sistema	95%
Intensidad de radiación solar	1000 W/m ²
Densidad del aire	1222-1225 kg/cm ²

Fuente: *Norma Colombiana NTC5725*. p. 67.

Tabla IV. **Condiciones ambientales extremas**

Descripción	Valores/Concepto
Temperatura	Los valores de diseño para el rango de temperaturas extremas para las clases normalizadas de aerogeneradores deben ser al menos de -20 °C hasta +50 °C.
Descargas atmosféricas	Las disposiciones para la protección contra las descargas atmosféricas que se exigen en el numeral 10.5 de la norma colombiana NTC5725, pueden considerarse como las adecuadas para aerogeneradores pequeños de las clases normalizadas.
Hielo	No se dan requisitos mínimos para el hielo para las clases normalizadas de aerogeneradores.

Fuente: *Norma Colombiana NTC5725*. p. 27.

Tabla V. **Condiciones eléctricas normales**

Descripción	Valores/Concepto
Tensión valor nominal	Conforme a IEC 60038 al 10%
Frecuencia valor nominal	+/- 2%
Desbalance de tensión	La proporción de la componente de secuencia negativa de la tensión respecto del componente de la secuencia positiva no excede el 2%.

Continuación de la tabla V.

Ciclos de autoconexión	Periodos del ciclo del auto reconexión de 0,2 a 0,5 segundos en la primera reconexión y de 10 a 20 segundos en la segunda reconexión.
Interrupciones del suministro de la red	Se asume que las interrupciones del suministro de la red ocurren 20 veces por año. Una interrupción del suministro de hasta 24 horas debe considerarse una condición normal.

Fuente: *Norma Colombiana NTC5725*. p. 29.

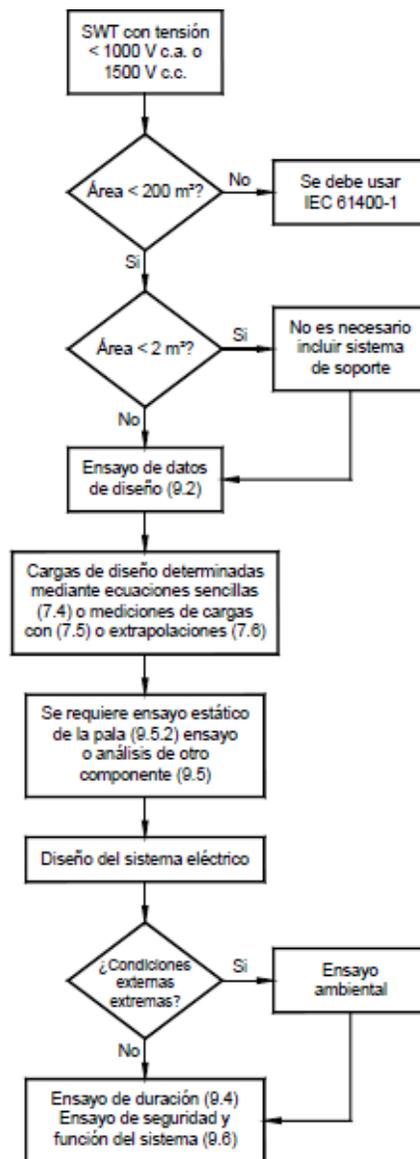
Tabla VI. **Condiciones eléctricas extremas**

Descripción	Valores/concepto
Tensión valor nominal	Desviación del valor nominal +- 20%
Frecuencia valor nominal	+ - 10%
Desbalance de tensión	No mayor al 15%
Interrupciones del suministro de la red	Las interrupciones de hasta una semana se deben considerar una condición extrema
Frecuencia de una turbina conectada a una red local	+ - 5 Hz

Fuente: *Norma Colombiana NTC5725*. p. 29.

Para determinar el tipo de aerogenerador que se requiere utilizar se deben seguir lineamientos y pasos que las normas pueden proporcionar, por lo que la norma colombiana NTC 5725 es una de ellas, ya que proporciona un diagrama de flujo en el que se muestran pasos y lineamientos de forma general.

Figura 6. Diagrama de flujo para seleccionar el tipo de aerogenerador a realizar



Fuente: Norma Colombiana NTC5725. p. 17.

Las secciones que hacen referencia al anterior diagrama de flujo están ubicadas en la Norma Colombiana NTC5725.

Al determinar el tipo y clase de turbinas eólica es necesario identificar los parámetros como intensidad, velocidad y demás, según lo que Guideline for the certification of Wind Turbines proporcionan la siguiente tabla.

Tabla VII. **Clases de turbina**

Clase de turbina de viento	I	II	III	S
Vref {m/s}	50	42,5	37,5	Los valores que especifique el fabricante
Vave {m/s}	10	8,5	7.5	
AI15	0,18	0,18	0,18	
a(-)	2	2	2	
BI15	0,16	0,16	0,16	
a(-)	3	3	3	

Fuente: elaboración propia.

En general los productos a usar en el diseño de aerogeneradores mayores a un área de barrido menor a 200 m² serán tomados de la empresa IMPSA; dicha empresa argentina provee esencialmente de bujes, aspas, rotores, cabinas y piezas complementarias; las especificaciones técnicas de las turbinas se muestran a continuación:

Tabla VIII. **Datos generales aerogeneradores**

Tipo de aerogenerador	IPW-70	IWP83	IWP85	IV70	IV77	IV82
Potencia unitaria	1,5 MV	2,0 MV	2,1 MV	1,5 MV	1,5 MV	1.,5 MV
Vida útil	20 años					

Continuación de la tabla VIII.

Velocidad de supervivencia	52,5 m/s	59,5 m/s	70 m/s	52.5 m/s	52,5-59,5 m/s	59.5 m/s
Normas de diseño	IEC WT IEC 61400	IEC WT IEC 61400	IEC WT IEC 61400	GL; IEC61400	GL; IEC61400	GL; IEC61400
Clase	I-A; II-A; I-S; III-S	I-A; II-A; I-S; III-S	I-A; II-A; III-A; III-B			

Fuente: empresa IMPSA.

Tabla IX. **Rotor aerogeneradores**

Tipo de aerogenerador	IPW-70	IWP83	IWP85	IV70	IV77	IV82
Diámetro	70 m	83 m	85 m	70 m	77 m	82 m
Dirección de rotación	Sentido horario	Sentido horario	Sentido horario	Sentido horario	Sentido horario	Sentido horario
Cantidad de palas	3 Unidades	3 Unidades	3 Unidades	3 Unidades	3 Unidades	3 Unidades
Longitud de palas	32,3 m	38.,9 m	40 m	34 m	37,25 m	40 m
Material de palas	Fibra de Vidrio y resina con protección contra la radiación ultravioleta y descargas atmosféricas.					

Continuación de la tabla IX.

Control de potencia	Paso variable	Paso variable	Paso variable	Paso variable	Paso variable	Paso variable
Sistema de control	Monitoreo, control y microprocesados.					

Fuente: empresa IMPSA.

Figura 7. **Aerogenerador rotor**



Fuente: ficha técnica de empresa IMPSA.

Tabla X. **Control, freno y frecuencia aerogeneradores**

Tipo de aerogenerador	IPW-70	IWP83	IWP85	IV70	IV77	IV82
Freno aerodinámico	3 sistemas independientes de control de paso.					

Continuación de la tabla X.

Freno mecánico	Hidráulico, para parada del rotor					
Bloqueo del rotor	Manual	Manual	Manual	Manual	Manual	Manual
Tipo de frecuencia	Trifásico	Trifásico	Trifásico	Puente rectificador pasivo. inverso trifásico conmutado por IGTs		
Frecuencia en línea	45-65 Hz	45-65 Hz	45-65 Hz	45-65 Hz	45-65 Hz	45-65 Hz
Tensión en línea	690 Vac	750 Vac	789 Vac	620 Vac	620 Vac	620 Vac
Distorsión armónica	≤5 %	≤5 %	≤5 %	≤5 %	≤5 %	≤5 %
Control <i>pich</i>	Accionamiento independiente con servomotores.			Accionamiento independiente con servomotores.		
Energía de reserva	Ultra-capacitores					

Fuente: empresa IMPSA.

Tabla XI. **Generador aerogeneradores**

Tipo de aerogenerador	IPW-70	IWP83	IWP85	IV70	IV77	IV82
Tipo	DDPM accionamiento directo, imanes permanentes.					
Potencia nominal	1500 KW	2000 KW	2100 KW	1500 KW	1500 KW	1500 KW
Diseño	UNIPOWER			IMPSA-V		
Tensión	690 Vac	750 Vac	789 Vac	690 Vac	690 Vac	690 Vac

Continuación de la tabla XI.

Refrigeración	Por aire IP 23 (En-60529)			Por aire IP 23 (En-60529)		
Clase de aislamiento	F	F	F	F	F	F

Fuente: empresa IMPSA.

Tabla XII. **Sistema Yaw aerogenerador**

Tipo de aerogenerador	IPW-70	IWP83	IWP85	IV70	IV77	IV82
Tipo	Sistema activo	Sistema activo	Sistema activo	Sistema activo	Sistema activo	Sistema activo
Concepto de diseño	Accionamiento de servomotores			Motores eléctricos		
Rodamiento	Engranaje interior			Engranaje interior		
Cantidad de mecanismos	4 Unidades	4 Unidades	4 Unidades	3 Unidades	3 Unidades	3 Unidades
Velocidad de movimiento	0,3 rad/ s	0,3 rad/s	0,3 rad/s	0,5 rad/s	0,5 rad/s	0,5 rad/s
Franja de operación	360 grados	360 grados	360 grados	360 grados	360 grados	360 grados

Fuente: empresa IMPSA.

Tabla XIII. **Torre aerogenerador**

Tipo de aerogenerador	IPW-70	IWP83	IWP85	IV70	IV77	IV82
Tipo	Acero o concreto					
Altura de eje del aerogenerador	60 m	72 m	85 m	65 m	85 m	100 m
Secciones	3 Unidades	3 Unidades	4 Unidades	3 Unidades	4 Unidades	5 Unidades
Protección anticorrosiva	Pintura	Pintura	Pintura	Pintura	Pintura	Pintura

Fuente: empresa IMPSA.

2.2. Normas internacionales

Es necesario tener a disposición las normas que delimiten y permitan verificar los aspectos tanto técnicos como de productividad, para aplicarlos a proyectos energéticos renovables para diseño y construcción de plantas eólicas.

Las normas internacionales para la implementación de plantas eólicas en la República de Guatemala son primordiales, debido a que no se cuenta con normas propias que se adapten a las necesidades:

- IEC 61400-12: esta norma permite determinar las características de potencia de las turbinas eólicas (aerogenerador) en función de la

velocidad promedio anual y diaria del viento, la producción anual de energía, el tipo de sitio del cual se debe ubicar, y las distancias óptimas a las que deben de estar respecto de los obstáculos. Otro de los aspectos importantes con los que tiene relación esta norma es la forma en que deben de ser medidas las características del viento y la forma correcta de ubicar e instalar una estación meteorológica (estación meteorológica automática).

- British Standard: esta norma británica proporciona información relacionada con aerogeneradores pequeños llamados SWT (*small wind turbine*) y los parámetros de diseño en general como las fuerzas actuantes e influyentes en las turbinas de viento. También da conocimiento sobre los requisitos ambientales a grandes rasgos y la ubicación donde se pueden instalar dichos aerogeneradores.
- BWEA British Wind Energy Association: está orientada hacia los análisis que se deben hacer a los aerogeneradores pequeños, sin embargo lo que esta norma provee en consideración específica es el tipo de ruido que producen las turbinas eólicas y la medición que se lleva a cabo tomando en cuenta los decibeles que genera.
- IEC 61400-1: esta norma internacional edición 2005 es una de las utilizadas a nivel mundial, teniendo prioridad en los países de la Unión Europea; este tipo de normas se caracterizan por ser completas y tener mucha experiencia en el tema de turbinas de viento, parámetros de distribución del viento, el tipo de ráfaga, la velocidad de inicio y de paro, de un aerogenerador, el mecanismo del sistema, especificaciones y condiciones para su diseño e instalación, y un conjunto de características específicas que se detallan más adelante.

- Guidelines for the certificación of Wind Turbines (GermanisherLloyd): esta norma alemana indica los parámetros que deben de tener los materiales utilizados para las partes que conforman la torre y las partes internas y derivadas de la estructuras; teniendo en cuenta la referencia de diseño estructural que dicha norma también refiere; a partir del sistema del rotor y las fuerzas que actúan sobre él, se obtienen ciertos dictámenes y opciones que proporcionan el material más conveniente, así como el procedimiento y requisitos de manufactura de los materiales a emplear en la construcción de plantas eólicas y las especificaciones técnicas y generales requeridas para su optimización en la utilización y desempeño.
- NTC 5725: esta norma colombiana es una adaptación de este país de la norma IEC 61400-2006, la cual se refiere al diseño de aerogeneradores pequeños y a las características de los mismos, como las velocidades aptas para el desempeño de las turbinas eólicas y demás fuerza y factores que influyan en el desarrollo de las mismas. Dentro de esta norma cabe mencionar que otra de sus especificaciones es la curva de potencia en relación con el viento y la producción anual de energía.

2.3. Presupuesto

El presupuesto de la planta eólica tiene un precio unitario de Q526 165,58; por lo que se planifica para un parque de 20 aerogeneradores con un costo total de Q10 523 311,54; estos costos incluyen: aerogeneradores, torre de soporte, equipo eléctrico, obra civil, instalación eléctrica, comunicación, entre otros.

Tabla XIV. Presupuesto de planta eólica

PROYECTO:	PLANTA EÓLICA				
OFERENTE:	Tesis		REGLÓN		
UBICACIÓN:	Guatemala		PRECIO UNITARIO	Q	546,165.58
Ref	Descripción	Unidad	Cantidad	P.Unit	P. total
1.	Aerogeneradores Aerogenerador pnominal 60 KW incluyendo góndolas y juego de tres palas. Multiplicador, ejes de alta y baja velocidad, generador,entre otros.	Unidad	20	Q 334,227.73	Q 6,684,554.67
2.	Torre de soporte Torre de soporte para 3 palas, buje, rotor, nancell, entre otros. Izado de torre.	Unidad	20	Q 80,858.11	Q 1,617,162.10
3	Equipo eléctrico Cableado, conexiones de góndola, adaptación eléctrica de conexión a la red, incluyendo a tierra.	Unidad	20	Q 52,595.75	Q 1,051,914.90
4	Obra civil Chapeado, trazado, zanjas para cables, excavacion en el terreno, compactacion, relleno, material sobrante, señalizacion, plataforma y cimentación. Armado, accesos, caminamientos y sistemas de drenaje.	Unidad	20	Q 43,693.25	Q 873,864.92
5	Instalacion eléctrica y comunicación Conjunto de terminal Interior, red de media, tensión Mt 10 KV acompañado de red a tierra, tubería PVC Para paso de cables de diámetro 50, transformador, interconexión y celdas de protección.	Unidad	20	Q 21,846.62	Q 436,932.46
6	Otros Impuestos, diseño estructural, dirección de facultatividad, control, seguridad, salud, documentación, estudio geotécnico, seguros y fianzas. alquiler.	Unidad	20	Q 12,944.12	Q 258,882.48
TOTAL.....				Q	10,923,311.54

Fuente: elaboración propia.

2.4. Ubicación geográfica

La ubicación geográfica depende de los flujos de aire en donde ciertas zonas son aptas para la implementación de aerogeneradores, lo cual es analizado dependiendo de la altitud sobre el nivel del mar a la que se encuentre la planta, en la que es importante determinar las áreas específicas de rugosidad, cizallamiento y distribución del viento.

Uno de los primeros estudios que se deben hacer al momento de implementar plantas eólicas es proporcionar datos sobre el terreno y las fluctuaciones temporales del viento en la zona; así como los ciclos del movimiento atmosférico que estos proveen, los cuales dependen de la orografía y posición geográfica; a su vez están entrelazadas con el potencial energético, el cual es producido por la radiación solar en las diferentes partes del mundo.

2.4.1. Emplazamientos

Los emplazamientos son criterios básicos y específicos que se requiere analizar sobre el sitio donde se pondrán en funcionamiento las plantas eólicas, entre los que cabe destacar:

- El flujo del viento entre montañas o cerros donde existan presiones altas, ya que esto modifica las características del viento como su densidad, velocidad, dirección, entre otras.
- Valles largos muy elevados respecto de cadenas montañosas.
- Llanos, sabanas y terrenos con buena referencia y exposición al viento (teniendo en cuenta el viento derivado del gradiente de presión), considerando mejoras en donde el costo de movimiento de tierras no es significativo.

- Tipo de suelo en el cual se instalaran las plantas eólicas.
- Variaciones de los niveles de la velocidad del viento, ráfaga extrema, cambio de orientación extremas y turbulencia.
- Condiciones atmosféricas especiales del sitio.

2.4.2. Rugosidad del viento

La rugosidad del terreno y los obstáculos existentes se encargan de modificar el perfil vertical del viento, porque describen parámetros en los cuales la influencia de la rugosidad se añade en diferentes zonas geográficas como se muestra a continuación. Se analizan las características del terreno incluyendo la distribución de los obstáculos y sus dimensiones donde:

Hc: altura media del obstáculo

Zhub: altura mínima del suelo hacia el buje

Zo: rugosidad equivalente

$$Z_o = 0.056 * hc^{1.37}$$

Sí y solo sí $Hc/Z_{hub} < 0.75$

Otra de las condiciones implica que el obstáculo se encuentra a una distancia equivalente de:

$$Diste = 20 * Hc$$

Sí y solo sí el emplazamiento es:

$$\frac{Hc}{Z_r} < 0.33$$

Sin embargo, si la distancia es mayor a los $20 * H_c$ la relación H_c/Z_r es completamente independiente. Estas relaciones y parámetros son aplicables cuando los obstáculos son fijos y no existe manera de mover o cambiar de sitio; sin embargo estos estudios muestran la mejor ubicación a un nivel macro y la variación vertical del viento.

2.4.3. Relación entre clase de rugosidad y longitud de rugosidad

En la tabla siguiente se analiza la relación entre la clase y longitud de rugosidad.

Tabla XV. Clase y longitud de rugosidad

Clase de rugosidad	Longitud de rugosidad (z)(m)	Índice de energía (%)	Tipo de terreno
0	0.0002	100	Superficie de agua. Terreno abierto, superficie lisa
0.5	0.0024	73	Pistas de hormigón (aeropuertos), césped,...
1	0.03	52	Campos abiertos sin cercados ni setos. Edificios muy dispersos. Colinas suavemente redondeadas
1.5	0.055	45	Campo con algunas casas y arbolado de hasta 8m situado como mínimo a 1250m.
2	0.1	39	Campo con algunas casas y arbolado de hasta 8m situado como mínimo a 500m.
2.5	0.2	31	Campo con algunas casas y arbolado de hasta 8m situado como mínimo a 250m.
3	0.4	24	Pueblo, bosques y terreno accidentado y desigual
3.5	0.8	18	Ciudades con edificios altos.
4	1.6	13	Grandes ciudades con edificios muy elevados.

Fuente: GÓMEZ, Bayron. *Diseño de un parque eólico 6MW en Malpica de Bergantiños, La Coruña*. p. 24.

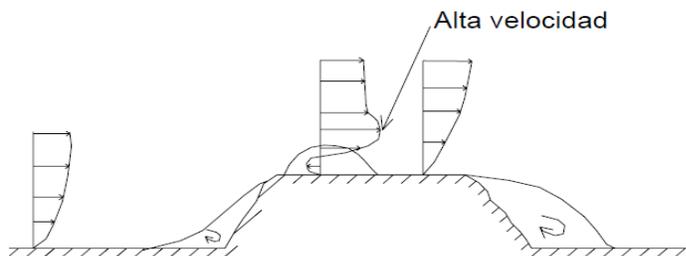
La relación viene dada por:

$$\text{Si } Z_o \leq 0.03 \text{ m} \quad \longrightarrow \quad \text{Clase de rugosidad} = \frac{\ln(5000 * Z_o)}{\ln(150)}$$

$$\text{Si } Z_o > 0.03 \text{ m} \quad \longrightarrow \quad \text{Clase de rugosidad} = \frac{\ln\left(\frac{1000}{9} * Z_o\right)}{\ln(10/3)}$$

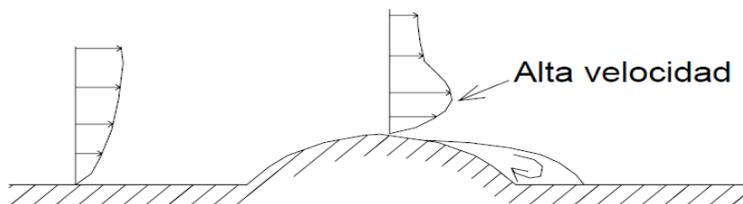
Estos modelos son usados Únicamente para velocidad media anual y en lapso de 10 minutos, por lo tanto no son aptos para determinar o utilizar en velocidades instantáneas; así también cabe mencionar que la máxima altura desde el nivel del suelo es de 100 metros. Los resultados obtenidos son aproximados.

Figura 8. **Influencia de obstáculos de pendientes suaves**



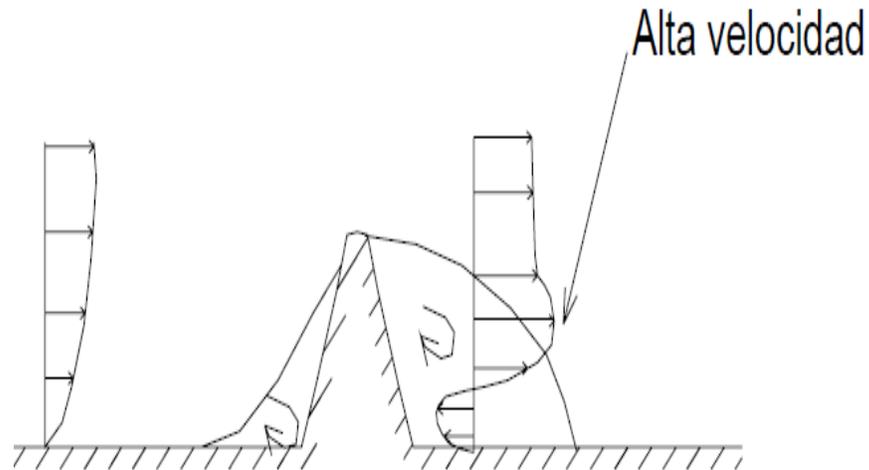
Fuente: MUR AMADA, Joaquín. *Curso de energía eólica*. p. 19.

Figura 9. **Influencia de obstáculos de pendientes abruptas**



Fuente: MUR AMADA, Joaquín. *Curso de energía eólica*. p. 19.

Figura 10. **Influencia de un obstáculo en forma de cresta**



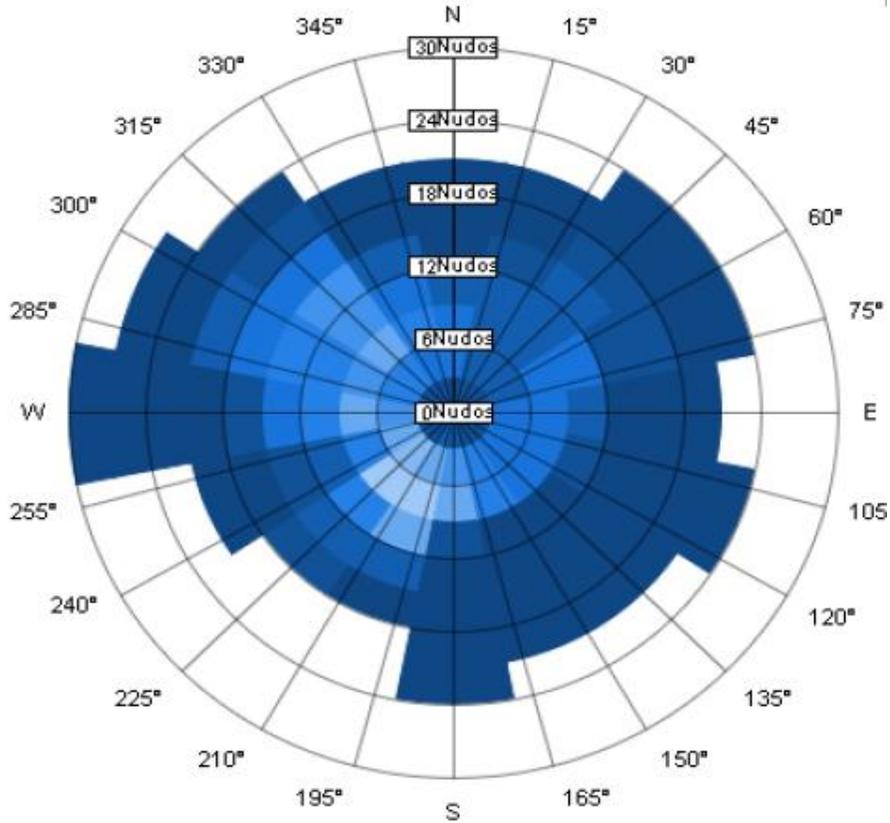
Fuente: MUR AMADA, Joaquín. *Curso de energía eólica*. p. 19.

2.4.4. Rosa de rugosidades

La rosa de rugosidad es la representación gráfica de la variación del viento en función del terreno y los obstáculos que este posee.

La rosa de rugosidades se divide en 12 sectores de 30 grados cada uno; es utilizada para obtener mediante muestras de un anemómetro la incidencia que tiene el viento en diferentes direcciones respecto de una velocidad específica y necesaria para el funcionamiento de un parque eólico. Para el diseño de la rosa de vientos es importante establecer las direcciones sobre las que se determinará la orientación del viento; los datos para sus mediciones se representan en ocho direcciones primarias y otras ocho en subdirecciones o llamadas también direcciones secundarias.

Figura 11. **Rosa de vientos**



Fuente: Universidad Pública de Navarra. *Diseño de un aerogenerador de eje vertical tipo Savonius para electrificación rural.* p. 29.

Tabla XVI. **Direcciones de orientación del viento**

Primarias	Azimut	Secundarias	Azimut
Norte	0	Noreste	45
Este	90	Sureste	135
Sur	180	Noroeste	315
Oeste	270	Suroeste	225

Fuente: elaboración propia.

La rosa de rugosidades o también conocida como la rosa de vientos necesita de diferentes datos tomados por el anemómetro para determinar la frecuencia donde transita el viento, los cuales se muestran a continuación:

- Año en el que se toman los datos.
- Mes en el que se toman los datos.
- Hora en la que se toman los datos.
- Velocidad promedio del viento en rango de 10 minutos tomado de 0 a 24 horas.
- Dirección promedia del viento en rango de 10 minutos tomado de 0 a 24 horas.

2.4.5. Distribución del viento

La distribución del viento en diferentes direcciones es importante para ubicar las plantas eólicas, ya que debido a las colinas, acantilados, valles, cerros y montañas, se pueden generar vientos con un contenido de energía que puede ser aprovechadas de forma eficaz mediante las rosas de viento; este tipo de análisis que se efectúa señala que el viento permanece más frecuentemente en ciertas direcciones (lapsos de tiempo), así como la forma intermitente y poco frecuente que puede llegar a ocurrir; por lo que refleja la distribución de las velocidades del viento para las diferentes direcciones existentes.

La agrupación de aerogeneradores en parques eólicos implica extensiones de terrenos muy grandes, pues es necesario disponer de una separación suficiente entre las máquinas. En estos casos sería ideal alinear las máquinas eólicas en dirección perpendicular al viento dominante, formando una única fila. Sin embargo, en ocasiones esto no es posible, y se establecen al obtener energía de él para convertirla en electricidad.

2.4.6. Logística

Es uno de los principales criterios y estudios para determinar el lugar donde se tiene conceptualizada la instalación de las plantas eólicas. La logística del proyecto depende en su mayoría del tiempo, tipo de transporte, costo y accesibilidad del mismo, tanto de las partes como de los insumos y mano de obra necesarios para la realización del proyecto eólico; por lo consiguiente mediante estudios analíticos y experimentales se muestran los lugares donde se puede realizar la construcción de plantas eólicas.

Tabla XVII. **Logística de transporte del material para construcción de planta eólica**

Carretera	Velocidad límite	Punto de salida	Punto de llegada	Recorrido en km	Tiempo de transporte (horas)
CA-9	62.4	Pto. Barrios	Zacapa-Unión	204.65	3.3
CA-9	65.7	Pto. Barrios	Zacapa-San Jorge	175	2.7
CA-9	71.4	Pto. Barrios	Chiquimula-Granadilla	257	3.6
CA-9	62.7	Pto. Barrios	Zacapa-Cerco Piedra	191	3.1
CA-9	64.9	Pto. Barrios	Chiquimula-Aguacate	207	3.2
CA-9	68.7	Pto. Barrios	El Progreso-Piedra Ancha	212	3.1
CA-9	68.6	Pto. Barrios	El Progreso-Las majadas	187	2.7
CA-1	64.0	Pto. Quetzal	Jutiapa- Sta. Gertrudis	181.2	2.8
CA-1	68.3	Pto. Quetzal	Jutiapa-El progreso	197.0	2.9
CA-1	64.1	Pto. Quetzal	Jutiapa-Guacamayas	214.8	3.3

Continuación de la tabla XVII

CA-2	70.8	Pto. Quetzal	Jutiapa-Valle Nuevo	191.0	2.7
CA-2	69.0	Pto. Quetzal	Jutiapa-Compa	196.3	2.8
CA-1	66.3	Pto. Quetzal	Jutiapa-Jerez	226.34	3.4
CA-2	73.0	Pto. Quetzal	Jutiapa-San Pedro de Alvarado.	146.0	4
CA-2	68.1	Pto. Quetzal	Jutiapa-Moyuta	171.755	2.5
CA-1	66.3	Pto. Quetzal	Santa Rosa-Ayarza	197.565	3
CA-2	59.8	Pto. Quetzal	Santa Rosa-Casillas	167.99	2.8
AUT	63.8	Pto. Quetzal	Escuintla-Los Jazmines	83.0	1.3
AUT	68.2	Pto. Quetzal	Escuintla-San. Vicente Pacaya	78.285	1.1
AUT	67.8	Pto. Quetzal	Escuintla-Dolores	136.33	2
AUT	60.0	Pto. Quetzal	Guatemala-San Rafael	96.12	1.6
AUT	56.5	Pto. Quetzal	Guatemala- El Obrajuelo	122.865	2.2
AUT	60.2	Pto. Quetzal	Guatemala- El Zapote	102.04	1.7
AUT	65.7	Pto. Quetzal	Guatemala- Fraijanes	134.065	2
AUT	35.6	Pto. Quetzal	Sacatepéquez - Alotenango	69	1.9
AUT	62.1	Pto. Quetzal	Chimaltenango -Patzún	130.525	2.1
AUT	46.5	Pto. Quetzal	Chimaltenango -El Socorro	150.18	3.2

Fuente: elaboración propia.

2.5. Mano de obra, maquinaria, equipos y materiales

En la planificación es importante considerar la mano de obra calificada, maquinaria adecuada para la realización de trabajos y eficiencia. Así mismo la calidad y el ensayo a realizar sobre cada una materiales a utilizar en el proyecto.

2.5.1. Mano de obra

Durante la etapa de construcción se requiere contratar personal capacitado y con mano de obra calificado. También es importante la contratación de mano de obra no calificada donde sea necesario realizar trabajos de los que no se requiera gran exactitud; esto se realiza debido a los costos del proyecto; es necesario considerar la fase de operaciones donde se contará con personas encargadas de seguridad y mantenimiento del parque eólico. La mano de obra involucrada puede ser la siguiente.

- Gestión de proyecto
 - Propietarios y sus representantes legales
 - Gerencia de proyectos
 - Control del proyecto y ejecución
 - Dirección de seguridad, salud y medioambiente

- Gestión de la construcción
 - Supervisión de obra
 - Gerencia / jefatura de construcción
 - Coordinador de área específica

- Administrativos y varios
- Ingeniería
 - Geotécnica - geológica
 - Mecánica
 - Eléctrica – electrónica
 - Administrativa
 - Logística
 - Especialista aerogeneradores
 - Financista
- Operarios y trabajadores
 - Montaje de equipos electrónicos
 - Montaje de equipos electromecánicos
 - Manejo de maquinaria pesada y liviana
 - Requerimiento logístico
 - Edificación de estructuras y cimentaciones
 - Obras viales
 - Montaje en general
 - Limpieza
 - Alimentos
 - Otros

Otro aspecto importante es la mano de obra local, por lo que se debe realizar este tipo de contratación con la finalidad de prevenir y disminuir la demanda de empleo (mano de obra), puestos y tiempo de laborar dentro de la

empresa, sin olvidar la necesidad de utilizar mano de obra calificada, involucrando a la población con mayoría de edad.

2.5.2. Maquinaria

Uno de los aspectos más importantes que existe en la construcción de los aerogeneradores es la maquinaria a utilizar, ya que de esto depende la eficiencia, seguridad, implementación y exactitud con la que se llevarán cabo los diferentes procedimientos de los trabajos a realizar.

2.5.2.1. Transporte

Es el tipo de maquinaria que se necesita para llevar desde un lugar de descarga a un lugar de construcción, siendo esto lo que se presentan a continuación:

Tabla XVIII. **Ficha técnica de transporte de carga**

Marca /serie	FAW/F2642	FAW/F3237	IVECO/170E25T	M.Benz/Axor 3340K
Tracción	Tractora 6X4	Tolva 6X4	Tracto 4X2	Volcador 6X4
Ejes total	3+ montacarga	3	2	3
Peso vehicular	26 Ton	32 Ton	17 Ton	33.5 Ton
Capacidad de tiro quinta rueda/vol.	65 Ton	12 M3	33 Ton	123 Ton
Largo total	6.793 m	8.188 m	6.225 m	6.818 m
Ancho total	2.49 m	2.5 m	2.390 m	2.49 m
Altura total	3.35 m	2.89 m	2.87 m	3.13 m
Tanque	500 L	300 L	285 L	500 L
Neumáticos	295/80R22,5	12R22,5	275/80 R22,5	295/80 R22,5

Continuación de la tabla XVIII.

Potencia máx. (cv)	420-1900 rpm	370-1900 rpm	250-2500 Rpm	401 CV 1900 rpm
Torque máx. (nm)	1900-1400 rpm	-----	1400 rpm	2.1 Nm a 1100rpm
Transmisión	13 Velsincro	10 Vel engrane	13 Vel	MBG 240-16/11.71
Radio de giro	15,6 m	18 m	-----	16.1 m
Velocidad máx.	107 kph	98 kph	-----	88 kph
Pendiente máx. supera	38%	60%	-----	52%-34%
Generador	1500 W	1500 W	-----	-----

Fuente: hoja técnica FAW / IVECO / M. BENZ.

2.5.2.2. Instalación

Es necesaria la utilización de máquinas que intervengan en la instalación de las partes que conforman un aerogenerador, para lo cual se usarán grúas telescópicas ya que debido a sus características son capaces de soportar grandes cargas en alturas considerables. A continuación se presenta una tabla técnica de las grúas que se utilizarán.

Tabla XIX. **Ficha técnica de grúas**

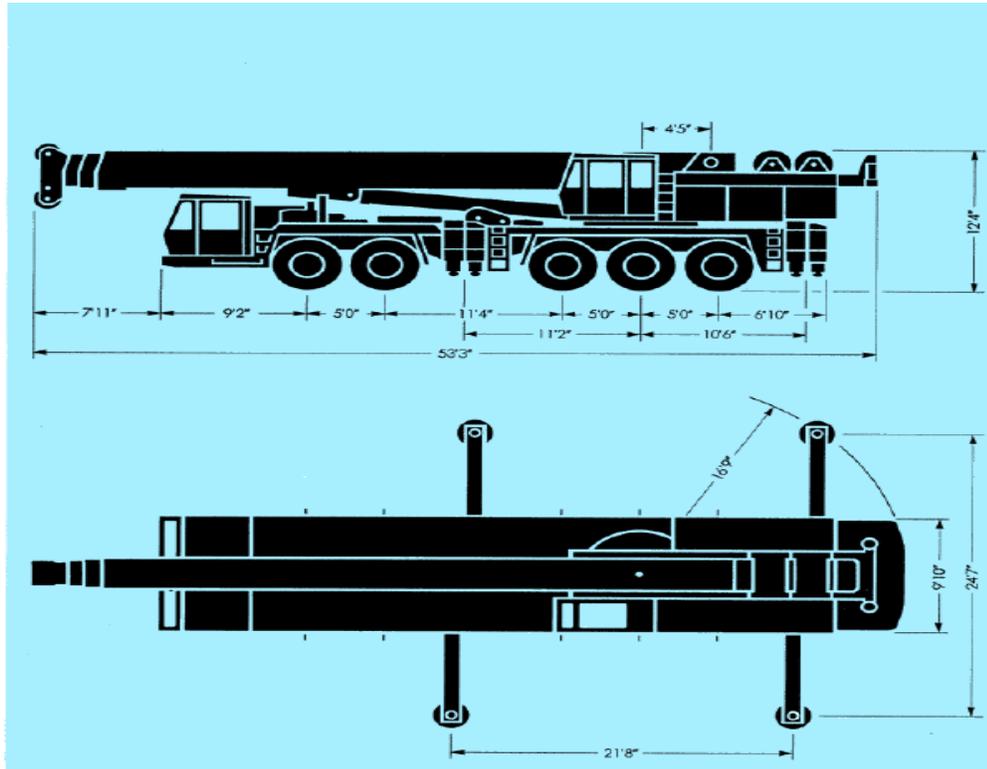
Marca	KRUPP	KRUPP	KRUPP	GROVE
Serie	100 GMT	KMK 5175	KMK 6300	GMK 4070-1
Altura máxima de punta	67 m	82 m	110 M	68.1 m

Continuación de la tabla XIX.

Velocidad máx.	67.6 kph	69 kph	67.5 kph	68 kph
Capacidad de peso	120 Ton	175 Ton	300 Ton	-----
Motor del cargador	12 cyl Daimler Benz OM 404 420 hp y 2400 rpm	8 cylMercedesBenz OM 442 LA503 hp y 2100 rpm	12 cylMercedes Benz OM 444A 552 hp y 2100 rpm	8 cylMercedes Benz OM 442 A 250 KW y 2100rpm
Motor de la superestructura	6 cyl Daimler Benz OM 352A 139hp y 2300 rpm	6 cylMercedes Benz OM 366 A141 hp y 1800rpm	6 cylMercedesBenz OM 477 A 290 hp y 1800 rpm	-----
Capacidad total de tanque	200 Gal	150 Gal	200 Gal	132 Gal
Capacidad de gancho	120 Ton	90 Ton	150 Ton	75 Ton
H del gancho	2.31 m	4m	4m	2m
Peso del gancho	1 Ton	1.3 Ton	2.5 Ton	0.85 Ton
Tipo de combustible	Diésel	Diésel	Diésel	Diésel

Fuente: Hoja técnica de grúas telescópicas KRUPP / GROVE.

Figura 12. Dimensiones de grúa telescópica Krupp 100 GMT



Fuente: ficha técnica de grúas KRUPP.

2.5.2.3. Otros

Se deben considerar los aspectos derivados que conllevan a la construcción de plantas eólicas; dicho esto, los aspectos de nivelación, acarreo de material sobrante, excavación y relleno se deben realizar con máquinas capaces de realizar todo tipo de trabajos, los cuales se mencionan en la tabla XX.

Tabla XX. **Ficha técnica maquinaria diversa**

Marca	Cargador F. Cat 950	Cargador F. Cat 980	Excavadora Cat 320	Retro Cat 416 MUE2740
Longitud	8.018 m	9.65 m	---	7.23 m
Altura	3.45 m	3.77 m	3.28 m	3.57 m
Ancho	2.99 m	3.53 m	2.8 m	2.43 m
Peso	18 T	31.06 T	19.3 T	10.2 T
Motor	Cat C7 ATAAC	Cat C15	Cat 6.4 ACERT	Cat 3054C DIN
Rpm	2000rpm	1800rpm	-----	-----
Cili	6 cilindros	6 cilindros	6 cilindros	-----
Capacidad de tanque	83gal	127gal	108gal	-----
Potencia	148hp	317hp	138hp	93 hp
Producción	3.5 m ³	6.1 m ³	0.8 m ³	-----
Capacidad de carga	10.9 T	18.84 T	8.61 T	-----

Fuente: hoja técnica Caterpillar.

2.5.3. Equipo

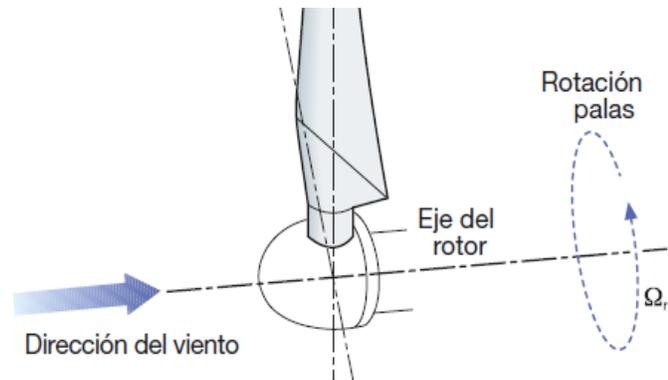
Para la construcción de un aerogenerador es necesario determinar y ubicar el equipo que se implementará para la formación e instalación final, por lo que es importante dividir estos equipos en los rangos como:

2.5.3.1. Equipo externo

Es un conjunto de partes que tiene un aerogenerador necesaria para cubrir, proteger y darle funcionamiento a las partes internas del mismo, y están conformadas por:

- Cono o rotor: es el conjunto de componentes que giran fuera de la góndola buje, palas y mecanismo de cambio de paso de pala una capa metálica, la cual apunta paralelamente en dirección del viento.

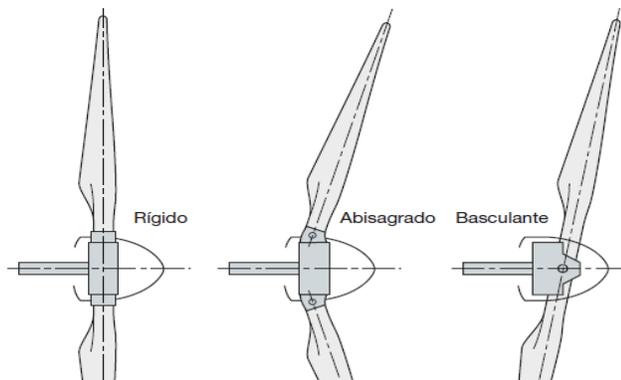
Figura 13. **Cono del aerogenerador**



Fuente: Asea Brown Boveri, S.A. *Cuaderno técnico de plantas eólicas ABB No.12.* p. 34.

- Buje: es el componente que une las palas con el eje principal, transmite la potencia extraída del viento y tiene el mecanismo de regulación de ángulo de paso. Se tienen en consideración tres tipos de buje los cuales son: rígido, basculante y palas abisagradas.

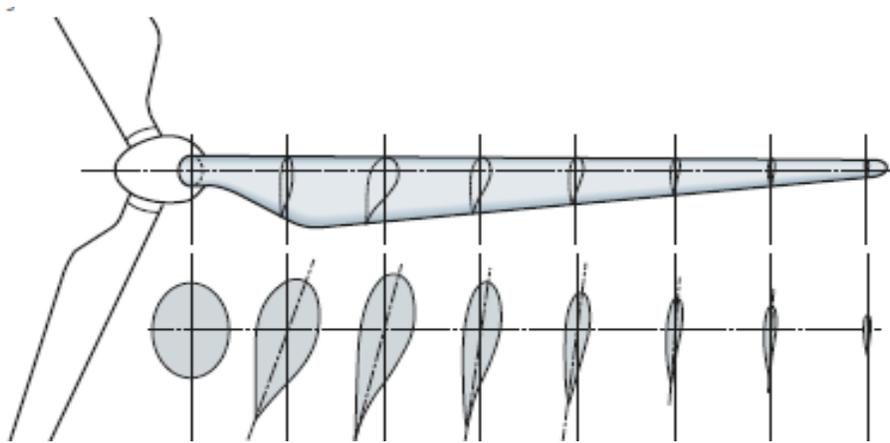
Figura 14. **Tipos de buje**



Fuente: Asea Brown Boveri, S.A. *Cuaderno técnico de plantas eólicas ABB No.12.* p. 24.

- Pala: son 3 componentes las que interactúan con el viento y tiene una característica de curvatura de 25° entre la base y su extremo; son las encargadas de resistir las fuerzas mecánicas provocadas por la rotación en función de la velocidad y fluctuación del viento; así están diseñadas para tener una buena sustentación y baja resistencia aerodinámica.

Figura 15. **Palas de aerogenerador**

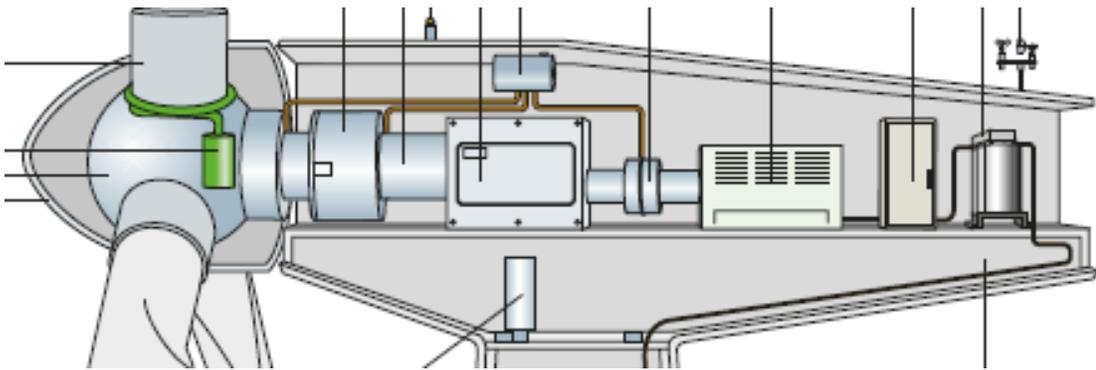


Fuente: Asea Brown Boveri, S.A. Cuaderno *técnico de plantas eólicas ABB No.12*. p. 23.

- Rodamiento de pala (soporte): el rodamiento en las palas está montado dentro del buje; su forma es circular con hendiduras, asimilando un engranaje, lo que hace a su vez que pueda existir inclinación de las palas.
- Soporte principal: es la parte donde se ubica la góndola y el rodamiento corona. Tiene amortiguadores instalados, lo que hace evitando golpes bruscos.

- **Góndola:** es una de las partes más importantes donde se ubica la mayoría del equipo interno y está compuesto por piezas atornilladas, piezas en perfiles y chapas de acero blindado; se apoya sobre el soporte principal y se desliza sobre amortiguadores. Contiene partes importantes del aerogenerador como el generador, multiplicador, eje de alta y baja entre otros.

Figura 16. **Góndola**



Fuente: Asea Brown Boveri, S.A. Cuaderno técnico de plantas eólicas ABB No.12. p. 22.

- **Estación meteorológica:** es la encargada de obtener datos del viento como la dirección y velocidad; está conectada al sistema de orientación para ubicar la dirección del viento y obtener mayor potencia. La estación estará compuesta por un sistema automático de recaudación de datos atmosféricos en el caso de aerogeneradores grandes y también un anemómetro.

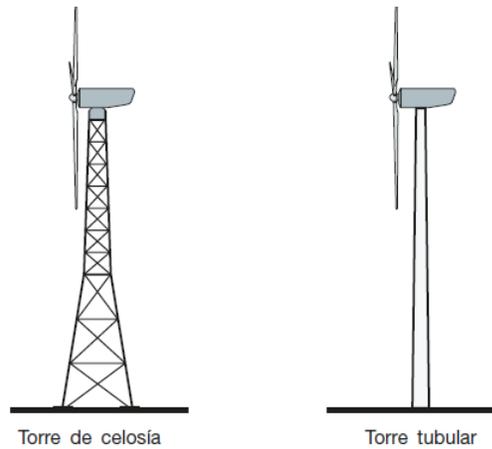
Figura 17. **Anemómetro**



Fuente: Asea Brown Boveri, S.A. Cuaderno *técnico de plantas eólicas ABB No.12*. p. 26.

- Luces de señalización aérea: debido a la ubicación de los aerogeneradores en el paso de vehículos aéreos es importante tener la mayor visibilidad tanto de día como de noche; es por eso que debido al tráfico que puede existir, se implementan luces de señalización para que los pilotos tengan en consideración la ubicación de las mismas para evitar cualquier tipo de accidente.
- Torre de soporte: su función es la de soportar el peso de la góndola y los subsistemas ubicadas dentro de ella y la góndola con sus palas; es importante tener una torre mayor de 45 a 50 metros de alto para aerogeneradores medianos y grandes, debido a que a mayor altura la velocidad del viento aumenta, teniendo en consideración que esto representa un coste mayor mientras sea más grande la torre y el tipo de material a utilizar y la forma en que construya.

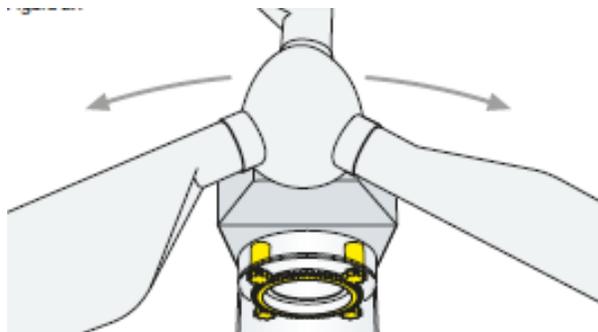
Figura 18. **Tipos de torres que se pueden utilizar de soporte**



Fuente: Asea Brown Boveri, S.A. Cuaderno *técnico de plantas eólicas ABB No.12*. p. 27.

- Rodamiento de corona: este accesorio es indispensable cuando los aerogeneradores están a barlovento, ya que rotan la góndola de forma horizontal tanto para obtener la mejor dirección en la que proviene el viento como para desacelerar de forma aerodinámica.

Figura 19. **Rodamiento**



Fuente: Asea Brown Boveri, S.A. Cuaderno *técnico de plantas eólicas ABB No.12*. p. 26.

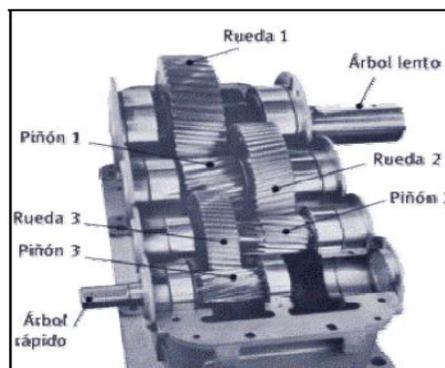
- Cimentación: su función principal es darle estabilidad al aerogenerador sobre el suelo y es la encargada de resistir la carga muerta, carga viva, vibraciones y momentos interno y externos.

2.5.3.2. Equipo interno

Es un conjunto de sistemas que se incorporan dentro de los equipos externos de los aerogeneradores, los cuales tienen como finalidad darle optimización, funcionamiento, seguridad y control de los aerogeneradores.

- Eje de alta: la función del eje de alta es que su velocidad de giro es bastante rápida, lo que hace que el generador eléctrico entre en funcionamiento, está equipado con frenos de disco mecánico o de fricción el rango; su aproximado de giro está entre 1400 a 1600 rpm.
- Eje de baja: este sirve como la conexión que hay entre el buje del rotor y el multiplicador a diferencia del eje de alta los frenos existentes son los aerodinámicos, el rango de giro es de un 20 rpm a las 30 rpm.

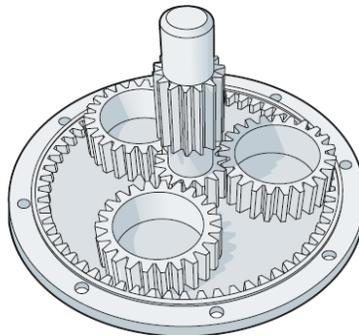
Figura 20. Eje de baja



Fuente: MOLINERO, Alberto. *Proyecto de parque eólico*. p. 26.

- Multiplicador: multiplicador de una o varias etapas se ubica entre el rotor y eje de transmisión que extrae la energía cinética del viento y la convierte en energía mecánica de rotación; el multiplicador tiene como objetivo aumentar la velocidad de rotación y su relación puede ser mayor a 1:1000.

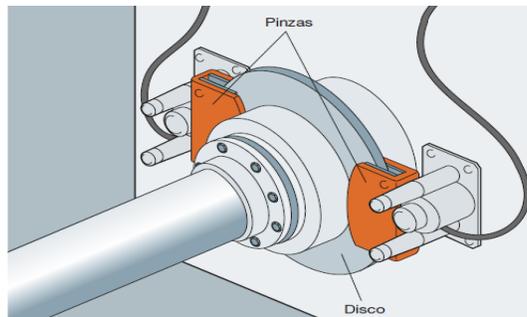
Figura 21. **Multiplicador**



Fuente: Asea Brown Boveri, S.A. Cuaderno *técnico de plantas eólicas ABB No.12*. p. 24.

- Frenos mecánicos: se incorporan los frenos mecánicos a lo largo del eje de transmisión; este ayuda a bloquear el aerogenerador cuando está fuera de servicio y se divide en dos tipos: 1. frenos de disco 2. frenos de fricción.

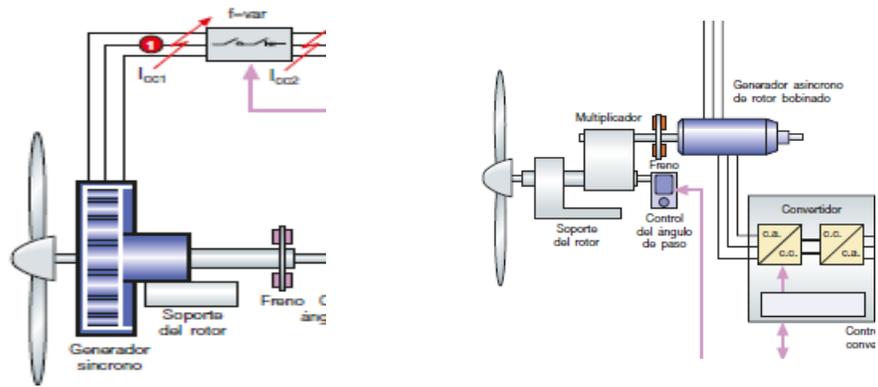
Figura 22. **Frenos mecánicos**



Fuente: Asea Brown Boveri, S.A. Cuaderno *técnico de plantas eólicas ABB No.12*. p. 25.

- **Generador:** el generador eléctrico está dividido en 2 tipos:
 - **Generador asíncrono:** es un motor trifásico de inducción con velocidad de sincronismo dependiente de los polos y la frecuencia de la red; el generador asíncrono inyecta electricidad a la red. Los generadores más usados son con rotor en cortocircuito, con un deslizamiento del 1 %, y son considerados de velocidad de rotación constante.
 - **Generador síncrono:** este tipo de generador es llamado alternador constituido por un electroimán de corriente continua, debido al motor síncrono y al convertidor de frecuencia, cuando la fuerza del viento aumenta el rotor acelera durante algunos segundos; el incremento de velocidad de rotación acumula energía cinética en el propio rotor y permite una distribución constante de la potencia.

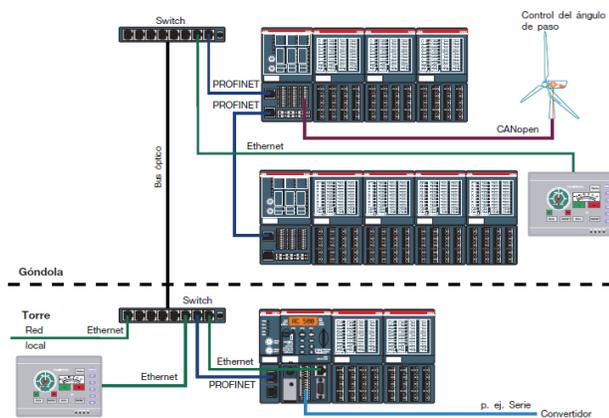
Figura 23. **Generador síncrono y asíncrono**



Fuente: Asea Brown Boveri, S.A. Cuaderno *técnico de plantas eólicas ABB No.12*. p. 53.

- Dispositivos eléctricos, protección y control: en conjunto necesario monitorizar continuamente las condiciones de los aerogeneradores como el mecanismo de orientación, ya que en cualquier momento de un problema se envía una señal a la persona encargada por medio de un modem a un aparato móvil.

Figura 24. **Dispositivos eléctricos**



Fuente: Asea Brown Boveri, S.A. Cuaderno *técnico de plantas eólicas ABB No.12*. p. 108.

- Transformador: la función principal es convertir la potencia de baja tensión en media tensión y reducir las pérdidas mediante la conexión a la red.

Figura 25. **Dispositivos eléctricos**



Fuente: Asea Brown Boveri, S.A. Cuaderno *técnico de plantas eólicas ABB No.12*. p. 102.

- Mecanismo actuador de orientación: el mecanismo hace rotar a la góndola sobre la parte superior de la torre en el soporte constituido por un control de orientación y rotación activo que está conformado por actuadores eléctricos, motorreductores y sensores monitorizados en intervalos de 10 minutos.
- Cables de potencia: son los cables que se utilizan para trasladar de un mecanismo a otro la potencia producida por un generador a un sistema de distribución de energía y sistema internos del aerogenerador.
- Unidad de refrigeración: esta unidad es necesaria para los generadores, ya que es necesario que no se sobrecalienten y exista una falla; pueden estar compuestos por ventiladores, radiadores que enfrían a base de agua y unidades de refrigeración de aceite y demás carburantes para la multiplicadora.

Figura 26. **Unidad de refrigeración**



Fuente: Asea Brown Boveri, S.A. Cuaderno *técnico de plantas eólicas ABB No.12*. p. 110.

2.5.4. Materiales

Para el diseño de los aerogeneradores es necesario determinar el tipo de material que puede utilizarse para la fabricación de las partes que conforman el *nacell*, torre y partes especiales, entre los cuales cabe mencionar:

- Fibra de vidrio y aluminio: estos materiales son idóneos para la construcción de las palas, tomando en consideración que se usarán en tamaños pequeños y medianos debido a las cargas, el desgaste y ambiente del territorio en el que se ubicará el aerogenerador.
- Fibra de carbono: este material es utilizado para la construcción de palas más grandes, las cuales están sometidas a cargas bastante críticas, deflexiones debido a su longitud, peso y características geométricas. Las

fibras a utilizar se introducen en una masa de poliéster, vinil, resina preferiblemente epoxi a cada mitad de la pala, uniéndolas mediante soldaduras, accesorios, matrices internas y estructuras livianas. Recubriendo las palas por medio de aditivos y pintura anticorrosiva especial para resguardarla del deterioro debido a los cambios de temperatura, lluvia, lluvia acida, luz ultravioleta, entre otros.

- Acero fundido: es uno de los principales materiales utilizados para la construcción de plantas eólicas entre los que se pueden mencionar el buje, ya sea rígido, basculante o para palas abisagradas; es también utilizado tanto como cáscaras cilíndricas como barras de acero. En cáscaras cilíndricas es utilizado para formar la torre, la cual está conformada por partes unidas mediante trabes, perforaciones, soldaduras y accesorios de unión; en varillas es utilizado si la torre será construida con concreto reforzado, pretensado y postensado o inclusive torres de mástil tensado.
- Concreto armado: es el conjunto de materiales conformados por cemento, agregado fino y agregado grueso, utilizado para la construcción de torres tubulares, las cuales absorberán el peso de la góndola y sus palas; también es empleado en la construcción de zapatas, las cuales son encargadas de resistir tanto el peso muerto de la estructura como las diferentes tipos de cargas derivadas por el funcionamiento del aerogenerador.
- Materiales pétreos: son utilizados para que las partes mecánicas del aerogenerador estén en las mejores condiciones, dependiendo del tipo de funcionamiento de cada parte o sistema que lo requiera y pueden ser betunes, aceites tipo SEA, grasa, entre otros.

- **Adhesivos:** es determinante implementar materiales que ayuden a impregnar capas inhibidoras, las cuales funcionen como protección sobre la superestructura; puede estar determinada por pegamentos, aditivos e impregnantes.
- **Recubrimientos especiales:** es un material constituido por un conjunto de chapas laminares soldadas bañadas con pintura anticorrosiva y galvanizada.
- **Caucho:** este material es utilizado en la planta baja de la góndola y la parte superior de la torre es de mucha importancia debido a las vibraciones existentes y a las fuerzas generadas tanto de forma vertical como horizontal en las aspas, así como los cambios de dirección e inclinación respecto del viento, por lo que el caucho es utilizado en conjunto con placas laminares.
- **Nylon:** es utilizado en la plataforma de la góndola, debajo de la corona de orientación, con el fin de deslizar sobre una zapata, evitando esfuerzos tensionantes sobreexcesivos, así como fricciones que pueden provocar desgaste y altas temperaturas.

3. ASPECTOS GENERALES

Dentro de la planificación y construcción de las plantas eólicas es determinante analizar los factores externos que afectan al aerogenerador desde un punto de vista energético, mecánico, tiempo de vida, entre otros. Se debe analizar al mismo tiempo la forma en que el aerogenerador afecta el medio ambiente y el entorno que lo rodea desde una perspectiva general.

3.1. Tipos de vientos

El viento es el más importante recurso necesario para poner en marcha los aerogeneradores y así producir energía; sin embargo es vital tener en cuenta que no cualquier masa de aire es óptima para poner en funcionamiento dichas máquinas complejas; para esto es necesario tomar en consideración las características del viento, las cuales varían dependiendo de la altura sobre el nivel del mar, donde estará ubicado el aerogenerador y el gradiente de presión atmosférica, ya que de este dependen la dispersión de las masas y la temperatura, que conjuntamente es relacionada con el gradiente de temperatura, el cual determina la densidad del viento así como la fluctuación de las corrientes de aire frío y caliente.

En general, es indispensable determinar el tipo de viento que se necesita para poner en funcionamiento los aerogeneradores por periodos constantes; para esto es importante que a su vez estén divididos en función de la intensidad frecuencia y dirección.

3.1.1. Viento en función de su intensidad

Para determinar la intensidad del viento es necesario tener el equipo adecuado para medir la velocidad y dirección del viento; para esto se utilizan equipos especiales como las veletas, anemómetros, lector de datos, entre otros.

La mayoría de los datos de viento que se obtienen debe determinarse a una altura reglamentaria de 10 metros sobre el nivel del suelo mediante una torre meteorológica, considerando que el sistema de medición en el que se obtienen los datos de velocidad del viento debe de estar en m/s.

Para normalizar el viento en función de su intensidad es necesario clasificarlo mediante una escala general; dicha escala fue propuesta y creada por el oficial naval e hidrógrafo Sir Francis Beaufort, alrededor de 1805. Dicha escala se presenta a continuación.

Tabla XXI. Escala de velocidades del viento

Escala de velocidades del viento		
Velocidades del viento a 10 metros de altura		Escala Beaufort
0,0 - 0,4 m/s	0,0 – 0,9 nudos	0
0,4-1,8 m/s	0,9 - 3,5 nudos	1
1,8- 3,6 m/s	3,5 -7,0 nudos	2
3,6- 5,8 m/s	7,0 -11,0nudos	3
5,8- 8,5 m/s	11,0-17,0 nudos	4
8,5-11,0 m/s	17,0-22,0 nudos	5
11,0-14,0 m/s	22,0-28,0 nudos	6
14,0 – 17,0 m/s	28,0 – 34,0 nudos	7
17,0 – 21,0 m/s	34,0 – 41,0 nudos	8
21,0 – 25,0 m/s	41,0 - 48,0nudos	9
25,0 - 29,0 m/s	48,0 - 56,0 nudos	10

Continuación de la tabla XXI.

29,0 - 34,0 m/s	56,0-65.0 nudos	11
> 34,0 m/s	> 65,0 nudos	12

Fuente: MUR AMADA, Joaquín. *Curso de energía eólica*. p. 71.

Tabla XXII. **Tipo de viento en la escala de Beaufort**

Escala Beaufort	Viento
0	Calma
1	Ligero
2	
3	
4	Moderado
5	Fresco
6	Fuerte
7	
8	Temporal
9	
10	Fuerte temporal
11	
12	Huracán o ciclón

Fuente: MUR AMADA, Joaquín. *Curso de energía eólica*. p. 71.

En la representación del tipo de viento que muestra la escala de Beaufort es necesario tener los criterios de relación entre el valor nominal y la descripción real, tanto en mar como en tierra; en el presente caso se toman en consideración únicamente los criterios del valor nominal en tierra y se expresan de la siguiente forma.

Tabla XXIII. **Criterios de ubicación en tierra según escala de Beaufort**

Escala Beaufort	Criterios de ubicación en tierra
0	El humo se eleva verticalmente,
1	El viento inclina el humo pero no hace girar las veletas.
2	Las hojas se mueven. Giran las veletas.
3	Las hojas y ramas se mueven.
4	El viento levanta el polvo y papeles sueltos, las ramas se agitan.
5	Los árboles pequeños y frondosos se agitan y se balancean
6	Vibran los cables eléctricos, se provocan silbidos, dificultad para abrir el paraguas.
7	Los árboles se agitan y es molesto caminar en dirección contraria al viento.
8	Se rompen las ramas pequeñas y es difícil caminar en contra del viento.
9	Las ramas medianas se quiebran, se caen tejas, bajos daños estructurales.
10	Los árboles son doblados y/o arrancados y daños estructurales significativos y en aumento.
11	Destrucción de infraestructura, de viviendas, edificios, entre otros.
12	Destrucción masiva y fuerte.

Fuente: MUR AMADA, Joaquín. *Curso de energía eólica*. p.70.

3.1.2. Viento en función de sus parámetros geológicos

Los vientos también están relacionados con los aspectos diversos del ecosistema que los rodea; estos pueden depender de la orografía, por lo que

las masas de aire transcurren, y se analiza cómo los fenómenos atmosféricos intervienen, entre los que cabe mencionar: la temperatura, presión atmosférica, humedad, precipitación y exposiciones especiales. Dependiendo del tipo de zona global en la que se encuentra la altura sobre el nivel del mar. Los vientos difieren a lo largo del mundo, por lo que se trata de estudiar el comportamiento de los mismos; para esto es necesario analizarlos y subdividirlos en clases como se describe a continuación:

- Vientos planetarios: se ubican en la parte alta de la tropósfera y son generados debido a la rotación que existe el planeta; estos tipos de viento tienen recorridos extensos y constantes sobre la superficie terrestre; debido a la altura en la que se ubican almacenan la mayor parte de rayos del sol que llegan a la Tierra, transformándose en energía térmica; esta a su vez es causante de las bajas y altas presiones que se experimentan alrededor del globo, dando un paso a las demás subclases de vientos planetarios entre las cuales se mencionan:
 - Vientos alisios: la formación de estos vientos tiene como principal base el ascenso de las masas de aire caliente que se producen en las zonas de baja presión o también llamada presión ecuatorial, y ascienden a las capas superiores de la atmósfera, enfriándose paulatinamente en función de la altura y trasladándose a las latitudes subtropicales; los vientos alisios tiene la particularidad de desplazarse entre los 30 a 35 grados de latitud hacia el ecuador, siendo constantes a lo largo del verano e intermitentes en invierno; este proceso está interrelacionado con la circulación de Harley.

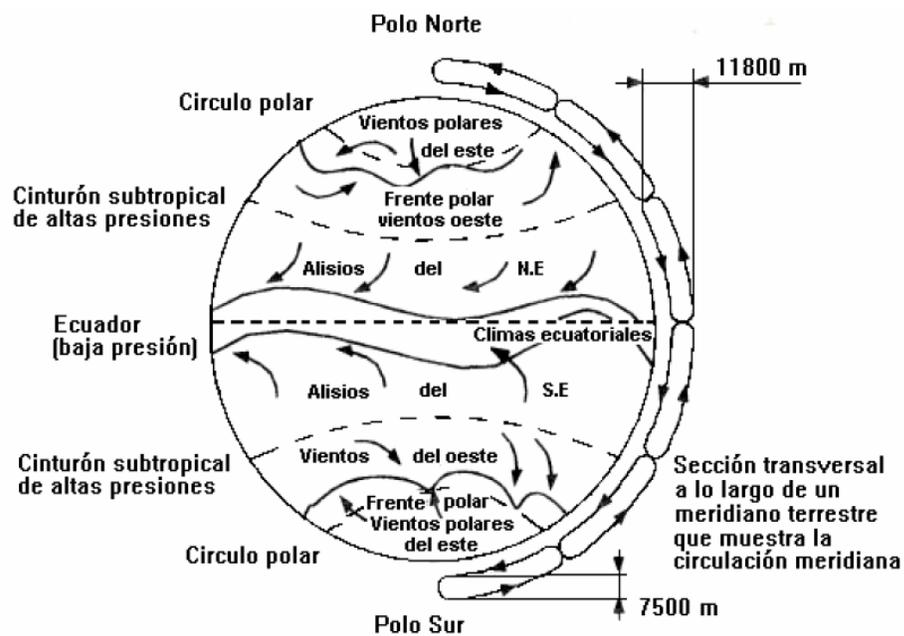
Existen diversos efectos que interfieren en el comportamiento de los vientos alisios entre los que se pueden mencionar; la rotación

del planeta que da paso al efecto Coriolis; dicho efecto hace que los vientos alisios se desvíen hacia el oeste teniendo en consideración que en el hemisferio norte los vientos soplan del noreste al suroeste, mientras que en el hemisferio sur los vientos soplan del sureste al noroeste, siendo la velocidad promedio de 20 a 25 km/hora. En el caso que los vientos alisios converjan provenientes del hemisferio norte y sur, se produce un efecto llamado ZCIT que en sus siglas en español quieren decir zona de convergencia intertropical.

- Vientos contralisios: estos vientos son denominados también vientos del oeste, son originados en los trópicos de Cáncer y Capricornio; estos se desplazan desde los trópicos hacia los círculos polares, su particularidad es que son masa de aire caliente que muy a menudo tienden a romper con los vientos polares y generan lluvias de frente y abundantes, a su vez estos vientos siempre tienden a ser constantes y dirigirse en la misma dirección que los vientos alisios, con movimientos ciclónicos tanto en el hemisferio sur como en el hemisferio norte.
- Vientos circumpolares: su principal característica es que son vientos muy, fríos los cuales se originan por la inclinación del planeta Tierra y su movimiento de rotación; estos vientos a su vez se trasladan desde los polos geográficos hacia los círculos polares, siendo la dirección de esto idéntica a la de los vientos alisios. Entre los factores meteorológicos que influyen en los vientos circumpolares está la diferencia de presión y temperatura que existe entre los polos y el ecuador, por lo cual se producen corrientes en las capas altas de la atmósfera,

aproximadamente a 11 km de altura (tropósfera) con velocidades aproximadas de 250 km por hora.

Figura 27. **Ciclo de los vientos**

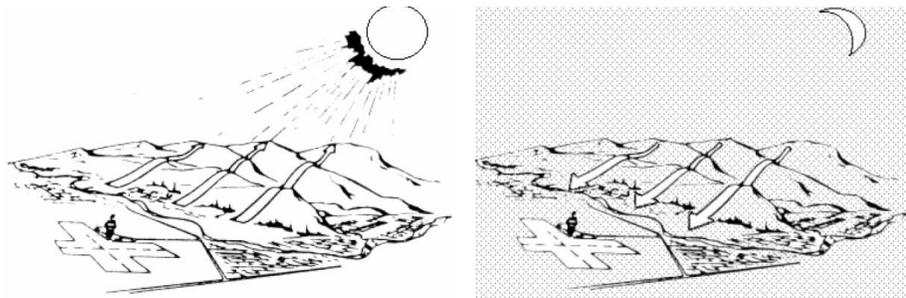


Fuente. Atlas. *Eólico del País Vasco*. p. 12.

- Vientos continentales: están definidos por un conjunto de características que los hacen diversos en ciertos ámbitos y estos son:
 - Periódicos o estacionarios
 - Cambio de dirección en función del paso de los días
 - Cambio de dirección en función de la estación en que se encuentre
 - Se subdivide en brisas, ciclones, anticiclones y monzones

- Brisas continentales: estos son vientos que cambian su dirección de flujo entre el día y la noche, se mueven en zonas y regiones alejadas de los mares, y están constituidos por dos tipos de brisas, las cuales son denominadas brisas de valle y brisas de montaña; las brisas de valle tienen la particularidad de que las masas de aire soplan de día, se trasladan desde un valle hasta la parte más alta de la montaña, mientras que las brisas de montaña soplan de noche y estos vientos se trasladan de la parte más alta hacia los valles, provocando que el aire frío tenga características de heladas.

Figura 28. **Brisas continentales de valle y de montaña**



Fuente. PINILLA, Álvaro. *Manual de aplicación de la energía eólica INEA*. p. 8.

- Ciclones: los vientos tipo ciclones se caracterizan por desarrollarse en áreas de baja presión, por tanto pueden llegar a ser arremolinados, húmedos, cálidos y de forma ascendente; tienden a provocar tiempos malos para las cosechas, ganado y sobre todo para el funcionamiento de planas eólicas, ya que provocan condiciones extremas tanto para el funcionamiento como para el tiempo de vida. La dirección en que se mueven difiere debido a la ubicación, la cual puede ser en el hemisferio norte en sentido antihorario y en el hemisferio sur en sentido horario. Un viento ciclón es un fenómeno natural que puede sobrepasar velocidades

estándar y llegar a velocidades extremas mayores a 1,200 kph. Así también es importante determinar una escala para categorizar la velocidad del viento de los ciclones, por lo que a continuación se describe.

Tabla XXIV. **Escala Saffir-Simpson**

Escala Saffir- Simpson		
Categoría	Velocidad del viento	Daños
1	119-153 Kph	Mínimos
2	154-177 Kph	Moderados
3	178-209 Kph	Extensivos
4	210-249 Kph	Extremos
5	> 249 Kph	Catástrofes

Fuente: elaboración propia.

- Anticiclones: los vientos anticiclones se desarrollan en áreas de alta presión y se caracterizan por ser secos y fríos, al contrario de los ciclones son descendentes, tienden a tener buen tiempo y son los principales vientos en formar la corriente o masas de aire marino; otro de los factores es que existe escasa o nula precipitación
- Monzones: estos vientos se originan en Asia Meridional, Tailandia, Indonesia, China, y están divididos en monzones de verano, los cuales se fluyen desde el Océano Indico hacia las costas del Asia Meridional; son los principales causantes de grandes lluvias e inundaciones y los monzones de invierno, los cuales fluyen desde las costas de Asia Meridional hacia el Océano Indico y son capaces de producir muchas y

devastadoras sequias. Estos tipos de vientos son estacionarios y son provocados por el hecho que la tierra tiende a calentarse y a enfriarse mucho más rápido que el agua debido al proceso de adiatermancia.

3.2. Áreas necesarias de ubicación

Para determinar el área de ubicación de una planta eólica es importante tener en cuenta parámetros cuantitativos y cualitativos que la experiencia y las normas pueden proporcionar. Para lo cual se realizan las actividades siguientes:

- Prueba de sitio: no es más que analizar y verificar qué tan apto es el terreno para las pruebas básicas necesarias para desarrollar el proyecto; el procedimiento se describirá a continuación:
 - Elegir la posición del mástil meteorológico el cual se encargará de recabar los datos que contiene el viento, partiendo de esto se prosigue a definir el sector de medición adecuado.
 - Distancia del mástil meteorológico: para una buena localización del mástil o estación automática meteorológica es importante que no se encuentre lejos del aerogenerador debido a la correlación entre la energía y velocidad del viento; tampoco debe de localizarse cerca del aerogenerador, ya que se pueden generar datos falsos debido a que puede volverse un obstáculo para el flujo del viento y crear distorsiones.

Según la Norma IEC 61400-12 parte 12, el rango de localización ideal del mástil meteorológico o estación total es a:

$$Loc = [2 - 4] * Diám. barrido$$

Aunque se recomienda:

$$Loc Ideal = 2.5 * Diám. barrido$$

- Ángulo de medición del viento: la norma también hace mención sobre cómo debe tomarse el ángulo de medición y el de distribución del viento, por lo que se hace un esquema sobre las dimensiones apropiadas que el investigador debe utilizar.

Tabla XXV. **Medición del viento**

Ángulo de medición (grados)	Distancia relativa desde el aerogenerador (m)
270°	2*diámetro del rotor
267°	2.5*diámetro del rotor
286°	4*diámetro del rotor

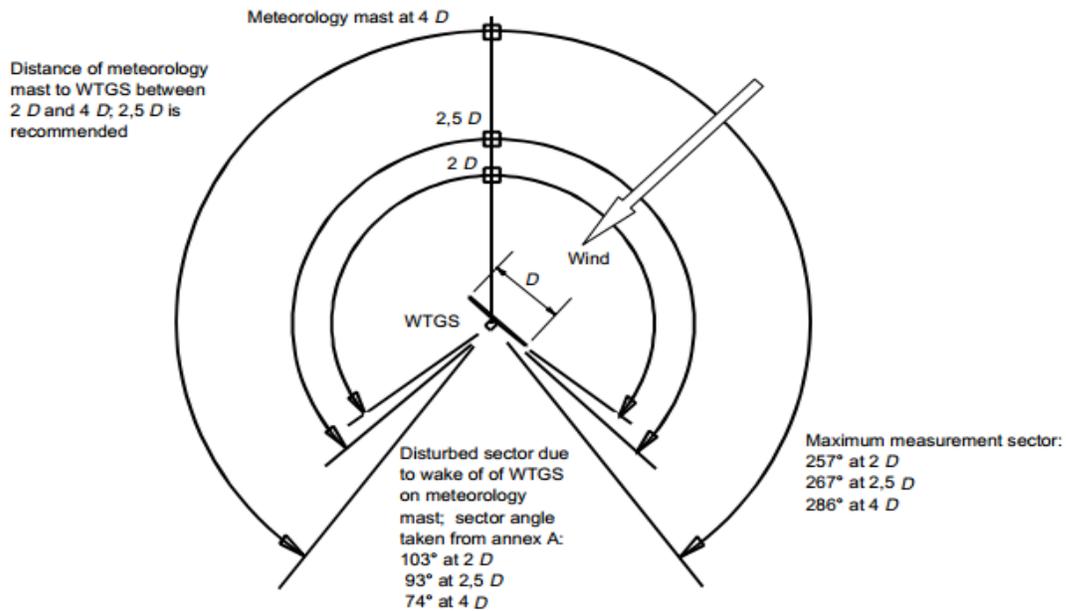
Fuente: elaboración propia.

Tabla XXVI. **Distribución del viento**

Ángulo de distribución (grados)	Distancia relativa desde el aerogenerador (m)
103°	2*diámetro del rotor
93°	2.5*diámetro del rotor
74°	4*diámetro del rotor

Fuente: elaboración propia.

Figura 29. **Distribución de viento**



Fuente: Norma IEC 61400-12. p. 12.

- Velocidad y comportamiento del viento: es importante estimar apropiadamente los factores de correlación de distorsión del flujo del viento; al mismo tiempo se deberá obtener la incertidumbre que puede

existir al momento de obtener dichos valores. Sin embargo, para esto se debe de tener una normativa para el cálculo de la velocidad y comportamiento del viento, ya que si no se cumple con esto los valores que recomienda la norma IEC en las diferentes secciones no tendrán aplicación debido al mal manejo de la toma de los datos. Debido a la importancia de la toma de datos, se presenta en el siguiente contexto la forma correcta en que se debe hacer:

- Cómo medir la velocidad del viento:
 - Medir con anemómetro de cazoleta.
 - Calibrar el anemómetro antes y después de haber realizado el trabajo.
 - Se debe de hacer una segunda calibración a una altura aproximada de 1,5 – 2,0 m del buje.
 - Reducir los efectos de flujo montando el anemómetro en dirección vertical de cualquier brazo del montaje.
 - Ubicar el anemómetro a una separación del mástil de 7 veces su diámetro, en dirección horizontal.
 - La dirección del viento se monta en la torre meteorológica dentro del 10% de la altura del buje.
- Recolección de datos: se recogen de forma continua a una velocidad de muestreo de 0,5 Hz o más rápido.
- Datos preprocesados: entre estos se debe incluir el valor medio, máximo y mínimo, y la desviación estándar. El conjunto de los datos preprocesados deben de tener una duración de 3 segundos a 10 min.

- Selección de datos: dentro de la selección de datos se encuentra el valor medio y la desviación estándar, determinadas por la siguiente ecuación:

$$X = \frac{1}{Nk} * \sum_1^{Nk} Xk$$

$$\sigma = \sqrt{\frac{1[\sum_1^{Nk} (Ns * (X - Xk)^2) + \sigma k^2 (Ns - 1)]}{Nk * (Ns - 1)}}$$

Donde:

X10 min = valor medio en un rango de 10 minutos

Xk = valor medio durante el tiempo preprocesados

Nk = conjunto de datos preprocesados en periodo de 10 minutos

Ns = conjunto de datos previamente procesados

Σk = desviación estándar de un parámetro pre-procesado

σ10 min = desviación estándar de un parámetro preprocesado en 10 min.

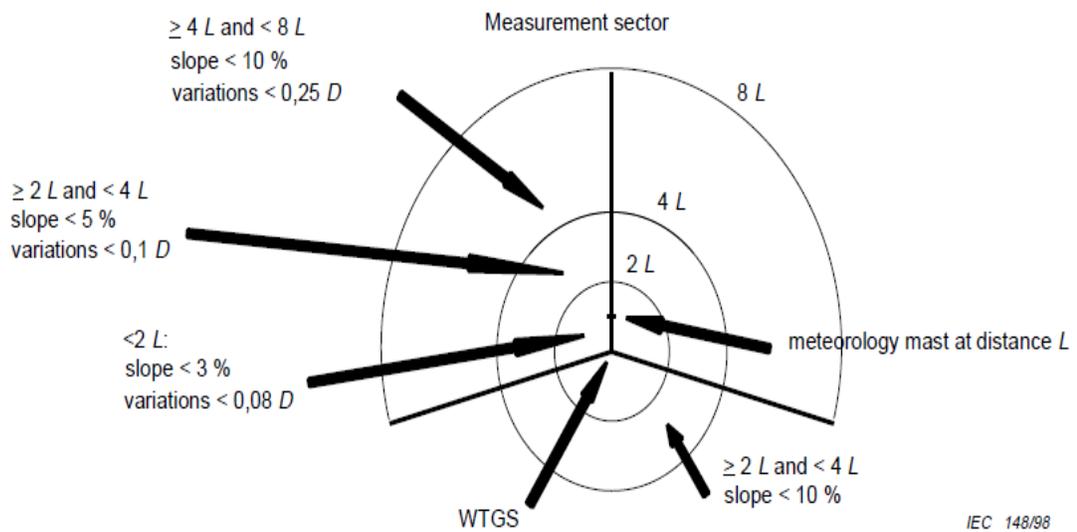
- Las variaciones topográficas y obstáculos: la topografía del sitio es necesaria para las instalaciones primarias como el aerogenerador y sus partes, la torre meteorológica, el caminamiento para el paso de partes y materiales, la distancia efectiva y dirección de los obstáculos. A su vez es importante las recomendaciones y parámetros que ofrece la Norma IEC 64000 sección 12.

Tabla XXVII. **Variación topográfica desde planta**

Parámetros de variación topografía del sitio de prueba			
Distancia	Sector	Pendiente máx.	Max. variación del terreno
< 2L	360 grados	< 3*	< 0.008*D
(4L,2L}	Medición dentro de sector	< 5*	< 0.15*D
(4L,2L}	Medición fuera de sector	<10**	No aplicable
(8L,4L}	Medición dentro de sector	<10*	< 0.25*D

Fuente: elaboración propia.

Figura 30. **Requerimientos a variaciones topográficas, vista superior**



Fuente: Norma IEC 61400-12. p. 24.

Donde:

La-t = distancia entre aerogenerador y la torre meteorológica en metros

D = diámetro de barrido en m.

Otra parte importante en la topografía del sitio es dónde se instalarán los aerogeneradores; dentro de la instalación de plantas eólicas no deben existir obstáculos considerables como los edificios, árboles, inclusive turbinas; estas últimas deben estar a una distancia considerable; sin embargo se pueden tener obstáculos tales como edificios pequeños o equipos de medición.

- Distancia real y diámetro del rotor: es necesario determinar y calcular la distancia real y diámetro del rotor equivalente para ubicar los diferentes sistemas que conforman una planta eólica; para dicho cálculo se utilizarán los siguientes criterios y ecuaciones:

$$Dei = \frac{2 * lh * lw}{lh + lw}$$

Donde:

Lh = altura del obstáculo en metros

Lw = ancho del obstáculo en metros

Los obstáculos tienden a generar dos tipos efectos:

- Perturbación
- Dispersión

Para determinar si puede o no haber perturbación en el viento debido a los obstáculos, es necesario determinarlo mediante ecuaciones matemáticas y experimentación:

$$\acute{\alpha} = 2\text{Arctan}(2D_{ei}/L_{ei} + 0,25) \quad \text{y/o}$$

$$\acute{\alpha} = 2\text{Arctan}(2D_n/L_n + 0,25)$$

Donde:

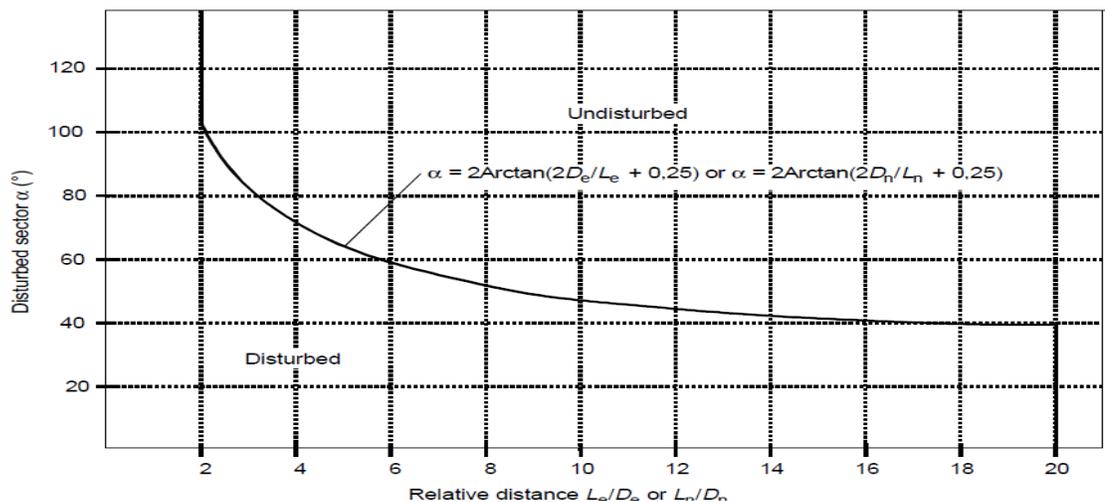
D_{ei} =diámetro del rotor equivalente en metros.

L_{ei} =distancia entre el aerogenerador o la torre meteorológica y un obstáculo en metros.

D_n = diámetro del rotor vecino en metros.

L_n =distancia entre el aerogenerador o la torre meteorológica y una turbina vecina en metros.

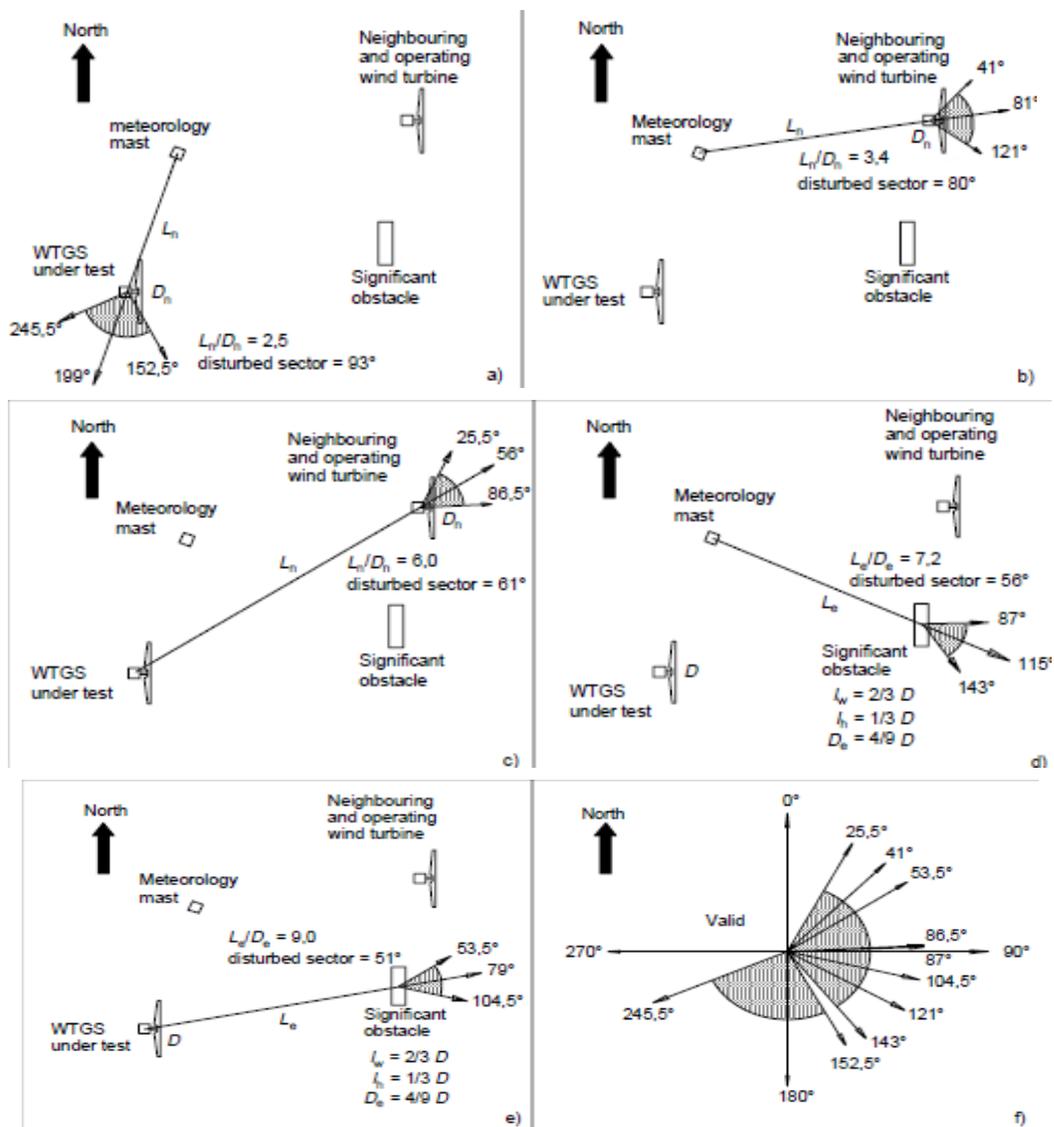
Figura 31. **Perturbación de viento**



Fuente: Norma IEC 61400-12. p. 26.

La Norma IEC 61400-12 muestra los obstáculos que se pueden dar en los diferentes casos y combinaciones. También se consideran las demás turbinas de viento que pueden provocar obstáculo respecto de cada una de ellas.

Figura 32. Dirección del viento entre aerogenerador, obstáculos y torre meteorológica



Fuente: Norma IEC 61400-12. p. 26.

Para planificar y construir una planta eólica se requiere que el terreno sea lo bastante adecuado y complejo para obtener la mayor eficiencia desde un punto de vista energético y de costo, y viable desde cualquier otro punto de vista, por lo que es necesario establecer los criterios que indiquen la mejor opción.

El estudio en campo debe hacerse tomando como referencia a la altura del suelo como valor inicial, y un valor de prueba de la altura aproximada donde se instalará el buje. Las formas especiales del terreno que se ubican a mayor altura tienden a producir vientos con velocidades altas, así como la turbulencia que provoca cargas extremas y hasta fatiga en los materiales.

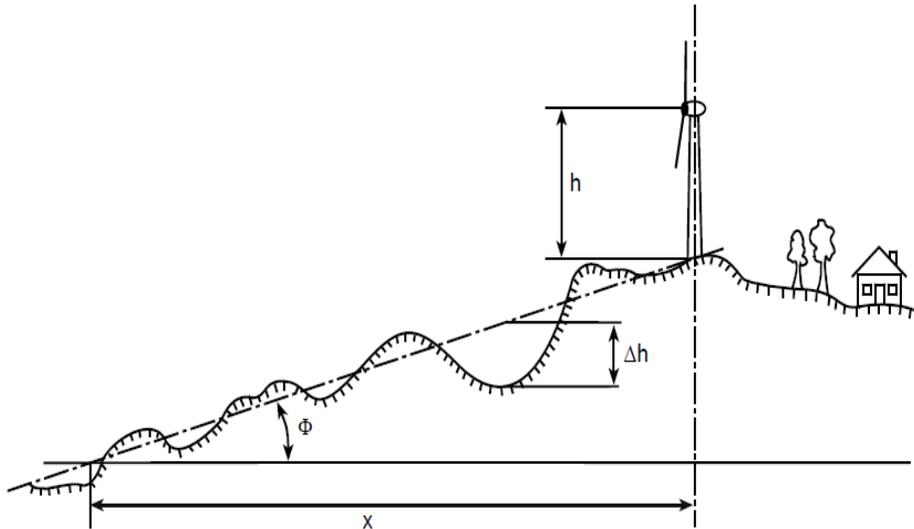
Por consiguiente se determina en la siguiente tabla el criterio óptimo para dicho estudio.

Tabla XXVIII. Criterios para la definición de un terreno complejo

Criterios para la definición de un terreno complejo		
Distancia (x) de la turbina	Inclinación φ del plano	Desviación del terreno desde plano
< 5h	< 10 grados	< 0.3 h
<10h		< 0.6 h
<20 h		< 1.2 h
Donde h es la altura del buje		

Fuente: elaboración propia.

Figura 33. **Complejidad del terreno**



Fuente: elaboración propia, empleando AutoCAD.

3.3. **Ventajas**

Las ventajas son todas aquellas oportunidades y ayudas que hacen que el proyecto eólico sea conveniente, factible, viables desde el punto de vista social, económico, sistemático, estructural, ambiental, entre otros.

3.3.1. **Tiempo de instalación**

Uno de los aspectos más representativos de la construcción de plantas eólicas es el tiempo en el que se lleva a cabo la instalación; dicho tiempo debe establecerse mediante un cronograma de actividades, el cual proporciona las fases en las que está dividido el proyecto y la estimación en la que tendrá que realizar cada una de las etapas la totalidad del proyecto.

Tabla XXIX. Cronograma de actividades

Nombre de la Empresa		Descripción del Proyecto												Fecha de Entrega de Informe							
		Etapas del Proyecto												Correlativo de Proyecto	Numero de Pagina		Dia	MES	AÑO		
Etapas del Proyecto		Fecha de Avance dia/mes/año	Fecha de Culminación dia/mes/año	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Individual	Total	5	ENERO	2016	
		Descripción / Observaciones														PL	1	30			
Analisis de Equipo	Compania																				
Selección de Equipo	Compania																				
	Compania																				
Cotización de Equipo	Compania																				
	Compania																				
Muestreo de Equipo	Compania																				
	Compania																				
Compra y Envío de Equipo	Compania																				
	Compania																				
Selección de Maquinaria	Compania																				
	Compania																				
Compra y/o alquiler de Maquinaria	Compania																				
	Compania																				
Transporte	Compania																				
	Compania																				
Meno de Obra Especial	Compania																				
	Compania																				
Instalaciones Generales	Compania																				
	Compania																				
Instalaciones Especiales	Compania																				
	Compania																				
Otros	Compania																				
	Compania																				

Fuente: elaboración propia.

Sin embargo se debe considerar que el tiempo de instalación puede variar por diversos factores como: ser humano, técnicos, entre otros. Otras consideraciones pueden ser:

- Estrategias de mitigación.
- Permiso, leyes, regularizaciones.
- Selección del lugar.
- Emplazamiento del lugar.
- Tipo de acceso.
- Tipo de suelo.
- Maquinaria a utilizar.
- Mano de obra.
- Logística.
- Intereses y necesidades tanto de gobierno, municipalidades, comunidades, Cocodes, organizaciones ambientalistas, entre otros.

3.3.2. Contaminación

Las plantas o centrales eólicas, desde un punto de vista ambiental, tienden a mostrar varias ventajas por ser generadoras de energía limpia, debido a la baja producción de afecciones al medio ambiente mientras esté en funcionamiento el proyecto y el posfuncionamiento del mismo. Para la determinación de las afecciones de cualquier índole es necesario tomar en cuenta 3 parámetros:

- El tipo de acción a ejecutar en el lugar
- Fragilidad ecológica del territorio donde se ubica el proyecto
- Calidad ecológica que tenga el lugar donde se realizara el proyecto

La instalación de una planta eólica en un sitio tiende a que los factores ambientales como la emisión de calor, vapores, gases de efecto invernadero y desechos tóxicos, sean nulos debido a que la producción de energía depende directamente de las condiciones y características del viento, las cuales son proporcionadas por la zona donde estará ubicado el proyecto. En comparación con otras fuentes energéticas, se tiene conocimiento que no es necesario algún tipo de hidrocarburo para el funcionamiento del aerogenerador.

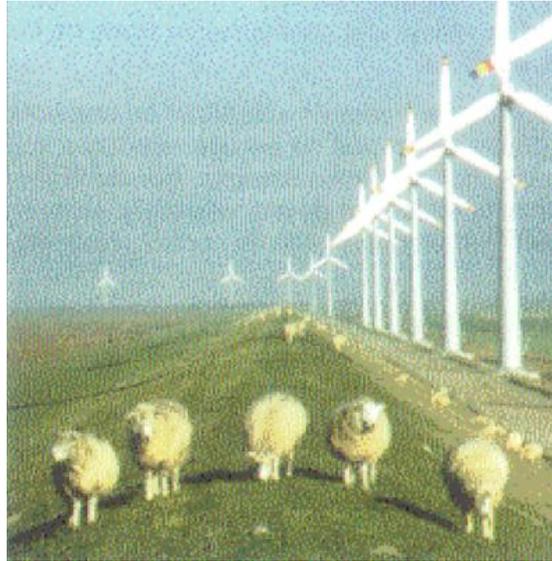
La fragilidad del ambiente sobre el territorio en el cual se ubica la planta eólica es muy poco influyente, debido a que el terreno puede ser utilizado para diferentes fines entre los que cabe mencionar la agricultura, producción de vegetales, en su mayoría frutos secos y posteriormente la cría de animales de granja.

La utilización de la energía eólica representa que al generar energía eléctrica no existen afecciones sobre las características del suelo, ya que no produce algún tipo de contaminante tanto sólido como líquido, en el caso de vertederos de desechos o también en grandes trabajos de movimientos de tierras.

Asimismo, la construcción no produce ningún tipo de contaminación o consumo sobre los acuíferos. Ofrece a su vez ser una de las opciones más económicas entre las nuevas fuentes de energía limpia y renovable para reducir la emisión de CO₂ para la generación de electricidad.

Es necesario analizar las afecciones que puede producir un proyecto eólico y realizar un estudio de impacto ambiental que debe presentarse a las autoridades respectivas con los requerimientos deseados.

Figura 34. **Contaminación visual**



Fuente. Universidad Carlos II Madrid España. *Diseño y cálculo preliminar de la torres de un Aerogenerador* p. 27.

3.3.3. Cantidad de material a utilizar

La proporción o cantidad de material a utilizar es debido a las dimensiones de las partes que conforman el aerogenerador, por lo consiguiente se propone un porcentaje de material sobre algunas partes. Es importante considerar que estos porcentajes son una guía generalizada, ya que las proporciones pueden variar a gran escala, dependiendo de la tecnología, tipo de aerogenerador, ubicación y diseño en general.

- Góndola: la capota de la góndola está construida por un 32 % de fibra de vidrio, un 68 % de poliéster del volumen total, y un recubrimiento de pintura anticorrosiva de un 100 % sobre su área exterior.

- Buje: en su total el buje puede estar determinado por una singular variabilidad de materiales, los cuales pueden ser sobre el 100 % de su volumen diseñando:
 - Bronce en algunos casos
 - Acero con matriz polimérica
- Rotor: el material utilizado para el diseño del rotor es de: 79 % acero, 7 % de recina o fibra de carbón y 14 % de aluminio.
- Aspapel: el diseño de las aspas es variable, por lo que no se tienen valores exactos o aproximados de porcentajes de material, asumiendo los siguientes: madera en 100 % de la pala, de fibra de vidrio, epóxido, entre otros.
- Columna: la proporción más idealizada es la columna hueca debido a un diseño más profundo, el cual está compuesto por acero de refuerzo en un 2,81 % y de concreto un 97,19 %.

3.3.4. Independencia

El beneficio de trabajar con aerogeneradores es que uno de los principales aspectos es la independencia que existe respecto del conjunto de máquinas eólicas, esto quiere decir que cada aerogenerador trabaja por sí solo, por lo que al momento de que exista algún problema de funcionamiento o al realizar el mantenimiento respectivo, la producción de energía eléctrica no se ve afectada sobre las máquinas que están en funcionamiento.

Sin embargo el término independencia no solo abarca la cantidad de aerogeneradores en funcionamiento, sino va más allá sobre el sentido de la producción y distribución de energía eléctrica; los aerogeneradores pueden ser interconectados a una red eléctrica principal o secundaria; esto difiere debido al diseño, potencia y producción que es capaz de generar en el tiempo de vida útil.

3.4. Desventajas

Una desventaja es todo aquel proceso que tiende a desfavorecer en forma parcial o total el resultado de un proyecto, teniendo en cuenta el impacto que el proceso pueda tener sobre el mismo. En Guatemala una de las desventajas más notables es la dependencia tecnológica que existe al adquirir una turbina de viento entre otras partes sofisticadas, sin dejar atrás las vías de accesos que existen en el territorio.

3.4.1. Transporte, maquinaria y equipo

Una de las consideraciones para llevar a cabo un proyecto eólico es la maquinaria, siendo esta uno de los principales problemas, debido a que la mayoría de veces en el sitio se pueden tener condiciones desfavorables y especiales, las cuales pueden ser motivo de que el proyecto incremente sus costos; debido a esto, la relación existente entre la maquinaria y el transporte van de la mano, ya que al tener condiciones especiales es necesaria una maquinaria especial, la cual, la mayoría de veces debe ser transportada desde un país a otro; esto hace que el costo pueda elevarse desde esta perspectiva.

Otro aspecto que cabe mencionar es el equipo, el cual en su 90% es pedido desde otro país debido a que en Guatemala no existen fábricas de

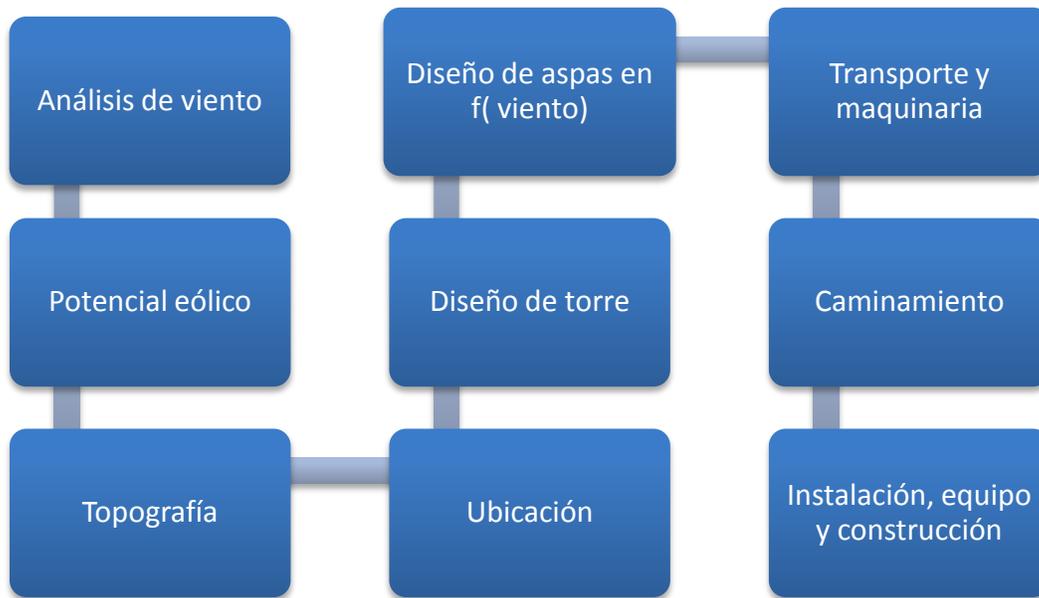
ensamblaje o simplemente la tecnología es obsoleta, en comparación a los requerimientos que las normas y la construcción necesitan.

Debido a lo mencionado el valor del equipo es agregado al transporte y la maquinaria de instalación, si ese fuera el caso.

Para determinar el tipo de maquinaria, transporte y equipo a utilizar es necesario analizar 2 factores principales, los cuales proporcionan una guía de los aspectos requeridos para el diseño y construcción de una planta eólica:

- Caminamiento: uno de los costos con mayor índice es el de crear vías que funcionen óptimamente para acceder al lugar en donde se lleva a cabo la construcción; estas vías pueden ser hechas de diferentes materiales; el material a utilizar depende de la ubicación y tipo de suelo del lugar, sin embargo cabe mencionar que el material a utilizar es comúnmente extraído por medio de excavación, o a través de dinamita en un banco de préstamo de una zona aledaña o propia. Otra consideración importante es el tiempo de vida, el cual debe ser mayor al tiempo de vida útil del proyecto eólico. El tipo de caminamiento puede ser de diferentes tipos, entre los cuales se mencionan: de tierra, balastro, de asfalto y concreto hidráulico.
- Instalación, equipo y construcción: el valor de la instalación y construcción depende directamente del proceso que se muestra a continuación.

Figura 35. **Proceso de instalación y construcción de planta eólica**



Fuente: elaboración propia.

Se estima que en la mayoría de proyectos realizados se tuvieron consideraciones económicas extras, las cuales pueden ser directas e indirectas; dentro de las directas está el tipo de maquinaria a utilizar, la cual podría cambiar cuando las especificaciones requieran mayor cantidad a las estipuladas o mejores equipos, los procedimientos constructivos que generen más gasto debido a la cantidad de material a utilizar, y los indirectos, que pueden referirse al aumento en el costo de los insumos y materiales, incremento de los carburantes, y la extracción y cuidado en el manejo de los materiales.

3.4.2. Contaminación

Las afecciones que puedan ocurrir en un proyecto eólico deben ser analizadas y descritas; es conveniente que sean lo menos dañinas, lo que a su

vez debe tratarse mediante un análisis de impacto ambiental usado en la localidad, región o país (dependiendo de la legislación del lugar). Sin embargo se debe considerar que los estudios de impacto ambiental no están dirigidos directamente a la realización de plantas eólicas sino que se describen en forma general; por lo tanto se debe de adaptar lo más posible a la realización de proyectos eólicos. Es importante tener un esquema en el cual se extraiga información, la cual proporcione una idea del tipo de contaminación que puede provocarse, ya sea a corto, mediano y largo plazo. Para esto es necesario determinar ciertos factores que inciden en la contaminación, tales como:

- El tipo e influencia del proyecto a realizar
- Las desventajas ecológicas propias de la región
- La calidad o ventaja ecológica

Estos factores pueden desarrollarse para los diferentes tipos de contaminación; en el caso de la aplicación de plantas eólicas se analizará la contaminación visual y contaminación auditiva.

- Contaminación visual: la intromisión visual es uno de los mayores problemas que pueden provocarse a los aerogeneradores debido al impacto que generan desde diferentes puntos vista y la percepción que se pueda generar. Por su complejidad es una de las desventajas menos cuantificables debido a la forma en que diferentes personas pueden llegar a percibirlo o inclusive la forma de estimar, cuantificar, entre otras. La percepción puede describirse como un proceso global y amplio, por lo consiguiente la percepción se caracteriza por tres aspectos principales:
 - Aspecto funcional: en referencia a las plantas eólicas, se determina como la influencia del objeto a una escala mayor,

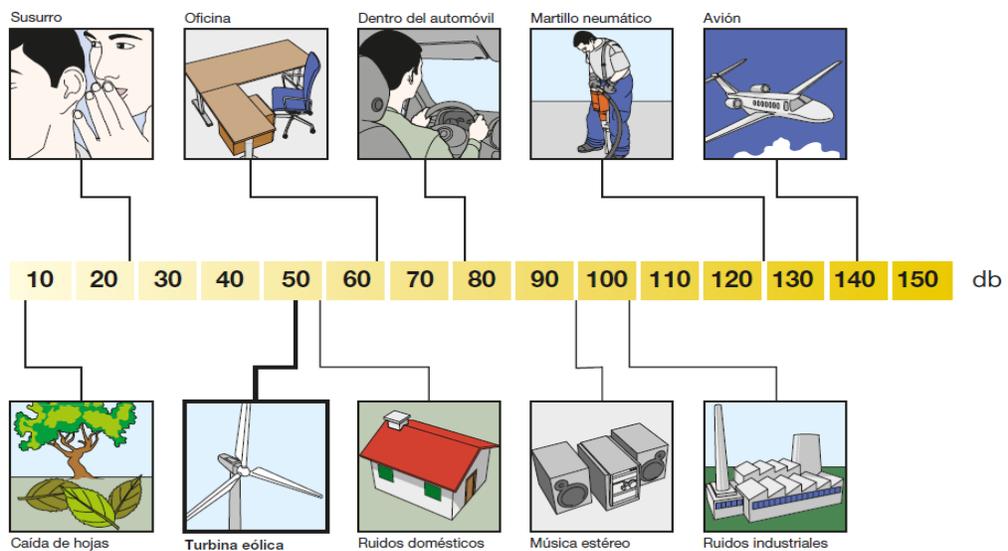
debido a la importancia que se percibe y el tipo de trabajo a desarrollar.

- Aspecto social: este aspecto es primordial al momento de determinar la contaminación visual, debido a que es necesario tener en consideración si la zona afectada es un lugar turístico o simplemente concierne a las relaciones personales, emocionales o religiosas del observador, en comparación con el medio ambiente que lo rodea.
- Aspecto estético: los efectos estéticos varían dependiendo del tipo de trazo del caminamiento, la configuración de los aerogeneradores, y las características básicas como el tamaño, materiales a utilizar y la cantidad de aerogeneradores.
- Contaminación auditiva: en los aerogeneradores uno de los principales aspectos en contra es la contaminación auditiva provocada por el funcionamiento de dicha máquina, la cual se analiza en función del grado de molestia. Entre los aspectos que provocan contaminación auditiva se mencionan:
 - El propio ruido producido por el aerogenerador.
 - La posición de la turbina.
 - La distancia de las viviendas en función de donde se ubican los aerogeneradores.
 - El sonido de fondo existente.

Para estimar la cantidad de ruido provocada también es necesario incluir el flujo del viento al momento de chocar con las aspas del aerogenerador; sin

embargo existe también el ruido irreflexivo que es de muy baja frecuencia, por lo que muchas veces es inaudible, pero que a pesar de eso son ruidos expansivos que recorren largas distancias; este tipo de ruido depende principalmente del número de palas, la orientación, el diseño, la orientación extrema y las ráfagas de vientos extremos. El problema del ruido se ve afectado para las personas que estén a una proximidad significativa, ya que para que los afectos sonoros sean despreciables, la ubicación debe ser de aproximadamente de 400 a 500 metros.

Figura 36. **Escala del sonido según la percepción del oído en decibeles**



Fuente: *Cuaderno Técnico de Plantas Eólicas ABB No.12. p. 9.*

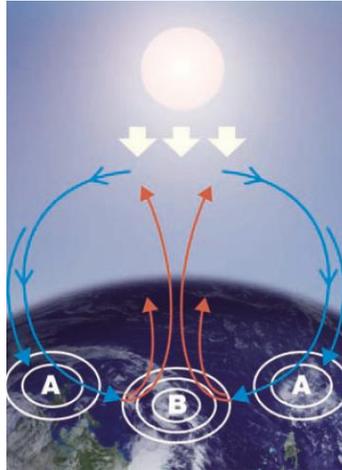
3.4.3. Disponibilidad del viento

Es indispensable tener conocimiento de la cantidad o potencial que es capaz de producir el viento, ya que la instalación de una planta eólica depende directamente proporcional de la disponibilidad del viento.

Sin embargo para verificar la disponibilidad del viento en un lugar es necesario tener conocimiento de su comportamiento, el cual es difícil de predecir por un conjunto de aspectos, entre los cuales cabe mencionar:

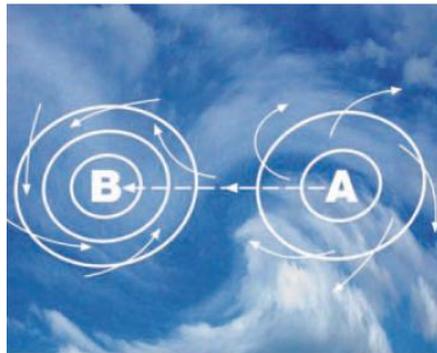
- La estación del año: esta variación provoca que el viento tenga diferencia a lo largo del año, ya que con cada estación existe un cambio significativo en la temperatura, radiación solar, humedad en el aire, entre otros.
- La propia naturaleza del viento: ya que no es uniforme debido a las variaciones de presiones; esto sucede debido que existen lugares en el planeta conocidos como zonas frías y cálidas. En las zonas frías la presión de los gases es mayor mientras que en las zonas donde se libera el calor (zonas cálidas) la presión en los gases disminuye y esto provoca que las velocidades del viento sean mayores en este tipo de zona, provocando movimientos de las masas de aire o también llamados vientos conectivos. Dichos movimientos se forman debido a que existe una variación de presión entre dos puntos, esto puede repercutir directamente en la velocidad del viento, ya que a mayor variación de presiones la velocidad es mayor.

Figura 37. **Variación de presiones**



Fuente: Asea Brown Boveri, S.A. *Cuaderno Técnico de Plantas Eólicas ABB No.12.* p. 5.

Figura 38. **Efecto Coriolis**



Fuente: Asea Brown Boveri, S.A. *Cuaderno Técnico de Plantas Eólicas ABB No.12.* p. 5.

El problema de verificar la cantidad y dirección del viento no solo está relacionado con las diferencia de presiones sino también con la rotación del planeta, llamado efecto Coriolis descrito en el capítulo 3, sección 3.1.2. inciso b).

Derivado de lo mencionado con anterioridad, la disponibilidad del viento es verificada por los gradientes de presión horizontal y vertical que pueden ser vistas y representadas por mapas meteorológicos mediante isobaras; estas son líneas imaginarias donde la presión es la misma, y son de utilidad para predecir la velocidad, dirección y potencia del viento.

Otro aspecto a considerar son las características que el viento provee tanto de día como de noche. En la mayoría de lugares el viento tiene mayor influencia durante el día que en la noche; esto sucede debido a la diferencia de temperatura. Durante el día se presenta más riesgo, ya que existen grandes índices de turbulencia, cambio de dirección, ráfagas, dirección extrema, entre otros, a diferencia de lo que sucede en la noche.

3.4.4. Necesidad de infraestructura

Uno de los mayores costos que se generan en la realización de los proyectos eólicos es la infraestructura. Esto es debido a la cantidad de material utilizado para la fabricación de elementos estructurales, en el que se caracterizan muchas veces por ser elementos masivos. Debido a la complejidad de los elementos es necesario analizar e identificar un conjunto de aspectos relevantes para su construcción y diseño:

- Determinar si el elemento a diseñar es ligero o masivo.
- Analizar la capacidad de resistir el peso propio y el de los subelementos.
- Ser capaz de resistir las diversas fuerzas provocadas por el ambiente, inducciones externas e interna.

4. ASPECTOS ECONÓMICOS

4.1. Factibilidad

Para determinar si un proyecto es factible es necesario verificar los costes de exploración anual, los cuales se pueden desglosar en operación y mantenimiento, gestiones administrativas, seguros, entre otros. Derivado de la exploración del proyecto tiende a relacionarse el coste de inversión del mismo. A su vez es importante realizar un comparativo entre el proyecto eólico, el cual es motivo de estudio de este documento contra un diferente proyecto energético renovable, el cual debe basarse en la energía hídrica.

En resumen, la factibilidad tendrá su quehacer donde el capital invertido y los costos de operación (costos de exploración anual) a lo largo del tiempo de vida útil deben ser menores a los ingresos que se perciben. El costo de exploración del proyecto (anual) será determinar el 3% como la inversión del proyecto, considerando las partes que lo representan.

Tabla XXX. **Costos de exploración del proyecto**

Costes de exploración del proyecto (anual)	Valor en (Q)	Porcentaje
Operación y mantenimiento	Q 198 290,87	60,51
Usufructo de terrenos	Q 65 933,11	20,12
Gestión y administración	Q 39 651,62	12,10
Seguros e impuestos	Q 23 823,74	7,27
Total	Q 327 699,35	100,00

Fuente: elaboración propia.

Sin embargo la factibilidad de un aerogenerador no debe estar directamente proporcional al factor económico, sino además es importante evaluar las ventajas ecológicas y sociales del lugar, tomando un valor justificable.

4.2. Tiempo de construcción

El tiempo en el que se prevé la construcción de una planta eólica es importante para determinar las partes en las cuales se debe realizar la construcción y tener por lo tanto avances de la ejecución de dicho proyecto.

El tiempo de construcción está relacionado directamente con el tiempo de instalación; dichos procesos se realizan en forma conjunta, teniendo en cuenta que pueden llevarse cronogramas de dichos tiempos de forma grupal o individual.

Es necesario mencionar que no existe un cronograma general en el cual se realice dicho efecto, debido a que cada constructor y planificador está basado en su propia experiencia y contexto.

Tabla XXXI. Cronograma del tiempo de construcción

Nombre de la Empresa		Descripción del Proyecto												Fecha de Entrega de Informe				
		Fecha de Avance día/mes/año	Fecha de Culminación día/mes/año	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	DIA	MES	AÑO
Construcción de las Partes	Comapania																	
	Porcentaje de Avance																	
Chapeo y Limpieza	Comapania																	
	Porcentaje de Avance																	
Trazo y Alineación	Comapania																	
	Porcentaje de Avance																	
Excavación y Relleno.	Comapania																	
	Porcentaje de Avance																	
Cableado Exterior, Tubería Exterior, Conexiones y Pilasformas	Comapania																	
	Porcentaje de Avance																	
Cimentación	Comapania																	
	Porcentaje de Avance																	
Diseño Armado de Columna Hueca	Comapania																	
	Porcentaje de Avance																	
Fundición, Formateado, Desencofrado, Ensayos, Etc	Comapania																	
	Porcentaje de Avance																	
Cableado, Empalmeado, Tubería eléctrica, circuitos eléctricos.	Comapania																	
	Porcentaje de Avance																	
Recabimientto, resanado, impermeabilizado, pintado.	Comapania																	
	Porcentaje de Avance																	
Diseño de aguas, Robor, Bujes, Generador, etc.	Comapania																	
	Porcentaje de Avance																	
Sistema Mecánico y Eléctrico	Comapania																	
	Porcentaje de Avance																	
Conexiones de partes eléctricas con generador y dispositivos diversos	Comapania																	
	Porcentaje de Avance																	
Ensayos en General	Comapania																	
	Porcentaje de Avance																	
Puesta en Marcha	Comapania																	
	Porcentaje de Avance																	
	Comapania																	
	Porcentaje de Avance																	

Fuente: elaboración propia

4.3. Valor presente neto (VPN)

El valor presente neto es la diferencia existente entre el valor de inversión inicial menos el valor de recuperación de fondos económicos mediante una tasa económica y la vida útil del proyecto, realizando la conversión o regresión a un punto presente.

Para el análisis del valor presente neto (VPN) es necesario obtener un conjunto de datos que el diseño del aerogenerador con anterioridad proporciona debido a las variables de potencia, velocidad del viento, tiempo de vida, potencia total, producción, ingresos, egresos, inversión inicial, entre otros.

Para fines de estudio y comparación se estimará el VPN y la tasa interna de retorno (TIR) tanto de la planta eólica, como la de una hidroeléctrica, con base en otros estudios. El análisis corresponde a las siguientes especificaciones:

Tabla XXXII. **Especificaciones técnicas de planta eólica**

Descripción	Cantidad	Unidad
Potencia por aerogenerador	66	KW
Cantidad de aerogeneradores	20	Unidad
Tiempo de vida	25	Años
Velocidad estudiada	8	m/s
Potencia total	1320	KW
Producción por aerogenerador (KWH)	25 338,88	KWH
Producción total (KWH)	506 777,6	KWH

Fuente: elaboración propia.

*Potencia total = potencia aerogenerador * cantidad por aerogenerador*

*Producción total = producción por aerogenerador * cantidad por aerogenerador*

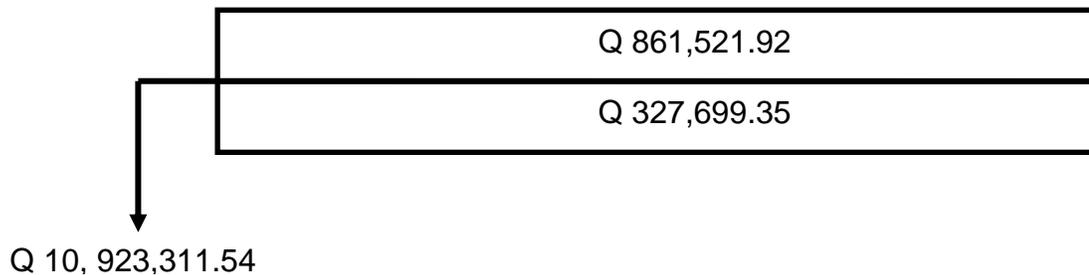
Tabla XXXIII. Datos para el cálculo del VPN sobre la planta eólica

Datos iniciales	
Costo inicial	Q 10 923 311,54
Ingreso anual	Q 861 521,92
Costos exploración	Q 327 699,35
Tasa	0%
Años total	25
Potencia total (KW)	1320

Fuente: elaboración propia.

Es importante mencionar que la tasa económica tendrá un valor límite con tendencia a cero, debido a que no se toma en consideración un aporte económico por medio de préstamo bancario.

Figura 39. Ingresos y egresos de planta eólica en 25 años



Fuente: elaboración propia.

Tabla XXXIV. **Resultados de VPN de planta eólica**

Valor presente neto	
Ingreso	Q 21 538 020,01
Egreso	Q 19 115 784,64
VPN	Q 2 422 235,37

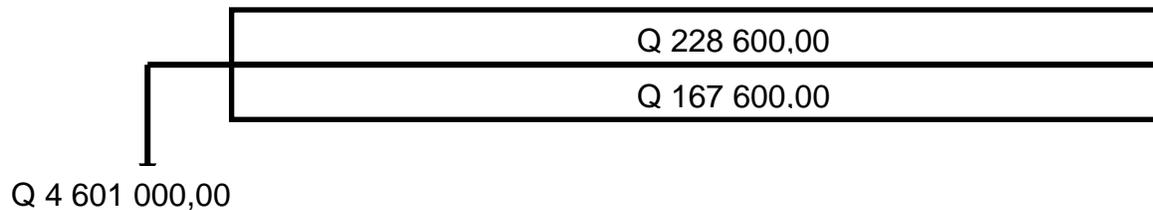
Fuente: elaboración propia.

Tabla XXXV. **Datos para el cálculo del VPN sobre la hidroeléctrica**

Datos iniciales	
Costo inicial	Q 4 601 000,00
Ingreso anual	Q 228 600,00
Costos exploración	Q 167 600,00
Tasa	0%
Años total	25
Potencia total (KW)	165

Fuente: elaboración propia.

Figura 40. **Ingresos y egresos de una hidroeléctrica en 25 años**



Fuente: elaboración propia.

Tabla XXXVI. **Resultados de VPN de una hidroeléctrica**

Valor presente neto	
Ingreso	Q 5 714 992,57
Egreso	Q 8 790 994,56
VPN	Q -3 076 001,98

Fuente: elaboración propia.

4.4. Tasa interna de retorno (TIR)

La tasa interna de retorno es necesaria para determinar el punto de equilibrio del proyecto; esto quiere decir el porcentaje de la tasa aplicada abajo o arriba de donde se obtienen ganancias o pérdidas, respectivamente. Es necesario interpolar tres valores de tasa donde el primero refleje un valor positivo de VPN, el tercero un valor negativo de VPN, y el segundo (tasa interna de retorno) siendo el resultado de un VPN= 0, como se muestra en la tabla.

Tabla XXXVII. **Determinación de tasa interna de retorno de planta eólica**

TASA INTERNA DE RETORNO	
Tasa (%)	Valor presente neto
1	Q 833 146,03
X (TIR)	Q -
2	Q -501 249,82
Tasa interna de retorno =	1,60163501

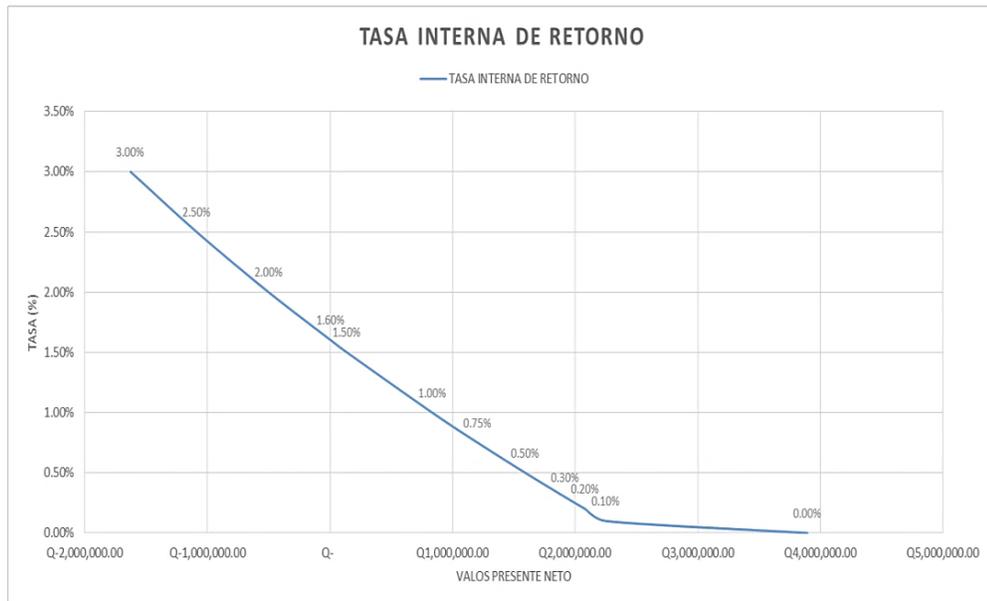
Fuente: elaboración propia.

Tabla XXXVIII. **Datos para determinar el comportamiento de la variación de tasas respecto de su valor presente neto**

Tasa (%)	VPN
3,00%	Q -1 627 780,29
2,50%	Q -1 087 963,57
2,00%	Q -501 249,83
1,60%	Q 5 176,69
1,50%	Q 137 284,56
1,00%	Q 833 146,04
0,75%	Q 1 204 472,89
0,50%	Q 1 592 499,21
0,30%	Q 1 915 538,53
0,20%	Q 2 081 427,33
0,10%	Q 2 250 310,94
0,00%	Q 3 893 241,17

Fuente: elaboración propia.

Figura 41. **Comportamiento de la variación de tasas respecto a su valor presente neto**



Fuente: elaboración propia, empleando Excel.

La gráfica muestra la tasa VPN recomendable a partir de 1,08 % donde puede existir un cambio de pendiente.

4.5. Beneficio-costo

Es el indicador en el cual se mide el grado de desarrollo y bienes que puede tener un proyecto, tomando como base los ingresos y egresos presentes netos.

Cuando el valor del beneficio-costo es mayor a 1 el proyecto es factible; cuando es igual a 1 el proyecto no presenta pérdidas ni ganancias; esto quiere

decir que los beneficios son iguales a los costos y si es menor a 1, el proyecto no es factible, por lo que no se recomienda considerar.

Tabla XXXIX. **Determinación del beneficio-costo**

Beneficio-costo			
Proyecto	VPNB	VPNC	B/C
Eólica	Q 21 538 020,01	Q19 115 784,64	1,126713887
Hidroeléctrica	Q 5 714 992,57	Q8 790 994,56	0,650096248
Beneficio-costo entre ambas opciones			
B/C eólica – hidroeléctrica		0,476617639	
B/C hidroeléctrica – eólica		-0,476617639	

Fuente: elaboración propia.

Es más factible invertir en energía eólica, ya que al comparar el beneficio - costo entre ambas, la hidroeléctrica no es factible. Sin embargo se puede decir que la energía eólica sí es factible y rentable en relación con la inversión inicial y tiempo de ejecución del proyecto.

Los valores representativos del proyecto hidroeléctrico utilizados para la comparación y beneficio-costo en relación con el proyecto eólico, se tomaron del documento *Centrales hidroeléctricas a pequeña escala* supervisada por el MEM, PNUD/GEF, MAGA, AGER, entre otros, en el 2013.

5. SELECCIÓN DE ASPAS

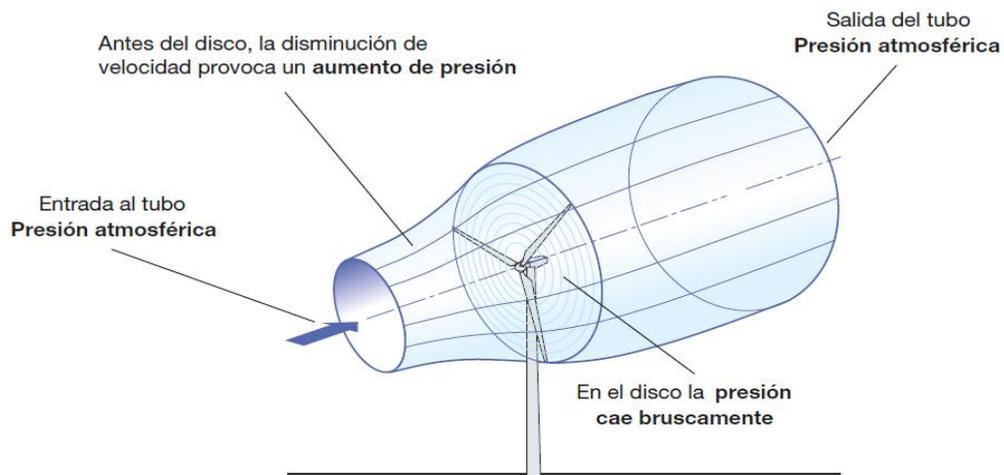
5.1. Relación de potencia y área de barrido

Para el diseño de una planta eólica es necesario tomar como factor de inicio el estudio individual de cada uno de los aerogeneradores que lo conformarán. Debido a los estudios que datan de tiempo atrás se ha determinado de que está relacionada con la potencia producida por el aerogenerador en función del área de barrido, ya que se han hecho innumerables pruebas y avances científicos para su determinación.

Uno de los primeros indicios de relacionar el área de barrido con la potencia está dado por la Teoría Unidimensional y Ley de Betz, Teoría de Cantidad y Movimiento, por consiguiente la norma NTC 5725, *Guideline for the Certification of Wind Turbines Edition* y la IEC 61400 proporcionan parámetros y cálculo matemático para pronosticar la potencia extraída.

- En la Teoría Unidimensional y Ley de Betz se idealiza:
 - Un disco poroso a lo largo del tramo a estudiar
 - Masa de aire fluye a través del disco
 - Aumento de presión
 - Decaimiento de presión

Figura 42. **Idealización del comportamiento del viento en turbina**



Fuente: Asea Brown Boveri, S.A. *Cuaderno Técnico de Plantas Eólicas ABB No. 12.* p. 29.

- Ecuación de Bernoulli: es necesario realizar el estudio de las diferencia de presión, debido a la rotación que existe por parte de las palas; a su vez es necesario realizar un análisis que comprende desde la entrada del viento en un cilindro ideal hasta donde colisiona con las palas y las hace rotar; posteriormente desde el lugar donde choca e incide en un desprendimiento, haciendo que el área de salida del viento se expanda.

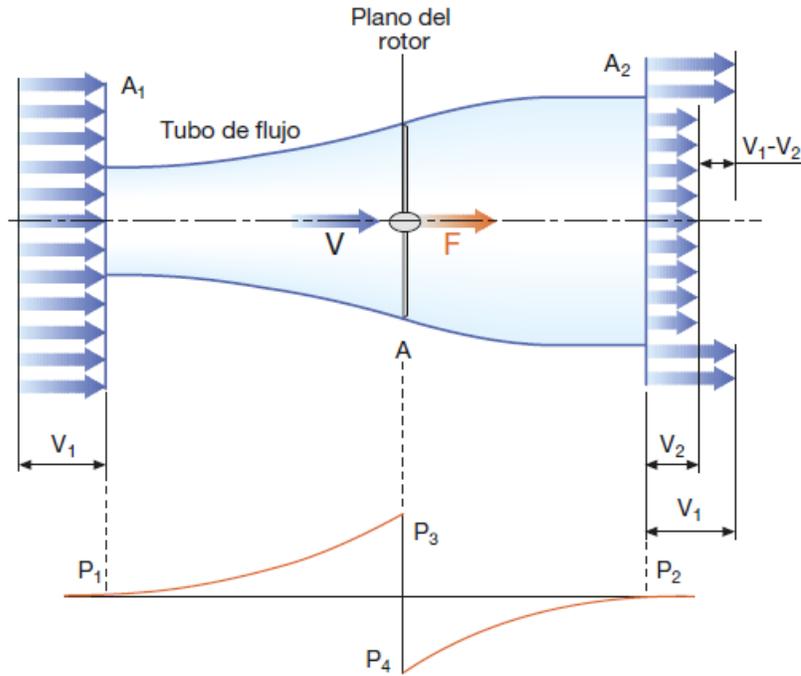
- Primer tramo:

$$P_1 + \rho * \frac{V_1^2}{2} = P_3 + \rho * \frac{V_3^2}{2}$$

- Segundo tramo:

$$P_4 + \rho * \frac{V_1^2}{2} = P_2 + \rho * \frac{V_3^2}{2}$$

Figura 43. Idealización de ecuación de Bernoulli



Fuente: Asea Brown Boveri, S.A. *Cuaderno Técnico de Plantas Eólicas ABB No.12.* p.30.

- Determinación de fuerza axial:

$$\Delta p = P_3 - P_4 = \frac{\rho * (V_1^2 - V_2^2)}{2}$$

$$F_{axial} = \Delta p * A = A * \frac{\rho * (V_1^2 - V_2^2)}{2}$$

- Velocidad en el disco actuador:

$$V = \frac{1}{2}(V_1 + V_2)$$

- Factor de inducción axial:

$$a = \frac{V_1 - V}{V_1} \text{ donde (I) } V = V_1 - aV_1; \text{ (II) } V_2 = 2V - V_1$$

- Teoría de cantidad y movimiento:

$$q = \frac{dm}{dt} = m; \text{ donde } m = \rho * A * V_1$$

$$F = F_3 - F_4 = m * (V_1 - V_2); \quad F = m * (V_1 - V_2)$$

$$F = \rho * A * (V_1 - V_2)$$

- Potencia capturada en las palas:

$$P = F * V = (\rho AV(V_1 - V_2)) * V \text{ se sustituye } a = \frac{V_1 - V}{V_1}$$

$P = 2\rho AV_1^3 a(1 - a)^2$ Es necesario derivar la ecuación con la siguiente condición $\frac{\partial p}{\partial a}$ para obtener una ecuación de grado dos y determinar el valor de inducción axial:

$$3a^2 - 4a + 1 = 0$$

Resolviendo la ecuación da dos valores: “a=1” y “a=1/3”, descartando el valor igual a 1 debido que provoca velocidades negativas.

- Coeficiente de potencia (C_p): es la relación que existe entre la potencia captada por las palas y la disponible en función del caudal de la masa de aire, la cual es derivada por la energía cinética que genera la masa de viento, donde la energía cinética está dada por:

$$E_c = \frac{1}{2} m V_1^2$$

Siendo “q” el caudal de aire definido por el diferencial de masa respecto del tiempo:

$$q = \frac{dm}{dt} = m = \rho A V_1$$

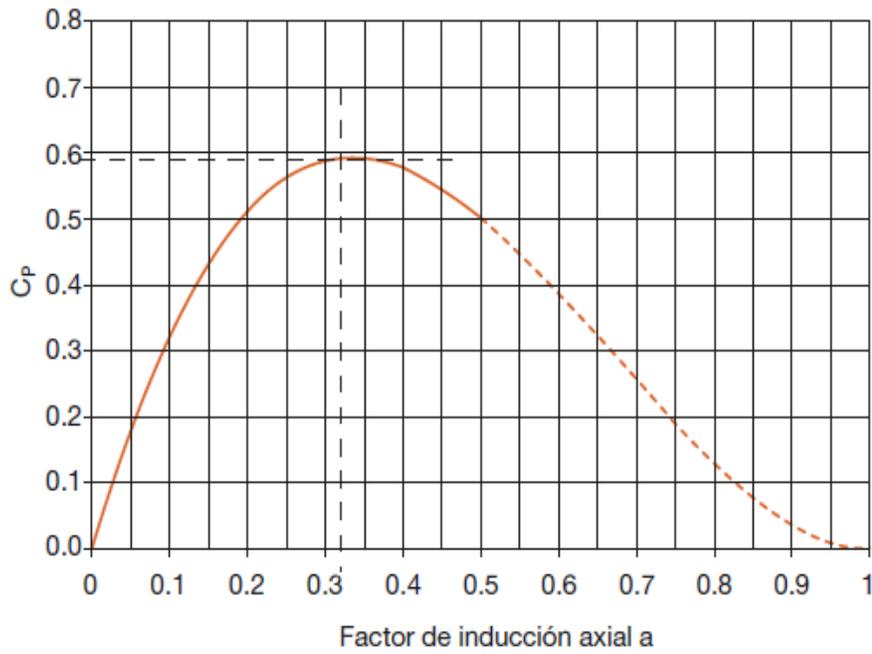
Siendo la potencia disponible:

$$P_{disp} = \frac{dE_c}{dt} = \frac{1}{2} q V_1^2$$

$$C_p = \frac{P}{P_{disp}} = 4a(1 - a)^2 \text{ donde el valor de } a = 1/3$$

Donde el valor de $C_p=16/27$ o el 59 % llamado a este límite de Betz, siendo un valor teórico; en la actualidad los aerogeneradores tienden a un coeficiente de potencia del 50 %.

Figura 44. Límites de Betz



Fuente: Asea Brown Boveri, S.A. Cuaderno Técnico de Plantas Eólicas ABB No. 12. p. 31.

- Momento en el borde de fuga (*flap*):

$$F_{axial} = C_T * \frac{1}{2} * \rho * V_{hub}^2 * A \quad \rightarrow \quad F_{axial} = C_T * \frac{1}{2} * \rho * V_{hub}^2 * \pi * R^2$$

$$P_r = C_P * \frac{1}{2} * \rho * V_{hub}^3 * A \quad \rightarrow \quad P_r = C_P * \frac{1}{2} * \rho * V_{hub}^3 * \pi * R^2$$

Siendo C_p el coeficiente de potencia y C_t el coeficiente de empuje, los cuales se determinan por medio de las siguientes ecuaciones debido al modelo de WRFARW, de la predicción de la generación de eléctrica de parques eólicos.

$C_p = 4 * a(1 - a)$ y $C_t = 1 - (1 - 2a)^2$; donde “a” es el coeficiente de inducción axial el cual se determina debido a la Teoría Unidimensional y Ley de

Betz. Para el coeficiente de empuje es utilizado con frecuencia el valor de 0,5 según la Norma NTC 5725.

Estudios referidos a la potencia y área de barrido de aerogeneradores se han argumentado nuevos procesos, ecuaciones y estudios, los cuales muestran que dicha relación varía debido a las nuevas tecnologías.

La ecuación teórica de la potencia en función del diámetro es un modelo matemático que puede cambiar respecto del diseñador, país, compañía que no toma en consideración la velocidad, altura de torre, rugosidad, entre otros.

$$P_t = a * D^b$$

a y b: son valores adimensionales determinados por estudios internacionales
a=0,16687 y b = 2,15798

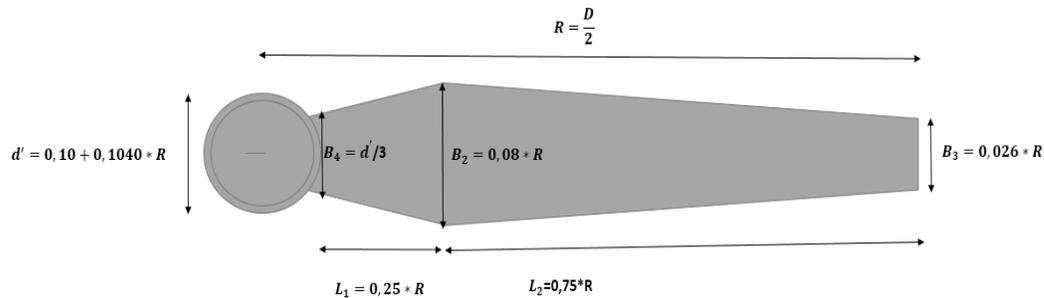
D: siendo el diámetro del aerogenerador (m)

P_t: potencia teórica (kw)

- Configuración:
 - Eje horizontal
 - Rotor tipo propulsor 3 palas
 - Palas en voladizo
 - Buje rígido (sin cabeceo)

La Norma NTC 5725 está regida para trabajar con aerogeneradores con área de barrido igual 2 km^2 , por lo que se tomará bajo base esta área de barrido para el predimensionamiento de las palas.

Figura 45. **Datos para el predimensionamiento de palas**



Fuente: elaboración propia, empleando AutoCAD.

5.2. Fuerzas horizontales y verticales

Para la determinación de fuerzas tanto horizontales como verticales es necesario utilizar un modelo que cumpla con los requisitos mínimos para el diseño de un aerogenerador. Según la norma colombiana NTC 5725 y la IEC 61400, se pueden determinar las fuerzas actuantes mediante el modelo de carga simplificada como se muestra a continuación.

5.2.1. Modelo de carga simplificada

Debe cumplir con los siguientes requisitos:

- Eje horizontal
- Rotor de tipo propulsor de 2 o más palas
- Palas en voladizo
- Buje rígido (sin articulación, ni cabeceo)
- Configuración a barlovento o sotavento
- Velocidad variable o fija inclinación activo o pasivo

Parámetros para modelo de carga simplificada:

n_{desing} = velocidad de rotación de diseño

V_{desing} = velocidad del viento de diseño

Q_{desing} = par de torsión de diseño del eje

$\omega_{yaw, max}$ = variación máxima de orientación

n_{max} = velocidad máxima de rotación

Relación de velocidad en diseño en punta:

$$\lambda = \frac{V_{tip}}{V_{hub}} = \frac{\omega R}{V_{hub}} \rightarrow \lambda_{desing} = \frac{R}{V_{desing}} * \frac{\pi n_{desing}}{30}$$

$$\omega_n = \frac{2\pi n}{60} = \frac{\pi n}{30}$$

λ = relación de velocidad en la punta

λ_{desing} = relación de velocidad de diseño en la punta

V_{tip} = velocidad en la punta de la pala $\left(\frac{m}{s}\right)$

ω_n = velocidad rotacional del rotor en (rad/s)

R = radio (m)

n = velocidad rotacional del rotor (rpm)

Cálculo por el método de carga simplificado:

La tabla representativa a continuación muestra el tipo de análisis adecuado para caso y se denota por letras mayúsculas:

F: análisis de carga de fatiga

U: análisis de las cargas de ruptura

Tabla XL. **Casos de carga para determinar el cálculo por el método simplificado**

Situación de diseño	Casos de carga	Influjos de viento	Tipo de análisis	Observaciones
Producción de energía	A Operación normal		F	
	B Orientación	$V_{hub} = V_{design}$	U	
	C Error de Orientación	$V_{hub} = V_{design}$	U	
	D Empuje máximo	$V_{hub} = 2,5 V_{ave}$	U	Rotor girando, pero podría plegarse o vibrar.
Producción de energía y ocurrencia de falla	E Velocidad de rotación máxima		U	
	F Cortocircuito en la conexión de la carga	$V_{hub} = V_{design}$	U	Par de torsión máximo del generador en corto circuito.
Detención o parada	G Parada (frenado)	$V_{hub} = V_{design}$	U	
Parqueado (ralentí o parado*)	H Carga de viento parqueado	$V_{hub} = V_{e50}$	U	
Parqueado y condiciones de falla	I Carga de viento parqueado y con máxima exposición	$V_{hub} = V_{ref}$	U	La turbina está cargada con la exposición menos favorable.
Transporte, montaje, mantenimiento y reparación	J A establecer por el fabricante		U	

Fuente: *norma colombiana NTC 5725*. p. 33.

Casos de carga “A” operación normal (fatiga):

La carga de diseño “A” es un tipo de carga de operación normal y de fatiga; dichas cargas tienen un rango constante para el eje principal y la pala.

Carga sobre palas:

- Carga centrífuga:

$$\Delta F_{2B} = 2m_b * R_{cg} * \omega^2 \quad \rightarrow \quad \Delta F_{2B} = 2m_b * R_{cg} * \left(\frac{\pi n_{desing}}{30}\right)^2$$

- Momento de flexión en dirección al borde del ataque (en función del peso de la pala):

$$\Delta M_{xB} = \frac{Q_{desing}}{B} + 2m_B * g * R_{cg}$$

$$\Delta M_{yB} = \frac{\lambda_{desing} * Q_{desing}}{B}$$

Variación del par de torsión: $1.5 Q_{desing}$ y $0.5Q_{desing}$

Según la Norma NTC 5725 la carga de fatiga de la pala ocurre en la unión entre la superficie aerodinámica de la pala y la base, o en la unión entre la base y el buje.

Carga sobre el eje X:

- Carga de empuje:

$$\Delta F_{x-shaft} = \frac{3\lambda_{desing} * Q_{desing}}{2 * R}$$

- Excentricidad admisible:

$$\text{Considerando que } e_r = 0.005 * R$$

- Momento de torsión:

$$\Delta M_{x-shaft} = Q_{desing} + 2m_r * g * e_r$$

- Momento de flexión máxima:

$$\Delta M_{shaft} = 2 * m_r * g * L_{rb} + \frac{R}{6} * \Delta F_{x-shaft}$$

Donde:

ΔF_{2B} = carga de fatiga (N)

m_b = peso de la pala (kg)

R_{cg} = distancia entre el centro de gravedad de la pala y el rotor(m)

ΔM_{xB} = momento a flexión en dirección al borde (N.m)

Q_{desing} = par de torsión de diseño (N.m)

B = cantidad de palas

m_r = masa del rotor que equivalente a la masa de las palas(kg)

$\Delta M_{x-shaft}$ = momento de torsión del eje rotor en el cojinete (N.m)

ΔM_{shaft} = momento de flexión combinado (N.m)

$\Delta F_{x-shaft}$ = carga axial en el eje (N)

.

Casos de carga “B” orientación (resistencia):

El caso de análisis de carga “B” es por resistencia, y se asume una variación de orientación máxima que ocurre cuando el aerogenerador trabaja a una velocidad rotacional de diseño. Se asume un momento de flexión en la dirección de borde de fuga como se analizó en el caso de carga “A” con la diferencia que se considerarán tres nuevas fuerzas:

- Fuerza centrífuga
- Fuerza giroscópica
- Fuerza axial de excentricidad

De las cuales son derivados con dos tipos de momentos, desglosándose en varios subíndices.

- Momento a flexión de la fuerza centrífuga: es importante para la determinación del momento giroscópico. Siendo la base para su determinación, aplicando distancias relativas entre el centroide de la palas, el rotor y la influencia de sus características físicas en general.

$$M_{YBcentrifuga} = m_B * \omega_{yawmax}^2 * L_{rT} * R_{cog}$$

- Momento giroscópicos: momento a flexión en la base de la pala: es determinado debido a la fuerza giroscópica en relación con la variación de orientación y la velocidad rotacional de las palas, en dirección al borde de fuga respecto de la torre.

$$M_{YB} = m_B * \omega_{yawmax}^2 * L_{rT} * R_{cog} + 2\omega_{yawmax} * I_B * \omega_{ndesing} + \frac{R}{9} * \Delta F_{x-shaft} \text{ cm}^4$$

L_{rt} = distancia entre el centro del rotor y el eje de orientacion (m)

I_B = inercia de las palas cm^4

R_{cog} = distancia radial entre el centro de gravedad de la palayel centro del rotor (m)

B = cantidad de palas

Momento a flexión combinado para el eje en el primer cojinete:

Es determinado debido a la variación de azimut de la inercia respecto de cada pala, adicionando las cargas de masa y excentricidad de la carga axial obtenida por las palas:

$$M_{shaft} = B * \omega_{yawmax} * \omega_{nde\ sing} * I_B + m_r * g * L_{rb} + \frac{R}{6} * \Delta F_{x-shaft}$$

Donde:

L_{rb} = distancia entre el centro del rotor al primer cojinete (m)

Caso de carga “C” error de orientación (resistencia): este caso es un tanto especial debido a que se debe de tomar en cuenta un parámetro de diseño directamente relacionado con la rotación horizontal del aerogenerador (orientación); es aplicable solo cuando existe una restricción, es decir, una orientación fija. Esto produce cargas extrema si el rotor tiene errores de orientación.

Se asume un error de orientación máxima de 30 grados y un Cimax de 2,0 que usualmente está especificado por los fabricantes.

La velocidad relativa del viento en un radio de la pala r , es aproximadamente:

$$W = r * W_n + V_{hub} * \text{sen} \gamma * \cos \Psi$$

Se ignora el componente vertical del viento que por lo general es más pequeño que el componente tangencial, debido a que se toma en consideración una orientación de error de 30°; por tanto se obtiene.

Momento a flexión en la base de la pala:

$$M_{yB} = \frac{1}{8} * \rho * A_{projB} * C_{1max} * R^3 * \omega_{ndesing}^2 \left[1 + \frac{4}{3\lambda_{desing}} + \left(\frac{1}{\lambda_{desing}} \right)^2 \right]$$

Caso de carga “D” empuje máximo (resistencia): este es el coeficiente de fuerza simple combinado con una presión dinámica.

Carga axial en el eje:

$$F_{x-shaf} = C_T * \frac{1}{2} * \rho * (2.5V_{ave})^2 * \pi * R^2$$

Donde:

C_T = es el coeficiente de empuje igual 0,5

La ecuación es un ajuste mediante la combinación de modelos autoplásticos. Estas combinaciones proporcionan resultados similares comparados con dichos modelos tomando valores:

$$[2.5V_{ave} \text{ y } C_T = 0,5]$$

Caso de carga “E” velocidad rotacional máxima (resistencia): para la carga de la pala únicamente se considera la fuerza centrífuga; este caso se asume con un valor rotacional máxima en rpm.

$$F_{zB} = m_B * R_{cog} * \left(\frac{\pi * n_{max}}{30} \right)^2 = m_B * \omega_{nmax}^2 * R_{cog}$$

Momento de flexión: se considera el momento de flexión en el eje, se asume que el rotor tiene un desbalance con el centro de masa del rotor a una distancia “ e_r ” desde el centro del eje. Por lo que en este caso no se refiere ningún tipo de orientación.

Momento de flexión combinado en el primer cojinete:

$$M_{shaft} = M_{r-mass} + M_{r-imbalance} = m_r * g * L_{rb} + m_r * e_r * \omega_{hmax}^2 * L_{rb}$$

Caso de carga “F” corto en correlación de carga (resistencia): este caso de carga asume un par de torsión alto de cortocircuito en el generador en el cual, se describe a continuación el valor G a menos que se conozca otro más preciso. Debido a la falta de datos es necesario hallar los valores de $Q_{desing} * 2$. Ya que uno de los pares de torsión más fuertes, es generado por el cortocircuito del alternador, sin embargo es necesario consultar con la “NEN 6096/2 y el libro azul alemán Lloyd”

Tabla XLI. **Par de torsión de corto circuito en el generador**

Generador	G multiplicador
Sincrónico/asincrónico	2
Generador de imán por permanente	2

Fuente: *norma colombiana NTC 5725*. p. 92.

$$M_{x-shaft} = G * Q_{desing}$$

$$M_{x,B} = \frac{G * Q_{desing}}{B} + m_B * g * R_{cog}$$

Caso de carga “G” parada (resistencia): se asume que el par de torsión máximo del eje es igual al par de torsión de freno. Se asume que el freno se aplica mientras el generador entrega par de torsión.

$$M_{x-shaft} = M_{brakc} + Q_{desing}$$

$$M_{brake} = 1,3 * M_{yB2}$$

M_{brakc} par de torsión del freno del eje de baja velocidad (N.m)

M_{yB2} momento de flexión de base de la pala del caso "A"(N.m)

Momento de flexión en la base de la pala:

$$M_{xB} = \frac{M_{x-shaft}}{B} + m_B * g * R_{cog}$$

Caso de carga “H” viento de supervivencia (resistencia): el viento de supervivencia descrito siempre en la Norma NTC 5725 describe que es necesario hacer dos análisis respectivos el primero cuando el aerogenerador o turbina está parqueada y la segunda cuando está en movimiento rotacional (girando).

Momento a flexión en la base de la pala con rotores parqueados:

$$M_{yb} = C_d \frac{1}{2} \rho V_{e50}^2 A_{proj,B} \frac{1}{2} R$$

Asumiendo un coeficiente de arrastre C_d : 1,5

Fuerza axial en el eje: para que se determine la fuerza axial debido a que los rotores están parqueados, se idealiza que la fuerza se aplicará en las palas en su centro de presión en la mitad de la envergadura, así también que el área planiforme es perpendicular a la acción del viento y se define como: el empuje determinado por todas la palas:

$$F_{x-shaft} = B * C_d \frac{1}{2} \rho V_{e50}^2 A_{proj,B}$$

Momento a flexión en la base de la pala con rotores girando:

$$M_{yB} = C_{1max} \frac{1}{6} \rho V_{e50}^2 A_{proj,B}$$

Asumiendo un valor del coeficiente de elevación, tiene un valor específico en la punta y nulo en la base; sin embargo si no se tienen datos se puede utilizar un C_{1max} igual a 2.

Fuerza axial en el eje:

$$F_{x-shaft} = C_f \frac{1}{2} \rho V_{e50}^2 A_{proj}$$

Donde:

C_f = coeficiente de fuerza

A_{proj} = área proyectada del componente del plano perpendicular al viento

Se asume un coeficiente de fuerza, según las características de la siguiente tabla.

Tabla XLII. **Coeficiente de fuerza según sus características**

						
Longitud característica < 0,1 m	1,3	1,3	1,5	1,5	1,5	2,0
Longitud característica > 0,1 m	0,7	1,2	1,5	1,5	1,5	2,0

Fuente: norma colombiana NTC 572.5. p. 38.

5.3. Flujo de viento, velocidades máximas y mínimas

Se requiere para el arranque del aerogenerador y los frenos tanto dinámicos como mecánicos.

Datos:

$$V_{arranque} = 3,5 \text{ (m/s)}$$

$$V_{nominal} = 12 \text{ (m/s)}$$

$$V_{ave} = 7,5 \text{ m/s (m/s)}$$

$$V_{corte} = 25 \text{ (m/s)}$$

Tabla XLIII. .Parámetros básicos para las clases de aerogeneradores

Clases de aerogeneradores	I	II	III	IV	S
V_{ref} (m/s)	50	42,5	37,5	30	Valores especificados por el diseñador
V_{ave} (m/s)	10	8,5	7,5	6	
I_{15} (-)	0,18	0,18	0,18	0,18	
a	2	2	2	2	
en donde - los valores de los parámetros se aplican a la altura del buje, y - I_{15} es el valor de la característica adimensional de la intensidad de la turbulencia a 15 m/s. - a es el parámetro de pendiente adimensional a usar en la ecuación (7).					

Fuente: *norma colombiana NTC 5725*, p. 19.

- Distribución de velocidad del viento: la distribución en terrenos es importante para aerogeneradores debido a que es requerida para determinar la frecuencia de incidencia de las condiciones de carga individuales y se determina a la altura del eje centroidal del buje:

$$P_R(V_{hub}) = 1 - \exp \left[-\pi \left(\frac{V_{hub}}{2V_{ave}} \right)^2 \right]$$

Siendo:

$$V_{ave} = \text{varía según el tipo de aerognerador}$$

$$V_{hub} = 0,8 * V_{ref}$$

V_{hub} = velocidad a la altura del buje (m/s)

V_{ave} = velocidad promedio anual en viento (m/s)

V_{ref} = velocidad de referencia (m/s)

- Modelo normal de perfil del viento (NWP): el perfil de viento indica la velocidad del viento en función de la altura sobre el suelo y el eje del buje para aerogeneradores pequeños, el factor α es un valor del 0,2 adimensional:

$$V(Z) = V_{hub} \left(\frac{Z}{Z_{hub}} \right)^\alpha$$

Z = altura del buje del aerogenerador(m)

Z_{hub} = altura del suelo (msnm)

- Modelo de turbulencia normal (NTM):el modelo de turbulencia determina las variaciones estocásticas respecto de la velocidad del viento dentro de un rango de 10 minutos.
 - El valor característico de la desviación estándar del componente de velocidad longitudinal del viento está definido por:

$$\sigma_1 = I_{15} * \frac{(15 + a * V_{hub})}{a + 1}$$

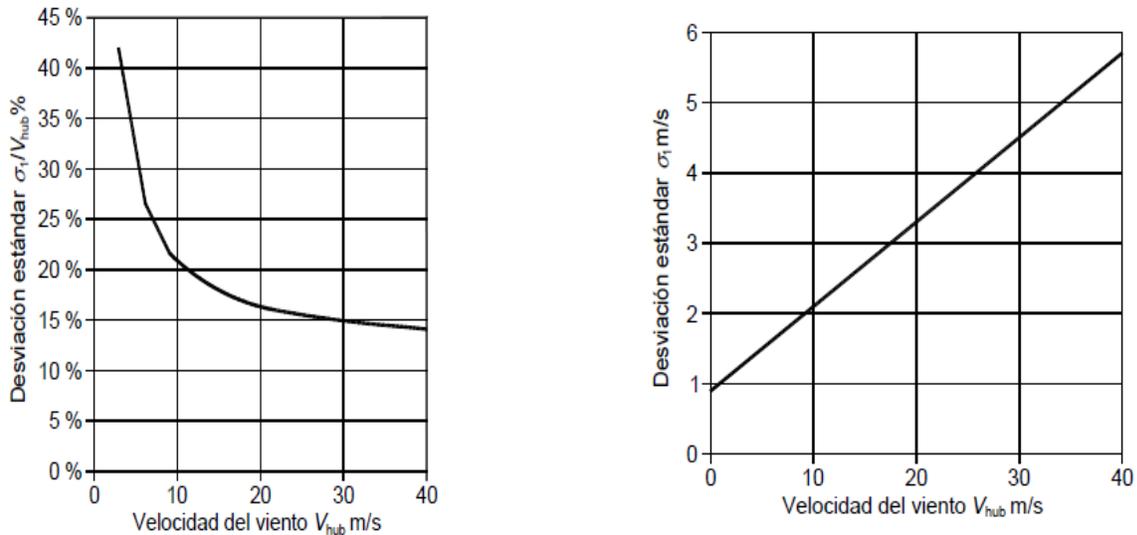
I_{15} = es el valor de la intensidad de turbulencia a 15m/s(adm)

a = parámetro dependiente (adm)

$$\frac{\sigma_1}{V_{hub}} = \text{intensidad de turbulencia (adm)}$$

- Turbulencia característica del viento

Figura 46. Gráficos de turbulencia



Fuente: *norma colombiana NTC 5725*, p. 21.

Parámetro de turbulencia (A_1):

$$A_1 = \begin{cases} 0.7 * z_{hub} & \text{si } z_{hub} < 30m \\ 21m & \text{si } z_{hub} \geq 30m \end{cases}$$

Pueden incluirse a su vez modelos estocásticos de turbulencia; estos proporcionan información donde las condiciones críticas se producen en aerogeneradores más complejos y se determinan por:

- Modelo de coherencia exponencial y espectral de Kaimal:

$$\frac{f S_k(f)}{\sigma_k^2} = \frac{4f L_k / V_{hub}}{(1 + 6f L_k / V_{hub})^{5/3}}$$

Donde:

f = es la frecuencia 50 – 60 (herz)

K = es el índice que refiere a la dirección de la velocidad
es decir 1 = longitudinal, 2 = lateral, 3 = vertical

S_k = espectro del componente velocidad de un solo lado

σ_k = desviación estandar del componente velocidad

L_k = parámetro escalar integral del componente velocidad

Tabla XLIV. **Parámetros espectrales de turbulencia del modelo de Kaimai**

	Índice del componente de velocidad (k)		
	1	2	3
Desviación estándar σ_k	σ_1	0,8 σ_1	0,5 σ_1
Escala integral, L_k	8,1 Λ_1	2,7 Λ_1	0,66 Λ_1

Fuente: norma colombiana NTC 5725. p. 68.

- Densidad espectral ($S_1(f)$):

$$S_1(f) = 0.05 * (\sigma_1)^2 * (\Lambda_1/V_{hub})^{-2/3} * f^{-5/3}$$

Λ_1 = parámetro de turbulencia o modelo de turbulencia Kaimai

- Condiciones extremas de viento: las condiciones extremas de viento se usan para determinar las cargas extremas sobre el aerogenerador debido a las estaciones, cambios climáticos, ciclones, cambio en la dirección de viento (incluyendo las velocidades en hora pico).

- Modelo de velocidad extrema del viento (EWM): es la velocidad máxima posiblemente en función de un ciclo de tiempo; se trata de una velocidad extrema con un periodo de recurrencia de 50 y 1 año, respectivamente; este rango de tiempo se toma por la variación propia del comportamiento del viento en combinación de la ráfaga y la calma que pueden presentarse y se determinan por las ecuaciones:

$$V_{e(50)}(Z) = 1.4 * V_{ref} \left(\frac{Z}{Z_{hub}} \right)^{0.11}$$

$$V_{e(1)}(Z) = 0.75 * V_{e(50)}(Z)$$

Z = altura del buje del aerogenerador(m)

Z_{hub} = altura del suelo (msnm)

$V_{e(50)}$ = velocidad extrema en un periodo de 50 años (m/s)

$V_{e(1)}$ = velocidad extrema en un periodo de 1 año (m/s)

La Norma NTC 5725 recomienda asumir desviaciones a corto plazo respecto de la dirección media del viento de +- 15 grados.

- Ráfaga extrema de funcionamiento (EOG): se produce a la altura del buje para un periodo de recurrencia de N años para aerogeneradores pequeños:

$$V_{guatN} = \beta * \sigma_1 * B$$

Siendo:

$$B = \frac{1}{1 + 0.1 \left(\frac{D}{\lambda_1} \right)}$$

Donde:

$\sigma_1 =$ desviación estándar

$\Lambda_1 =$ parámetro de escala de turbulencia

$D =$ diámetro del rotor del aerogenerador (m)

$\beta = 4,8$ para 1 año

$\beta = 6,4$ para 50 años

Debido al análisis anterior se debe de definir la velocidad para un periodo de recurrencia de N años, determinado por la siguiente ecuación:

$$V(t) = \begin{cases} V(Z) - 0.37 * V_{guatN} * \text{Sen}\left(\frac{3\pi t}{T}\right) * \left(1 - \text{Cos}\left(\frac{2\pi t}{T}\right)\right) & \text{para } 0 \leq t \leq T \\ V(Z) & \text{para } t < 0 \text{ y } t > T \end{cases}$$

Donde:

$V(z) =$ modelo normal del perfil de viento (m/s)

$T =$ periodo de tiempo de 10,5 seg para $N = 1$

$T =$ periodo de tiempo de 14,0 seg para $N = 50$

- Cambio extremo de dirección (EDC): también se determina para una ocurrencia de N años, desde 1 hasta 5 años.

$$\theta_{eN} = \pm \beta \tan^{-1} \left[\frac{\sigma_1}{V_{hub} * \left[1 + 0.1 \left(\frac{D}{\Lambda_1}\right)\right]} \right]$$

Donde:

θ_{eN} se limita en intervalos de ± 180 grados

Λ_1 = parámetro de escala de turbulencia

D = diámetro del rotor del aerogenerador (m)

$\beta = 4.8$ para 1 año

$\beta = 4.8$ para 1 año

Debido a la formulación anterior, es necesario determinar la probabilidad de ocurrencia y variabilidad debido a un tiempo estimado en segundos, ya que puede darse un número determinado de variables de cambio. Sin embargo la Norma NTC 5725 asume que la dirección permanece invariable, pero se toma de referencia una duración de cambio de $T=6$ segundos.

$$\theta_N = \begin{cases} 0 & t < 0 \\ 0.5 * \theta_{eN} * \left(1 - \cos\left(\frac{\pi t}{T}\right)\right) & 0 \leq t \leq T \\ \theta_{eN} & t > T \end{cases}$$

- Ráfaga cortante extrema (ECG): para aerogeneradores con clases normalizadas se debe asumir una ráfaga coherente con una magnitud de $V_{cg} = 15 \text{ m/s}$

$$V(Z, t) = \begin{cases} V(Z) & t < 0 \\ V(Z) + 0.5V_{cg} \left(1 - \cos\left(\frac{\pi t}{T}\right)\right) & 0 \leq t \leq T \\ V(Z) + V_{cg} & t > T \end{cases}$$

Donde:

T = tiempo de ascenso de 10 segundos

$V(z)$ = modelo normal del perfil de viento (m/s)

Ráfaga coherente extrema con cambio de dirección (ECD): en este caso, es necesario asumir y que el ascenso de la velocidad del viento ocurre simultáneamente con el cambio de dirección, y está en función de la velocidad a la altura del buje:

$$\theta_{cg}(V_{hub}) = \begin{cases} 180^\circ & \text{para } V_{hub} < 4 \text{ m/s} \\ \frac{720^\circ}{V_{hub}} & \text{para } 4 \text{ m/s} \leq V_{hub} \leq V_{ref} \end{cases}$$

Para un análisis más profundo y detallado es necesario determinar un cambio de dirección simultánea a lo largo de la transición del viento:

$$\theta(t) = \begin{cases} 0^\circ & t < 0 \\ \pm 0.5 * \theta_{cg} \left(1 - \cos\left(\frac{\pi t}{T}\right) \right) & 0 \leq t \leq T \\ \pm \theta_{cg} & t \geq T \end{cases}$$

5.4. Tipos de soporte

Para determinar los tipos de soporte que el aerogenerador necesitará se debe cumplir con ciertos requisitos; como primera instancia se identifica todo soporte, el cual está contenido en la parte superior e inferior de la torre, es de índole estructural debido a que es un componente crítico. El soporte del aerogenerador está caracterizado por soportar las cargas provenientes de la turbina y de la torre, en caso el soporte esté ubicado en la parte inferior.

Según la Norma colombiana NTC 5725 en el subíndice "Estructuras de soporte", si el aerogenerador tiene un área de barrido mayor a los 200 m² en la estructura de soporte, deben de incluirse como parte del sistema, considerando que es necesario cumplir con las especificaciones, códigos y reglamentos

locales según lo indiquen, por lo que puede existir modificaciones. En su ausencia se fundamenta el buen criterio y sentido común del ingeniero.

Otro tipo de estructuras de soporte necesarias deben ser especificadas para el ingreso al ascenso y descenso de aerogeneradores, considerando el mantenimiento y un sistema que detenga la caída si se llegara dar el caso:

- Requisitos dinámicos: dentro de la estructura de las torres, las cuales son capaces de resistir cargas debido a la influencia del nacell, rotor, buje y aspas, deben ser capaces de resistir el factor de resonancia, el cual puede ser inducido tanto por fuerzas como por vibraciones, por lo que la Normas NTC 5725 recomiendan tener en cuenta este aspecto crítico de diseño, para evitar el funcionamiento continuo de frecuencia de resonancia y tener mayor énfasis si la estructura de soporte principal (torre o columna) es una edificación habitada.
- Cimentación y conexiones: dentro de las estructuras de soporte se pueden mencionar los cables de retención que deben estar conectados a tierra de manera correcta para reducir cualquier tipo de daño que pueda provocar la atmósfera debido a descargas eléctricas.

La Norma NTC 5725 también hace referencia a las cimentaciones; en el caso que el área de barrido sea mayor a 200 m² el fabricante debe especificar los requisitos de distribución, la ubicación de los cables de retención con recomendaciones para la ubicación de la retención máxima y mínima. También suministrar croquis y/o dibujos detallados de un sistema de cimentación de muestra y de las condiciones adecuadas del suelo, según corresponda lo que a su vez tendrá que considerar las cargas de diseño de la cimentación.

6. DISEÑO DE COLUMNA

6.1. Acción de carga actuante

Para determinar la acción de cargas actuantes es necesario idealizar de manera visual la dirección y magnitud de cada una de ellas, por lo que es necesario realizar a su vez una combinación de cargas con ciertos factores de seguridad.

- Situaciones de diseño e hipótesis de carga:

Situaciones de diseño { Normales
Extremas y fallos

- Tipos de estado de diseño:

{ Normal (N) = 1.35*Cargas desfavorables
Anormal (A) = 1.1*Transporte
Montaje (TYM) = 1.5*

Cargas favorables { Todos los estados = 0,9*

O bien se puede analizar mediante las siguientes combinaciones.

Tabla XLV. **Factores de seguridad para cargas de fatiga y cargas de ruptura**

Método de determinación de carga	Factor de seguridad para cargas de fatiga, γ_f	Factor de seguridad para cargas de ruptura, γ_f
Cálculo sencillo de la carga	1,0	3,0
Modelado aeroelástico con datos de diseño (r.p.m, potencia)	1,0	1,35
Mediciones de carga con extrapolación	1,0	3,0

Fuente: norma colombiana NTC 5725. p. 44.

- $\gamma_f * DL$
- $\gamma_f * DL + (\gamma_f * TWL + \gamma_f WL)$
- $\gamma_f * DL - (\gamma_f * TWL + \gamma_f WL)$

Donde:

$DL =$ carga fija (peso de torre + balas + rotor + nacelle)

$TWL =$ carga de viento sobre el rotor

$WL =$ carga de viento sobre la torre

6.2. Dimensiones mínimas

Para el cálculo de dimensiones mínimas de la columna circular hueca es necesario realizar un análisis entre el diámetro y la resistividad, el cual proporciona la siguiente descripción:

Tabla XLVI. Relación L/D y Cre

Relacion L/D y Cre		
L/D	-----	Cre
α	---	1.2
40	---	0.98
20	---	0.91
10	---	0.82
5	---	0.74
3	---	0.72
2	---	0.68
1	---	0.64

Fuente: WHITE, Frank M. *Mecánica de fluidos*. p. 22.

Donde L/D es la relación que existe entre la longitud de la columna circular y el diámetro externo; dichas condiciones están interrelacionadas con el coeficiente de resistividad que es más un porcentaje de resistencia necesaria.

Debido a la relación dicha con anterioridad, la longitud de la columna es determinada con un valor entre 30m a 35m, debido a que el área de barrido es de 200 m², por lo que es una relación favorable debido al tamaño de la turbina.

- Diámetro de columna (D): se determina como el diámetro exterior neto de la columna y se representa en la siguiente ecuación:

$$D = \frac{L * 100}{C_{re}}$$

Donde:

L = longitud de columna (m)

C_{re} = coeficiente de resistividad (adm)

$D = \text{diámetro de la columna (cm)}$

- Recubrimiento interior + exterior (Z): el recubrimiento interior y exterior es necesario para darle protección al refuerzo, entre otras, y es determinado en función del diámetro y un factor S.R.

$$\text{factor S.R.} = 0,1 \text{ (adm)}$$

$$R_i = \text{factor S.R.} * D \text{ y}$$

$$R_e = \text{factor S.R.} * D$$

$$Z = R_i + R_e$$

Donde:

$R_i = \text{recubrimiento interior (cm)}$

$R_e = \text{recubrimiento exterior (cm)}$

$D = \text{diámetro externo de la columna (cm)}$

$Z = \text{espesor de la columna (cm)}$

- Diámetro hueco (D_o): este diámetro aplica debido a que es una columna esbelta la que se diseñará y se tiene como objetivo aminorar el radio de giro y disipar los momentos de segundo grado, y se determina con la siguiente ecuación:

$$D_o = D - 2z$$

$D_o = \text{diámetro interno de la columna (cm)}$

$D = \text{diámetro externo de la columna (cm)}$

$Z = \text{espesor de la columna (cm)}$

- Diámetro al eje centroide del refuerzo a primera y segunda cama (Ds): se debe considerar la utilización de dos camas de refuerzo debido a que es necesario y conveniente una mayor fluencia en la estructura, por lo que se diseñará con varilla No.8. La distancia entre ambas camas respecto del centroide de las varillas se detalla a continuación:

$$z' = \frac{Z}{3}$$

$$et - arm = \frac{S}{2}$$

$$C = \frac{\sqrt{z'^2 + S^2}}{2}$$

$$Ds = Do + Z' + C$$

Donde:

z' = distancia al eje neutro entre arco de cada cama (cm)

$et - arm$ = espaciamiento transversal de cada cama (cm)

C = espaciamiento real no simétrico entre cama (cm)

Ds = diámetro al eje centroide del refuerzo a 1ra. y 2da. cama (cm)

- Diámetro al rostro del refuerzo de 1ra y 2da cama: debido a que la columna circular hueca está conformada por dos camas de refuerzo, la distancia a rostro del mismo se tomará como la distancia promedio entre la varilla de refuerzo de la primera cama a la varilla de refuerzo más próxima de la segunda y agregándole el diámetro del refuerzo a utilizar; a su vez en la cara opuesta simétrica de la columna se realizará el mismo

procedimiento. Se tomará la distancia respecto de los puntos determinados en ambas caras opuestas:

$$Dc = Ds + \phi \text{Varilla de refuerzo longitudinal}$$

- Determinación de áreas utilizables para el diseño de columna:

- Área gruesa (A_g):

$$A_g = \frac{1}{4} * \pi * D^2$$

- Área hueca (A_o):

$$A_o = \frac{1}{4} * \pi * D_o^2$$

- Área maciza (A_{mz}):

$$A_{mz} = A_g - A_o$$

- Área al centroide del refuerzo (A_c):

$$A_c = \frac{1}{4} * \pi * D_c^2 - A_o$$

6.3. Armado de columna

- Refuerzo mínimo (A_{smin}): es el refuerzo mínimo es la menor cantidad de acero que requiere la columna para resistir y está normado según el código ACI-318-11.

$$A_{smin} = 1 \% * A_{macisa}$$

- Refuerzo máximo (A_{smax}): es la cantidad máxima de área de refuerzo bajo la cual no puede ser sobrepasado debido a que se provoca un sobredimensionamiento y está normado según el código ACI-318-11.

$$A_{smax} = 3 \% * A_{maciza}$$

En el código ACI se hace mención del valor de 3 %, 4 % e inclusive 8 % refiriéndose al IBC para determinar el área de refuerzo máximo, por lo que para fines de este estudio se tomará el valor mínimo máximo (3 %).

- Ro volumétrica (δvol): para el diseño en especial de la columna hueca para aerogeneradores es necesario determinar una cuantía ideal de diseño, la cual soporta cargas a flexión y a compresión:

$$\delta vol = 0,45 \left(\frac{A_g}{A_c} - 1 \right) * \left(\frac{f'_c}{f_y} \right) cm^2$$

Donde:

A_g = área gruesa de la columna (cm^2)

A_c = área al centroide del refuerzo (cm^2)

f'_c = esfuerzo máximo a compresión del concreto (kg/cm^2)

f_y = esfuerzo afluencia para el acero de refuerzo (kg/cm^2)

- Refuerzo deseado(A_s):

$$A_s = (\delta vol * A_c)$$

$\delta vol =$ *ro volumétrico (adm)*

$A_c =$ *área al centroide del refuerzo (cm²)*

- Distribución de acero: una parte en el armado de refuerzo en columnas es analizada y se determinará en qué posición será óptimo que se encuentre cada una de las varillas de fuerza; a su vez es también determinante el espaciamiento que debe haber entre el confinamiento; en el caso de columnas circulares se pueden utilizar hélices, las cuales requieren a su vez un espaciamiento entre cada vuelta simétrica para no provocar una estructura exageradamente rígida, ni queriendo el desprendimiento por explosión de las varillas longitudinales.

$S =$ *espaciamiento entre varilla longitudinal "15 cm"*

$S_h =$ *espaciamiento entre hélice vertical "7 cm"*

- Esfuerzo a corte de la columna hueca:

$$\sigma_{ac} = \frac{2 * A_s * f_y}{d_c * S}$$

$$V_{ac} = \sigma_{ac} * \phi_{Varilla} * 1cm$$

$$V_c = 0,53 * \sqrt{f'_c} * b * d$$

$$V_r = V_{ac} + V_c$$

Donde:

$d_c = \text{área gruesa de la columna (cm}^2\text{)}$

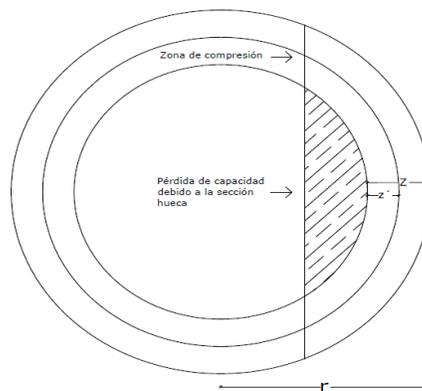
$S = \text{área al centroide del refuerzo (cm}^2\text{)}$

$f'_c = \text{esfuerzo máximo a compresión del concreto (kg/cm}^2\text{)}$

$f_y = \text{esfuerzo a fluencia para el acero de refuerzo (kg/cm}^2\text{)}$

- Excentricidad mínima y balanceada para columna hueca

Figura 47. **Zonas y dimensiones de una columna hueca**



Fuente: Escuela Politécnica. *Propuesta de fórmula para armadura a cuatro caras*. p. 256.

- Excentricidad balanceada (e_b) y excentricidad mínima (e_{min}): para la excentricidad mínima se tienen los siguientes criterios:
 - Refuerzo transversal en espiral $\phi=0,85$ y $e=5\%$ *el lado menor de la columna.
 - Refuerzo transversal en zuncho $\phi=0,80$ y $e=10\%$ *el lado menor de la columna.

$$e_{min} = 5\% * D \text{ y } e_{min} = 10\% * D$$

Mientras la excentricidad balanceada está determinada mediante la ecuación propuesta por Whitney para columnas de sección circular:

$$eb = \left(0,24 + 0,39 * \frac{As}{Ag} * \frac{fy}{0,85 * f'c} \right) * D$$

Donde:

As = área de acero requerida (cm²)

Ag = área gruesa de la columna (cm²)

D = diámetro externo de la columna (cm)

Posteriormente, después de haber determinado la excentricidad balanceada, se analiza la excentricidad mínima, ya que los valores no pueden ser menores a esta última; luego se procede a hacer un análisis de carga.

- Capacidad de carga de la columna: según el código ACI es necesario calcular la capacidad de carga tanto para el hormigón como para el refuerzo, debido a que esto dará una idealización del comportamiento de la columna en función de las cargas actuantes y a su excentricidad hasta alcanzar su excentricidad balanceada.
- Capacidad de carga del acero: está en función del aumento de la excentricidad mientras la capacidad de carga de la sección disminuye. Siendo el límite máximo la excentricidad balanceada, la cual se determinará mediante la ecuación:

$$Cac = \frac{As * fy}{\frac{3 * e}{Ds} + 1}$$

Donde:

$Cac = \text{capacidad de carga del del acero (kgf)}$

$As = \text{área de refuerzo deseado (cm}^2\text{)}$

$fy = \text{esfuerzo a fluencia para el acero de refuerzo (kg/cm}^2\text{)}$

Es importante recalcar que la capacidad de acero se relaciona con la excentricidad, tomando como parámetro de inicio un valor '0' hasta un valor máximo de "eb". Esto se debe a que la columna será analizada con cargas a compresión pura hasta cargas que provoquen flexocompresión debido a la esbeltez de la misma.

Es importante tomar en consideración que el acero trabaja al 100 % de su capacidad cuando la excentricidad es igual a cero, mientras que aumenta la excentricidad la capacidad decae.

- Capacidad de carga del hormigón: está determinada en función de la excentricidad al igual que la capacidad de carga del acero, teniendo en cuenta que existe diferencia; ejemplo de este tipo de carga son la resistencia a compresión y el diámetro al rostro del refuerzo de primera y segunda cama. Las variantes en la formulación de la ecuación son:

$$Chor = \frac{Ag * f'c}{\frac{9,6 * D * e}{(0,8 * D + 0,67 * Ds)^2} + 1.18}$$

Donde:

$Chor = \text{es la capacidad de carga del hormigón (kgf)}$

$A_g = \text{área gruesa o total de la columna (cm}^2\text{)}$

$f'_c = \text{esfuerzo a compresión del concreto (kg/cm}^2\text{)}$

Es importante informar que la capacidad del hormigón está conjuntamente relacionada con la excentricidad, tomando como parámetro de los valores igual a los aplicados en la capacidad del acero, iniciando con un valor "0" hasta un máximo de "eb". Esto ocurre debido a que la columna es analizada con cargas a compresión pura hasta cargas que provoquen la flexocompresión, provocado por la esbeltez de la misma.

- Capacidad de carga nominal: es la capacidad resistente que tiene el acero y el hormigón trabajando en conjunto:

$$P(n) = C_{ac} + C_{hor}$$

Donde:

$C_{hor} = \text{capacidad de carga del hormigón (kgf)}$

$C_{ac} = \text{capacidad de carga del del acero (kgf)}$

$P(n) = \text{capacidad de carga nominal (kgf)}$

- Pérdida de capacidad de sección hueca: es uno de los factores más importantes debido a que es necesario determinar las dimensiones necesarias sobre las cuales una columna hueca puede funcionar de forma óptima, sin provocar efectos dañinos como: explosión, poco recubrimiento del refuerzo, agrietamiento, entre otros; esto finalmente se obtendrá restando la capacidad neta y la capacidad de la sección hueca.

$$P_{sch} = \left(0.15 + \frac{1}{\frac{9.6De}{(0.8D+0.67Ds)^2} + 1.18} \right) * \left(\frac{\pi(D-z)^2 * 0.85 * f'c}{4} \right)$$

- Capacidad de sección neta: es la capacidad real que tiene la columna de resistir las cargas debido a la diferencia entre la sección neta y la sección hueca; está definido por:

$$C_{shf} = \text{Capacidad de carga nominal} - \text{pérdida de capacidad de sección hueca}$$

Para un mejor entendimiento de la ecuación anterior es importante conocer el comportamiento que tiene la columna respecto de la pérdida real de capacidad determinada por:

$$\% \text{ pérdida real} = \frac{\text{Capacidad de carga nominal}}{\text{Pérdida de capacidad de la sección hueca}}$$

- Momento nominal: el momento nominal que se determina está influenciado por una carga axial que se está generando debido al peso del *nancell*, rotor, palas y buje. Con la diferencia de que puede ser tomado como un momento de segundo orden, ya que esta influencia por la excentricidad toma hasta un valor máximo de “eb”; por lo consiguiente se presentará una gráfica del momento requerido en función de la excentricidad.

$$M(n) = P(n) * e$$

Donde:

$$P(n) = \text{capacidad de carga nominall (kgf)}$$

$e = \text{excentricidad de la columna (cm)}$

6.4. Flexión

- Momento de inercia (I_g): es la medida de inercia rotacional que tiene en este caso la columna hueca, debido a la rotación en torno a su eje principal.

$$I_g = \frac{\pi}{64} (D^4 - D_o^4)$$

Donde:

$D = \text{diámetro externo de la columna (cm)}$

$D_o = \text{diámetro interno de la columna (cm)}$

- Radio de giro (R_g): el radio de giro es la forma en que el área transversal de la figura, en este caso del cilindro hueco o un conjunto de masa, se distribuye alrededor del eje centroidal, y está definido en función del momento de inercia de la sección y el área de la sección transversal:

$$R_g = \sqrt{\frac{I_g}{A_{mz}}}$$

Donde:

$I_g = \text{momento de inercia (cm}^4\text{)}$

$A_{mz} = \text{área maciza de la columna (cm}^2\text{)}$

- Flecha teórica(Flt):es la deflexión que existe en un elemento a una distancia aproximadamente L/2, debido a cargas aplicadas respecto de su eje longitudinal; se determina con la siguiente ecuación.

$$Flt = Rg * \tan * \alpha * Lcolumna$$

Rg = radio de giro (cm²)

α = deflexión máxima de 1 grado

Lcolumna = longitud de columna (m)

- Módulo de elasticidad: es la constante elástica del material que no es más que la representación de un parámetro característico de la relación del comportamiento elástico entre los incrementos de tensión aplicados y la deformación provocada.

$$Ec = 15100 * \sqrt{f'c}$$

f'c = esfuerzo a compresión del concreto (kg/cm²)

- Rigidez flexional de la sección transversal (EI):

$$EI = \frac{0,25 * Ec * Ig}{(1 + \beta dns)}$$

Donde:

Ec = módulo de elasticidad (kg/cm²)

Ig = momento inercial (cm⁴)

βdns = donde es igual a 0,6

- Longitud equivalente(L_e):

$$L_e = k * L$$

k : este valor se considera debido a las restricciones pertinentes de la columna

L = longitud de la columna (m)

- Carga de pandeo (CPA): es la carga límite que tiene la columna hueca con la cual tiende a pandearse debido a la longitud efectiva y la rigidez flexionante. Se puede definir también como el concepto básico del comportamiento de columnas esbeltas rectas con carga axial concentrada, en donde se establece que el elemento fallará por pandeo por bajo una carga crítica.

$$CPA = \frac{\pi * 2 * EI}{L_e * 100^2}$$

EI = rigidez flexionante de la sección transversal ($kg - cm^2$)

L_e = longitud efectiva (m)

- Consideración de efectos de esbeltez:
 - Condición 1: es la primera fase donde se analizan las características de la columna y se determina si es necesario considerar efectos de esbeltez, tomando en consideración que se analizará como pórtico desplazable.

$$\frac{K * L}{Rg} \leq 22$$

Si el valor de la relación es menor a 22 unidades se desprecia la esbeltez de un elemento.

- Condición 2: esta es la continuación de la condición 1, ya que si la relación que existe entre el producto del coeficiente de restricción y la longitud de la columna es mayor a 22 pero menor a 100 unidades, es necesario determinar la esbeltez del elemento por medio de métodos aproximados:

$$22 \leq \frac{K * L}{Rg} \leq 100$$

- Condición 3: esta condición abarca para valores que superan a los rangos de las condiciones anteriores y que por lo consiguiente es necesario hacer un análisis mediante el efecto P-delta.

$$\frac{K * L}{Rg} \geq 100$$

Los cálculos del diseño de columnas se incluyen en el anexo.

7. RESULTADOS ESPERADOS

A partir del contenido de los capítulos anteriores se presenta un análisis económico sobre la producción de energía eléctrica que el aerogenerador puede tener, haciendo una comparación sobre costo que tiene el KWH a nivel de todo el país.

7.1. Precio costo a nivel nacional KW-Hora

El precio del KW-Hora debe estar clasificado con base en el sector regulado y no regulado, estableciendo así la tarifa.

- Sector regulado: según las tarifas reguladas por CNEE abarca usuarios de consumo de baja tensión y con potencia menor o igual a 11 kw de consumo por día; así también usuarios en baja o media tensión, potencia entre 11 y 100 Kw consumo por día. La primera tarifa corresponde al usuario domiciliario en la tarifa social y otros con mayor consumo, pero inferior al consumo del sector no regulado. La tarifa social de factura eléctrica tiene entre 1,2591 Q/Kwh a 0,6159 Q/Kwh.
- Sector no regulado: tarifas establecidas por el distribuidor, por ejemplo industrias pequeñas; usuarios con potencia mayor a 100 Kw por ejemplo industria mediana y grande. Los precios en ese sector son:
 - EEGSA, Q 1,6716 por Kwh
 - DEORSA, Q 1,8927 por Kwh
 - DEOCSA, Q 1,7998 por Kwh

- Tarifa social: consumo de energía bajo 1,035687 Q/Kwh, menos el ajuste de solidaridad Inde de 0,509075 Q/KWH que redondea a 0,526612 Q/KWH. Se tendrá en consideración la actualización de tarifa social y no social.

Tabla XLVII. **Tarifas eléctrica social y no social**

Tarifa Eléctrica Social					Tarifa Eléctrica No Social				
Tarifa	Nov-Ene 2016 Q/kWh	Feb-Abr 2016 Q/kWh	Variación Q/kWh	Variación %	Tarifa	Nov-Ene 2016 Q/kWh	Feb-Abr 2016 Q/kWh	Variación Q/kWh	Variación %
EEGSA	1.1422	1.1297	-0.01	-1%	EEGSA	1.1516	1.1319	-0.02	-2%
DEOCSA	1.7101	1.7299	0.02	1%	DEOCSA	1.6600	1.6601	0.00	0%
DEORSA	1.6566	1.6799	0.02	1%	DEORSA	1.5604	1.5604	0.00	0.0%

Fuente: CNEE

Fuente: CNEE, 2016.

7.2. Cantidad de KW por torre anual

La cantidad de KW que puede producir un aerogenerador está basada en función de la capacidad de captación del viento, así como la velocidad en la que esta es transmitida hacia el aerogenerador. A su vez es necesario determinar la potencia cinética producida por el viento transmitida a energía rotacional por las palas del rotor y posteriormente a corriente eléctrica.

Es necesario considerar que cada torre tendrá una producción no constante; debido a la cantidad de viento tiende a ser constante, por lo que también influye la velocidad en función del tiempo, ya que a mayor velocidad nominal las horas que el aerogenerador funciona son menores, como se muestra en el siguiente ejemplo:

Tabla XLVIII. **Velocidad nominal del viento en función del tiempo (idealizada)**

Horas anual (horas)	Velocidad (m/s)
248,5	1
475,9	2
664,4	3
800,9	4
879,6	5
901	6
871,9	7
808	8
707,4	9
598	10
486,2	11
381	12
288,1	13
210,4	14
148,5	15
101,4	16
67	17
42,9	18
25,5	19
16	20
9,3	21
5,2	22
2,9	23
1,5	24
0,8	25

Fuente: elaboración propia.

- Potencia respecto de la velocidad, densidad del aire y área de barrido: es necesario determinar la potencia que puede darse respecto de la variación del área de barrido, la cual es especificada por el especialista en aerogeneradores; la velocidad del viento es variable o según lo determinen los estudios respectivos, la densidad está en función de la temperatura de la zona, y la potencia es dada en KW; todas se determinan mediante la siguiente ecuación:

$$Pot(A, \rho, V) = Cp * \left(\frac{1}{2}\right) * (\rho_{aire}) * V^3$$

Tabla XLIX. **Cálculo de potencia respecto a velocidad, densidad y área de barrido**

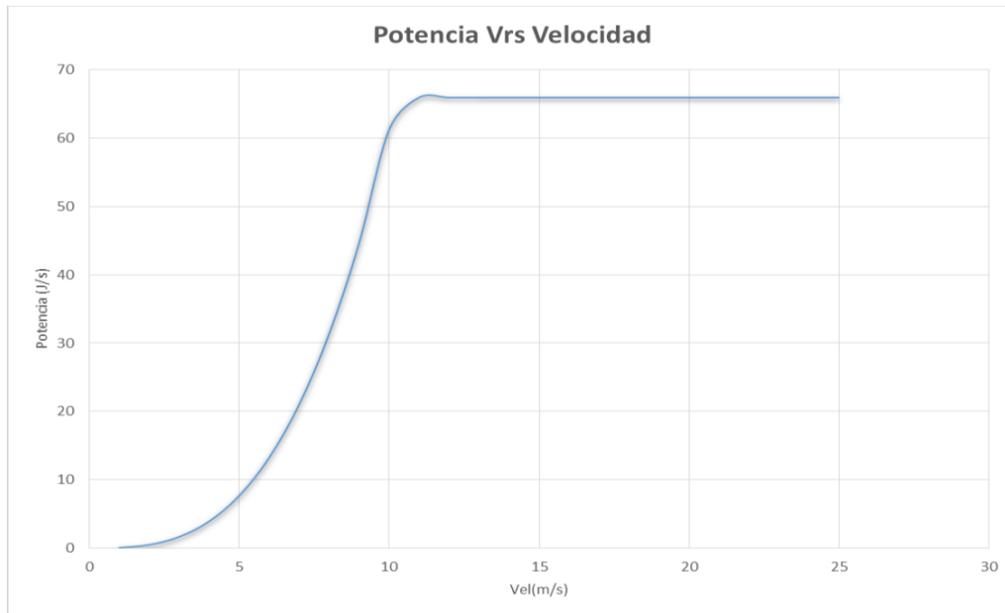
Velocidad (m/s)	Densidad (kg/m ³)	Área de barrido (m ²)	Pot(kW)
1	1,225	200	0,06125
2	1,225	200	0,49
3	1,225	200	1,65375
4	1,225	200	3,92
5	1,225	200	7,65625
6	1,225	200	13,23
7	1,225	200	21,00875
8	1,225	200	31,36
9	1,225	200	44,65125
10	1,225	200	61,25
11	1,225	200	66
12	1,225	200	66
13	1,225	200	66

Continuación de la tabla XLIX.

14	1,225	200	66
15	1,225	200	66
16	1,225	200	66
17	1,225	200	66
18	1,225	200	66
19	1,225	200	66
20	1,225	200	66
21	1,225	200	66
22	1,225	200	66
23	1,225	200	66
24	1,225	200	66
25	1,225	200	66

Fuente: elaboración propia.

Figura 48. **Gráfico de potencia versus velocidad**



Fuente: elaboración propia, empleando Excel.

Para determinar la producción de en función de la cantidad de torres puestas en funcionamiento con su respectivo aerogenerador, se puede determinar mediante la siguiente ecuación llamada también potencia por torre:

$$Pr. N = HA * Pot(A, \rho, V)$$

Donde:

$Pr. N =$ producción en (KW)

$HA =$ horas anual (hrs)

$Pot(A, \rho, V) =$ potencia en función de área, densidad y velocidad (KW)

La producción total es derivada por el factor entre la cantidad de aerogeneradores y la producción neta, definida por la ecuación:

$$Pr. total = Pr. N * Cant. A$$

Pr = total: producción total en (KW)

Canta. A = Cantidad de aerogeneradores

Tabla L. **Cálculo de producción total de potencia por un aerogenerador**

Cantidad de aerogeneradores	Horas anual (horas)	Producción neta KWH	Producción KWH (total)
1	248,5	15,22	15,22
1	475,9	233,19	233,19
1	664,4	1098,75	1098,75
1	800,9	3139,53	3139,53
1	879,6	6734.,44	6734,44
1	901	11920,23	11920,23
1	871,9	18317,53	18317,53
1	808	25338,88	25338,88
1	707,4	31586,29	31586.,29
1	598	36627,50	36627,50
1	486,2	32089,20	32089,20
1	381	25146,00	25146,00
1	288,1	19014,60	19014,60
1	210,4	13886,40	13886,40
1	148,5	9801,00	9801,00
1	101,4	6692,40	6692,40

Continuación de la tabla L.

1	67	4422,00	4422,00
1	42.9	2831,40	2831,40
1	25.5	1683,00	1683,00
1	16	1056,00	1056,00
1	9.3	613,80	613,80
1	5.2	343,20	343,20
1	2.9	191,40	191,40
1	1.5	99,00	99,00
1	0.8	52,80	52,80

Fuente: elaboración propia.

Tabla LI. **Cálculo de producción total de potencia por un parque de 20 aerogeneradores**

Cantidad de aerogeneradores	Horas anual (horas)	Producción neta KWH	Producción KWH (total)
20	248.5	15,22	304.,41
20	475.9	233,19	4663,82
20	664.4	1098,75	21975,03
20	800.9	3139,53	62790,56
20	879.6	6734,44	134688,75
20	901	11920,23	238404,60
20	871.9	18317,53	366350,58
20	808	25338,88	506777,60
20	707.4	31586.,29	631725,89

Continuación de la tabla LI.

20	598	36627,50	732550,00
20	486.2	32089,20	641784,00
20	381	25146,00	502920,00
20	288.1	19014,60	380292,00
20	210.4	13886,40	277728,00
20	148.5	9801,00	196020,00
20	101.4	6692,40	133848,00
20	67	4422,00	88440,00
20	42.9	2831,40	56628,00
20	25.5	1683,00	33660,00
20	16	1056,00	21120,00
20	9.3	613,80	12276,00
20	5.2	343,20	6864,00
20	2.9	191,40	3828,00
20	1.5	99,00	1980,00
20	0.8	52,80	1056,00

Fuente: elaboración propia.

7.3. Económico y funcional

Para determinar si un aerogenerador es factible, es necesario analizar si es económico y funcional, ya que son características que se buscan en cualquier fuente de energía, así que a continuación se realiza un análisis para verificar el valor de los costos de KWH en relación con las cuotas que se registran en Guatemala.

Tabla LII. **Costos de exploración del proyecto anual**

Costos de exploración del proyecto anual				
OFERENTE	Tesis			
UBICACIÓN:	Guatemala			
Ref	Descripción	Cantidad	P.Unit	P.total
A	Operacion y mantenimiento	20	Q 13 219,39	Q 264 387,83
B	Usufructo del terreno	20	Q 4 395,54	Q 87 910,81
C	Gestion y administracion	20	Q 2 643,44	Q 52 868,83
D	Seguros e impuestos	20	Q 1 588,25	Q 31 764,99
TOTAL.....				Q 436 932,46

Fuente: elaboración propia.

- Variables para determinar el costo KWH:
 - Datos: idealizados en Guatemala (Zacapa)

Potencia para aerogenerador = 66 KW

Cantidad de aerogeneradores = 20 unidades

Tiempo de vida = 20 años

Velocidad a estudiar = 8 m/s

Producción $f(V = 8m/s) = 25338.88 KWH$

- Potencia total (Ptt): la potencia total está definida en función de la potencia generada por cada aerogenerador y el producto de la cantidad de aerogeneradores:

*Ptt = potencia de aerogenerador * cant de aerogeneradores*

- Producción total (Prt): la producción total es determinada debido a la cantidad de aerogeneradores y la producción que cada uno de estos genera en un lapso de tiempo horas anualmente.

$$Prt = \text{producción (KWH)} * \text{cant. de aerogeneradores}$$

- Costo (KW)-inversión. (Coi): es necesario determinar el costo del KW que se instalará, ya que es la primera inversión para realizar el proyecto eólico. Se determina mediante la siguiente ecuación:

$$Coi = \frac{\text{Costos de inversión del proyecto}}{\text{Potencia total} * 8760}$$

- Costo (KW)-exploración. (CoE): el costo de exploración es posterior al costo de inversión; este se da dependiendo de la operación, mantenimiento, usufructo, gestión, seguros, entre otros. Se realiza dentro del lapso de un año, y en los años posteriores que dure el proyecto:

$$CoE = \frac{\text{Costos de exploración del proyecto}}{\text{Producción total}}$$

- Costo neto:

$$\text{Costo neto} = CoE + Coi$$

Tabla LIII. **Datos finales de producción de potencia de aerogeneradores**

Potencia por aerogenerador	66	KW
Cantidad de aerogeneradores	20	Und
Tiempo de vida	20	años
Velocidad estudiada	8	m/s
Total de potencia	1320	KW
Producción KWH	25338,88	KWH
Total de producción KWH	506777,6	KWH

Fuente: elaboración propia.

Tabla LIV. **Costo total de inversión del proyecto**

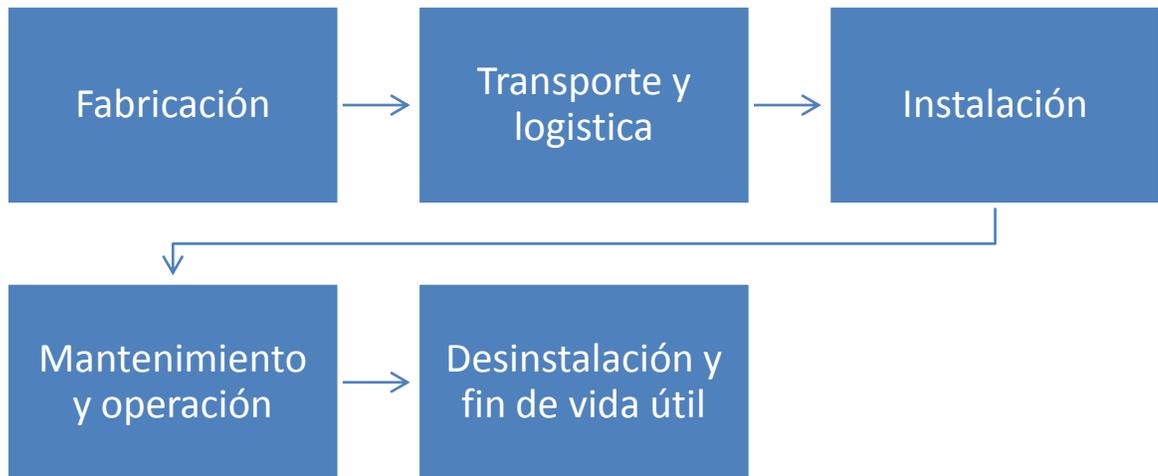
Costo de inversión del proyecto	Q	10 923 311,54
Costo de exploración del proyecto	Q	436 932,46
Costo(KW)/Inversión	Q	8 275,24 Q/KW
		0,05 Q/KW
Costo(KW)/Exploración	Q	0,86 Q/kwh
Cuota General	Q	0,91 Q/kwh
Cuota General + Cm+lv+ Otros	Q	1,18 Q/kwh

Fuente: elaboración propia.

7.4. **Tiempo de vida útil**

El tiempo de vida útil de un aerogenerador no es más que la duración y funcionamiento que tiene el equipo, material, sistemas y demás para realizar el trabajo; normalmente para un aerogenerador el tiempo de vida útil se calcula en años y horas de servicio en producción. Para el diseño implementado en este documento se tendrá un tiempo de vida útil de 20 años, tomando en consideración las etapas del ciclo de vida por las que pasará el aerogenerador.

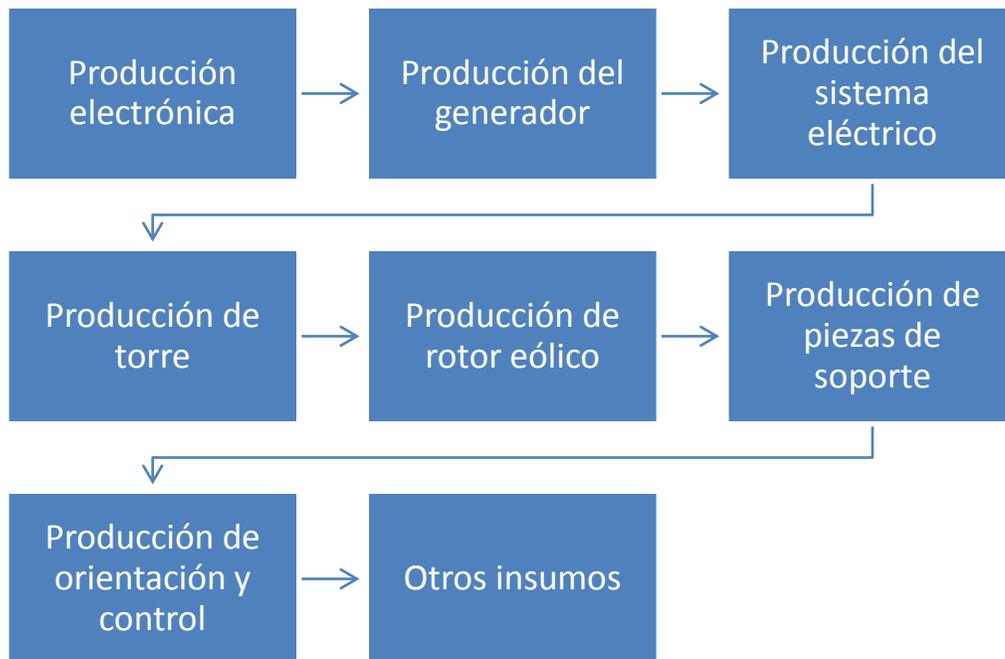
Figura 49. **Etapas de un ciclo de vida**



Fuente: elaboración propia.

- **Fabricación:** esta etapa constituye el diseño preliminar de las partes, las cuales se especifican a su vez el tiempo de funcionamiento o tiempo de vida de las aspas (turbulencia, vientos mínimos, vientos máximos, sustentación, resistencia, entre otros.), generadores (potencia, KW desarrollados, ejes de alta velocidad y baja velocidad), torre (diseño de acero, concreto y espaciamento), rotor, nancell, entre otros. Para idealizar de mejor manera se realiza un diagrama en el cual se representa la forma de fabricación del aerogenerador.

Figura 50. **Pasos de fabricación de un aerogenerador**



Fuente: elaboración propia.

- Transporte y logística: es necesario considerar el desgaste que tienen los materiales, maquinaria, equipos, entre otros. Debido al manejo, montaje previo al transporte o por otras situaciones.
- Instalación: en la instalación es necesario considerar tanto la fatiga del material constituido por el elemento y generación de momentos al instalar el nacell a la torre tubular y sobre todo la instalación de aspas en el buje; se determina una proyección mayor al tiempo de vida estipulado para tener un margen de seguridad más amplio con menores valores críticos de tiempo. Es importante mencionar dentro de estos: las excavaciones, relleno, compactación, anclajes, tensores, cableado, entre otros.

- Mantenimiento y operación: para que el aerogenerador cumpla con su vida útil es de vital importancia el mantenimiento, el cual consiste en inspeccionar, reparar o cambio de piezas si es necesario, registro de parámetros de función, análisis de sistema eléctrico, integridad estructural (corrosión, desgaste, agrietamiento), lubricación reajustes, pintura de nacell, buje y palas.
- Desinstalación y fin de vida útil: esta fase es la última y es considerada la finalización del servicio para el cual fue construida, consiste en desarmar y desmantelar los componentes.

CONCLUSIONES

1. Para este proyecto se utilizaron 20 aerogeneradores debido al tamaño que posee estando en función del área de barrido, ya que si se usa una menor cantidad de aerogeneradores, tendería a existir un menor aprovechamiento y menor recepción del viento; cabe destacar que debido a la experiencia en otros países, en cuanto a número de aerogeneradores, veinte ha sido el óptimo para producción y aprovechamiento.
2. Al hacer el análisis económico del proyecto se llegó a determinar que las 20 unidades de esta central eólica llegaron a tener un beneficio mayor a 1, por lo que el proyecto se determinará como factible.
3. No se puede pensar en grandes o medianos aerogeneradores debido a los problemas existentes de las vías de comunicación y accesos a sitios potenciales para su respectiva instalación.
4. Como es evidente en el análisis económico, el mayor porcentaje o indicio de inversión, el cual corresponde al 76% en los aerogeneradores, provoca una gran dependencia sobre este tipo de alternativos energéticos, por lo que se rectifica la utilización de aerogeneradores de área de barrido menor o igual a 200 metros cuadrados.

5. Al observar y estudiar la gráfica de potencia versus la velocidad del viento, se puede determinar una generación básica con velocidades que oscilan entre 5 a 8 metros sobre segundo.
6. Para determinar y predecir el comportamiento del viento se requiere que exista un análisis probabilístico que mediante cálculo matemático se especifique la dirección y tendencia del viento, de igual manera la velocidad anual y de recurrencia.
7. El diseño de la obra civil es importante para la instalación de las turbinas eólicas, por lo que el tipo y características de la columna se implementan de una forma geométrica circular hueca debido a que en países desarrollados se utiliza este tipo de columna, ya que la rigidez, excentricidad, esfuerzo y demás provocadas por el equipo y partes principales, tanto en funcionamiento como parada, son resistidas
8. Al comparar el suministro de energía eléctrica que proporciona una planta eólica, pudo comprobarse que es ocho veces mayor a la producida por una hidroeléctrica pequeña, relacionando el tiempo de vida entre ambas, así como la factibilidad de cada una de ellas.

RECOMENDACIONES

1. De acuerdo con el análisis de tasa interna de retorno el número mínimo de unidades eólicas es de 18, sin embargo debido a la experiencia en otros países se considera un mínimo de 20 aerogeneradores.
2. De acuerdo con los análisis estadísticos, el análisis de recurrencia por el método de Weibull, resulta siendo el más adecuado cuando se trabajan vectores tan variables como el viento.
3. Verificar los sitios potenciales de generación eólica mediante la supervisión de tramos y vías de accesos, condiciones climáticas al momento de la construcción e instalación y el equipo necesario, debido a las condiciones especiales del lugar.
4. En Guatemala se deben implementar normas y parámetros necesarios para la planificación, diseño y ensayo de materiales dirigido al desarrollo de proyectos eólicos.
5. En la construcción de la obra civil para aerogeneradores se evidencian beneficios como el uso de columnas circulares huecas; esto corresponde a la resistencia óptima de cargas a compresión, flexión, corte y momentos secundarios o de segundo orden de grandes magnitudes, provocadas por la excentricidad y esbeltez de las columnas, sirviendo a su vez para la movilización del personal de

mantenimiento por los espacios confinados de aproximadamente 0,90 m como mínimo.

BIBLIOGRAFÍA

1. Asociación Británica de Energía Eólica. *Normas de seguridad para el rendimiento de pequeña turbina de viento*. London: BWEA, 2008.
2. Asea Brown Boveri, S.A. *Cuaderno de aplicaciones técnicas No.12, plantas eólicas*. Barcelona, España.2012. 125 p.
3. CASTELLANO TOBAR, Wilmer Javier; GUANO LUISA LOMA, Diego Fernando. *Propuesta de fórmula de cálculo de armadura a cuatro caras, para el diseño de columnas rectangulares y columnas circulares de sección hueca, sometidas a flexocompresión uniaxial*. Trabajo de graduación de Ing. Civil. Guatemala: Escuela Politécnica, 2011.100 p.
4. CENIFER Y TESICNOR. *Guía de Buenas Prácticas para la consignación de aerogeneradores en operaciones de exploración y mantenimiento. Guía desarrollada por la Fundación para la Formación en Energía Renovables y TESICNOR*. España, 2013. 25p.
5. CORZO ÁVILA, Mario Rodolfo. *Notas de hormigón armado*. Guatemala, 2014. 72 p.
6. Estándar Internacional. *Requisitos de diseño para plantas eólicas*: Ginebra, Suiza: IEC 61400-1, 2005. 200 p.

7. FUNES RUIZ, José Félix. *Análisis simplificado de la respuesta estructural de una pala de un aerogenerador*. Departamento de Mecánica de Medios Continuos y Teoría de Estructuras, España: Universidad Carlos III de Madrid, 2009. 100p.
8. GÁLVEZ ROMÁN, Raquel. *Diseño y cálculo preliminar de la torre de un aerogenerador*. Ingeniería técnica industrial. Departamento de Mecánica de Medios Continuos y Teoría de Estructuras. España: Universidad Carlos III de Madrid.2005.187 p.
9. GÓMEZ, Roberto Byron; CEBADERA MIRANDA; Laura. DEL CASTILLO GÓMEZ; Raquel. *Diseño de un parque eólico de 6 MW*. Ingeniería técnica industrial. Malpica de Bergantiños, La Coruña, Escuela de Negocios. 2007, 187 p.
10. GERMANISCHER, Lloyd. *Normas directrices para la certificación de las turbinas de viento*. Alemania: GL, 2010.212 p.
11. Instituto Colombiano de Normas Técnicas y Certificación. *Norma técnica colombiana aerogeneradores. Medida de la curva de potencia de los aerogeneradores productores de electricidad*. Colombia NTC 5343, 2012. 4 p.
12. _____.*Norma técnica colombiana aerogeneradores. Requisito de diseño para aerogeneradores pequeños*. Colombia:NTC 5725, 2009.98 p.

13. MEM, PNUD/GEF, MAR, MAGA, AGER. *Centrales hidroeléctricas de pequeña escala, la experiencia de la fundación solar en Guatemala*. Guatemala: 2013.35 p.
14. MOLINERO BENÍTEZ, Alberto. *Proyecto de un parque eólico*. Universidad Pontificia, Escuela Superior de Ingeniería. Madrid, 2009.309 p.
15. MUR AMADA, Joaquín. *Curso de energía eólica. Máster europeo en energías renovables y eficiencia energética*. Departamento de Ingeniería Eléctrica, Universidad de Zaragoza, España, 2003. 104 p.
16. NÚÑEZ AYALA, Iñaki. *Diseño y cálculo de la torre y cimentación de un aerogenerador. I*. Estudio de fin de grado. Grado en ingeniería mecánica, Escuela Universitaria de Ingeniería Técnica Industrial de Bilbao, 2015.84 p.
17. OLA GARCÍA, José Luis. *Manual de prácticas de electrónica circuitos eléctricos; prácticas de electrónica circuitos digitales*. Facultad de Ingeniería, Universidad Rafael Landívar. Guatemala, 2014. 6 p.
18. SAGARDOY, Ignacio. *Análisis del ciclo de vida aerogenerador IVS 4500. Trabajo final de la carrera de Ingeniería Argentina*. Universidad Católica de Argentina San María de los Buenos Aires, 2012.50 p.

APÉNDICES

Apéndice 1. **Diseño de aspas**

Datos iniciales:

Vhub: 30 m/s

R: 7.98 m

ndesing: 15 rev/min

D: 15.96 m

Pdesin: 60,000 W

η : 0.7 adm

Peso pala: 1500 kg cada una

Gravedad: 9,81 m/s

Peso rotor: 1500 kg

Peso nancell + buje:

Rcog: 4,215 m

B: 3 palas

Vave: 7,5 m/s

$\omega_{yawmax} = 3 \text{ rad/s}$

IB: 59,54 m⁴

C: 0,5

$\rho_{aire}: 1.225 \text{ kg/m}^3$

LrB: 0,51m

Lrt: 2,39 m

Lrd: 0,6 m

Aprojb: 3,49 m

Ve50: 54 m/s

Continuación apéndice 1.

Cf: 1,5 Cd: 1,5

C1max: 2

Velocidad rotacional en el rotor:

$$\omega n = \frac{2\pi n}{60} = \frac{\pi(15)}{30} = 1,57 \text{ rad/s}$$

El valor de "n" aproximado en revoluciones que puede llegar a tener aerogenerador con un área de barrido menor a 200 m² es de:

$$n_{\text{aprox}} = 15 \text{ a } 20 \text{ rev/min y } n_{\text{max}} = 30 \text{ rev/min}$$

Relación velocidad rotacional de diseño con velocidad de punta:

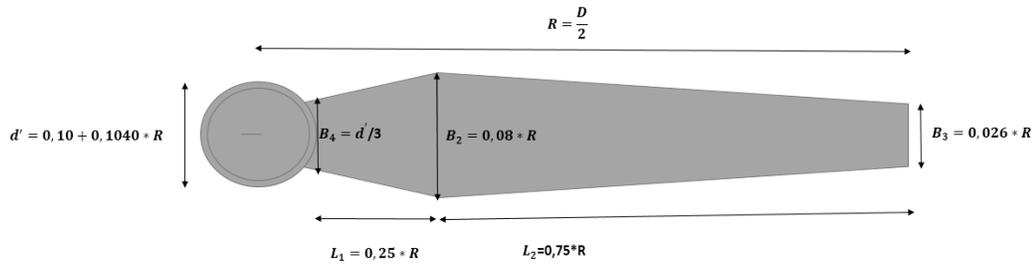
$$\lambda = \frac{V_{\text{tip}}}{V_{\text{hub}}} = \frac{(1,57 \text{ rad/s})(7,98 \text{ m})}{30 \text{ m/s}} = 0,417$$

Velocidad en punta:

$$V_{\text{tip}} = (0,417) * (30 \text{ m/s}) = 12,53 \text{ m/s}$$

Continuación apéndice 1.

Predimensionamiento de aspa:



Fuente: elaboración propia.

Los resultados del predimensionamiento del aspa son:

$$R = \frac{15,96}{2} = 7,97 \text{ m}$$

$$d' = 0,10 + 0,1040 * (7,97\text{m}) = 0,929 \text{ m}$$

$$L1 = 0,25 * (7,97\text{m}) = 1,99 \text{ m}$$

$$L2 = 0,75 * (7,97\text{m}) = 5,98 \text{ m}$$

$$B2 = 0,08 * (7,97\text{m}) = 0,63 \text{ m}$$

$$B3 = 0,026 * (7,97 \text{ m}) = 0,20 \text{ m}$$

$$B4 = \frac{0,929}{3} = 0,309 \text{ m}$$

Par de torsión de diseño del eje:

$$Q_{\text{desing}} = \frac{30 * 60000 \text{ w}}{0,7 * \pi * 15 \text{ rad/s}} = 5456,74 \text{ N * m}$$

Peso de la pala:

$$\text{masa}_{\text{pala}} = 3 * 1000 \text{ kgm} = 3000 \text{ kgm}$$

Continuación apéndice 1.

Casos de carga "A" operación normal (fatiga)

Carga centrífuga:

$$\Delta F_{2B} = 2(3000\text{kg})(4,215\text{m})(1,57 \text{ rad/s}) = 62400.57 \text{ N}$$

Momento de flexión en dirección al borde:

$$\Delta M_{xB} = \frac{5456,74 \text{ N} * \text{m}}{3} + 2(3000\text{kg}) \left(9.81 \frac{\text{m}}{\text{s}}\right) (4.215 \text{ m}) = 249913,8 \text{ N} * \text{m}$$

$$\Delta M_{yB} = \frac{(0,417)(5456.74 \text{ N} * \text{m})}{3} = 1140 \text{ N} * \text{m}$$

Momento de torsión:

$$\begin{aligned} \Delta M_{x\text{-shaft}} &= (5456.74\text{N} * \text{m}) + 2(1500\text{kg}) \left(\frac{9.81\text{m}}{\text{s}}\right) (0.005 * 7.97\text{m}) \\ &= 6630.98 \text{ N} * \text{m} \end{aligned}$$

Continuación apéndice 1.

Momento de flexión máxima:

$$\begin{aligned}\Delta M_{\text{shaft}} &= 2(1500\text{kgm})\left(\frac{9.81\text{m}}{\text{s}^2}\right)(0.51\text{m}) + \frac{7.98\text{ m}}{6}(249913.8\text{ N} * \text{m}) \\ &= 347394.7\text{ N} * \text{m}\end{aligned}$$

Casos de carga "B" orientación (resistencia)

Momento a flexión de la fuerza centrífuga:

$$M_{YB\text{centrifuga}} = (3000\text{kg})(3\text{rad/s})^2(2.39\text{m})(4.215\text{m}) = 271994\text{ N} * \text{m}$$

Momento a flexión en la base de la pala:

$$\begin{aligned}M_{YB} &= (3000\text{kg})(3\text{rad/s})^2(2.39\text{m})(4,215\text{m}) + 2\left(\frac{3\text{rad}}{\text{s}}\right)(59.52\text{m}^4)\left(\frac{1,57\text{rad}}{\text{s}}\right) \\ &= 272934.9\text{ N} * \text{m}\end{aligned}$$

Momento a flexión combinado para el eje en el primer cojinete:

$$\begin{aligned}M_{\text{shaft}} &= (3)(3\text{rad/s})(1.57\text{ rad/s})(59,52\text{m}^4) + (1500\text{ kgm})(.81\text{m/s})(0,51\text{m}) \\ &\quad + (7,98\text{m}/6)(428. \dot{\iota},57\text{m}) = 36580,29\text{ N}\end{aligned}$$

Continuación apéndice 1.

Caso de carga "D" empuje máximo (resistencia)

Carga axial en el eje:

$$F_{x-shaf} = (0.5)(0.5)(1.225\text{kg/m}^3)(2.5 * 7.5\text{m/s})^2(\pi)(7.98\text{m})^2 = 21539.43\text{N}$$

Caso de carga "E" velocidad rotacional máxima (resistencia):

Carga axial:

$$F_{zB} = (3000\text{kgm})(4.215\text{m})(3\text{rad/s})^2 = 113805 \text{ N}$$

Momento de flexión:

$$\begin{aligned} M_{\text{Shaft}} &= M_{r\text{-mass}} + M_{r\text{-imbalance}} \\ &= (1500\text{kgm}) \left(\frac{9,81\text{m}}{\text{s}} \right) (0.51\text{m}) + (1500\text{kgm})(0.005 * 7,98\text{m}) \left(\frac{3\text{rad}}{\text{s}} \right)^2 (0.51\text{m}) \\ M_{\text{Shaft}} &= 8328.785 \end{aligned}$$

Caso de carga "F" cortó en correlación de carga (resistencia)

Momento de flexión:

$$\begin{aligned} M_{x\text{-shaft}} &= (2)(5456,741 \text{ N} * \text{m}) = 10913.48 \text{ N} * \text{m} \\ M_{\text{XB}} &= \frac{(2)(5456,741 \text{ N} * \text{m})}{3} + (3000\text{kgm}) \left(9.81 \frac{\text{m}}{\text{s}^2} \right) (4,215\text{m}) \\ M_{\text{XB}} &= 127685.3 \text{ N} * \text{m} \end{aligned}$$

Continuación apéndice 1

Caso de carga “G” parada (resistencia)

Momento de flexión:

$$M_{x\text{-shaft}} = 1,3 * 272934,9 \text{ N} * \text{m} + 5456,741 \text{ N} * \text{m}$$
$$M_{x\text{-shaft}} = 360272,13 \text{ N} * \text{m}$$

Caso de carga “H” viento de supervivencia (resistencia)

Momento a flexión en la base de la pala con rotores parqueados:

$$M_{yb} = (1,5)(0,5) \left(\frac{1,225\text{kg}}{\text{m}^3} \right) \left(\frac{54\text{m}}{\text{s}} \right)^2 (3,49\text{m})(0,5)(7,98\text{m})$$
$$M_{yb} = 37306,387 \text{ N} * \text{m}$$

Fuerza axial en el eje:

$$F_{x\text{-shaft}} = (3)(1,5)(0,5) \left(\frac{1,225\text{kg}}{\text{m}^3} \right) \left(\frac{54\text{m}}{\text{s}} \right)^2 (3,49\text{m})$$
$$F_{x\text{-shaft}} = 28049,915 \text{ N}$$

Momento a flexión en la base de la pala con rotores girando:

$$M_{YB} = 2(1/6)(1,225\text{kg}/\text{m}^3)(54\text{m}/\text{s})^2(3,49\text{m}) = 4155,543 \text{ N} * \text{m}$$

Fuente: elaboración propia.

.Apéndice 2. **Diseño de columna según capítulo 6**

Datos iniciales

$f'c$: 210 kg/cm²

f_y : 4220 kg/cm²

e : 60 cm

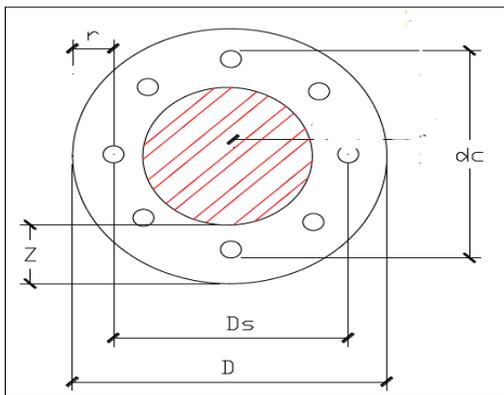
L : 30 m

Varilla No: 10

K : 2 adm

Predimensionamiento de columna

Figura 1. **Relación L/D y CreBv gráfico de predimensionamiento de columna**



Relación L/D y CreBv		
L/D	-----	Cre
α	----	1.2
40	----	0.98
20	----	0.91
10	----	0.82
5	----	0.74
3	----	0.72
2	----	0.68
1	----	0.64

Fuente: WHITE, Frank M. *Mecánica de fluidos*. p. 39.

Diámetro de columna (D):

$$D = \frac{(30\text{m})(100)}{20} = 150 \text{ cm}$$

Continuación de apéndice 2.

Recubrimiento interior + exterior (Z):

$$\begin{aligned}\text{Factor S.R} & \quad 0.1 \text{ Adm} \\ R_i & = (0,1)(150\text{cm}) = 15\text{cm} \\ R_e & = (0,1)(150\text{cm}) = 15\text{cm} \\ Z & = 15\text{cm} + 15\text{cm} = 30\text{cm}\end{aligned}$$

Diámetro hueco (Do)

$$D_o = 150\text{cm} - 2(30\text{cm}) = 90 \text{ cm}$$

Diámetro al eje centroidal del refuerzo a 1ra y 2da cama (Ds)

$$z' = \frac{30 \text{ cm}}{3} = 10 \text{ cm y con un } S = 15\text{cm}$$

$$\text{et - arm} = \frac{15}{2} = 7,5\text{cm}$$

$$C = \frac{\sqrt{(10\text{cm})^2 + (15\text{cm})^2}}{2} = 9,013\text{cm}$$

$$D_s = 90 \text{ cm} + 10 \text{ cm} + 9,013 \text{ cm} = 109,0139 \text{ cm}$$

Diámetro al rostro del refuerzo de 1ra y 2da cama:

$$D_c = 109,0139 \text{ cm} + 3,18 \text{ cm} = 112,1939\text{cm}$$

Área gruesa, área hueca, área maciza y área al centroide del refuerzo.

$$A_g = \frac{1}{4}\pi 150\text{cm}^2 = 17671,46 \text{ cm}^2$$

$$A_o = \frac{1}{4}\pi(90\text{cm})^2 = 6361,725 \text{ cm}^2$$

Continuación de apéndice 2

$$A_mz = A_g - A_o = 17671.46 \text{ cm}^2 - 6361.725 \text{ cm}^2 = 11309.73 \text{ cm}^2$$

$$A_c = \frac{1}{4} \pi (112,1939 \text{ cm})^2 - 6361,725 \text{ cm}^2 = 3524,448 \text{ cm}^2$$

Refuerzo de columna hueca

Refuerzo mínimo (A_{smin}):

$$A_{smin} = 1\%(11309,73 \text{ cm}^2) = 113,09 \text{ cm}^2$$

Refuerzo máximo (A_{smax}):

$$A_{smax} = 3\%(11309,73 \text{ cm}^2) = 339,29 \text{ cm}^2$$

Ro volumétrica (δ_{vol}):

$$\delta_{vol} = 0.45 \left(\frac{17671,46 \text{ cm}^2}{3524,448 \text{ cm}^2} - 1 \right) \left(\frac{210 \text{ kg/cm}^2}{4220 \text{ kg/cm}^2} \right) = 0,0898861 \text{ adm}$$

Refuerzo deseado (A_s):

$$A_s = (0,0898861)(3524,448 \text{ cm}^2) = 316,7992 \text{ cm}^2$$

Distribución de acero:

$$S = 15 \text{ cm y } S_{zunch} = 7 \text{ cm}$$

$$\text{Cant varillas} = 19 ; D \text{ Cama } 1 = 55 ; \text{Perímetro cama } 1 = 345.57 \text{ cm}$$

$$\text{Cant Varillas} = 21 ; D \text{ Cama } 2 = 65 ; \text{Perímetro cama } 2 = 408.40 \text{ cm}$$

Continuación de apéndice 2

Esfuerzo a corte de la columna hueca:

Esfuerzo a corte del refuerzo:

$$V_{ac} = \frac{2 * 316,79\text{cm}^2 * 4220\text{kg/cm}^2}{112,19\text{cm} * 15\text{cm}} * 1\text{cm} * 3.18\text{ cm} = 5065,11\text{ kg}$$

Esfuerzo a corte del hormigón cm^2

$$V_c = 0,53\sqrt{210\text{kg/cm}^2} * 60\text{ cm} * 10\text{ cm} = 4608,25\text{ kg}$$

Esfuerzo resistente de la columna (V_r):

$$V_r = 5065,11\text{kg} + 4608,25\text{ kg} = 9673,377\text{ kg}$$

Excentricidad mínima y balanceada para columna hueca:

$$e_{min} = 5\% * 150\text{cm} = 7,5\text{cm}$$

$$m = \frac{4220\text{kg/cm}^2}{0,85 * 210\text{kg/cm}^2} = 23,64$$

$$p_t = \frac{316,7992\text{cm}^2}{17671,46\text{cm}^2} = 0,0179$$

$$e_b = (0,24 + 0,39 * 23,64 * 0,0179)(150\text{cm}) = 60,85\text{cm}$$

Capacidad de carga del acero y el hormigón para columna circular hueca

Capacidad de carga del acero (C_{ac}).

Continuación de apéndice 2

$$C_{ac} = \frac{(316,7992)(4220\text{kg/cm}^2)}{\frac{3 \cdot 22,5\text{cm}}{109,0139\text{cm}} + 1} = 827\,743,6882\text{ kg}$$

Capacidad de carga del hormigón (Chor):

$$Chor = \frac{(17671,46\text{cm}^2)(210\text{kg/cm}^2)}{\frac{9,6(150\text{cm})(22,5\text{cm})}{(0,8(150\text{cm})+0,67(109,01))^2} + 1,18} = 1810716,984\text{ kg}$$

Capacidad de carga nominal (Pn):

$$P_n = 827743,6882\text{kg} + 1810716,984\text{kg} = 2638460,672\text{ kg}$$

Pérdida de capacidad de sección hueco (Pcsh):

$$P_{csh} = \left(0,15 + \frac{1}{\frac{9,6(150\text{cm})(22,5\text{cm})}{(0,8(150\text{cm})+0,67(109,01))^2} + 1,18} \right) \cdot \left(\frac{\pi(150\text{cm} - 30\text{cm})^2 * 0,85 * \frac{210\text{kg}}{\text{cm}^2}}{4} \right) = 1287851\text{ kg}$$

Capacidad de sección hueca fin (Cshf):

$$C_{shf} = 2638460,672\text{ kg} - 128751\text{ kg} = 1350610\text{ kg}$$

% pérdida real

$$\% \text{pérdida real} = \frac{1287851\text{kg}}{2\,638\,460,672\text{kg}} = 49\%$$

Continuación de apéndice 2

Momento nominal M(n):

$$M(n) = (2\,338\,460,672 \text{ kg})(0,225\text{m}) = 2979917\text{N} * \text{m}$$

Consideración de efectos de esbeltez

Momento de inercia (I_g):

$$I_g = \frac{\pi}{64} ((150\text{cm})^2 - (90\text{cm})^2) = 21\,629\,865,42 \text{ cm}^4$$

Radio de giro (R_g):

$$R_g = \sqrt{\frac{21629865,42 \text{ cm}^4}{11309,73 \text{ cm}^2}} = 43,73214 \text{ cm}^2$$

Flecha teórica (F_{lt}):

$$F_{lt} = (43,73\text{cm}^2)(\tan 1^\circ)(30\text{m}) = 0,229 \text{ m}$$

Módulo de elasticidad (E_c):

$$E_c = 15100\sqrt{210 \text{ kg/cm}^2} = 218819,8 \text{ kg/cm}^2$$

Continuación de apéndice 2

Rigidez flexional de la sección transversal (EI):

$$EI = \frac{0.25 * 218819,8 \text{ kg/cm}^2 * 43,73\text{cm}^2}{(1 + 0,6)} = 1,47 \times 10^{12} \text{ kg} * \text{cm}^2$$

Valor K: este valor se considera debido a las restricciones pertinentes de la columna K=2

Long equivalente (Le):

$$Le = 2 * 30 \text{ m} = 60 \text{ m}$$

Carga de pandeo (CPA):

$$CPA = \frac{\pi * 2 * (1,47 \times 10^{12} \text{ kg} * \text{cm}^2)}{(60\text{cm})^2} = 258147,4\text{kg}$$

Condiciones de esbeltez:

$$\text{Esbeltez} = \frac{(2)(30\text{m}) * 100}{43,73} = 137,1989$$

Debido a que el valor entre la relación k, lu y el r giro (valor de esbeltez) es mayor a 100 se analiza conforme a P-λ; sin embargo este análisis no es parte del objetivo este documento.

Fuente: elaboración propia.