



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
PROGRAMA DE MAESTRÍA Y DOCTORADO EN INGENIERÍA
INGENIERÍA CIVIL – ESTRUCTURAS

EVALUACION DE LA CONFIABILIDAD DE TORRES DE AEROGENERADORES
SUJETAS A VIENTO TURBULENTO

TESIS
QUE PARA OPTAR POR EL GRADO DE:
MAESTRO EN INGENIERÍA

PRESENTA:
DANIELA JOSÉ CRUZ

TUTORES
DRA. SONIA ELDA RUIZ GÓMEZ INSTITUTO DE INGENIERÍA
DR. ADRIAN POZOS ESTRADA INSTITUTO DE INGENIERÍA

CIUDAD UNIVERSITARIA, CD. MX. , NOVIEMBRE 2016



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

RESUMEN	4
ABSTRACT	4
AGRADECIMIENTOS	5
NOMENCLATURA	6
LISTA DE FIGURAS	10
LISTA DE TABLAS	12
1. INTRODUCCIÓN	13
1.1 GENERALIDADES	13
1.2 OBJETIVO GENERAL	13
1.3 OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	13
1.4 JUSTIFICACIÓN.....	14
1.5 ALCANCES Y LIMITACIONES.....	14
2. EL VIENTO Y LOS AEROGENERADORES	15
2.1 PARÁMETROS CARACTERÍSTICOS DEL VIENTO.....	15
2.1.1 <i>Velocidad media anual y distribución de frecuencia</i>	15
2.1.2 <i>Perfil del viento medio</i>	16
2.1.3 <i>Turbulencia atmosférica</i>	18
2.2 LOS AEROGENERADORES.....	20
2.2.1 <i>Clasificación</i>	20
2.2.2 <i>Componentes</i>	21
2.2.3 <i>Fallas comunes</i>	22
3. MODELOS DE CARGA Y DE RESPUESTA EN AEROGENERADORES	24
3.1 FUENTES DE LAS CARGAS AERODINÁMICAS	28
3.2 FUENTES DE LAS CARGAS GRAVITACIONALES E INERCIALES.....	29
3.3 VIENTO TURBULENTO INCIDENTE EN LAS PALAS	32
3.3.1 <i>Modelo de rotor aerodinámico</i>	33
3.3.2 <i>Parámetros para la determinación de las fuerzas</i>	35
3.4 VIENTO TURBULENTO INCIDENTE EN LA TORRE	35
3.4.1 <i>Método de simulación de la componente turbulenta</i>	37
3.4.2 <i>Parámetros para la determinación de las fuerzas</i>	39
4. FATIGA: FILOSOFÍAS DE DISEÑO	41
4.1 CRITERIO DE VIDA INFINITA (CURVA S-N).....	41
4.2 CRITERIO DE VIDA FINITA (CURVA E-N).....	42
4.3 MECÁNICA DE FRACTURA: TOLERANCIA AL DAÑO	42
4.3.1 <i>Geometría y relación de aspecto de la grieta</i>	45
4.4 CONTEO DE CICLOS	46
5. ANÁLISIS DE CONFIABILIDAD	47
5.1 PROBABILIDAD DE FALLA.....	47
5.1.1 <i>Curva de fragilidad estructural</i>	48
5.1.2 <i>Curva de peligro eólico</i>	49
6. CASO DE ESTUDIO	50
6.1 UBICACIÓN	50
6.2 CARACTERÍSTICAS GEOMÉTRICAS Y MATERIALES.....	52
6.3 ANÁLISIS DINÁMICOS TRANSITORIOS	56

6.4	ANÁLISIS DE FATIGA.....	61
6.5	ANÁLISIS DE CONFIABILIDAD ESTRUCTURAL.....	63
6.5.1	<i>Grieta en la torre – Criterio 1 (3 placas)</i>	<i>63</i>
6.5.2	<i>Grieta en la torre – Criterio 2 (8 placas).....</i>	<i>71</i>
6.5.3	<i>Grieta en la torre – Criterio 3 (32 placas)</i>	<i>75</i>
7.	CONCLUSIONES.....	80
	BIBLIOGRAFÍA	81

Resumen

Se presenta un estudio de la evaluación de la confiabilidad a través del tiempo de una torre de acero de un aerogenerador de eje horizontal sujeto a viento turbulento. El estudio probabilístico combina un análisis de riesgo de demanda estructural con una evaluación de daño acumulativo. Para el análisis, se estudia un aerogenerador ubicado en el estado de Oaxaca, México. Se realizan análisis transitorios dinámicos para obtener las historias de tiempo de esfuerzos en la base de la estructura para diferentes velocidades medias de viento. El análisis de confiabilidad se basa en la teoría de la mecánica de fractura para identificar la falla por degradación por fatiga para diferentes periodos de tiempo. Adicionalmente, se lleva a cabo una comparación de los resultados obtenidos en los índices de confiabilidad usando dos distribuciones de frecuencia de velocidades de viento anuales: Weibull Bimodal y Weibull Unimodal. Se encontraron diferencias en la confiabilidad estructural a través del tiempo, dependiendo de la función de densidad de probabilidad y del criterio asumido referente al crecimiento de grieta, finalmente se dan recomendaciones acerca de la selección de la función de densidad de probabilidad característica del sitio en estudio y de los criterios supuestos en el análisis de fatiga.

Abstract

An approach for assessing the reliability through time of a steel tower of a wind turbine subjected to aerodynamic forces of turbulent wind is presented. The probabilistic approach combines structural demand hazard analysis with cumulative damage assessment. For the analyses, a wind turbine located in Oaxaca, Mexico is studied. Transient dynamic analyses are carried out to obtain time histories of stresses at the base of the structure for different mean wind speeds. A reliability analysis is developed by using the theory of fracture mechanics to identify failure by degradation due to fatigue, for different periods of time. A comparison of the results obtained in the reliability index using two annual wind speed frequency distributions: Weibull Bimodal and Weibull Unimodal, is realized. Differences in the structural reliability over time depending on the wind speed PDF assumed are found. Finally, recommendations about selecting a real PDF and assumed fatigue criteria analysis are given.

Agradecimientos

A mis tutores de tesis por compartir sus conocimientos, por su dedicación y compromiso, su labor ha sido fundamental y muy valiosa para mi formación profesional.

Un agradecimiento infinito a toda mi familia.

Agradezco al Consejo de Ciencia y Tecnología (CONACYT) por el apoyo financiero otorgado para la realización de mis estudios de maestría, del mismo modo agradezco al Programa de Apoyo a Proyectos de Investigación e Innovación Tecnológica (PAPIIT) que mediante el proyecto IN102114 me apoyo para la finalización de este trabajo.

Nomenclatura

$p(V_m)$	Densidad de probabilidad de la velocidad de viento para un tiempo de promediación específico.
k	Parámetro de forma de la distribución de probabilidad de Weibull.
c	Parámetro de escala de la distribución de probabilidad de Weibull.
V_m	Velocidad media del viento, m/s.
e	Constante matemática, número de Euler o constante de Napier.
$V(z)$	Variación de la velocidad del viento con la altura z , m/s.
V_{10}	Velocidad media del viento a 10 metros de altura, m/s.
F_{TR}	Factor correctivo que toma en cuenta las condiciones locales relativas a la topografía y a la rugosidad del terreno en los alrededores del sitio de desplante.
F_α	Factor que toma en cuenta la variación de la velocidad con la altura z (ecuaciones 2.3, 2.4, y 2.5).
α	Exponente que determina la forma de la variación de la velocidad del viento con la altura, Tabla 2.1.
δ	Altura gradiente, medida a partir del nivel del terreno de desplante, por encima de la cual la variación del viento no es importante, m, Tabla 2.1.
c	Coefficiente de escala de rugosidad, adimensional, Tabla 2.1.
z	Altura por encima del terreno natural a la cual se desea conocer la velocidad del viento, m.
$\overline{v_D}$	Velocidad media del viento promediada en un periodo de 10 minutos, m/s.
$v_D(t)$	Velocidad instantánea del viento en un tiempo específico, t .
$v_T(t)$	Velocidad turbulenta del viento en un tiempo específico, t .
t	Tiempo, segundos.
I_o	Intensidad de turbulencia.
σ_v	Desviación estándar del viento turbulento, m/s.
σ_v^2	Varianza del viento turbulento, (m/s) ² .

$S_n(n)$	Función de densidad espectral para la componente longitudinal del viento.
n	Frecuencia, Hz.
L_u	Longitud de escala de turbulencia, m.
z_0	Longitud de rugosidad del terreno, m.
\bar{x}	Valor medio cuasi-estático de la respuesta calculada, deformación, fuerza, etc.
σ_x	Desviación estándar de las excursiones dinámicas sobre el valor medio.
K	Factor pico o factor de ráfaga.
H_A	Función de admitancia aerodinámica.
H_M	Función de admitancia mecánica.
U_∞	Velocidad longitudinal del viento, m/s.
Ω	Velocidad rotacional del rotor.
r	Distancia del buje al punto de estudio, m.
a	Factor de inducción axial.
a'	Factor de inducción tangencial.
λ_r	Velocidad del viento local, m/s.
R	Radio total del rotor, m.
Ωr	Velocidad rotacional para una distancia r .
$\Omega r a'$	Velocidad rotacional para una distancia r y un factor de inducción tangencial.
dr	Anillo diferencial del rotor.
σ_r	Factor local de solidez.
β	Ángulo de inclinación local de la pala.
φ	Ángulo del caudal afluente.
α	Ángulo local de ataque.
$C_l(\alpha)$	Coefficiente de levantamiento en función del ángulo de ataque.

$C_d(\alpha)$	Coeficiente de arrastre en función del ángulo de ataque.
C_T	Coeficiente de empuje.
ρ	Densidad del aire, kg/m ³
T	Fuerza en la pala debida a la acción del viento, N.
u, v, w	Componentes de la velocidad del viento en las tres direcciones espaciales, m/s.
$v_n(z, t)$	Vector de velocidades normalizadas para un tiempo t .
n	Número de puntos.
A_i	Coeficiente de auto regresión.
B_i	Coeficiente de media móvil.
ψ	Vector de ruido blanco.
K	Vector del modelo de auto regresión y media móvil.
$C_{K(t)}$	Matriz de correlación.
$P_{ij}(t)$	Correlación cruzada entre la n -ésima y m -ésima posición en el espacio.
coh_{ij}	Función de coherencia, m ² .
$S_i(f)$	Función de densidad de potencia espectral en la posición, i .
$f = \frac{nz}{V(z)}$	Frecuencia reducida.
A	Área expuesta, m ² .
N	Número de ciclos.
K	Factor de intensidad de esfuerzos.
ΔK	Intervalo de intensidad de esfuerzos.
C	Parámetros del material, acero estructural.
K_{IC}	Factor de intensidad de esfuerzos en la falla final.
a/c	Relación de aspecto de la grieta.
S_t	Esfuerzo a tensión, kg/cm ² .

a	Profundidad de la grieta, mm.
Q	Factor de forma para una grieta elíptica.
S_{ri}	Intervalo de esfuerzos en el histograma de esfuerzos.
f_i	Probabilidad de ocurrencia en el histograma de esfuerzos.
P_F	Probabilidad de falla asociada a un estado limite.
β	Índice de confiabilidad estructural.
$F_U(u)$	Función acumulada de Gumbel.

Lista de figuras

- Figura 2.1 Típica distribución de probabilidad de Weibull de las velocidades medias del viento.
- Figura 2.2 Típico perfil de velocidad del viento obtenido mediante la ley de potencia, de acuerdo con el MOCDV.
- Figura 2.3 Ejemplo de una medición de la evolución temporal de la velocidad del viento turbulento.
- Figura 2.4 (a) Aerogenerador de eje vertical (HAWT), (b) Aerogenerador de eje horizontal (VAWT).
- Figura 2.5 Principales componentes en aerogeneradores de eje vertical (VAWT) y aerogeneradores de eje horizontal (HAWT).
- Figura 2.6 Colapso de torre de aerogenerador en un parque eólico, Oaxaca, México (2006).
- Figura 2.7 Colapso de torre aerogenerador en un parque eólico, ciudad de Rivas, Nicaragua (2004).
- Figura 3.1 Efectos de la velocidad del viento sobre el área de barrido del rotor, a) sobre las palas fijas, y b) sobre las palas del rotor giratorias.
- Figura 3.2 Modelos matemáticos para el cálculo de la respuesta dinámica de la estructura debida a la turbulencia del viento: a) enfoque tiempo-historia, y b) enfoque espectral.
- Figura 3.3 Efecto de las cargas aerodinámicas, gravitacionales e inerciales en un aerogenerador de eje horizontal.
- Figura 3.4 Coordenadas y términos técnicos para la representación de cargas y esfuerzos en el rotor.
- Figura 3.5 Rotor de radio, R , ancho diferencial, r , de acuerdo con el modelo BEM.
- Figura 3.6 Fuerzas actuantes sobre la torre de un aerogenerador.
- Figura 4.1 Esquema de la tasa de fatiga, la propagación de grieta, da/dN , versus el intervalo de intensidad de esfuerzos, ΔK , en escala log-log.
- Figura 4.2 Geometría de una grieta superficial.
- Figura 4.3 Longitud inicial de la grieta y longitud de propagación de la grieta.
- Figura 6.1 Diagrama de bloques de la metodología propuesta para evaluar la confiabilidad de la torre de un aerogenerador.
- Figura 6.2 Mapa de recursos eólicos del estado de Oaxaca, México.
- Figura 6.3 Distribución Unimodal de Weibull de velocidades de viento anuales.
- Figura 6.4 Distribución Bimodal de Weibull de velocidades de viento anuales.
- Figura 6.5 Modelo de la torre en el programa ANSYS APDL.
- Figura 6.6 Historia de fuerzas debidas al viento obtenida mediante el método BEM, correspondiente a una velocidad de viento de 40 m/s.
- Figura 6.7 Perfil medio del viento para una velocidad de 10 m/s (izquierda), perfil medio del viento para una velocidad de 20 m/s (derecha).
- Figura 6.8 Historia de fuerzas debidas al viento obtenida mediante el modelo ARMA, correspondiente a una velocidad de viento de 40 m/s y a 80 m de altura de la torre.
- Figura 6.9 Diagrama de esfuerzos en la base de la torre, correspondientes a una velocidad de viento de 10 m/s.
- Figura 6.10 Historia de esfuerzos en la base de la torre, correspondientes a una velocidad de viento de 10 m/s.
- Figura 6.11 Esquema de la historia de esfuerzos extremos, obtenida mediante la aplicación del método Rainflow y la regla de Miner.

- Figura 6.12 Crecimiento de la grieta a través del tiempo, correspondiente a dos tipos de distribuciones de velocidades de viento.
- Figura 6.13 Esquema del criterio 1 referente a la presentación de la grieta en la base de la torre.
- Figura 6.14 Esquema del criterio 1 de aplicación de la grieta en la base de la torre, 2.5 % de la torre.
- Figura 6.15 Curvas de capacidad estructural, correspondientes a un crecimiento de grieta en la base, suponiendo una distribución anual de viento de Weibull Unimodal.
- Figura 6.16 Curvas de capacidad estructural, correspondientes a un crecimiento de grieta en la base, suponiendo una distribución anual de viento de Weibull Bimodal.
- Figura 6.17 Diagrama de procedimiento para la obtención de una curva (velocidad de viento vs cortante).
- Figura 6.18 Obtención de la curva de capacidad equivalente, mediante interpolación.
- Figura 6.19 n curvas de capacidad equivalente obtenidas mediante la interpolación.
- Figura 6.20 Curva de fragilidad estructural correspondiente a una distribución de velocidades de viento Weibull Unimodal.
- Figura 6.21 Curva de fragilidad estructural correspondiente a una distribución de velocidades de viento Weibull Bimodal.
- Figura 6.22 Mapa de isotacas para un periodo de retorno de 200 años.
- Figura 6.23 Curva de peligro eólico, para el sitio “La Ventosa”, Oaxaca.
- Figura 6.24 Esquema del criterio 2 de presentación de la grieta en la base de la torre.
- Figura 6.25 Esquema del criterio 2 referente a la presentación de la grieta en la base de la torre, 2.5 % de la altura de la torre.
- Figura 6.26 Curvas de capacidad estructural, correspondientes a un crecimiento de grieta en la base, para una distribución anual de viento de Weibull Unimodal.
- Figura 6.27 Curvas de capacidad estructural, correspondientes a un crecimiento de grieta en la base, para una distribución anual de viento de Weibull Bimodal.
- Figura 6.28 Curva de fragilidad estructural para una distribución de velocidades de viento Weibull Unimodal.
- Figura 6.29 Curva de fragilidad estructural para una distribución de velocidades de viento Weibull Bimodal.
- Figura 6.30 Esquema del criterio 3 referente a la presentación de la grieta en la base de la torre.
- Figura 6.31 Esquema del criterio 3 referente a la presentación de la grieta en la base de la torre, 10 % de la altura.
- Figura 6.32 Curvas de capacidad estructural, correspondientes a un crecimiento de grieta en la base, para una distribución anual de viento de Weibull Unimodal.
- Figura 6.33 Curvas de capacidad estructural, correspondientes a un crecimiento de grieta en la base, para una distribución anual de viento de Weibull Bimodal.
- Figura 6.34 Curva de fragilidad estructural para una distribución de velocidades de viento Weibull Unimodal.
- Figura 6.35 Curva de fragilidad estructural para una distribución de velocidades de viento Weibull Bimodal.
- Figura 6.36 Comparación de los índices de confiabilidad suponiendo una distribución Bimodal, para los criterios crecimiento de grieta 1, 2, 3.

Figura 6.37 Comparación de los índices de confiabilidad para suponiendo una distribución Unimodal, para los tres criterios 1, 2, 3.

Lista de tablas

- Tabla 2.1: Valores de α , δ y c .
- Tabla 3.1: Coeficientes de arrastre para distintas formas de sección transversal.
- Tabla 4.1: Filosofías de diseño basadas en la fatiga.
- Tabla 6.1: Parámetros de las distribuciones anuales de velocidades de viento.
- Tabla 6.2: Características de geometría y de material de la torre.
- Tabla 6.3: Características de geometría del rotor y componentes del aerogenerador.
- Tabla 6.4: Propiedades de los perfiles de las palas del aerogenerador.
- Tabla 6.5: Propiedades de los elementos que conforman el modelo de la torre.
- Tabla 6.6: Datos de entrada para el cálculo de las historias de fuerzas en la torre, correspondientes a una velocidad de viento de 10 m/s.
- Tabla 6.7: Valores utilizados para la simulación de Montecarlo.
- Tabla 6.8: Parámetros de la distribución normal de la fuerza cortante.
- Tabla 6.9: Parámetros correspondientes a la curva de peligro eólico.
- Tabla 6.10: Índices de confiabilidad obtenidos para ambas distribuciones de velocidades de viento de acuerdo con el criterio 1.
- Tabla 6.11: Índices de confiabilidad obtenidos para ambas distribuciones de velocidades de viento de acuerdo con el criterio 2 del crecimiento de la grieta en la torre.
- Tabla 6.12: Índices de confiabilidad obtenidos para ambas distribuciones de velocidades de viento de acuerdo con el criterio 3 del crecimiento de la grieta en la torre.

1. Introducción

1.1 Generalidades

De acuerdo con el consejo mundial de la energía eólica (GWEC por sus siglas en inglés), México cuenta con más de 37 parques eólicos ubicados en los estados de Oaxaca, Baja California, Chiapas, Jalisco, Tamaulipas, San Luis Potosí y Nuevo León. A finales del 2015, México contaba con 1789 aerogeneradores instalados, lo cual equivale a una capacidad total instalada de 3073 MW, cubriendo así el 3.22% de la demanda de electricidad en el país. Se espera que para el 2018 México cuente con 9500 MW instalados y que para finales del 2022 alcance 15000 MW, todo lo anterior indica que la electricidad generada por medio del viento está por convertirse en una alternativa importante para la generación de energía renovable en nuestro país [1].

Tomando en cuenta las cifras anteriormente mencionadas, resulta relevante realizar investigaciones sobre la predicción de la confiabilidad de los aerogeneradores, ya que garantizar la integridad estructural de este tipo de estructuras durante su vida de servicio tendrá una influencia importante en el futuro desarrollo de los recursos de energía eólica.

1.2 Objetivo general

El objetivo principal es proponer e implementar una metodología para evaluar la confiabilidad a través del tiempo de torres de aerogeneradores sujetas a viento turbulento en donde se tome en cuenta la variación espacio temporal del viento, todo esto con el fin de obtener herramientas útiles para la predicción de la confiabilidad estructural y el desarrollo de programas de mantenimiento o inspección que incrementen su vida útil, garanticen un desempeño máximo y al mismo tiempo los costos económicos sean reducidos.

1.3 Objetivos específicos

- Modelar la torre de un aerogenerador de eje horizontal en un programa comercial de elemento finito (ANSYS APDL)
- Obtener las fuerzas aerodinámicas inducidas en la torre del aerogenerador mediante modelos ARMA (*AutoRegressive Moving Average*).
- Obtener las fuerzas aerodinámicas inducidas en las palas mediante modelos basados en la teoría del BEM (*Blade Element Momentum*).
- Realizar predicciones de grietas en la base de la torre, basadas en la teoría de la mecánica de fractura.
- Obtener los índices de confiabilidad de la torre para distintos periodos de tiempo.
- Evaluar las diferencias en la confiabilidad estructural de la torre, suponiendo dos tipos de distribuciones anuales de velocidades de viento medias.
- Evaluar la confiabilidad suponiendo diferentes criterios de crecimiento de grieta en la torre.

1.4 Justificación

El crecimiento acelerado que ha tenido la tecnología de aerogeneradores en los últimos años, el tipo de fallas ocurridas en los componentes de los aerogeneradores, principalmente en la torre de soporte, y el hecho de que la torre es un componente primordial en este tipo de estructuras, exige realizar investigaciones en aerogeneradores basadas en confiabilidad estructural.

1.5 Alcances y limitaciones

Este trabajo de tesis está restringido al estudio de la confiabilidad estructural a través del tiempo de la torre tubular de acero de un aerogenerador tripala de eje horizontal, sujeto a viento turbulento, por lo que quedan excluidos en esta investigación otros mecanismos a los que también podría estar sujeta como son: desprendimiento de vórtices, galopeo inducido por una estela (wake galloping), flameo (flutter), bataneo (buffeting), etc. De este modo, se propone, a partir de trabajos previos, estudiar la integridad estructural de un aerogenerador de eje horizontal desde una filosofía de diseño de tolerancia al daño, asumiendo que en el curso de su servicio pueden formarse grietas y que éstas generan un proceso de cambio estructural permanente y progresivo que conducen a una fractura total del elemento estructural después de un determinado número de ciclos.

El contenido de la tesis está dividido en siete capítulos. En el primer capítulo se plantea de manera general la situación de la energía eólica en México; en los capítulos dos al cinco se realiza un bosquejo de las bases teóricas que ayudaran a comprender cada paso de la metodología propuesta en esta investigación, es decir, en el capítulo dos se hace una revisión de los aspectos conceptuales de las características del fenómeno viento y los aerogeneradores. En el tercer capítulo se hace una revisión de la aerodinámica en un aerogenerador y se plantean las teorías que se utilizan en esta investigación para el cálculo de las fuerzas inducidas en la torre y en las palas, ambas debidas al viento turbulento. En el capítulo cuatro se abordan conceptos generales de las teorías que pueden ser utilizadas para un análisis de fatiga estructural, haciendo énfasis en la teoría de la mecánica de fractura como herramienta para un análisis de fatiga, ya que esta es la teoría usada en este estudio. En el capítulo cinco se describen los conceptos básicos del método de confiabilidad usado en esta investigación. En el capítulo seis se hace una evaluación de la confiabilidad estructural de la torre de un aerogenerador para distintos periodos de tiempo, con características y localización específicas, aplicando la metodología propuesta; el análisis de confiabilidad se lleva a cabo para dos tipos de distribuciones de velocidades de viento anuales y para distintos criterios de crecimiento de grieta en la torre. Finalmente en el capítulo siete, a partir de la comparativa de los resultados de todos los casos, se plantean comentarios y conclusiones relacionados a los mismos, y además se proponen trabajos futuros útiles para esta línea de investigación.

2. El viento y los aerogeneradores

2.1 Parámetros característicos del viento

Debido a la tipología y a la naturaleza del aerogenerador en estudio, sin duda las cargas debidas al viento son de gran relevancia. El viento es caracterizado por su velocidad y dirección, las cuales son afectadas por diferentes factores como: la localización geográfica, características climáticas, altura sobre el suelo, topografía del terreno y los obstáculos de los alrededores.

Para explotar la energía del viento es importante el conocimiento de ciertos parámetros y leyes físicas, ya que mientras que el comportamiento a corto plazo del viento, como la turbulencia y las ráfagas, son parámetros significativos con respecto a la resistencia estructural y la función de control del aerogenerador, las características a largo plazo del viento, la velocidad media anual por ejemplo, tienen relevancia en cuanto a la producción de energía.

2.1.1 Velocidad media anual y distribución de frecuencia

La velocidad media anual del viento, entendiendo por tal el valor medio a largo plazo de la velocidad del viento en un lugar, puede determinarse sobre la base de las mediciones realizadas en las últimas décadas. Dado que no hay muchas mediciones confiables disponibles para períodos de más de 30 años, las mediciones se limitan a este período. Por otro lado, la distribución de frecuencias de las velocidades de viento anuales se puede derivar de los datos medidos a una altura dada. Los valores medios de diez minutos se evalúan habitualmente más de un año, y luego se compilan en definidas clases de velocidad del viento. Para lograr una base estadística suficientemente confiable, es necesario un período de evaluación de varios años, al menos diez años, de acuerdo con los meteorólogos.

Mediante el uso de la frecuencia acumulada, la "velocidad media anual del viento" puede ser definida con precisión y representada geoméricamente. Sin embargo, en la práctica los problemas frecuentes son, además de la poca disponibilidad, el hecho de que los datos sobre la distribución de frecuencia de las velocidades del viento en una localización particular son insuficientes. En tal caso, no hay otra alternativa que utilizar una aproximación matemática de la curva de distribución.

La curva de distribución puede ser representada mediante una distribución de Weibull, como se muestra en la figura 2.1, y está dada por la siguiente ecuación:

$$p(V_m) = \frac{k}{c} \left(\frac{V_m}{c}\right)^{k-1} e^{-\left(V_m/c\right)^k} \quad (2.1)$$

En donde k y c son los parámetros de forma y escala, respectivamente. Estos coeficientes se ajustan de acuerdo a los datos del viento obtenidos en un sitio en particular.

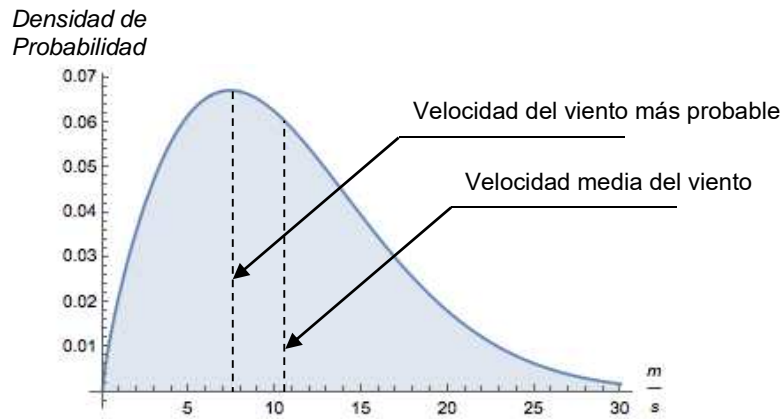


Figura 2.1 Típica distribución de probabilidad de Weibull de las velocidades medias del viento [2].

2.1.2 Perfil del viento medio

Uno de los fenómenos más importantes con respecto a la utilización de la energía eólica es el aumento de la velocidad del viento con la altura. Esto ocurre en la zona de la capa límite cerca de la tierra, en la cual el aumento de la velocidad del viento con la altura depende de una serie de factores meteorológicos, por ejemplo, la estratificación y la humedad de la temperatura, los cuales determinan en gran medida la estabilidad atmosférica.

Sin embargo, el valor medio estadístico esperado durante un largo plazo a una altura determinada se define en gran medida por la rugosidad de la superficie de la tierra, caracterizada comúnmente por la llamada longitud de rugosidad z_0 . Es importante mencionar que incluso en la ausencia de obstáculos, el terreno produce fuerzas de fricción que retrasan los vientos en las capas inferiores. Este fenómeno es llamado “viento cortante”, y es más apreciable cuando la altura con respecto al suelo disminuye, lo cual tiene efectos importantes en el funcionamiento de los aerogeneradores.

Se han propuesto diferentes modelos matemáticos para definir el “viento cortante”, por ejemplo, la ley logarítmica y la ley de potencia. En este estudio el perfil del viento medio se obtiene con la ley de potencia de acuerdo con el Manual de Obras Civiles de Diseño por Viento (MOCDV) [3], en el cual se especifica lo siguiente:

$$V(z) = \overline{V}_{10} F_{TR} F_{\alpha} \quad (2.2)$$

donde: \overline{V}_{10} es la velocidad media del viento a 10 metros de altura; F_{TR} es el factor correctivo de topografía (en esta tesis se tomó igual a 1); F_{α} está dado por los siguientes parámetros:

$$F_{\alpha} = 1 \quad \text{si } z \leq 10 \text{ m} \quad (2.3)$$

$$F_{\alpha} = (z/10)^{\alpha} \quad \text{si } 10 \text{ m} \leq z \leq \delta \quad (2.4)$$

$$F_{\alpha} = (\delta/10)^{\alpha} \quad \text{si } z \geq \delta \quad (2.5)$$

donde z es la altura por encima del terreno natural a la cual se desea conocer la velocidad del viento, α , δ y c son variables que dependen de la rugosidad del terreno, como se indica en la tabla 2.1.

Tabla 2.1: Valores de α , δ y c

Categoría del terreno	α	δ (m)	c
2	0.128	315	1.0

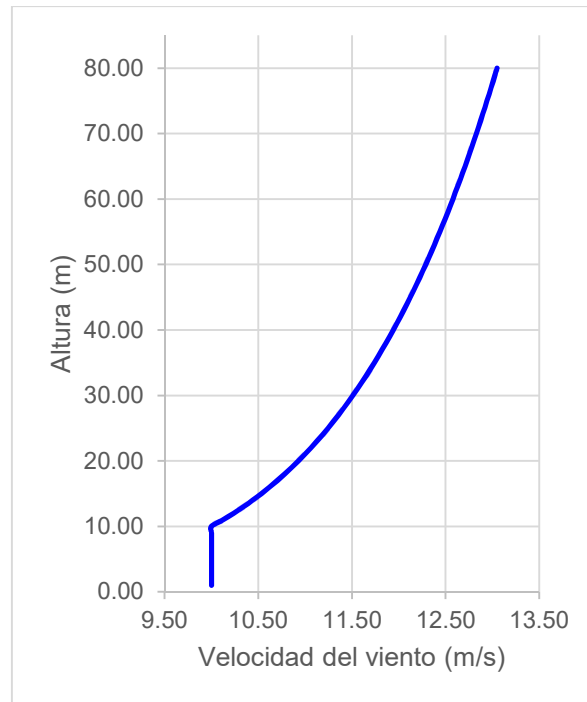


Figura 2.2 Típico perfil de velocidad del viento obtenido mediante la ley de potencia, de acuerdo con el MOCDV (2008).

2.1.3 Turbulencia atmosférica

El término turbulencia hace referencia a las variaciones instantáneas de la intensidad del viento. El nivel de la velocidad del viento predominante determina la velocidad media del viento de $\overline{v_D}$, ésta se promedia generalmente en México durante un período de 10, aunque en algunos otros países pueden ser periodos de 1 hora o 3 segundos. Usando esta velocidad media del viento constante, la velocidad instantánea del viento, $v_D(t)$, en un punto en el tiempo t puede especificarse de la siguiente manera:

$$v_D(t) = \overline{v_D} + v_T(t) \quad (2.6)$$

Donde la parte fluctuante superpuesta de la velocidad del viento $v_T(t)$ es causada por la turbulencia del viento. La extensión y características de la turbulencia dependen de factores meteorológicos y geográficos. En la figura 2.3 se muestra esquemáticamente la influencia que tiene la turbulencia sobre la componente media del viento, $\overline{v_D}$.

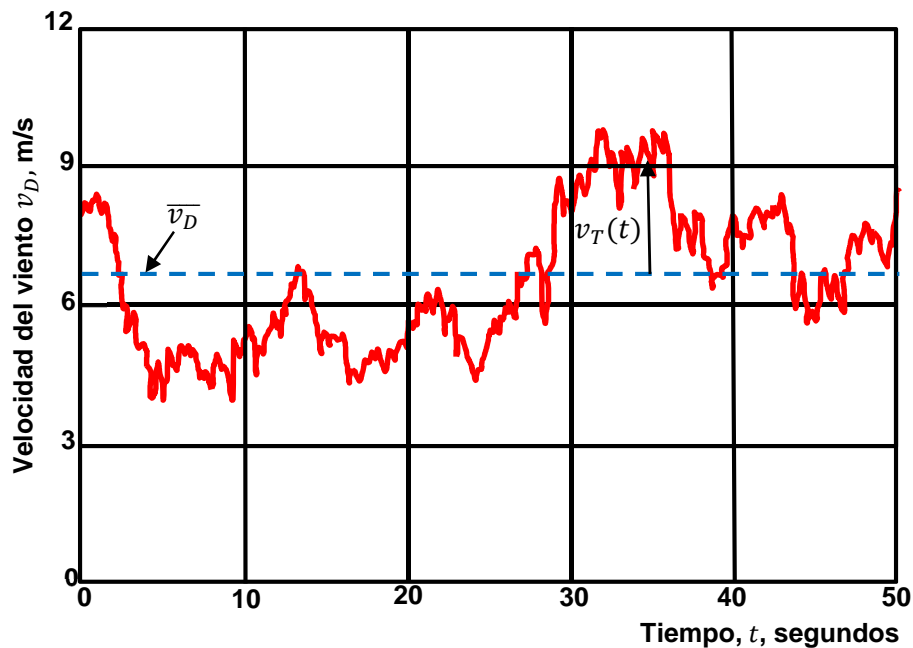


Figura 2.3 Ejemplo de una medición de la evolución temporal de la velocidad del viento turbulento.

La turbulencia puede ser descrita de manera general con la ayuda de un espectro de turbulencia estadísticamente deducido. Para ello, el contenido de energía de la velocidad del viento fluctuante alrededor de la velocidad media del viento se representa en forma de un espectro en el dominio de la frecuencia. Aunque el espectro de turbulencia podría ser determinado a partir de las mediciones de la velocidad del viento en un sitio específico, existen espectros de turbulencia teóricos que sido propuestos por distintos autores, por ejemplo, Davenport (1961), Von Karman (1937), Kaimal (1972), los cuales son usados

con frecuencia. Sin embargo para representar la turbulencia longitudinal del viento, dos modelos ampliamente aceptados son: el espectro de Von Karman (1937) [35] y el espectro de Kaimal (1972) [34]. En esta tesis se usó el espectro de Kaimal dado por la siguiente ecuación [34]:

$$\frac{nS_n(n)}{\sigma_v^2} = \frac{4nL_u/V(z)}{(1+6nL_u/V(z))^{5/3}} \quad (2.7)$$

Donde $S_n(n)$ es la función de la densidad espectral para la componente longitudinal del viento, n es la frecuencia en Hz, $V(z)$ es la variación de la velocidad del viento media con la altura, z es la altura de referencia y σ_v^2 es la varianza del viento turbulento y L_u^x es la longitud de escala de turbulencia longitudinal medida a lo largo del eje x y está dada por las siguientes relaciones [4]:

$$L_u^x = 280(z/z_i)^{0.35} \quad \text{si } z \leq z_i \quad (2.8)$$

$$L_u^x = 280m \quad \text{si } z > z_i \quad (2.9)$$

Donde, $z_i = 1000z_0^{0.18}$, z_0 es longitud de la rugosidad del terreno, 0.1 m; y para el espectro de Kaimal se tiene que [34]:

$$L_u = 2.329L_u^x \quad (2.10)$$

donde L_u es la longitud de escala de turbulencia, m.

Otro parámetro para caracterizar la turbulencia es la intensidad de turbulencia, que en ocasiones también es llamado "grado de turbulencia". La intensidad de turbulencia I_0 , se define como el cociente entre la desviación estándar de los vientos σ_v y la velocidad media del viento \bar{v}_D en un cierto promedio, y se especifica como:

$$I_0 = \sigma_v / \bar{v}_D \quad (2.11)$$

La intensidad de la turbulencia cambia con la velocidad media del viento, la rugosidad de la superficie, la estabilidad atmosférica y las características topográficas. Los valores más bajos se miden sobre el mar abierto (5% y menos), mientras que los valores más altos (20% y más) se presentan sobre áreas densamente pobladas o zonas forestales. En los supuestos de carga para aerogeneradores, se asumen valores entre el 16 y el 18%, en función de las clases de aerogeneradores [2].

Al aire libre, la turbulencia del viento no se produce en la forma "unidimensional", como se ha idealizado aquí. En realidad, las fluctuaciones del viento se distribuyen espacialmente en todas las direcciones. Por lo que la turbulencia del viento ha sido idealizada con componentes en tres dimensiones (longitudinal, lateral y vertical); las fluctuaciones más importantes ocurren en la dirección principal de viento. Como ya se

mencionó anteriormente la amplitud y frecuencia de estas fluctuaciones dependen de la cantidad de obstrucciones en la tierra.

En general, la turbulencia tiene una incidencia menor en la captación de la energía anual de aerogeneradores, que se determina sustancialmente por la velocidad media del viento casi constante. Sin embargo, tiene un gran impacto en las cargas aerodinámicas y en la calidad de la energía.

2.2 Los aerogeneradores

Los aerogeneradores son dispositivos mecánicos especialmente diseñados para convertir parte de la energía cinética del viento en energía mecánica utilizable. Y aunque diferentes diseños han sido ideados a través del tiempo, la mayoría de los aerogeneradores actuales están comprendidos por un rotor que gira alrededor de un eje, propulsado por las fuerzas de levantamiento o de arrastre, las cuales son consecuencia de la interacción con el viento. A continuación se describen los tipos de aerogeneradores actuales de acuerdo a las características del rotor, aunque no es la única clasificación que existe, (en este texto solo se aborda ésta debido que resulta ser la más relevante).

2.2.1 Clasificación

Dependiendo de la posición del eje del rotor, los aerogeneradores pueden clasificarse en dos tipos: aerogeneradores de eje horizontal (Horizontal Axis Wind Turbine, HAWT por sus siglas en inglés) y aerogeneradores de eje vertical (Vertical Axis Wind Turbine, VAWT).

Los aerogeneradores de eje vertical con más éxito en el mundo de la energía eólica es el tipo Darrieus (ver figura 2.4 (a)). La característica más atractiva de este tipo de aerogenerador es que los dispositivos generadores y de transmisión están situados a nivel del suelo. Además, son capaces de capturar el viento de cualquier dirección sin la necesidad de orientarse. Sin embargo, estas ventajas son contrarrestadas por una captación reducida de energía. Otra de las desventajas es que el hecho de tener el generador y transmisor a nivel del suelo hace difícil su mantenimiento, ya que por lo general requiere una extracción de rotor. Este tipo de aerogeneradores están soportados por cuerdas que ocupan grandes extensiones de terreno. Por las razones anteriormente mencionadas, el uso de aerogeneradores de eje vertical se ha reducido considerablemente en las últimas décadas.

Actualmente, la mayoría de los parques eólicos instalados en el mundo cuentan con aerogeneradores de eje horizontal de tres palas o dos palas (ver figura 2.4 (b)). En este tipo de aerogeneradores el rotor está situado en la parte superior de la torre, en donde los vientos tienen más energía y son menos turbulentos, la torre también soporta una góndola. La caja de cambios y el aerogenerador se montan en el inferior. Este tipo de aerogeneradores cuentan con un mecanismo de orientación que hace girar el rotor y la góndola. En operación normal el rotor está orientado frente al viento con el fin de captar la máxima energía posible. Aunque puede ser muy simple en aplicaciones de baja potencia, el sistema de orientación es probablemente uno de los dispositivos más complicados en aerogeneradores de alta potencia. En esta investigación solo se tratan aerogeneradores de eje horizontal.

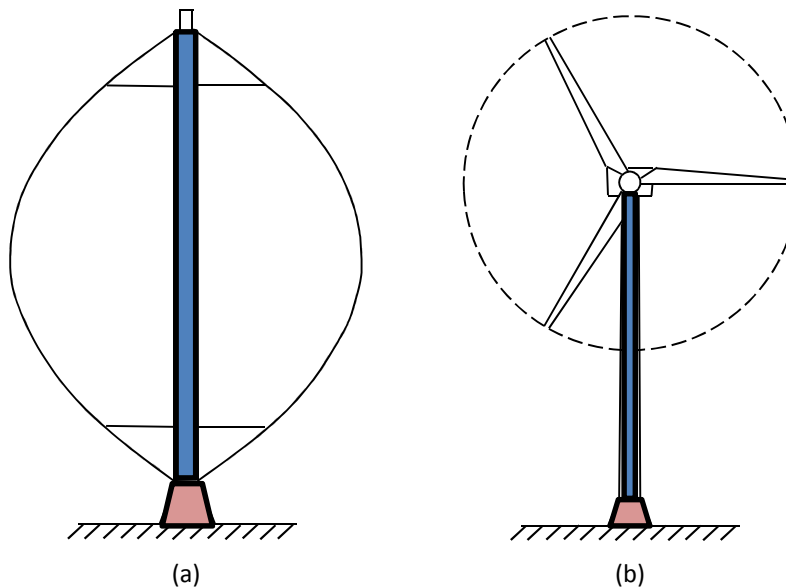


Figura 2.4 (a) Aerogenerador de eje vertical (VAWT), (b) Aerogenerador de eje horizontal (HAWT).

2.2.2 Componentes

Como ya se mencionó anteriormente, existe una amplia variedad de aerogeneradores empleados para aprovechar la energía del viento y transformarla en energía eléctrica; sin embargo, la tecnología actual de aerogeneradores ha evolucionado hacia máquinas de eje horizontal, de tres palas, orientadas a barlovento y con torre tubular.

En la actualidad existe una enorme variedad de modelos de aerogeneradores diferentes entre sí tanto por la potencia proporcionada, como por el número de palas, la configuración del eje o incluso por la manera de producir energía eléctrica. Las partes principales que conforman un aerogenerador son: la turbina que consta del rotor, cubo, spinner (cono aerodinámico que cubre el cubo), tren de potencia, generador eléctrico, sistema de cambio de paso (en turbinas sofisticadas), las palas del rotor, sistema de orientación, convertidor; sistema de elevación de tensión, control eléctrico, una torre, anemómetro y veleta, entre otros (ver figura 2.5).

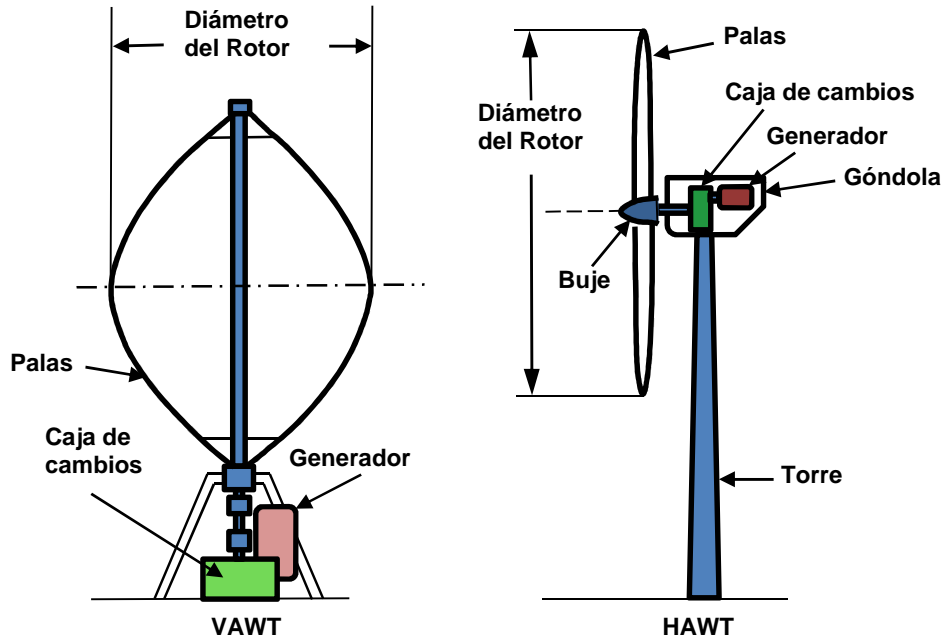


Figura 2.5 Principales componentes en aerogeneradores de eje vertical (VAWT) y aerogeneradores de eje horizontal (HAWT).

2.2.3 Fallas comunes

Las palas del rotor, la torre y demás componentes de un aerogenerador son diseñadas para durar aproximadamente 20 años, lo que significa que tendrán que soportar más de 170 000 horas operando, a menudo bajo condiciones de tiempo bastante tormentosas.

Aunado a lo anterior, los aerogeneradores modernos resultan ser gigantescos comparados con los aerogeneradores de los años 90's en cuanto altura de torre y dimensiones de palas, lo cual trae consigo relaciones altas de esbeltez, razón por la cual dichos elementos se vuelven vulnerables a daños debidos a la acción del viento.

En las figuras 2.6 y 2.7 se observa el colapso de aerogeneradores causados principalmente por fallas en la torre, de acuerdo con los informes encontrados sobre el colapso de estas estructuras, la falla ha ocurrido después de que la estructura ha sido sometida a velocidades de viento por arriba de 150 km/h, lo cual señala que la presencia de elevados esfuerzos de tensión y su variación con el tiempo, además de un número de ciclos de carga elevado han provocado su colapso.



Figura 2.6 Colapso de torre de aerogenerador en un parque eólico, Oaxaca, México (2006).



Figura 2.7 Colapso de torre aerogenerador en un parque eólico, ciudad de Rivas, Nicaragua (2004).

3. Modelos de carga y de respuesta en aerogeneradores

Naturalmente, las cargas externas que actúan sobre un aerogenerador se determinan casi exclusivamente por las condiciones meteorológicas o, en términos más simples, por las condiciones de viento. En el sistema de casos de carga, éstas se subdividen en: a) condiciones normales y b) condiciones extremas de viento. Los eventos normales son considerados como las que ocurren con frecuencia en el transcurso de un año, mientras que los eventos extremos tienen una cierta probabilidad de que se produzca una vez dentro de un período de años.

Las causas de todas las fuerzas que actúan sobre un aerogenerador son atribuibles a los efectos de las fuerzas aerodinámicas, gravitacionales e inerciales. Las diferentes cargas y esfuerzos pueden clasificarse de acuerdo con su efecto con el tiempo en el rotor giratorio.

En una investigación de los esfuerzos estructurales es importante tener en cuenta las variaciones de la carga con el tiempo. Las cargas fluctuantes y alternativas deben estudiarse, especialmente con respecto a la vida de fatiga de la estructura.

En la figura 3.1 se muestra un esquema del campo de velocidad de viento sobre el área de barrido de un rotor de eje horizontal, en la figura se ilustra el perfil medio del viento, así como el efecto de la turbulencia en el mismo, al mismo tiempo se indica de manera esquemática el efecto que tendría en el cálculo de las fuerzas sobre el rotor el hecho de considerar detenido al aerogenerador o en movimiento.

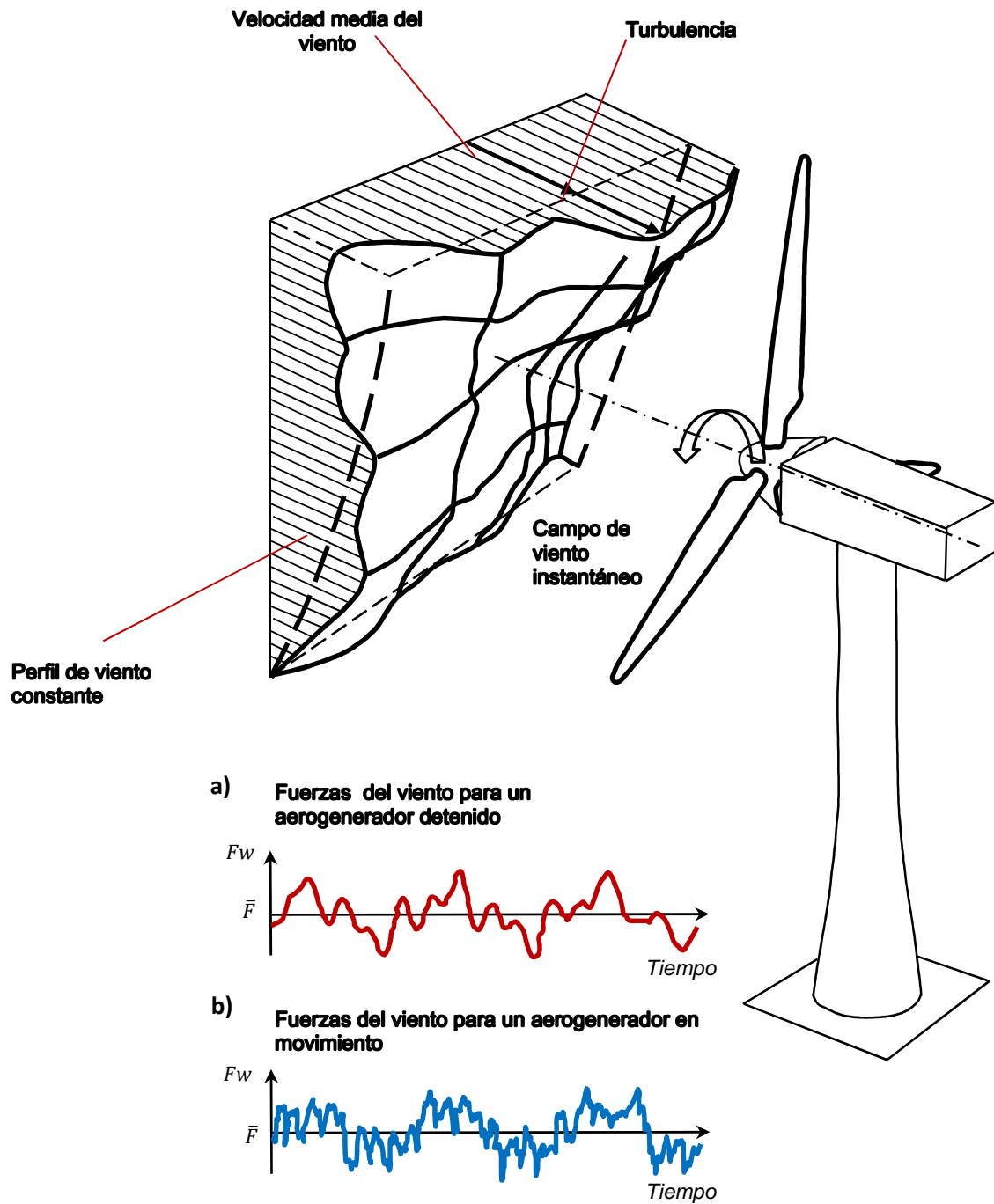


Figura 3.1 Efectos de la velocidad del viento sobre el área de barrido del rotor, a) sobre las palas fijas, y b) sobre las palas del rotor giratorias.

Las cargas aerodinámicas son causadas como consecuencia de la elasticidad de una estructura elástica y la alternancia de la carga que actúa sobre la misma, y deben ser vistas bajo aspectos diferentes: en el peor de los casos, la estructura falla "bruscamente" debido a amplitudes de vibración extremas. Incluso si no hay falla de la estabilidad, las oscilaciones continuas de los componentes estructurales elásticos representan una carga dinámica considerable, que es importante en lo que se refiere a la fatiga.

Como esta tesis trata de un problema de la resistencia a la fatiga, es importante identificar las fuerzas de excitación, y las respuestas de la estructura. Los métodos estadísticos son particularmente adecuados para esta tarea. Los dos métodos matemáticos más importantes que se conocen son: el método de tiempo-historia y el método espectral.

Método tiempo-historia

Si se conoce la evolución temporal de la fuerza activa, por ejemplo, la variación de la velocidad del viento con el tiempo, se puede calcular la respuesta resultante de la estructura en función del tiempo. Esto requiere un modelo aerodinámico, de modo que la variación de la fuerza aerodinámica se puede determinar a partir de la de la velocidad del viento, entonces, usando un modelo estructural se puede obtener la respuesta de la estructura con el tiempo. La influencia de fuerzas periódicas, por ejemplo, del gradiente del viento cortante o la interferencia de la torre, también pueden determinarse mediante el enfoque tiempo-historia.

Método espectral

En el llamado método espectral, se procesan representaciones de las fuerzas y repuestas dependientes de la frecuencia en lugar de su progresión en el tiempo. Este método utiliza como la entrada de carga un espectro de turbulencia estadístico del viento. Para representar la estructura en forma de ecuaciones lineales o linealizadas se utilizan teorías de sistemas lineales. El espectro de excitación provoca excesivas respuestas dinámicas pico en las regiones de las frecuencias naturales de la estructura, y por lo tanto los valores extremos de los parámetros necesarios (deformaciones, fuerzas, etc.), los cuales son decisivos para el dimensionado de la estructura se pueden representar como sigue:

$$x_{max} = \bar{x} + K\sigma_x \quad (3.1)$$

donde \bar{x} es el valor medio cuasi-estático de la respuesta, σ_x la desviación estándar de las excursiones dinámicas sobre el valor medio y K el denominado factor pico basado en análisis estadísticos.

El vínculo entre el espectro de excitación y los espectros de respuesta se realiza a través de las denominadas funciones de transferencia. La "Admitancia aerodinámica" conduce desde el espectro de viento a los parámetros de la fuerza aerodinámica, por otro lado, la "Admitancia mecánica" representa la relación entre las fuerzas activas y las deformaciones o esfuerzos de la estructura.

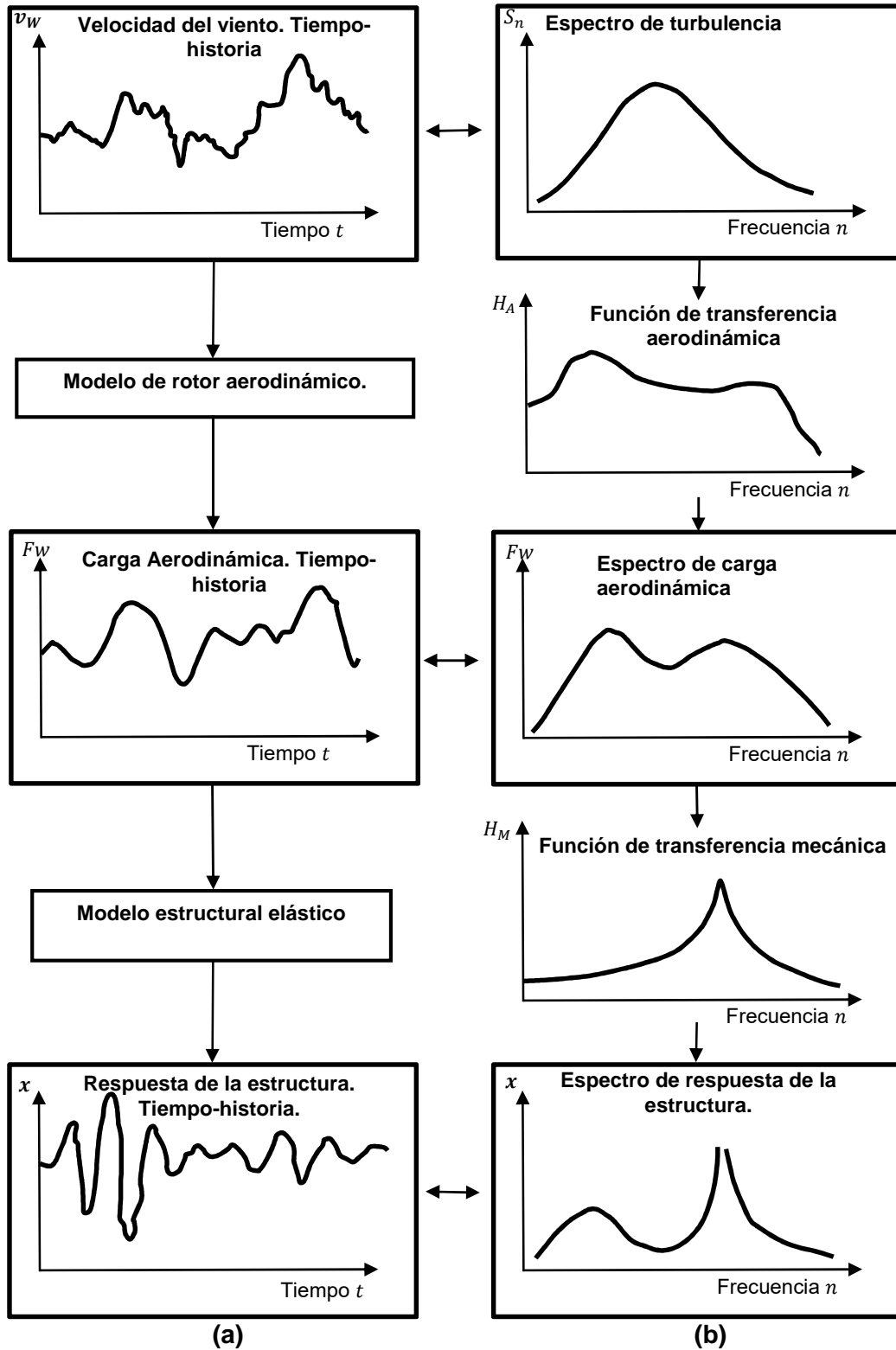


Figura 3.2 Modelos matemáticos para el cálculo de la respuesta dinámica de la estructura debida a la turbulencia del viento: a) enfoque tiempo-historia, y b) enfoque espectral [2].

3.1 Fuentes de las cargas aerodinámicas

Flujo de aire estable y en estado uniforme

Suponer un flujo de viento constante y uniforme, por supuesto, una idealización que no existe en la atmósfera abierta, resulta útil para calcular el nivel de carga media que ocurre durante un período relativamente largo de tiempo. Por ejemplo, si se supone un flujo constante y simétrico entrante en el área de barrido del rotor, las palas del rotor de un aerogenerador de eje horizontal son sometidos a fuerzas aerodinámicas en estado estacionario.

Cortante vertical del viento y vientos transversales

El flujo del viento produce cargas variantes cíclicamente inestables cuando éste golpea al rotor asimétricamente, así como a la torre. Por ejemplo, una asimetría inevitable del viento en sentido contrario de flujo es causada por el aumento de la velocidad del viento con la altura. Durante cada revolución, las palas del rotor están sometidas a velocidades de viento más altas en el sector de palas y por lo tanto están sometidas a cargas más altas que en el sector más cerca del suelo. Otra asimetría similar de flujo en el rotor es causada por los vientos cruzados, en gran parte inevitables, que se producen con los cambios rápidos en la dirección del viento. El cortante vertical del viento y los vientos cruzados en el rotor conducen a una distribución de la carga aerodinámica en función del ciclo creciente y decreciente sobre las palas del rotor.

La carga aerodinámica cambiante en las palas del rotor durante cada revolución del mismo, por supuesto, cambia las cargas totales actuantes en el mismo y por tanto, también se ven afectados los elementos mecánicos en las partes restantes del aerogenerador. Este tipo de cargas cíclicamente cambiantes representan considerables cargas de fatiga en lo aerogeneradores.

Interferencia de la torre

El rotor de una turbina eólica de eje horizontal gira necesariamente muy próximo a la torre. La distancia entre el plano de giro del rotor y la torre se mantiene generalmente tan pequeña como sea posible con el fin de limitar la longitud de la góndola, ya que una góndola que sobresale muy lejos hace que las fuerzas de rotor actúen con gran influencia con respecto al eje de la torre. En cualquier caso, sin embargo, la distancia entre el rotor y la torre es tan pequeña que el flujo aerodinámico alrededor de la torre influye en el rotor. La influencia del flujo aerodinámico alrededor de la torre en el rotor es mínimo cuando el rotor está montado en la posición tradicional contra el viento de la torre. En este caso el flujo del viento sufre un retraso, este efecto era un factor considerable en los antiguos molinos de viento, pero en las torres esbeltas de hoy en día este efecto es ligero, siempre y cuando la distancia mínima entre la pala del rotor y la torre sea un diámetro de ésta.

Un problema completamente diferente surge cuando el rotor está montado en el lado a favor del viento de la torre. Este tipo de diseño utilizado puede considerarse como ventajoso en relación con las torres esbeltas en los grandes aerogeneradores de primera generación; sin embargo, la reducción de la velocidad del flujo es relativamente grande ya que las palas del rotor deben pasar por la zona protegida del viento (la sombra de la

torre) en cada revolución. El efecto de la sombra de la torre representa un serio problema en varios aspectos, los cuales se salen del alcance de esta tesis.

La turbulencia del viento y las ráfagas

Mientras que el rendimiento de la salida de potencia y energía de un aerogenerador están determinadas por las variaciones a largo plazo de la velocidad media del viento, las cargas fluctuantes no cíclicas sobre el aerogenerador están determinadas por las fluctuaciones a corto plazo de la velocidad del viento, la turbulencia del viento y las ráfagas. La siempre presente turbulencia del viento contribuye considerablemente a la fatiga del material, sobre todo de las palas del rotor. Las velocidades de viento extremas, aunque son raras, también deben tenerse en cuenta al diseñar para la resistencia a la fatiga a estas estructuras, ya que esto puede provocar la falla hasta el punto de fractura.

Los problemas más graves en lo que se refiere a la carga se presentan por las fluctuaciones estocásticas del viento, recordemos que el viento consiste en una velocidad media, que varía en una escala de tiempo de una o varias horas, con fluctuaciones turbulentas superpuestas.

Como se mencionó anteriormente, en los cálculos de carga en general se suponen modelos de turbulencia espectrales, en donde esta turbulencia es una fluctuación unidimensional de la velocidad del viento en la dirección longitudinal. Y aunque en realidad, las fluctuaciones de velocidad del viento también tienen componentes laterales; en lo que se refiere a este estudio para la carga del viento en el rotor y en la torre solo se toma en cuenta la distribución espacial de la turbulencia longitudinal.

Aparte de las fluctuaciones de alta frecuencia, se observan de vez en cuando considerables desviaciones con respecto a la velocidad media del viento, que abarcan desde unos pocos a varias decenas de segundos. Estos picos son llamados ráfagas. No hay una definición aceptada, pero se ha establecido en gran medida por la práctica general clasificarlas mediante un factor “de ráfaga” o factor “pico” [2].

3.2 Fuentes de las cargas gravitacionales e inerciales

Las cargas causadas por el peso muerto de los componentes y por las fuerzas centrífugas y giroscópicas son relativamente fáciles de calcular, cuando se comparan con las cargas aerodinámicas en los aerogeneradores.

En la figura 3.3 se muestra de manera esquemática los diferentes tipos de cargas de acuerdo a su naturaleza a las que puede estar sujeto un aerogenerador de eje horizontal. Estas cargas influyen considerablemente en el diseño del aerogenerador, pero sobre todo en el desempeño del mismo.

Cargas gravitacionales

Las cargas resultantes del peso muerto de los componentes deben ser tomadas en consideración para todos los componentes del aerogenerador. En un aerogenerador, el peso de la pala del rotor es significativo, ya que su peso genera esfuerzos y fuerzas de presión alternos a lo largo de la longitud de la pala y grandes momentos alternos alrededor de los ejes en el sentido de la cuerda. Las cargas gravitacionales aumentan

significativamente desde la punta de la pala hasta la “raíz”, es decir, en el sentido opuesto a la influencia de las cargas aerodinámicas. Esta carga cíclica y en particular los momentos de flexión cíclicos alrededor del eje acorde de la pala, se producen con 10^7 a 10^8 ciclos durante la vida de un aerogenerador, suponiendo una velocidad de rotor de 20 a 50 rpm y una vida útil de 20 a 30 años. Un número de 10^6 ciclos de carga se alcanza después de un tiempo de funcionamiento de aproximadamente 1000 horas [2].

Por lo tanto, junto con la turbulencia del viento, la influencia de las fuerzas gravitacionales se convierte en el factor dominante para la resistencia a la fatiga de las palas del rotor. Como el caso de cualquier otra estructura, a medida que aumentan las dimensiones, en última instancia es el peso de la estructura que se convierte en el principal problema con respecto a la resistencia. Para rotores de eje horizontal, la situación se ve agravada por el hecho de que el peso muerto provoca cargas alternas.

Cargas centrífugas

Las fuerzas centrífugas no son muy significativas en rotores eólicos, debido a su velocidad de rotación relativamente baja. Esto está en contraste con rotores de helicópteros, donde la fuerza de las palas y el comportamiento dinámico están determinados por las fuerzas centrífugas.

Cargas girostrópicas

Las cargas causadas por efectos giroscópicos se producen cuando el rotor giratorio es orientado al viento. Un cambio brusco de orientación de las palas conduce a grandes momentos giroscópicos, los cuales se manifiestan en el eje del rotor.

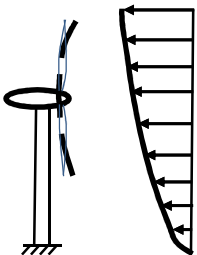

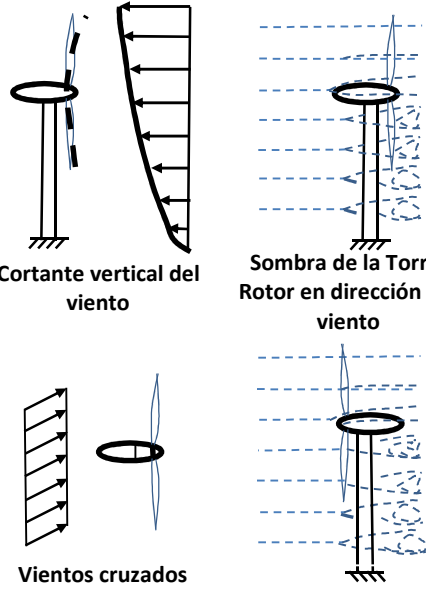
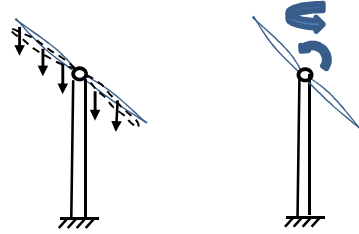
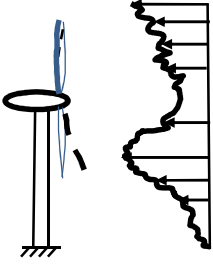
		Fuerzas aerodinámicas	Fuerzas inercial y gravitacional
Cargas inestables	Cargas continuas	 <p>Velocidad media del viento continuo</p>	 <p>Fuerzas centrifugas</p>
	Cargas cíclicas	 <p>Cortante vertical del viento</p> <p>Sombra de la Torre. Rotor en dirección del viento</p> <p>Vientos cruzados</p> <p>Rotor contra el viento</p>	 <p>Fuerzas gravitacionales</p> <p>Fuerzas giroscópicas viento continua</p>
	Cargas no-cíclicas	 <p>Viento turbulento</p>	

Figura 3.3 Efecto de las cargas aerodinámicas, gravitacionales e inerciales en un aerogenerador de eje horizontal.

3.3 Viento turbulento incidente en las palas

Tomando en cuenta la información anterior, las fuerzas y momentos que actúan sobre las palas del rotor pueden resolverse en un sistema de coordenadas que gira con respecto a la sección transversal local de la pala del rotor.

El desglose con respecto al plano de rotación del rotor proporciona los "componentes de fuerza tangenciales" en el plano de rotación y los "componentes de empuje" perpendicularmente al plano de rotación.

En la figura 3.4 se muestra un esquema general de las fuerzas actuantes sobre las palas del rotor cuando el viento incide sobre ellas. Las fuerzas y momentos que actúan sobre las palas del rotor se resuelven en un sistema coordinado rotativo con respecto a la sección transversal de la pala. En la dirección de la cuerda de perfil aerodinámico, se obtiene el componente "chordwise" y perpendicularmente a la cuerda del perfil se tiene la componente "flapwise".

Uno de los métodos aerodinámicos más aceptable para obtener las cargas sobre el rotor es el método BEM (*Blade Element Momentum*). Este modelo considera que las palas pueden dividirse en perfiles dimensionales en los cuales la fuerza del viento genera un empuje y una torsión en el rotor. En la siguiente sección se explica el método BEM.

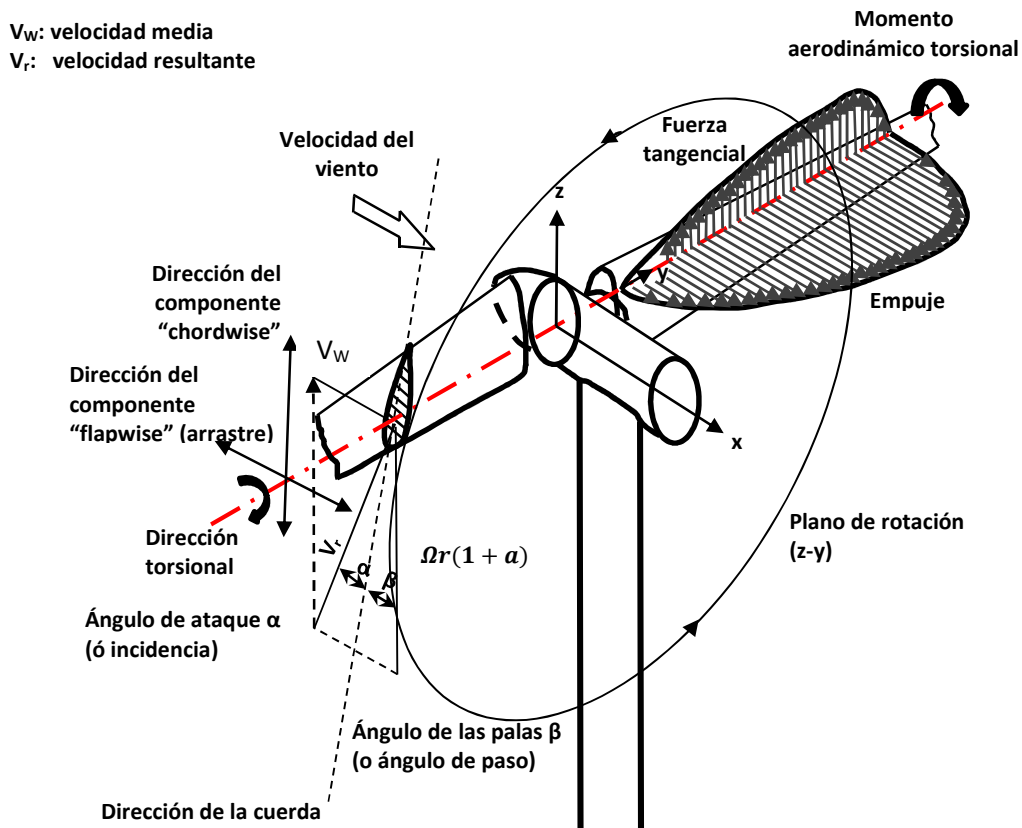


Figura 3.4 Coordenadas y términos técnicos para la representación de cargas y esfuerzos en el rotor.

3.3.1 Modelo de rotor aerodinámico

El cálculo de las cargas aerodinámicas debidas al estado estacionario del flujo contra el rotor, así como de la turbulencia del viento, requiere un modelo de rotor aerodinámico. Para esto existen distintos métodos, sin embargo, como ya se mencionó anteriormente, la teoría del método BEM (*Blade Element Momentum*), es una de las más antiguas y al mismo tiempo una de las más usadas para calcular las velocidades inducidas en las palas de un aerogenerador. Esta teoría es una extensión de la teoría del disco actuador, propuesta por primera vez por Rankine y Froude a finales del siglo XIX. La teoría del BEM, generalmente atribuida a Betz y Glauert (1935) [6], se origina a partir de dos teorías: la teoría del elemento pala y la teoría de momento.

Con el *Blade Element Momentum* (BEM) es posible calcular no sólo las presiones continuas, sino también las presiones de empuje y de torsión para diferentes velocidades de viento, velocidades de rotación y ángulos de paso. En este modelo se supone que las palas pueden dividirse en elementos diferenciales y que estos elementos pueden ser modelados como elementos bidimensionales. Para tales elementos se hacen las siguientes hipótesis:

- 1.- No existe dependencia real, es decir, lo que ocurre en un elemento no afecta a los otros.
- 2.- La fuerza de las palas sobre el flujo es constante en cada elemento diferencial, la cual corresponde a un rotor con un número infinito de palas.

En la figura 3.5 se muestra un esquema general de un aerogenerador tripala, con un anillo diferencial en el rotor, basado en el modelo del BEM, en donde U_∞ es la velocidad longitudinal del viento, Ω es la velocidad rotacional del rotor, r es la distancia del buje al punto de estudio, a es el factor de inducción axial y a' el factor de inducción tangencial. La velocidad local se calcula como: $\lambda_r = \Omega r / U_\infty$.

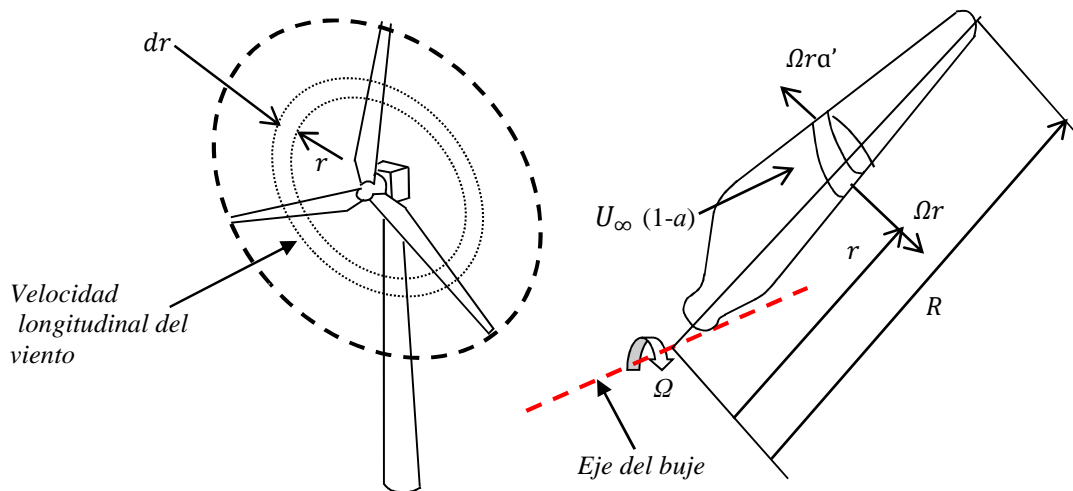


Figura 3.5 Rotor de radio, R , ancho diferencial, r , de acuerdo con el modelo BEM.

El modelo del BEM puede resumirse en ocho pasos, puesto que los diferentes volúmenes de diferenciales se supone que son independientes, cada tira puede tratarse por separado y la solución en un radio puede calcularse antes de resolver para otro radio, en otras palabras, para cada volumen de diferencial se aplica el siguiente algoritmo [7]:

Paso 1. Inicializar $a' = 0$ y calcular a con la siguiente expresión:

$$a = \frac{1}{4} \left[2 + \pi \lambda_r \sigma_r - \sqrt{4 - 4\pi \lambda_r \sigma_r + \pi \lambda_r^2 \sigma_r (8\beta + \pi \sigma_r)} \right] \quad (3.2)$$

donde λ_r es la velocidad local específica; σ_r es el factor local de solidez; y β es el grado de inclinación local de la pala.

Paso 2. Calcular el ángulo del caudal afluente, φ dado por:

$$\tan \varphi = \frac{1-a}{(1+a)\lambda_r} \quad (3.3)$$

Paso 3. Calcular el ángulo local de ataque usando la siguiente ecuación:

$$\alpha = \varphi - \beta \quad (3.4)$$

Paso 4. Calcular el coeficiente de levantamiento $C_l(\alpha)$ para el ángulo de ataque obtenido en el paso 3, y el coeficiente de empuje C_T , con la siguiente ecuación:

$$C_T = 4a(1 - a) \quad (3.5)$$

Paso 5. Calcular a con la ecuación (3.2) y a' a partir de la siguiente ecuación:

$$a' = \left[-1 + \frac{4 \sin \varphi \cos \varphi}{\sigma_r (C_l \sin \varphi)} \right] \quad (3.6)$$

Paso 6. Si a y a' han cambiado más que un valor tolerable, ir al paso 2, de lo contrario ir al paso 7.

Paso 7. Calcular las cargas locales en cada pala, usando la siguiente ecuación.

$$T = \int_0^R U_\infty^2 C_t \rho \pi r dr \quad (3.7)$$

Donde U_∞ es la velocidad de viento longitudinal; $\rho = 1.223 \text{ kg/m}^3$ (densidad del aire); r es la distancia entre el punto de estudio y el buje; y R es la longitud total de la pala.

3.3.2 Parámetros para la determinación de las fuerzas

Para la determinación de fuerzas resultantes de las tres palas de la estructura analizada en esta tesis, se sumaron las obtenidas en cada pala y se obtuvo una historia de fuerzas resultante. Los detalles adicionales relacionados con la simulación de fuerzas en las palas del aerogenerador se pueden encontrar en [7] y [8].

3.4 Viento turbulento incidente en la torre

La torre es un componente esencial del aerogenerador de eje horizontal, un hecho que puede ser tanto una ventaja como una desventaja. Por ejemplo, los costos de la torre pueden alcanzar hasta el 20% de los costos globales del aerogenerador, y esto por supuesto, es desventajoso. A medida que la altura de la torre aumenta, el transporte, montaje e instalación de la torre, así como el mantenimiento de los componentes también se hacen cada vez más difícil y costosos. Por otra parte, el rendimiento energético específico del rotor también aumenta con la altura de la torre. Teóricamente, la altura óptima de la torre se encuentra en el punto donde las dos funciones de crecimiento de los costos de construcción y el rendimiento de energía se cruzan. Por desgracia, este punto de intersección no puede especificarse en una forma de aplicación general. En los aerogeneradores más grandes, los costos de construcción aumentan más rápidamente al aumentar la altura de la torre que en los pequeños aerogeneradores, y por supuesto para ambos tamaños el papel más importante lo juega la elección del sitio donde estará ubicado éste. Torres más altas, por lo tanto, muestran un mejor rendimiento cuando se desplantan en tierra, que por ejemplo, mar adentro, en donde el efecto se encuentra a la inversa. En tierra adentro, los grandes aerogeneradores con alturas de la torre de 80 metros y más son un factor decisivo para la utilización económica del potencial eólico.

El segundo parámetro de diseño más importante de una torre es su rigidez. El establecimiento de la primera frecuencia natural de flexión de la manera correcta es una tarea importante en el diseño. Esto determina el material necesario y, en última instancia, los costos de construcción.

Las torres de más de 100 metros de altura y peso de varios cientos de toneladas requieren un diámetro en la base de la torre de más de cinco metros, en consecuencia el transporte por carretera ya no es factible. Esto se convierte en un fuerte incentivo para encontrar soluciones innovadoras en el diseño de la torre. Los materiales disponibles para la construcción son de acero o de concreto. Los diseños van desde construcciones de celosía a torres tubulares de acero para tensar, hasta estructuras de concreto.

Esto muestra claramente que, aunque la torre de un aerogenerador puede ser vista como una estructura convencional, cuando se considera por sí mismo su diseño, también requiere una cantidad considerable de comprensión del sistema global y su aplicación. Aparte de estos aspectos funcionales, no debe pasarse por alto que la torre, incluso más que la góndola, determina la apariencia exterior de una turbina eólica. Por lo tanto, se debe conceder la debida atención a la estética, incluso si esto implica costos adicionales. Tomando en cuenta la variabilidad espacial de la velocidad del viento, ésta puede expresarse por medio de un vector de tres componentes superpuestos a una velocidad media del viento, como se indica en la siguiente ecuación:

$$v_D(t) = \{\bar{v}_D + u(t), v(t), w(t)\} \quad (3.8)$$

Estas variables están asociadas a la dirección longitudinal del viento sin perturbar \bar{v}_D , y a la dirección lateral y vertical, siendo u, v y w las componentes de fluctuación del viento en las tres direcciones. La velocidad del viento \bar{v}_D , en estructuras como la torre tubular del aerogenerador en estudio, solo depende de la altura respecto del suelo, y las componentes que describen la fluctuación del viento pueden ser tratadas matemáticamente como procesos estacionarios estocásticos con valor medio nulo. Las componentes de fluctuación lateral v y vertical w , dependen de las variaciones de la dirección del viento. En general la velocidad media del viento \bar{v}_D , y la componente de turbulencia $u(t)$ en la dirección del viento son las más importantes ya que proporcionan las mayores contribuciones a la carga del viento que actúa sobre la estructura.

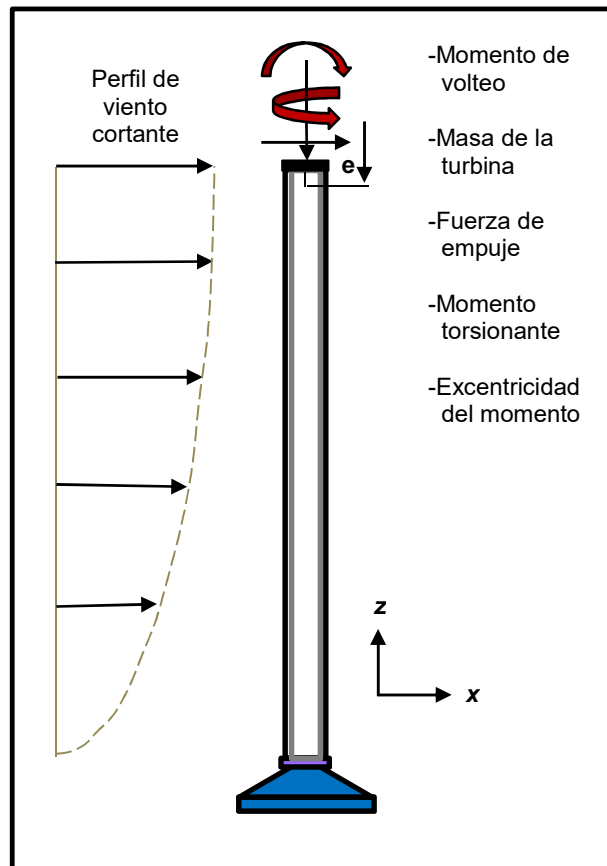


Figura 3.6 Fuerzas actuantes sobre la torre de un aerogenerador.

3.4.1 Método de simulación de la componente turbulenta

En este trabajo las cargas aerodinámicas inducidas por el viento en la torre se representan mediante simulaciones de series temporales de velocidades de la componente turbulenta del viento, lo cual se lleva a cabo mediante un modelo recursivo auto-regresivo de media móvil (ARMA, por sus siglas en inglés), en el cual se toma en cuenta la variación espacio- temporal del viento turbulento.

El vector del modelo de auto-regresión y media móvil considera la combinación de un vector de ruido blanco, $\{\varepsilon(t - i\Delta t)\}$, con los coeficientes de auto-regresión, A_i , y media móvil, B_i , y está dado por la siguiente ecuación de acuerdo con Li y Kareem (1990) [24]:

$$\{u_n(z, t)\}_{N_p \times 1} = \sum_{i=1}^q [A_i]_{N_p \times N_p} \{u(z, t - i\Delta t)\}_{N_p \times 1} + \sum_{i=1}^q [B_i]_{N_p \times N_p} \{\varepsilon(t - i\Delta t)\}_{N_p \times 1} \quad (3.9)$$

donde $\{u_n(z, t)\}$ es un vector de velocidades del viento turbulento dependiente del tiempo t a una altura z ; $\{\varepsilon(t - i\Delta t)\}$ es el vector de ruido blanco en un tiempo t , donde t toma valores de $i\Delta t$, e i es un número entero; q es el orden de auto-regresión y media móvil, en este estudio se consideró igual a 5 [9]; N_p es el número de puntos o coordenadas.

Sin embargo, para poder utilizar la ecuación 3.9 es necesario determinar los términos involucrados en ella, a continuación se describen de manera general los pasos a seguir para el proceso de simulación de la componente turbulenta del viento basado en un modelo ARMA.

Paso 1. Definir la Función de densidad de potencia espectral (FDPE) del viento turbulento. La FDPE del viento turbulento usada en este estudio es la propuesta por Kaimal (1972), ecuación 2.8.

Paso 2. Es necesario definir la función de coherencia para poder modelar la correlación espacial de la velocidad del viento. La función de coherencia propuesta por Davenport (1968) [33], está dada por la siguiente ecuación:

$$coh_{ij}(y_i, z_i; y_j, z_j; n) = \exp \left[-\frac{n[C_y^2(y_i - y_j)^2 + C_z^2(z_i - z_j)^2]}{[\bar{V}(z_i) + \bar{V}(z_j)]/2} \right] \quad (3.10)$$

donde $(y_i - y_j)$ es la distancia que existe entre los puntos i y j en la dirección y ; $(z_i - z_j)$ es la distancia que existe entre los puntos i y j en la dirección z ; $\bar{V}(z_i)$ y $\bar{V}(z_j)$ son las velocidades medias tomadas en los puntos i y j ; C_z y C_y son coeficientes de decaimiento exponencial que describe el efecto de la separación de los puntos la direcciones y o z ; llamado también coeficiente de coherencia en la dirección y o z ; n es la frecuencia en Hz.

Paso 3. Determinar del espectro cruzado a partir de los resultados obtenidos en los pasos 1 y 2, mediante la aplicación de la siguiente ecuación:

$$S_{ij}(t) = \int_0^\infty \sqrt{S_i(n)S_j(n)}. coh_{ij}. \cos(2\pi nt) dn \quad (3.11)$$

donde $S_i(n)$ y $S_j(n)$ son la densidad de potencia espectral en la i -ésima y en la j -ésima posición, respectivamente; n es la frecuencia en Hz; y coh_{ij} es la coherencia entre la i -ésima y en la j -ésima posición.

Paso 4. Construir la matriz de correlación cruzada a partir de los resultados obtenidos en el paso 3, esta matriz es dependiente del tiempo y se caracteriza con la siguiente ecuación:

$$C(t) = \begin{bmatrix} S_{11}(t) & S_{12}(t) & \dots & S_{1N_p}(t) \\ S_{21}(t) & S_{22}(t) & \dots & S_{2N_p}(t) \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ S_{N_p1}(t) & S_{N_p2}(t) & \dots & S_{N_pN_p}(t) \end{bmatrix}_{N_p \times N_p} \quad (3.12)$$

donde $C(t)$ es la matriz de correlación cruzada en un instante t .

Paso 5. Obtener la matriz de correlación completa C , esto es posible a partir de las matrices de correlación cruzada para cada tiempo t , obtenidas con la ecuación 3.12. La matriz C tiene la siguiente forma:

$$C = \begin{pmatrix} C^T(0) & C^T(\Delta t) & C^T(2\Delta t) & \dots & C^T((p-1)\Delta t) \\ C(\Delta t) & C(0) & C(\Delta t) & \dots & C((p-2)\Delta t) \\ C(2\Delta t) & C(2\Delta t) & C(0) & \dots & C((p-3)\Delta t) \\ \vdots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ C((p-1)\Delta t) & C((p-2)\Delta t) & C((p-3)\Delta t) & \dots & C(0) \end{pmatrix} \quad (3.13)$$

donde, t toma los valores $\{\Delta t, 2\Delta t \dots p\Delta t\}$ y p es el número de puntos en el tiempo, $C^T(t)$ es la matriz de correlación transpuesta en un tiempo específico t .

Paso 6. Con el resultado de la ecuación 3.13 en el paso 5 obtener las matrices $[\widehat{A}_i]$, para $i = 1, \dots, p$.

$$[\widehat{A}_1 \ \widehat{A}_2 \ \dots \ \widehat{A}_p] = -[C^T(\Delta t) \ C^T(2\Delta t) \ \dots \ C^T(p\Delta t)]C^{-1} \quad (3.14)$$

Paso 7. A partir del resultado del paso 6 y usando como herramienta la descomposición de Cholesky, se obtiene una matriz singular triangular llamada B_0 .

$$B_0 B_0^T = \sum_{i=0}^{\infty} \widehat{A}_i C(i\Delta t) \quad (3.15)$$

Paso 8. Finalmente es posible obtener las matrices de coeficientes $[A_i]$ y $[B_i]$ indicadas en la ecuación 3.19 a partir de la siguiente expresión:

$$[B_1 \ B_2 \ \dots \ B_q \ A_1 A_3 \ \dots \ A_q] = [C(-\Delta t) \ \dots \ C(-q\Delta t) \ -C^T(\Delta t) \ \dots \ -C^T(q\Delta t)]D^{-1} \quad (3.16)$$

donde:

$$D = \begin{pmatrix} I & \cdots & 0 & -C^T(0) & \cdots & 0 \\ \vdots & \ddots & \vdots & \cdots & \ddots & \vdots \\ 0 & \cdots & I & -C^T((1-q)\Delta t) & \cdots & -C^T(0) \\ -C(0) & \cdots & -C((1-q)\Delta t) & C(0) & \cdots & C^T((1-q)\Delta t) \\ \vdots & \ddots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ 0 & \ddots & -C(0) & C((1-q)\Delta t) & \cdots & C(0) \end{pmatrix} \quad (3.17)$$

donde I es una matriz identidad de $N_p \times N_p$ coeficientes y:

$$C(0) = B_0 \quad (3.18)$$

$$C(-k\Delta t) + \sum_{i=1}^k (\hat{A}_i C((i-k)\Delta t)) = 0 \quad (3.19)$$

donde $k = 1, 2, \dots, q$, y $C = 0$ para un intervalo de tiempo positivo, recordando que $q = 5$.

Paso 9. Con los resultados obtenidos en la ecuación 3.16 para las matrices $[A_i]$ y $[B_i]$, aplicar la ecuación 3.9 para obtener el vector de velocidades normalizadas de la componente turbulenta del viento, el vector obtenido con esta ecuación corresponde a cualquier instante de tiempo t a una altura específica z .

3.4.2 Parámetros para la determinación de las fuerzas

Los vectores de velocidades obtenidos mediante la ecuación 3.9 correspondientes a la componente turbulenta son usados en la ecuación 3.20, para representar las historias de fuerzas de arrastre causadas por el viento incidente en la torre, por medio de la siguiente ecuación:

$$F_D(z, t) = \frac{1}{2} \rho A C_d (V(z) + u_n(z, t))^2 \quad (3.20)$$

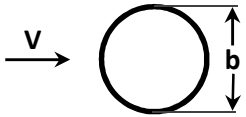
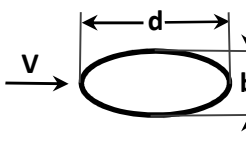
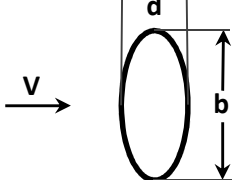
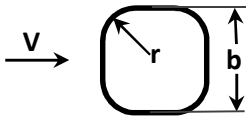
donde C_d es el coeficiente de arrastre; A es el área expuesta; ρ es la densidad del aire; y $V(z)$ es la velocidad de viento media.

Para estimar la variación de la velocidad media del viento $V(z)$ con la altura, se utilizó la ley de potencia como se menciona en la sección 2.1.2. Se supuso que el aerogenerador que se analiza en esta tesis está localizado en un terreno de categoría 2, de acuerdo con el Manual de Obras Civiles de Diseño por Viento [3].

Los coeficientes de arrastre se calcularon de acuerdo con la forma de la sección transversal de la torre, tomando en cuenta lo indicado en la tabla 3.1 (MOCDV, 2008).

Detalles adicionales relacionados con simulación de la componente turbulenta del viento longitudinal se pueden encontrar en [9], [24] y [39].

Tabla 3.1: Coeficientes de arrastre para distintas formas de sección transversal [3].

Forma de la sección y dirección del viento	Coeficiente de arrastre (C_a)	
	$b V_D < 4 \text{ m}^2/\text{s}$	$b V_D > 10 \text{ m}^2/\text{s}$
 <p>Cilíndrica</p>	1.2	Véase la nota 4
 <p>Elipse horizontal $\frac{b}{d} = \frac{1}{2}$</p>	0.7	0.3
 <p>Elipse vertical $\frac{b}{d} = 2$</p>	1.7	1.5
 <p>Cuadrada con esquinas redondeadas $\frac{b}{d} = 1$ $\frac{r}{b} = \frac{1}{3}$</p>	1.2	0.6

NOTAS:

1. b es el diámetro o ancho promedio de la estructura, en m.
2. V_D es la velocidad del viento de diseño valuada a la altura total y en m/s.
3. Para valores intermedios de bV_D es posible emplear interpolación lineal.
4. Para secciones transversales circulares suaves o poligonales con más de 16 lados, en donde $bV_D > 10 \text{ m}^2/\text{s}$, el coeficiente de arrastre se seleccionará de la siguiente manera:

$$C_a = 0.5 \quad \text{para } h_r/b \leq 0.00002$$

$$C_a = 1.6 + 0.105 \ln(h_r/b) \quad \text{para } h_r/b > 0.00002$$

En donde:

h_r es la altura promedio de la rugosidad de la superficie, y

b en este caso, el diámetro exterior.

4. Fatiga: filosofías de diseño

En el caso de torres metálicas ligeras y con bajo amortiguamiento, las vibraciones son lo suficientemente fuertes y frecuentes como para causar un acumulación de daño. El análisis de fatiga trata de evaluar lo que ocurrirá en un lugar determinado de un componente o conjunto estructural bajo cargas cíclicas. Las técnicas de evaluación de la fatiga han sido desarrolladas históricamente debido a la evolución de la tecnología desde los últimos 150 a 200 años.

En este trabajo se revisan tres enfoques para el diseño por fatiga; sin embargo, la intención aquí no es presentar un amplio análisis, si no proporcionar los conocimientos básicos necesarios para la comprensión de las mismas.

Tabla 4.1: Filosofías de diseño basadas en la fatiga.

Filosofía de diseño	Metodología de diseño	Principales descripciones de datos
Safe-life, vida infinita	Stress-life	Curva S-N
Safe-life, vida finita	Strain-life	Curva ϵ -N
Tolerancia de daño	Mecánica de fractura	$da/dn - \Delta K$

4.1 Criterio de vida infinita (Curva S-N)

El diseño de "vida segura" en estructuras basado en el criterio de vida infinita se asocia a un enfoque clásico de la fatiga. Este criterio fue desarrollado inicialmente entre la última década de 1800 y principios de 1900, y surge debido a las maquinarias cada vez más compleja de la revolución industrial, la cual implicaba cargas dinámicas mayores que al mismo tiempo propiciaban un número mayor de fallas estructurales [10].

El enfoque de este método también llamado S-N es principalmente "vida segura" estructuralmente hablando, bajo el régimen de vida infinita. En general, se clasifica como una metodología de "fatiga de ciclo alto", con la mayoría de las consideraciones basadas en el mantenimiento de un comportamiento elástico de la muestra, componentes o conjuntos estructurales examinados. En este enfoque se toma como requisito principal el de "no grietas", a pesar de que todos los resultados de las pruebas en las muestras de la población incluyan discontinuidades por la aparición de las mismas.

El aspecto de "vida infinita" de este enfoque se relaciona con el comportamiento asintótico de la curva S-N con respecto al eje horizontal (número de ciclos), muchos de los cuales muestran un límite de fatiga o limitan su "resistencia" a un alto número de ciclos (normalmente $> 10^6$) en condiciones ambientales benignas. La mayoría de los otros materiales no exhiben esta respuesta, al contrario, presentan una respuesta de "stress-life" continuamente decreciente [10].

En este método la cantidad de control es el esfuerzo y los formatos más habituales para los trazar los datos son: el número de registro de ciclos hasta la rotura (separación de la muestra) frente a cualquier amplitud de esfuerzos S_a , esfuerzo máximo S_{max} , o rango de esfuerzos Δ).

El enfoque “stress-life” se aplica frecuentemente a componentes que pertenecen a muestras de ensayos, los cuales son aproximadamente del mismo tamaño. Gran parte de la tecnología en la aplicación de este enfoque se realiza para metales ferrosos, en particular aceros, ya que otros materiales pueden no responder de manera similar.

4.2 Criterio de vida finita (Curva $\epsilon-N$)

El empleo de la deformación es una consistente extensión del enfoque “stress-life”. La “vida segura” basada en deformaciones ($\epsilon-N$) y una filosofía de vida finita, también sigue la premisa de “no grietas” en los medios continuos. Aunque considerablemente es más complicada, esta técnica ofrece ventajas como: incluir la respuesta plástica, dirigida a situaciones de duraciones finitas sobre una base técnica sólida, se puede generalizar más fácilmente a las diferentes geometrías, tiene mayor capacidad de adaptación a las situaciones de amplitud variable, y puede ofrecer resultados para una amplia variedad de efectos.

Las dificultades en la aplicación de este método surgen debido a que es más complejo y más exigente computacionalmente, ya que tiene descripciones más complicadas de las propiedades. Además, debido a que este método no tiene un historial extenso, las propiedades pueden no estar tan fácilmente disponibles.

La conexión notable entre las dos técnicas descritas anteriormente es el supuesto necesario de “no hay grietas”. Muchos de los componentes, conjuntos y estructuras, sin embargo, tienen discontinuidades (por ejemplo grietas) inducidas durante el servicio o reparación, o como resultado primario o secundario del procesamiento, fabricación, o de manufactura. Está muy claro que en muchos casos, las piezas que contienen tales discontinuidades siguen soportando cargas y pueden operar de manera segura durante largos períodos de tiempo. Debido a esto ha habido desarrollos a partir de la década de los 60's y surge la tercera filosofía de diseño: “tolerancia al daño”, con la cual se pretende abordar la cuestión de los componentes “agrietados”.

4.3 Mecánica de fractura: tolerancia al daño

La ventaja de la filosofía de diseño de “tolerancia al daño” es la capacidad de tratar objetos agrietados de una manera directa y apropiada. Los métodos anteriores sólo permiten la eliminación inmediata de la estructura agrietada. El uso de los valores de la intensidad de esfuerzos y de datos apropiados (propiedades) permite estimar el número de ciclos de crecimiento de las grietas, además de una gama de tamaños de grietas y de esta manera predecir la fractura del elemento. La clara vinculación del tamaño de la grieta, la orientación y la geometría para la evaluación no destructiva (NDE por sus siglas en inglés), es también una ventaja. Las desventajas son: largas horas de cálculo computacional del factor de intensidad de esfuerzos, una mayor complejidad en el desarrollo y modelado de datos de propiedades, y la necesidad de realizar la integración numérica para determinar el crecimiento de grietas.

La mecánica de la fractura es una herramienta muy potente para predecir las cargas y longitudes de grieta en las que puede producirse la fractura. Para la aplicación de la teoría es esencial que esté disponible la siguiente información:

- Valor de la relación carga/geometría de grieta.
- Una relación para el parámetro llamado intensidad de esfuerzos, K .
- El valor numérico de la resistencia a la fractura del material.
- Para la propagación de grietas por fatiga, el conocimiento de la tasa de crecimiento de la grieta como una función del parámetro de intensidad de esfuerzos.

La mecánica de fractura relaciona el tamaño y forma de una grieta y las fuerzas o cargas que conducen a la fractura de un componente de forma y dimensiones definidas. Para ello se apoya en el cálculo de la distribución de esfuerzos, deformaciones, desplazamientos alrededor de una grieta y en el establecimiento de los balances de energía que tienen lugar durante la extensión de una grieta. Esta teoría considera que el proceso de fractura inicia con una grieta que se propaga hasta la separación final o fragmentación de la pieza. Si durante la propagación de la grieta esta puede detenerse al disminuir o desaparecer los esfuerzos, se dice que la propagación es estable, mientras que si la grieta se propaga de manera rápida, auto acelerada y es prácticamente imposible detenerla, entonces la propagación es inestable.

Dado que la mayoría de los componentes estructurales y mecánicos se diseñan y operan en condiciones que no producen esfuerzos más allá del límite elástico del material, es muy común utilizar la mecánica de fractura lineal elástica.

La situación más usual es que haya una grieta preexistente y que haya cargas aplicadas cíclicamente cuya magnitud es inferior a la que podría causar fractura inmediata. En este caso, la aplicación repetida de una carga (tal que $K < K_{IC}$), donde K_{IC} es el factor de intensidad de esfuerzos en la falla final o crítico, hace que la grieta crezca lentamente al principio pero más rápidamente a medida que la grieta aumenta en longitud. La pregunta ahora es ¿Cuál es el número de ciclos se puede aplicar antes de que la grieta crezca tanto que se produzca la separación completa? Con el fin de determinar el número de ciclos, se requiere de la tasa de crecimiento de la grieta como una función del parámetro de intensidad de esfuerzos. Para materiales como el acero estructural, ésta podría obtenerse de la siguiente forma:

$$da/dN = f(\Delta K) \quad (4.1)$$

donde N es el número de ciclos y $\Delta K = K_{max} - K_{min}$. En esta ecuación, ΔK se conoce como el intervalo de los parámetros de intensidad de esfuerzos. Éste caracteriza a las presiones y tensiones cíclicas por delante de la punta de la grieta, y singularmente caracteriza la tasa de crecimiento de la grieta a través de una relación como la ecuación (4.1). Tal vez una de las formas más simples de representar esta teoría es la ecuación (4.1), sin embargo, la más utilizada es la ecuación de Paris, que se utiliza para describir el comportamiento de crecimiento de la grieta mediante una gama bastante amplia de ΔK . La ecuación (4.1) de acuerdo con Paris y Erdogan (1963) [26] toma la siguiente forma específica:

$$da/dN = C(\Delta K)^m \quad (4.2)$$

donde C y m son parámetros de los materiales que dependen de la temperatura, la frecuencia, y la relación de carga. La vida cíclica se calcula por integración de la ecuación

de velocidad de crecimiento de la grieta o por integración numérica de datos de la tasa de crecimiento de la grieta.

Las tasas de propagación de grietas por fatiga típicamente se representan como gráficos log-log de da/dN versus ΔK . El comportamiento de crecimiento de grietas de fatiga se caracteriza por tres regiones (ver figura 4.1):

- REGIÓN 1: Umbral y región cercana al umbral en el cual da/dN disminuye rápidamente con la disminución de ΔK con un valor umbral ΔK_0 o ΔK_{TH} .
- REGIÓN 2: Zona intermedia donde la relación de Paris se cumple, según la ecuación (4.2).
- REGIÓN 3: Región de alta velocidad donde la intensidad máxima tensión, K_{MAX} , se aproxima a la intensidad esfuerzos crítica para la falla, K_{IC} .

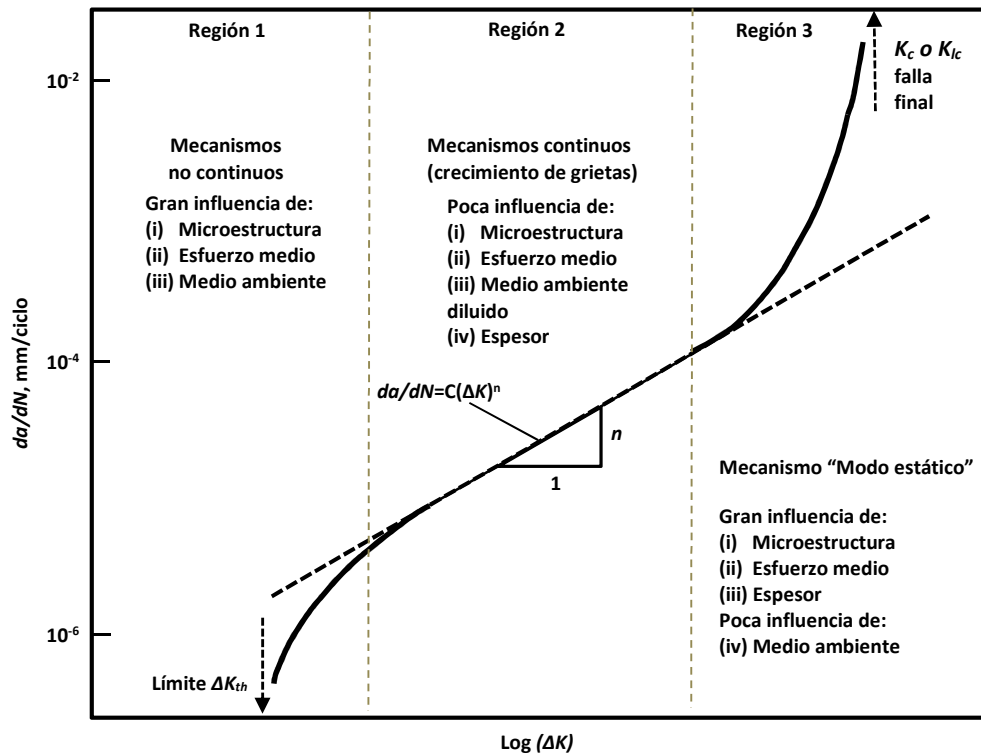


Figura 4.1 Esquema de la tasa de fatiga, la propagación de grieta, da/dN , versus el intervalo intensidad de esfuerzos, ΔK , en escala log-log.

4.3.1 Geometría y relación de aspecto de la grieta

Existen dos términos que se refieren a los aspectos tridimensionales de grietas en la superficie: la forma de la grieta (semicircular, semi-elíptica, cuadrada, triangular, etc.) y la relación de aspecto grieta (a/c , la relación de longitud de la superficie media de la distancia de máxima profundidad punto en el frente de la grieta, de la superficie), ver figura 4.2. Los dos términos están de alguna manera relacionados: el primero proporciona una descripción cualitativa de la geometría de la grieta, mientras que el último es una medida cuantitativa de la profundidad en relación con la longitud en la superficie, independientemente de la geometría.

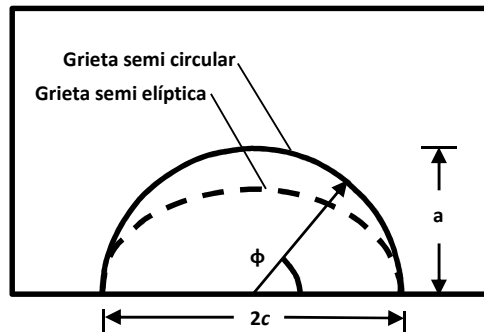


Figura 4.2 Geometría de una grieta superficial.

En una grieta superficial elíptica se requieren dos parámetros para describir el proceso de fractura. Se requiere la longitud de la grieta de superficie $2c$ y la profundidad a para describir adecuadamente el factor de intensidad de esfuerzos, K , a lo largo del frente de la grieta (ver figura 4.2).

Para el empleo de la Mecánica de Fractura en un análisis detallado de elementos finitos, Newman y Raju modificaron las fórmulas de grieta superficial para un uso práctico, y a la vez amplio mediante la incorporación del espesor de la muestra (e) y el ancho $2c$ [10]. La fórmula Newman-Raju (1981) [37] de grietas en la superficie está dada por:

$$K_1 = S_t F \sqrt{\pi a / Q} \quad (4.3)$$

donde S_t es el esfuerzo a tensión, a representa la profundidad de la grieta y Q es el factor de forma para una grieta elíptica, el cual está dado por:

$$Q = 1 + 1.464 (a/c)^{1.65} \quad (4.4)$$

F es un factor de corrección por efectos de frontera, el cual se obtiene con las siguientes expresiones:

$$F = [M_1 + M_2(a/t)^2 + M_3(a/t)^4] g \sqrt{a/c} \quad (4.5)$$

donde:

$$M_1 = 1.13 - 0.09(a/c) \quad (4.6)$$

$$M_2 = 0.54 + \frac{0.89}{0.2+(a/c)} \quad (4.7)$$

$$M_3 = 0.5 - \frac{1}{0.65+(a/c)} + 14 \left(1 - \frac{a}{c}\right)^{24} \quad (4.8)$$

$$g = 1 + \left[0.1 + 0.35 \left(\frac{a}{t}\right)^2\right] \quad (4.9)$$

4.4 Conteo de ciclos

Para evaluar el daño por fatiga de historias complejas, éstas deben representarse mediante una serie de eventos discretos con el empleo de algún tipo de técnica de conteo de ciclos, por ejemplo el método Rainflow, este método es popular para la estimación de vida a fatiga y fue propuesto por Endo y Matsuishi (1968) [40], el cual consiste en recorrer el historial de esfuerzos localizando los picos y contando, según el caso, como un ciclo completo o como medio ciclo. El algoritmo utilizado para llevar a cabo el método Rainflow está basado en lo propuesto por la ASTM [41].

Tras aplicar el método de conteo, el intervalo de esfuerzos equivalentes puede obtenerse mediante el uso de la regla de Miner.

$$S_{reff} = (\sum f_i S_{ri}^3)^{1/3} \quad (4.10)$$

donde S_{ri} y f_i son el intervalo de esfuerzos y su probabilidad de ocurrencia, respectivamente. Como se ilustra en la Figura 4.3, la vida total de un elemento se compone de una etapa de iniciación de grietas y de una etapa de propagación de las mismas.

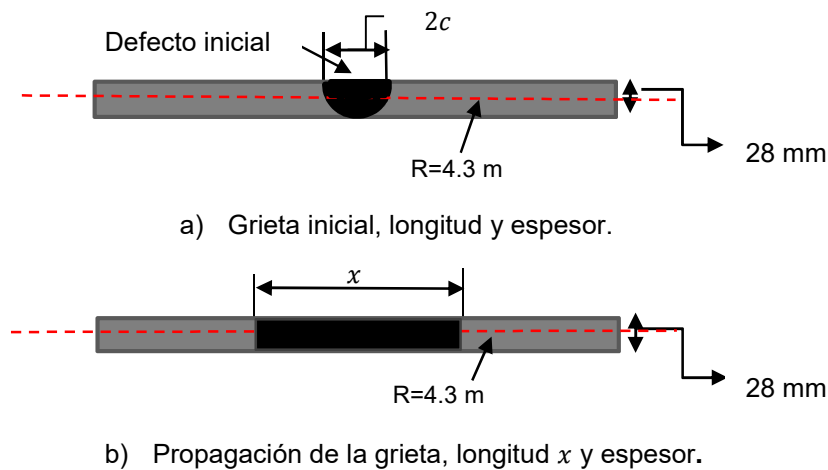


Figura 4.3 Longitud inicial de la grieta y longitud de propagación de la grieta.

Finalmente, de acuerdo con lo descrito en este capítulo, para el análisis de fatiga se optó por usar el modelo de propagación lineal de la grieta, en el que una grieta sujeta a N ciclos de carga crecerá de un tamaño de grieta inicial a_0 a un tamaño de grieta final a_f , basado en la tasa de crecimiento de grieta (ecuación 4.2).

$$a_f - a_0 = \int_0^N \frac{da}{dn} dn \quad (4.11)$$

5. Análisis de confiabilidad

Usar la teoría de la mecánica de fractura, es decir, asumir que existe degradación de la capacidad estructural causada por los efectos de fatiga en el aerogenerador, conduce a evaluar la confiabilidad estructural a lo largo del tiempo, tomando en cuenta el daño acumulado en la estructura debido a los efectos del viento. La confiabilidad se define como el complemento de la probabilidad de falla, y se caracteriza mediante la siguiente expresión:

$$P_S = 1 - P_F \quad (5.1)$$

Al mismo tiempo, la confiabilidad puede expresarse mediante el llamado “índice de confiabilidad” β (Cornell, 1969) [19], de acuerdo con la siguiente relación (Rosenblueth & Esteva, 1972) [38].

$$\beta = -\Phi^{-1}(P_F) \quad (5.2)$$

en donde: Φ es la distribución normal estándar.

5.1 Probabilidad de falla

La probabilidad de falla estructural asociada a un estado límite puede determinarse mediante la siguiente ecuación (Jalayer y Cornell 2004; Montiel y Ruiz, 2007) [23] [11]:

$$P_F = \int_0^\infty \left| \frac{dV(y)}{dy} \right| F_R(y) dy \quad (5.3)$$

en donde: $\left| \frac{dV(y)}{dy} \right|$ es el valor absoluto de la derivada de la curva de peligro eólico en función de una intensidad y , $F_R(y)$ es la probabilidad de que la capacidad estructural asociada al estado límite de interés sea menor que la sollicitación a la que se somete el sistema dada una intensidad y .

5.1.1 Curva de fragilidad estructural

La fragilidad estructural está definida como la probabilidad de falla condicional, y puede expresarse como:

$$F_R(u) = P[U_c \leq u] \quad (5.4)$$

donde: U_c es una variable aleatoria que representa la velocidad del viento correspondiente al estado límite seleccionado y u es el valor de intensidad.

En esta tesis las curvas de fragilidad se desarrollan para respuestas estructurales de desplazamiento, teniendo en cuenta las cargas de viento laterales.

Primero se realizan análisis estáticos no-lineales “Pushover” para obtener las curvas de capacidad (fuerza cortante vs Desplazamiento), el siguiente paso es convertir la fuerza cortante en la base a velocidades de viento nominales equivalentes, para obtener la relación entre la velocidad del viento y la fuerza cortante en la base, lo cual es posible relacionando la fuerza aplicada en la estructura con el cortante obtenido en la base, de acuerdo con la siguiente expresión (Lee y Rosowsky, 2006) [12].

$$V = \sum_{i=1}^n F_i \quad (5.5)$$

donde: V es el cortante total en la base; F_i es la fuerza aplicada en cada punto de la estructura; n es el número de puntos de la estructura a los que se les aplica la fuerza.

Aunado a las curvas de capacidad estructural (cortante vs desplazamiento), si consideramos que el cortante en la base es al igual que el viento un proceso aleatorio con distribución normal, con media μ_V y desviación estándar σ_V , es posible obtener curvas de capacidad equivalentes (Velocidad de viento vs Desplazamiento) mediante una interpolación de los datos.

Una vez que se obtienen las curvas de capacidad equivalente, es necesario definir un estado límite para obtener la curva de fragilidad estructural asociada a dicho parámetro, los valores obtenidos asociados al límite seleccionado son ajustados de acuerdo con la ecuación 5.6 asumiendo que la fragilidad de un sistema estructural puede modelarse usando una distribución log-normal [12]:

$$F_R(u) = \Phi \left[\frac{\ln(u) - \lambda}{\xi} \right] \quad (5.6)$$

en la cual: Φ es la función de distribución acumulativa normal estándar, λ es la media logarítmica de la variable u , ξ es la desviación estándar logarítmica de la variable u . El estado límite seleccionado en este estudio es el estado límite último (el estado límite de colapso de la torre).

5.1.2 Curva de peligro eólico

La curva de peligro eólico representa la probabilidad anual de excedencia en función de la velocidad del viento en el sitio.

La distribución de Gumbel ha sido utilizada con buenos resultados para el cálculo de valores extremos de variables meteorológicas, como es el caso del viento.

La función de distribución acumulada de Gumbel se caracteriza por la siguiente expresión.

$$F_U(u) = 1 - e^{-(u-\mu)/a} \quad (5.7)$$

donde μ es un factor de forma, a es un factor de escala y u es la variable, en este caso la velocidad del viento.

Los parámetros de la distribución de Gumbel pueden determinarse a partir de mapas de peligro eólico relacionados con distintos periodos de retorno, usando la siguiente expresión:

$$v_T = \mu + a \left[-\ln \left(-\ln \left(1 - \frac{1}{T} \right) \right) \right] \quad (5.8)$$

donde, v_T es la velocidad máxima del viento para un sitio en específico, T es el periodo de retorno asociado a la velocidad máxima v_T , y a y μ son los parámetros mencionados antes.

6. Caso de estudio

La realización de un modelo analítico permite simular el comportamiento de un elemento o sistema de manera sencilla mediante una serie de variables o parámetros. De esta manera, una modificación de las variables nos permite ver la influencia que tienen en el comportamiento del sistema. Evidentemente cualquier modelo puede ser mejorado al eliminar simplificaciones iniciales o incluir mayor cantidad parámetros que lo definan de forma más precisa. En esta investigación se realiza un modelo analítico mediante el análisis de la torre de un aerogenerador de eje horizontal tripala, en la cual se pretende evaluar la confiabilidad estructural para distintos periodos de tiempo y para un sitio en particular, aplicando la metodología que se ilustra en la figura 6.1. Además, se realizan análisis de confiabilidad suponiendo diferentes criterios de crecimiento de grieta en la torre, como se explica más adelante.

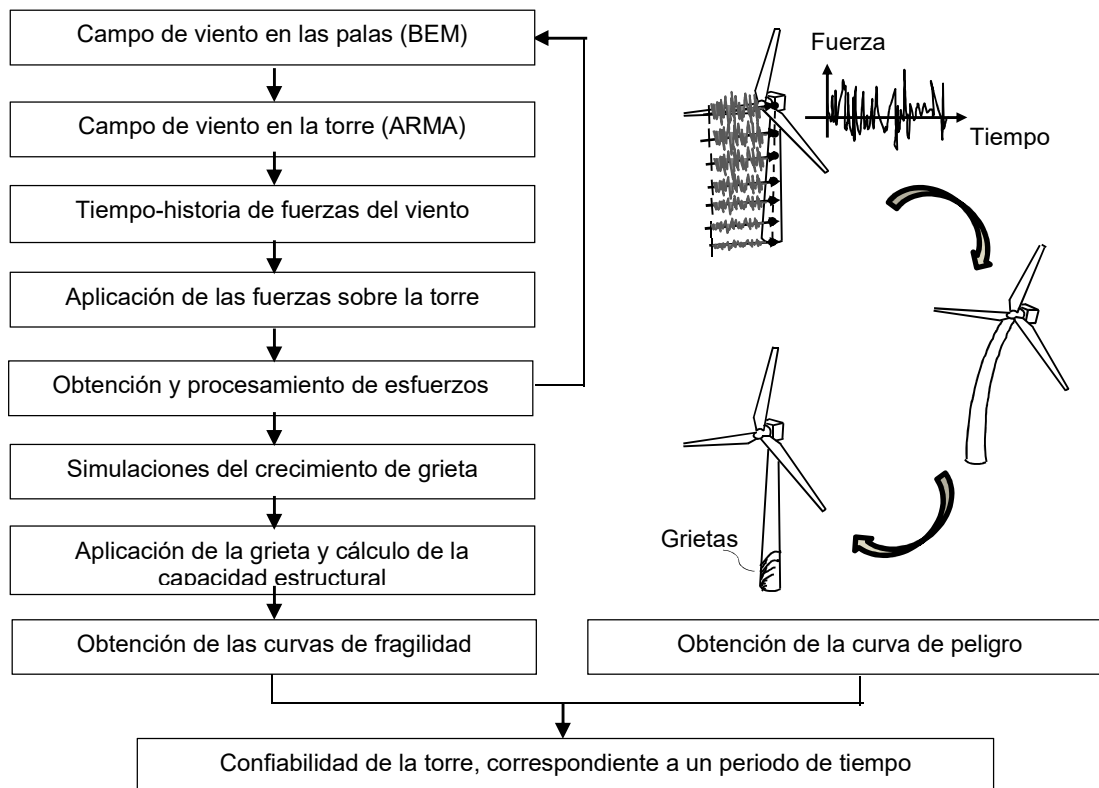


Figura 6.1 Diagrama de bloques de la metodología propuesta para evaluar la confiabilidad de la torre de un aerogenerador.

6.1 Ubicación

El aerogenerador en estudio se supone ubicado en una zona con potencial eólico, “La Ventosa”, en el estado de Oaxaca, México (ver figura 6.2). Esta zona es conocida por los fuertes vientos que con gran frecuencia se producen, lo cual la convierte en un el lugar

propicio para el desarrollo de la explotación de la energía eólica, existiendo actualmente generadores instalados y operando en este sitio.

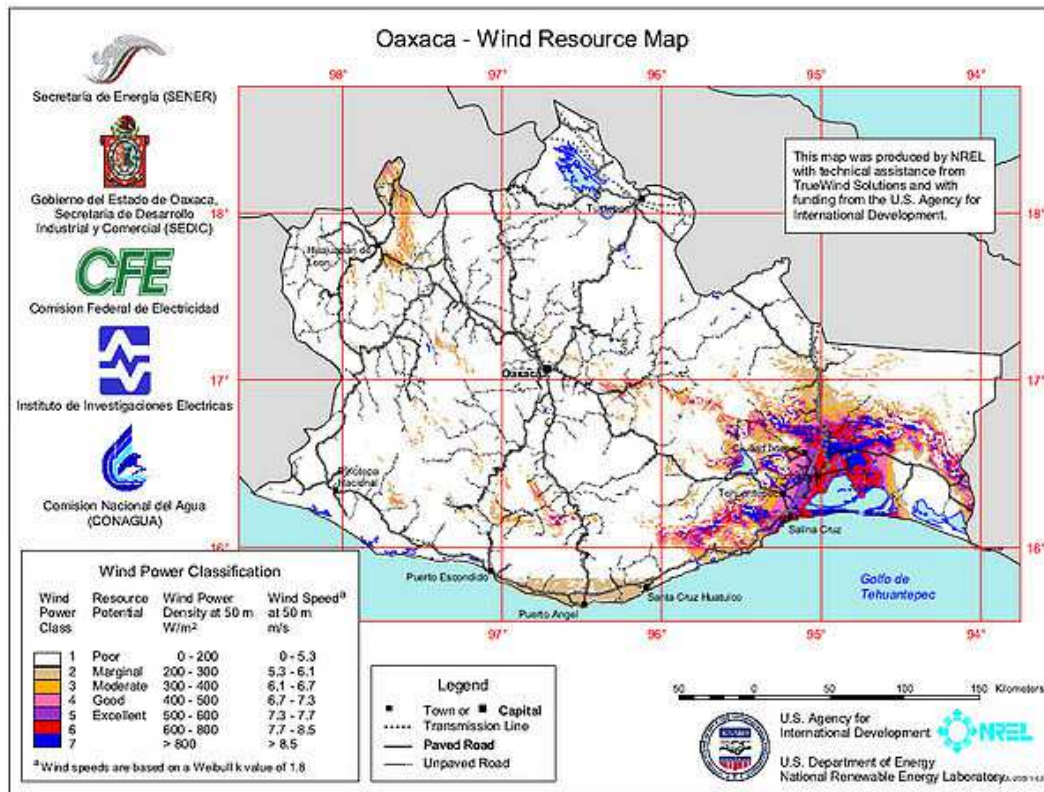


Figura 6.2 Mapa de recursos eólicos del estado de Oaxaca, México.

Los parámetros de Weibull (parámetros de forma y escala) que describen las distribuciones anuales de las velocidades de viento para el sitio en estudio se describen en la siguiente tabla, [16]:

De acuerdo con la ecuación (2.1) y con los datos indicados en la tabla 6.1 se obtuvieron las distribuciones de velocidades anuales usadas en esta investigación, (ver figuras 6.3 y 6.4).

Tabla 6.1: Parámetros de las distribuciones anuales de velocidades de viento [16]

Distribución Unimodal de Weibull		
k	1.768	
c	11.861	m/s
Distribución Bimodal de Weibull		
k_1	1.674	
c_1	4.034	m/s
k_2	5.232	
c_2	16.097	m/s

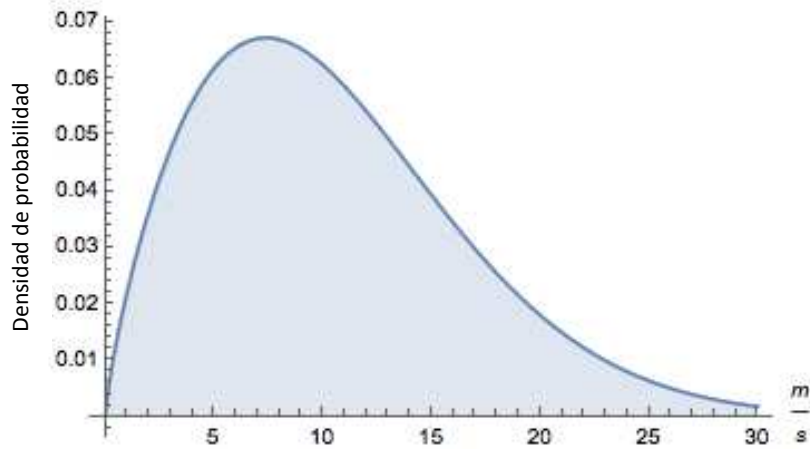


Figura 6.3 Distribución Unimodal de Weibull de velocidades de viento anuales.

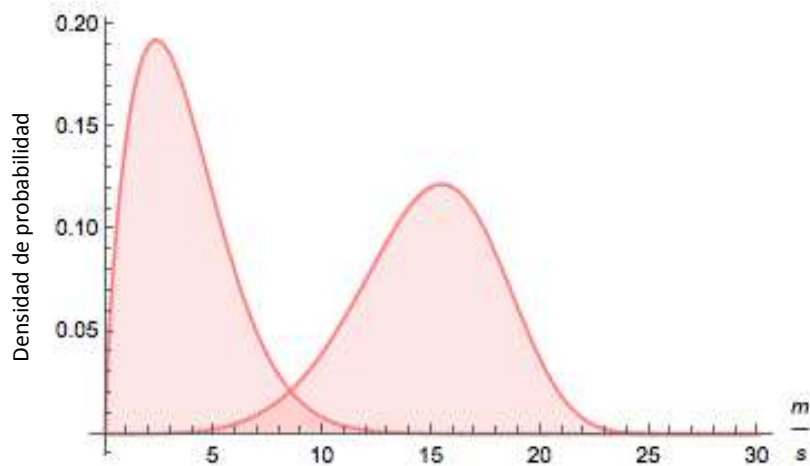


Figura 6.4 Distribución Bimodal de Weibull de velocidades de viento anuales.

6.2 Características geométricas y materiales

El aerogenerador elegido para este estudio es un aerogenerador de eje horizontal tripala, el cual está conformado por una torre tubular cónica de acero estructural grado S355, tiene un diámetro y espesor variable en toda su altura. De acuerdo con las dimensiones de sus componentes el aerogenerador tiene una capacidad de generar energía de 1.7 a 2.0 MW. El rotor consta de tres palas con longitud de 42.13 m, la velocidad del rotor es de 9 rpm.

Toda la información referente a las características de los componentes del modelo del aerogenerador utilizado en este estudio fue tomada de la plataforma ALSTOM ECO80, NREL 5MW y DOWEC 6MW [13], [14].

En las tablas 6.2 y 6.3 se indican las características generales adoptadas para el modelo del aerogenerador.

Tabla 6.2: Características de geometría y de material de la torre.

Geometría de la torre		
Altura	80	m
Diámetro de la base	4.3	m
Diámetro de la punta	2.13	m
Espesor de la punta	0.018	m
Espesor de la base	0.028	m
Material de la torre		
Módulo de elasticidad	210	GPa
Esfuerzo de fluencia	355	MPa

Las propiedades estructurales utilizadas para las palas están basadas en el modelo LM 42.13 producido por LM GLASFIBER [15]. Las palas están conformadas por siete perfiles aerodinámicos y cada uno de estos perfiles cuenta con un coeficiente de levantamiento específico.

Tabla 6.3: Características de geometría del rotor y componentes del aerogenerador.

Geometría del rotor		
Diámetro total	84.26	m
Altura de posición	80	m
Peso de los principales componentes		
Rotor	15200	kg
Góndola	52300	kg
Tres palas	17700	kg
Torre	152600	kg

Con el fin de obtener las fuerzas aerodinámicas en las palas, estas se dividieron en 23 elementos, dichos elementos cuentan con propiedades específicas como se indica en la tabla 6.4.

Tabla 6.4: Propiedades de los perfiles de las palas del aerogenerador.

r[m]	β [°]	Cuerda [m]	Perfil
0	0	1.893	Circular
1	0	1.893	Circular
2	0	1.925	Circular
4	0	2.238	Circular
6	0	2.678	DU99W350LM
8	10.8	2.958	DU99W350LM
8.5	10.8	2.975	DU99W350LM
10	8.24	2.927	DU99W350LM
12	7.72	2.773	DU99W350LM
14	7.21	2.569	DU97W300LM
16	6.70	2.337	DU97W300LM
18	6.19	2.107	DU91W2250LM
20	5.67	1.906	DU91W2250LM
22	5.16	1.731	DU91W2250LM
24	4.65	1.578	DU91W2250LM
26	4.13	1.443	S814
28	3.62	1.320	S814
30	3.11	1.206	S814
32	2.60	1.097	S814
34	2.08	0.991	S814
36	1.57	0.893	S814
38.355	0.97	0.793	DU93W210LM
40.861	0.33	0.634	DU93W210LM
42.13	0	0.040	NACA 64618

Para la obtención de las fuerzas aerodinámicas en la torre, esta se dividió en 160 elementos los cuales fueron generados con las variaciones de espesor y diámetro, de acuerdo a lo especificado en la tabla 6.2.

En la tabla 6.5 se listan las propiedades geométricas de solo algunos de los elementos generados para el modelo de la torre.

Tabla 6.5: Propiedades de los elementos que conforman el modelo de la torre.

Numero de elemento	Coordenada (z) m	Diámetro exterior m	espesor m
1	0.5	4.300	0.02800
2	1.0	4.286	0.02795
3	1.5	4.273	0.02790
4	2.0	4.259	0.02785
5	2.5	4.245	0.02780
6	3.0	4.232	0.02775
7	3.5	4.218	0.02770
8	4.0	4.204	0.02765
9	4.5	4.191	0.02759
10	5.0	4.177	0.02754
11	5.5	4.164	0.02749
12	6.0	4.150	0.02744
13	6.5	4.136	0.02739
14	7.0	4.123	0.02734
15	7.5	4.109	0.02729
16	8.0	4.095	0.02724
17	8.5	4.082	0.02719
18	9.0	4.068	0.02714
19	9.5	4.054	0.02709
20	10.0	4.041	0.02704
21	10.5	4.027	0.02699
22	11.0	4.013	0.02694
23	11.5	4.000	0.02689
24	12.0	3.986	0.02684
25	12.5	3.972	0.02678
26	13.0	3.959	0.02673
27	13.5	3.945	0.02668
28	14.0	3.932	0.02663
29	14.5	3.918	0.02658
30	15.0	3.904	0.02653
31	15.5	3.891	0.02648
32	16.0	3.877	0.02643
33	16.5	3.863	0.02638
34	17.0	3.850	0.02633
35	17.5	3.836	0.02628
36	18.0	3.822	0.02623
37	18.5	3.809	0.02618
38	19.0	3.795	0.02613
39	19.5	3.781	0.02608

...

6.3 Análisis dinámicos transitorios

Para la obtención de los esfuerzos se realizó un modelo con la geometría y propiedades especificadas en la sección anterior en un software comercial (ANSYS APDL).

La base de la torre se supuso empotrada, como se muestra en la figura 6.5.

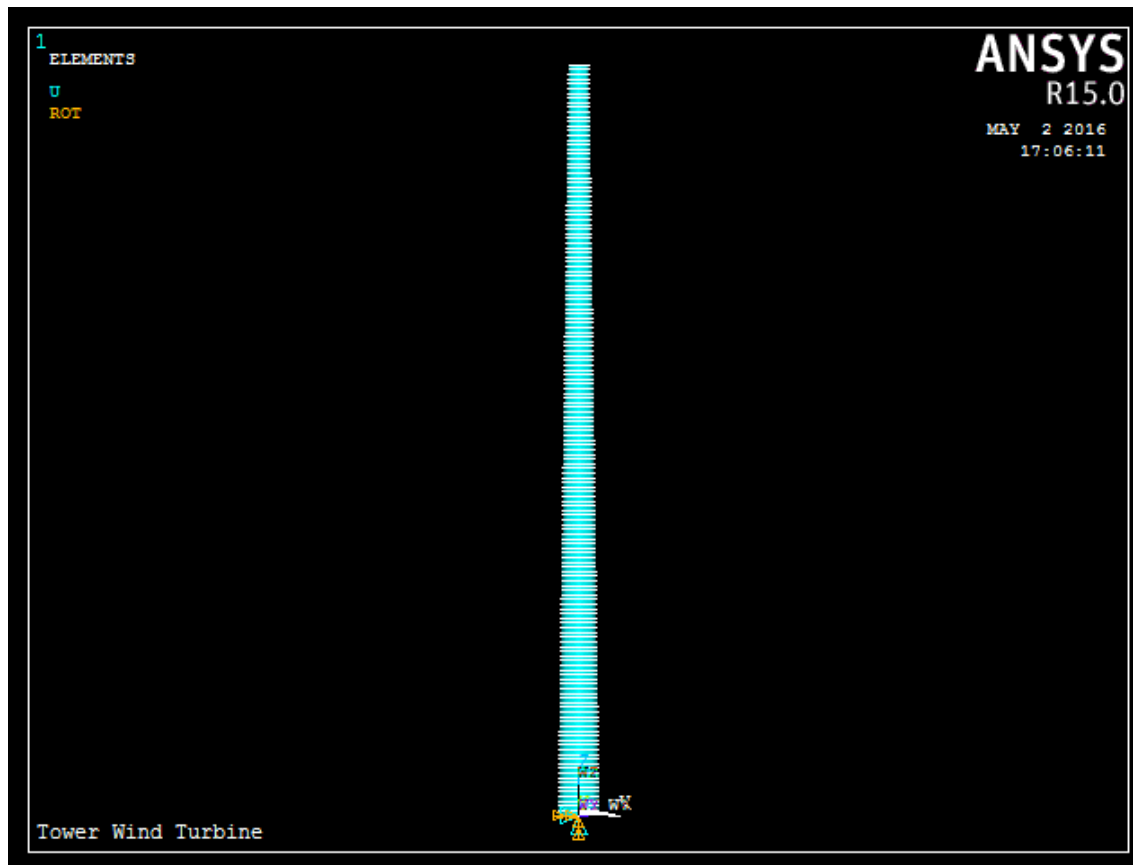


Figura 6.5 Modelo de la torre en el programa ANSYS APDL.

Para poder realizar los análisis transitorios en la torre se generaron 80 historias de fuerzas (una historia para un punto específico de la altura de la torre), correspondientes a un perfil de velocidad media del viento a la altura de referencia de 10 m. El tiempo de duración de cada historia es 600 segundos y se obtuvieron de acuerdo a lo mencionado en la sección 3.4, usando como herramienta el programa MATLAB [9]. Se realizaron 40 análisis transitorios para velocidades medias de viento a la altura de referencia de 10 metros que van desde 1 m/s a 40 m/s, dichos análisis se llevaron a cabo usando como herramienta el programa ANSYS APDL.

Las historias de fuerzas en las palas se obtuvieron mediante el método BEM, aplicando el algoritmo mencionado en la sección 3.3.1, y los datos indicados en la tabla 6.4, usando también el programa MATLAB [8].

En la figura 6.6 se muestra una típica historia obtenida mediante el método BEM, Las historias obtenidas mediante este método se aplicaron a la torre a la altura del rotor. Es importante mencionar que, al igual que las historias de fuerzas obtenidas mediante el modelo ARMA, con el método BEM también se generaron historias de fuerzas correspondientes a velocidades de viento entre 1 m/s y 40 m/s.

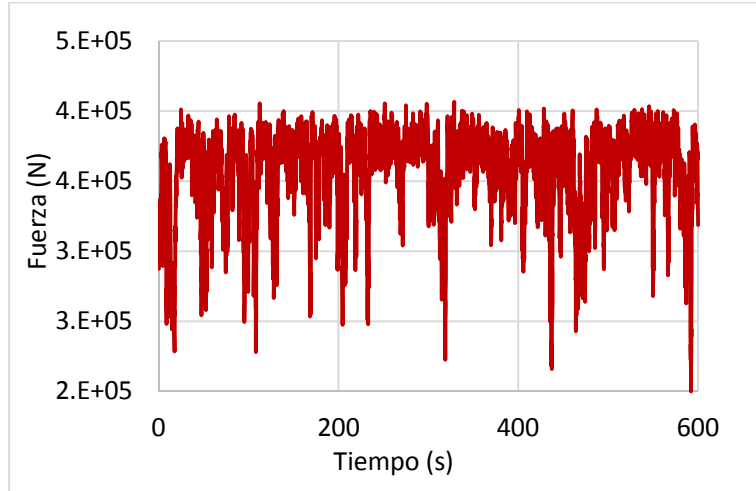


Figura 6.6 Historia de fuerzas debidas al viento obtenida mediante el método BEM, correspondiente a una velocidad de viento de 40 m/s.

Para poder calcular las historias de fuerzas para la torre, primero fue necesario calcular los perfiles de medios del viento para distintas velocidades de viento que van desde 1m/s hasta 40 m/s, (ver figura 6.7). Los perfiles se calcularon de acuerdo con la sección 2.1.2, tomando un factor de topografía igual a 1, considerando una categoría del terreno igual a 2. Todos los datos se obtuvieron del Manual de Obras Civiles de Diseño por Viento (MOCDV, 2008).

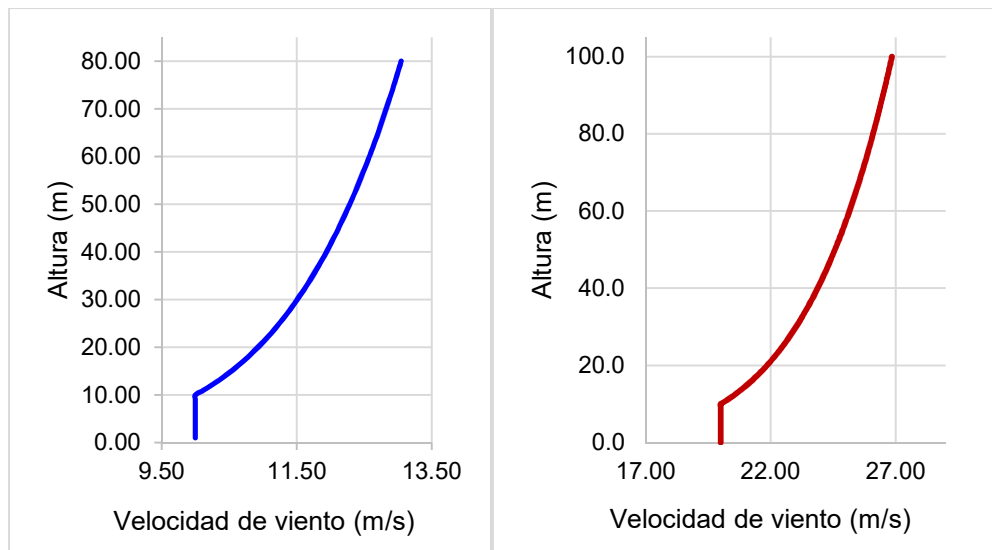


Figura 6.7 Perfil medio del viento para una velocidad de 10 m/s (izquierda), perfil medio del viento para una velocidad de 20 m/s (derecha).

Para completar los datos requeridos para la aplicación del modelo ARMA, se obtuvieron los coeficientes de arrastre para todos los elementos en que fue dividida la torre, así como el área expuesta de los mismos, de acuerdo con la sección 3.4.2. En la tabla 6.8 se muestran los datos obtenidos para algunos de los elementos de la torre. Los datos se calcularon para 40 velocidades de viento y para 80 puntos de la torre, es decir, las historias de fuerzas debidas al viento se aplicaron a cada metro a lo alto de la torre.

Tabla 6.6: Datos de entrada para el cálculo de las historias de fuerzas en la torre, correspondientes a una velocidad de viento de 10 m/s.

Punto de torre	Coordenada x(m)	Coordenada z(m)	Coordenada del perfil	Área expuesta m ²	Arrastre Ca
1	0.0	1.0	10.000	4.273	1.037
2	0.0	2.0	10.000	4.246	1.037
3	0.0	3.0	10.000	4.219	1.038
4	0.0	4.0	10.000	4.192	1.039
5	0.0	5.0	10.000	4.165	1.039
6	0.0	6.0	10.000	4.137	1.040
7	0.0	7.0	10.000	4.110	1.041
8	0.0	8.0	10.000	4.083	1.042
9	0.0	9.0	10.000	4.056	1.042
10	0.0	10.0	10.000	4.029	1.043
11	0.0	11.0	10.123	4.002	1.044
12	0.0	12.0	10.236	3.975	1.044
13	0.0	13.0	10.342	3.948	1.045
14	0.0	14.0	10.440	3.920	1.046
15	0.0	15.0	10.533	3.893	1.047
16	0.0	16.0	10.620	3.866	1.047
17	0.0	17.0	10.703	3.839	1.048
18	0.0	18.0	10.781	3.812	1.049
19	0.0	19.0	10.856	3.785	1.049
20	0.0	20.0	10.928	3.758	1.050
21	0.0	21.0	10.996	3.731	1.051
22	0.0	22.0	11.062	3.703	1.052
23	0.0	23.0	11.125	3.676	1.053
24	0.0	24.0	11.186	3.649	1.053
25	0.0	25.0	11.244	3.622	1.054
26	0.0	26.0	11.301	3.595	1.055
27	0.0	27.0	11.356	3.568	1.056
28	0.0	28.0	11.409	3.541	1.056
29	0.0	29.0	11.460	3.514	1.057
30	0.0	30.0	11.510	3.486	1.058
31	0.0	31.0	11.558	3.459	1.059
32	0.0	32.0	11.605	3.432	1.060
33	0.0	33.0	11.651	3.405	1.061
34	0.0	34.0	11.696	3.378	1.061
35	0.0	35.0	11.739	3.351	1.062
36	0.0	36.0	11.782	3.324	1.063
37	0.0	37.0	11.823	3.297	1.064
38	0.0	38.0	11.863	3.269	1.065

39	0.0	39.0	11.903	3.242	1.066
64	0.0	64.0	12.682	2.564	1.090
65	0.0	65.0	12.707	2.537	1.091
66	0.0	66.0	12.732	2.510	1.093
67	0.0	67.0	12.757	2.483	1.094
68	0.0	68.0	12.781	2.456	1.095
69	0.0	69.0	12.805	2.429	1.096
70	0.0	70.0	12.828	2.401	1.097
71	0.0	71.0	12.852	2.374	1.098
72	0.0	72.0	12.875	2.347	1.100
73	0.0	73.0	12.897	2.320	1.101
74	0.0	74.0	12.920	2.293	1.102
75	0.0	75.0	12.942	2.266	1.103
76	0.0	76.0	12.964	2.239	1.105
77	0.0	77.0	12.986	2.212	1.106
78	0.0	78.0	13.007	2.184	1.107
79	0.0	79.0	13.029	2.157	1.109
80	0.0	80.0	13.050	2.130	1.110

La figura 6.8 muestra una típica historia de fuerzas obtenida mediante un modelo ARMA, la cual corresponde a una velocidad de viento específica y a un punto específico de la torre.

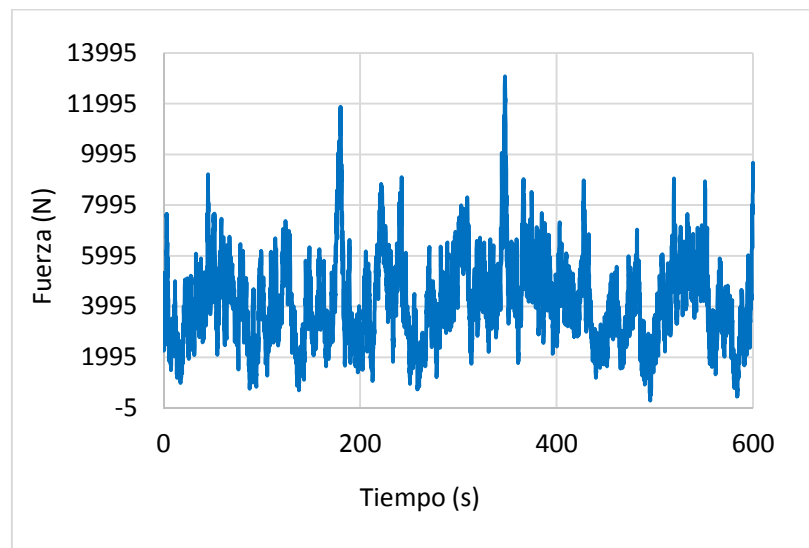


Figura 6.8 Historia de fuerzas debidas al viento obtenida mediante el modelo ARMA, correspondiente a una velocidad de viento de 40 m/s y a 80 m de altura de la torre.

Una vez que se obtuvieron las historias de fuerzas para todas las velocidades de viento, para todos los puntos de la torre y para las palas, se procedió a aplicarlas al modelo para generar los análisis dinámicos transitorios. Se realizaron 40 análisis, a partir de los cuales se obtuvieron los esfuerzos máximos en la base de la torre.

En la figura 6.9 se muestra la base de la torre, los esfuerzos máximos se presentan en la dirección en que el viento incide en la torre. Las zonas en rojo indican los máximos esfuerzos, las zona azul indican los mínimos esfuerzos. Las unidades de los esfuerzos que se muestran en la imagen son pascuales; y el instante en que se generaron dichos esfuerzos en la torre es en el segundo número 600.

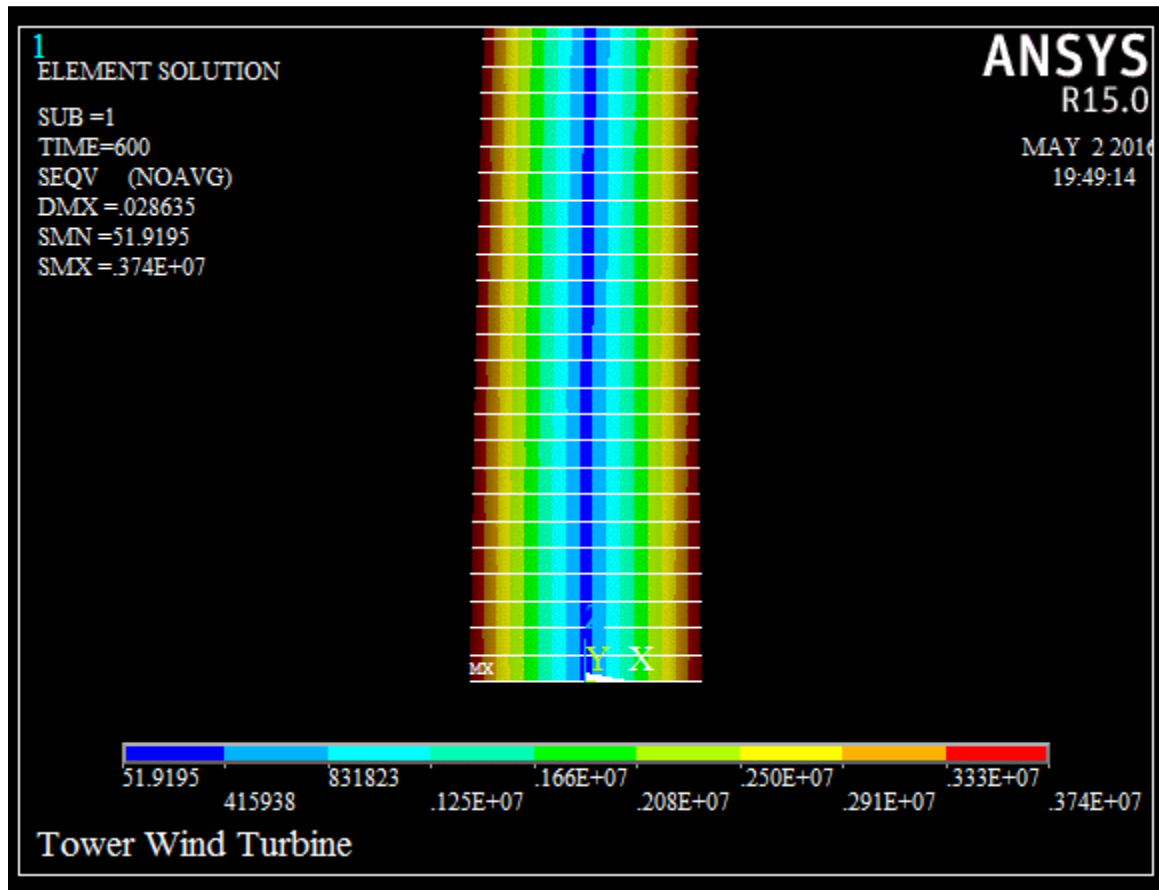


Figura 6.9 Diagrama de esfuerzos en la base de la torre, correspondientes a una velocidad de viento de 10 m/s.

En la figura 6.10 se muestra la historia de esfuerzos obtenidos en la base de la torre. Se obtuvieron 40 historias de esfuerzos similares a la de esta figura, correspondientes a las diferentes velocidades de viento (1 m/s a 40 m/s).

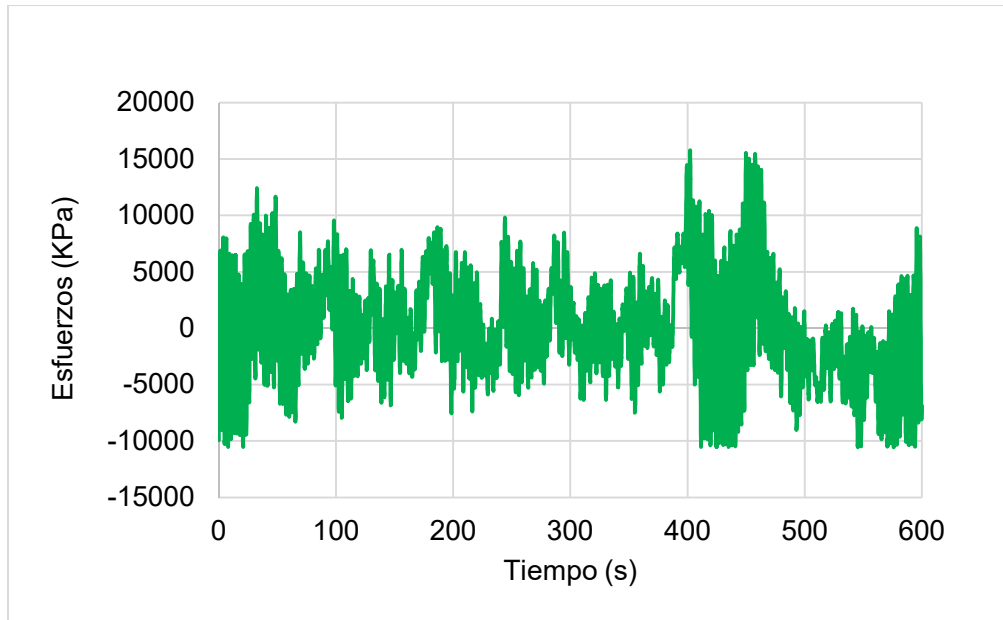


Figura 6.10 Historia de esfuerzos en la base de la torre, correspondientes a una velocidad de viento de 10 m/s.

6.4 Análisis de fatiga

Las 40 historias de esfuerzos obtenidas en los análisis dinámicos asociadas a las diferentes velocidades medias de viento a la altura de referencia de 10 metros (1 m/s a 40 m/s), se procesaron para obtener los intervalos de esfuerzos efectivos y el número de ciclos, mediante la aplicación del método de conteo Rainflow y la aplicación de la regla de Miner, de acuerdo con la sección 4.4.

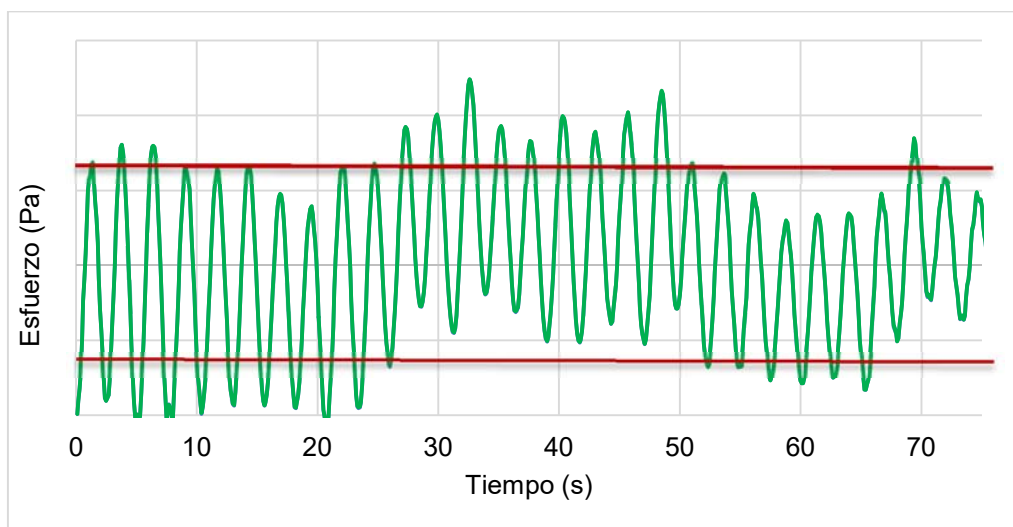


Figura 6.11 Esquema de la historia de esfuerzos extremos, obtenida mediante la aplicación del método Rainflow y la regla de Miner.

Una vez que se obtuvo la distribución de esfuerzos, y con la forma de la grieta a/c , es posible realizar simulaciones del crecimiento de grieta aplicando la Ley de Paris (ecuación 4.2), Para lo cual se toma en cuenta la distribución anual de la velocidad del viento, la distribución del esfuerzo medio (λ es esfuerzo de tensión o compresión?) y la forma de la grieta (relación ancho/espesor) y utilizando simulaciones de Montecarlo se obtiene el comportamiento del crecimiento de la grieta a través del tiempo. Sin embargo, este método requiere otros valores para poder llevar a cabo el proceso. Dichos valores se tomaron como deterministas y se indican en tabla 6.7.

Tabla 6.7: Valores utilizados para la simulación de Montecarlo [5].

Variable	Media	covarianza	Distribución	Unidades
a_0	0.11			mm
C	5.86×10^{-13}			
m	2.88			
a/c	0.5			mm/mm
λ_{ac}	1	0.1	Lognormal	
t	28			mm
N	Función de \bar{U}			ciclos
R_{eff}	Función de \bar{U}			Pa

El crecimiento de grieta fue obtenido aplicando la ecuación 4.2 y tomando en cuenta los datos indicados en la tabla 6.7. El procedimiento se realizó para dos distribuciones de viento anuales: Weibull Bimodal y Weibull Unimodal (ver figuras 6.3 y 6.4).

La figura 6.12 muestra el crecimiento de la grieta correspondiente a ambas distribuciones de velocidades viento. Como se puede observar, el crecimiento de grieta para una distribución Bimodal se lleva a cabo en un periodo de tiempo mucho más corto que para la distribución Unimodal.

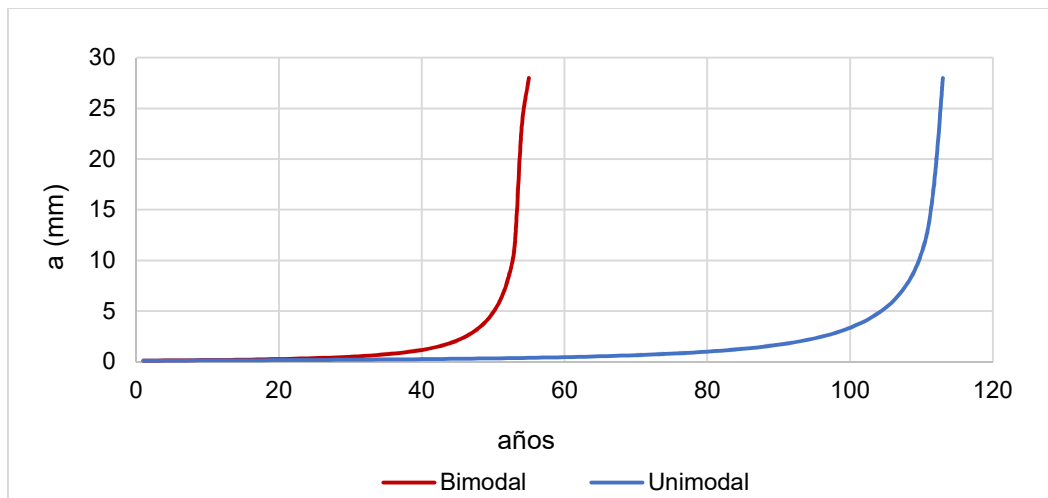


Figura 6.12 Crecimiento de la grieta a través del tiempo, correspondiente a dos tipos de distribuciones de velocidades de viento.

6.5 Análisis de confiabilidad estructural

Para el análisis de confiabilidad el primer paso fue definir los criterios referentes al crecimiento de grieta el cual fue aplicado en la base de la torre, en la zona donde se generan los máximos esfuerzos, para distintos periodos de tiempo.

Como es sabido el espesor de la grieta aplicado en la sección geométrica de la torre reducirá la capacidad estructural tanto como éste aumente, sin embargo, el área de la zona a considerar para la presencia de la grieta (zona de influencia) es fundamental para la obtención de la capacidad estructural, ya que el índice de confiabilidad de la estructura aumentara o disminuirá como consecuencia del criterio supuesto.

En esta tesis se emplean tres criterios los cuales consisten en aumentar el espesor de la grieta conforme pasa el tiempo, así como aumentar el área de la zona en que ésta se extiende. El Criterio 1 toma en cuenta el crecimiento de la grieta a través de los años para ambas distribuciones de velocidades de viento (Unimodal y Bimodal) y considera que afecta a 3 placas en la base de la torre (zona de esfuerzos máximos), es decir, un área aproximada de 5.1 m². En el Criterio 2 se considera nuevamente el comportamiento de crecimiento de grieta (ver figura 6.12), pero esta vez se considera una zona de influencia de 8 placas, con un área aproximada de 13.6 m². Finalmente, el Criterio 3 coincide con los criterios 1 y 2 en cuanto al comportamiento de grieta a través del tiempo; sin embargo, considera un área de influencia de 32 placas (54.4 m²). A continuación se describen los tres criterios.

6.5.1 Grieta en la torre – Criterio 1 (3 placas)

El criterio 1 consiste en aplicar la grieta en solo tres elementos como se muestra en las figuras 6.13 y 6.14. El modelo de elemento finito de la torre para los análisis estáticos no lineales se discretizó en elementos cuadriláteros de 2 m de altura y 0.85 m de base.

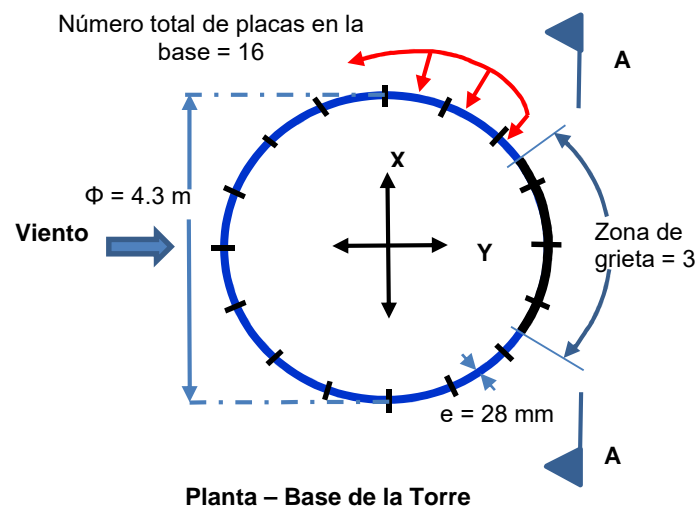


Figura 6.13 Esquema del criterio 1 referente a la presentación de la grieta en la base de la torre.

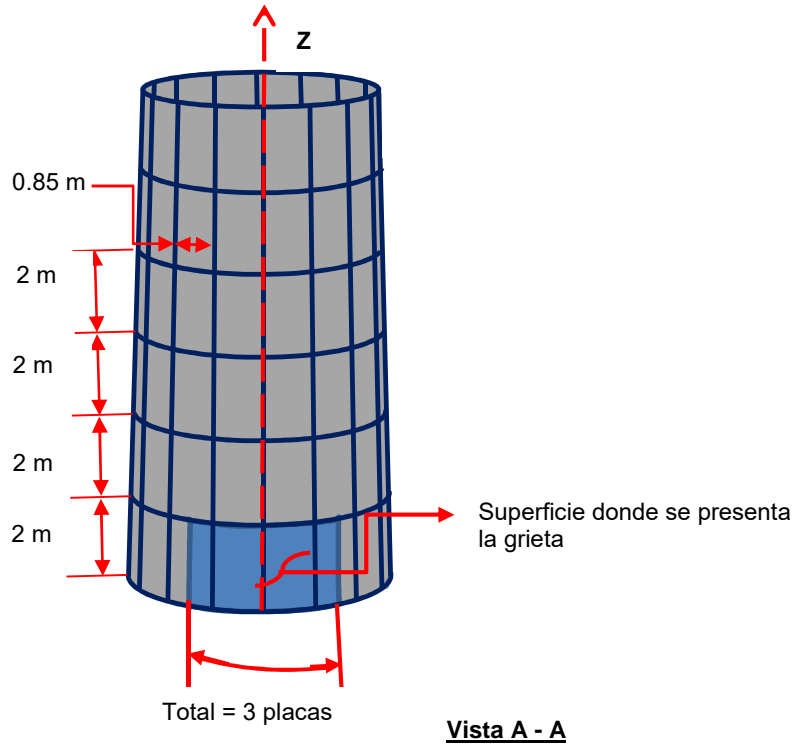


Figura 6.14 Esquema del criterio 1 referente a la presentación de la grieta en la base de la torre, 2.5 % de la torre.

Una vez que el espesor de placa fue disminuido en la zona de la base de la torre indicada en las figuras 6.13 y 6.14, asociada a distintos periodos de tiempo, se llevaron a cabo los análisis estáticos no lineales (“Pushover”), y se obtuvieron las curvas de capacidad estructural de la torre, para ambas funciones de distribución de velocidades de viento estudiadas (Unimodal y Bimodal). En las figuras 6.15 y 6.16 se presentan las curvas de capacidad de la torre obtenidas mediante los análisis estáticos no lineales.

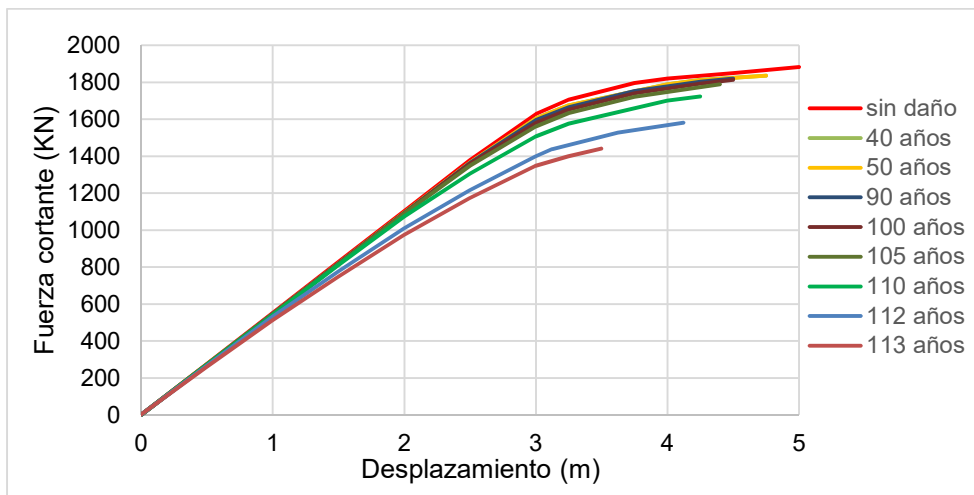


Figura 6.15 Curvas de capacidad estructural, correspondientes a un crecimiento de grieta en la base, suponiendo una distribución anual de viento de Weibull Unimodal.

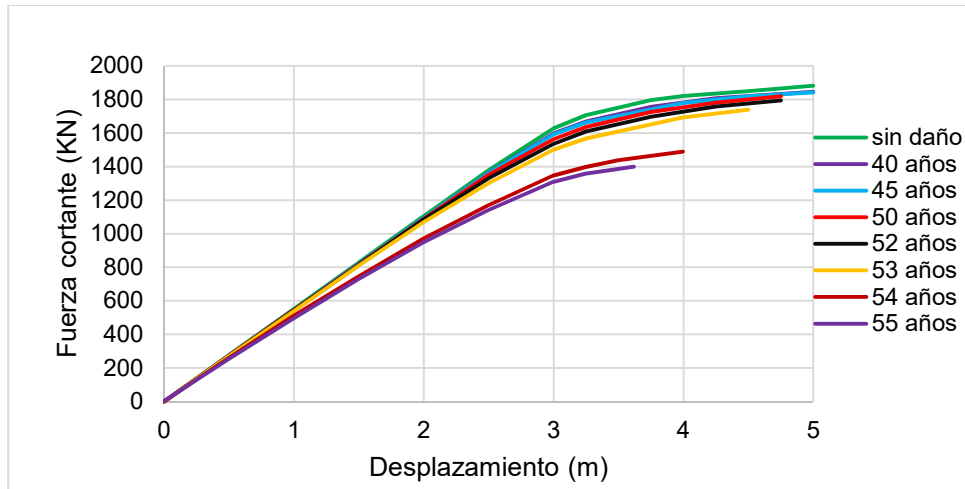


Figura 6.16 Curvas de capacidad estructural, correspondientes a un crecimiento de grieta en la base, suponiendo una distribución anual de viento de Weibull Bimodal.

Las figuras 6.15 y 6.16 muestran que la capacidad de la torre decrece conforme pasan los años y el tamaño de grieta se incrementa. Es importante notar que si se supone una distribución de velocidades de viento de Weibull Bimodal (figura 6.16) la torre perdería capacidad estructural en un periodo de tiempo menor que cuando se supone una distribución de velocidades de viento de Weibull Unimodal (figura 6.15).

Una vez que se han obtenido las curvas de capacidad (Fuerza cortante vs Desplazamiento) se pueden generar curvas fuerza cortante vs velocidad de viento. En la tabla 6.8 se listan los parámetros estadísticos usados para generar las 1000 curvas (Fuerza cortante vs Velocidad de viento) para 18 valores de velocidad de viento.

Tabla 6.8. Parámetros de la distribución normal de la fuerza cortante [8].

U m/s	μ_V N	σ_V N	Estado de operación
1	405.28	21.38	Detenido
5	8367.65	1780.89	En Funcionamiento
10	60135.69	10073.13	En Funcionamiento
15	147054.53	18628.61	En Funcionamiento
20	243252.33	26303.94	En Funcionamiento
25	340326.05	31899.06	En Funcionamiento
30	452192.71	41789.18	Detenido
35	467811.38	59375.77	Detenido
40	614061.16	78508.51	Detenido
45	775271.61	95457.71	Detenido
50	960931.31	126620.27	Detenido
55	1151332.03	157782.27	Detenido
60	1364990.79	180373.94	Detenido
65	1610237.06	219860.14	Detenido
70	1859066.93	229337.24	Detenido
75	2133306.45	268455.06	Detenido
80	2435123.47	318207.94	Detenido

En la tabla 6.8 U es la velocidad de viento, μ_V y σ_V son la media y la desviación estándar de la fuerzas cortantes, respectivamente (estos parámetros se obtuvieron por medio de una simulación de fuerzas). Como se puede ver se supusieron dos estados de operación del aerogenerador: a) el aerogenerador está detenido para velocidades de viento mayores a 25 m/s y en velocidades casi nulas (velocidades menores de 1m/s), y b) el aerogenerador se encuentra en funcionamiento en velocidades de viento de 5 a 25 m/s. Estas consideraciones están basadas en las velocidades de operación comunes en este tipo de aerogeneradores.

En la figura 6.17 se muestra el procedimiento para la obtención de una curva (fuerza cortante vs velocidad de viento), este procedimiento se llevó a cabo 1000 veces para generar 1000 curvas de este tipo.

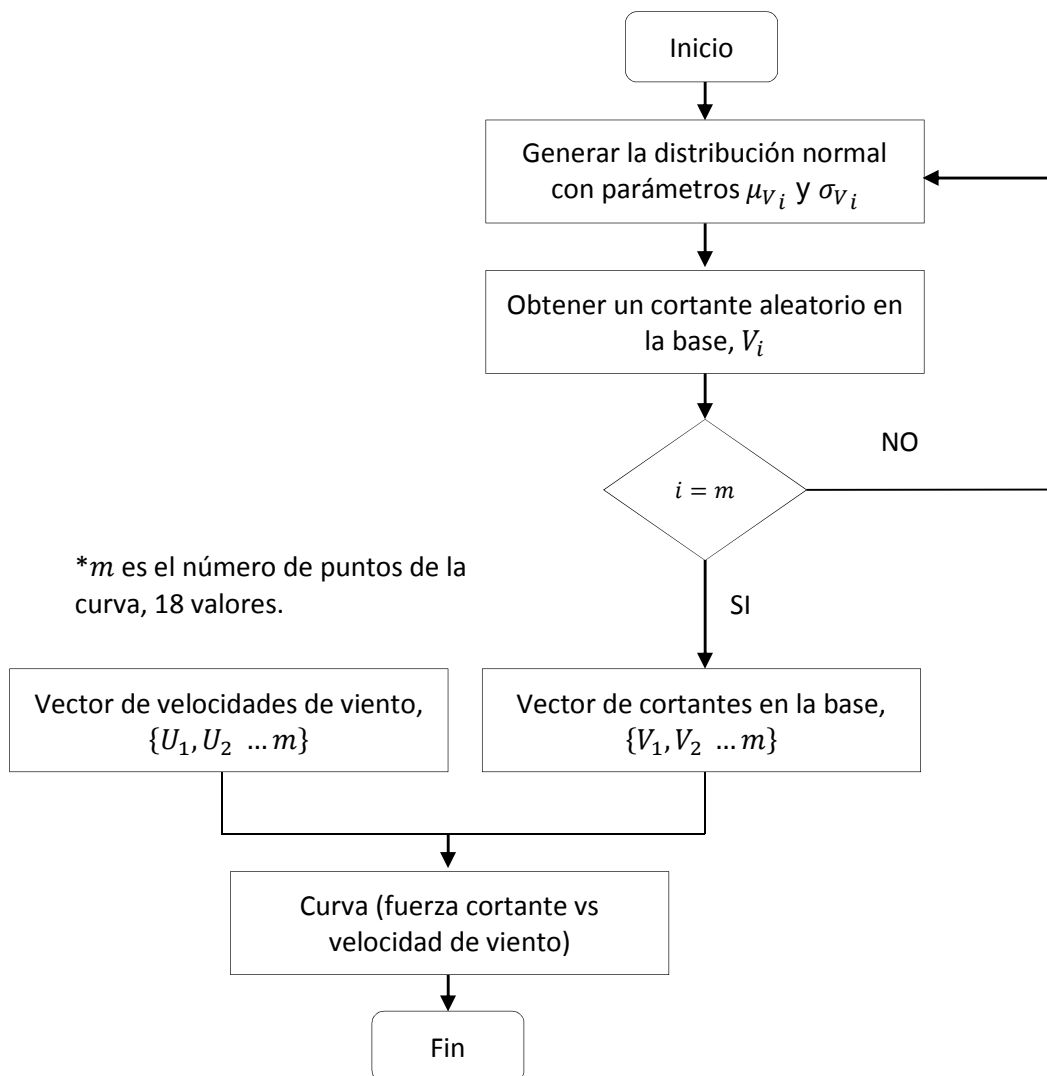


Figura 6.17 Diagrama de procedimiento para la obtención de una curva (velocidad de viento vs fuerza cortante).

Por cada curva (fuerza cortante vs velocidad de viento) obtenida se puede obtener una curva de capacidad equivalente mediante una interpolación entre las curvas de capacidad estructural obtenidas mediante análisis estáticos no-lineales (fuerza cortante vs desplazamiento) y las curvas (fuerza cortante vs velocidad de viento).

La figura 6.18 muestra esquemáticamente en qué consiste el proceso de interpolación para obtener un punto de una de una curva de capacidad equivalente; es decir, de acuerdo al esquema, para un cortante de 2×10^6 Newtons se tiene un desplazamiento aproximado de 3 m, y para el mismo valor de cortante se tiene una velocidad de viento aproximada de 60 m/s, con lo cual se puede obtener un punto de la curva de capacidad equivalente (velocidad de viento vs desplazamiento). Dado el gran número de datos generados, El procedimiento para la obtención de las curvas de capacidad equivalente se llevó a cabo usando como herramienta el programa MATLAB [8].

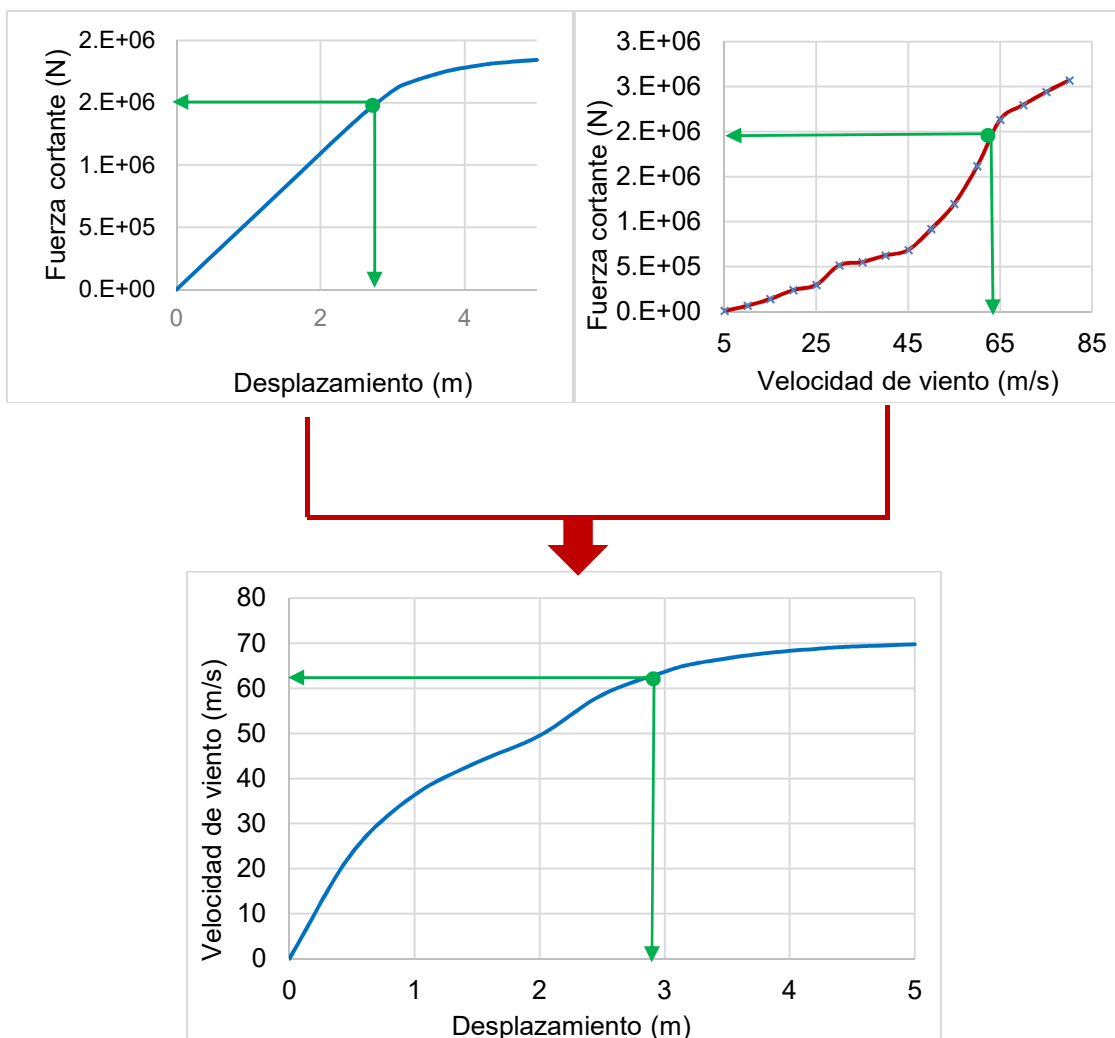


Figura 6.18 Obtención de la curva de capacidad equivalente, mediante interpolación.

Se obtuvieron 1000 curvas de capacidad equivalente en las cuales se definió un estado límite, en este caso fue el punto de colapso de la torre. La figura 6.19 muestra esquemáticamente el estado límite elegido, así como la relación que existe entre el estado límite seleccionado y la velocidad del viento, esta velocidad representa la medida de intensidad U_c de acuerdo con la ecuación 5.4. Los 1000 valores asociados a U_c corresponden a una distribución lognormal (ver figura 6.19). El estado límite de colapso seleccionado en este estudio es de 5 m, se seleccionó este valor ya que se encuentra dentro de lo esperado de acuerdo con investigaciones previas [42].

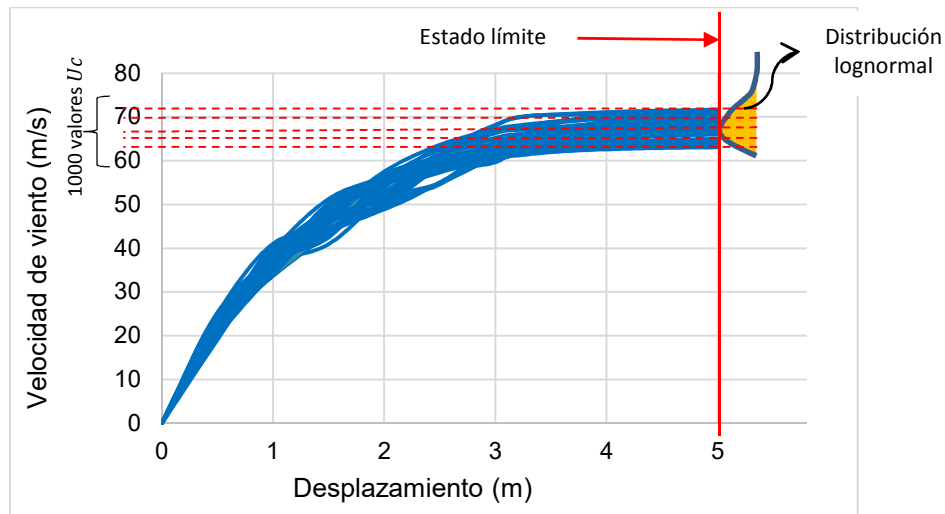


Figura 6.19 n curvas de capacidad equivalente obtenidas mediante la interpolación.

Las curvas de fragilidad estructural de la torre se obtuvieron mediante la función de probabilidad acumulada de la distribución de los valores U_c , de acuerdo con lo descrito en la sección 5.1. En las figuras 6.20 y 6.21 se muestran las curvas de fragilidad estructural correspondientes a distintos periodos de tiempo, y para las dos distribuciones de velocidades de viento: Weibull Unimodal y Bimodal, respectivamente.

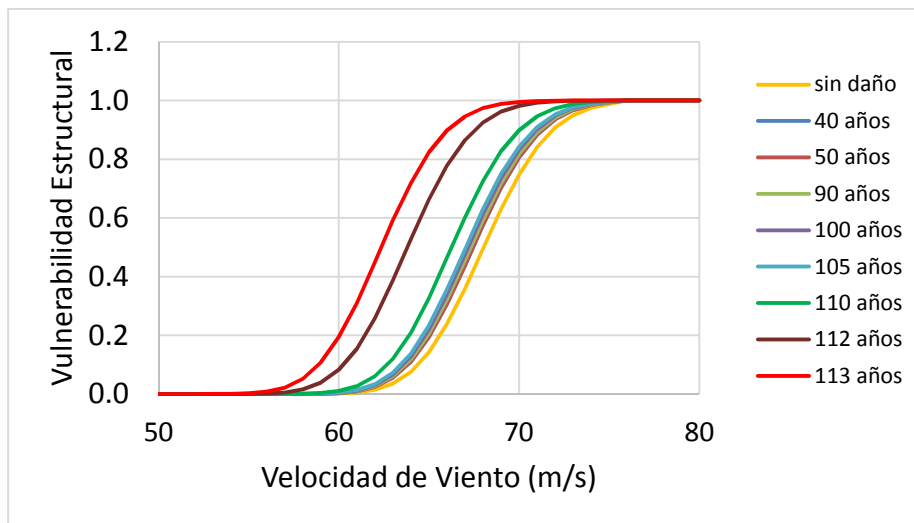


Figura 6.20 Curva de fragilidad estructural correspondiente a una distribución de velocidades de viento Weibull Unimodal.

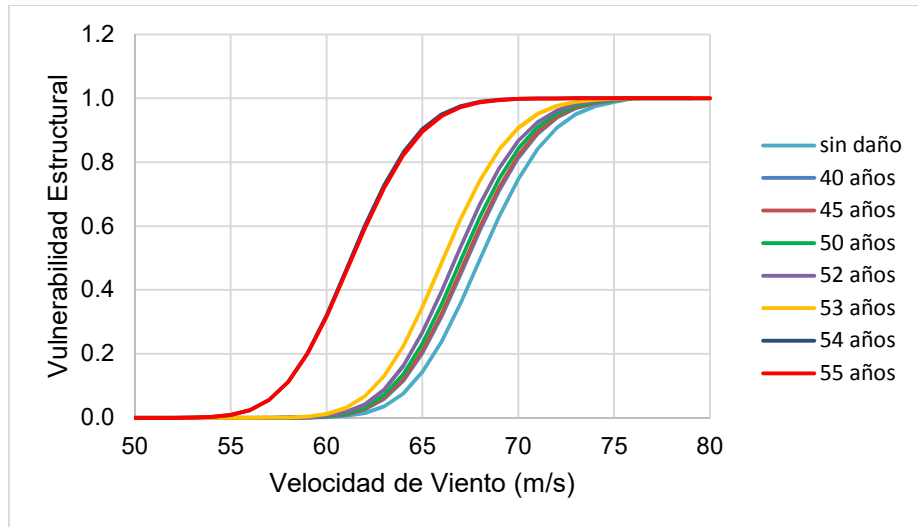


Figura 6.21 Curva de fragilidad estructural correspondiente a una distribución de velocidades de viento Weibull Bimodal.

Se hace notar que en las curvas de fragilidad de las figuras 6.20 y 6.21, para una probabilidad de excedencia de por ejemplo 60%, la velocidad de viento no es la misma para diferentes intervalos de tiempo.

Por otro lado se obtuvo la curva de peligro eólico (de acuerdo con la sección 5.1.2), con base en los mapas de isotacas contenidos en el Manual de Obras Civiles de Diseño por Viento (MOCDV, 2008) [3], específicamente, se usaron los mapas para 10 y 200 años de periodo de retorno y mediante la ecuación 5.8 se obtuvieron los parámetros de la distribución de Gumbel (ver figura 6.22 y tabla 6.9). Finalmente, con la ecuación 5.7 se estimó la curva de peligro eólico del sitio de interés (ver figura 6.23).

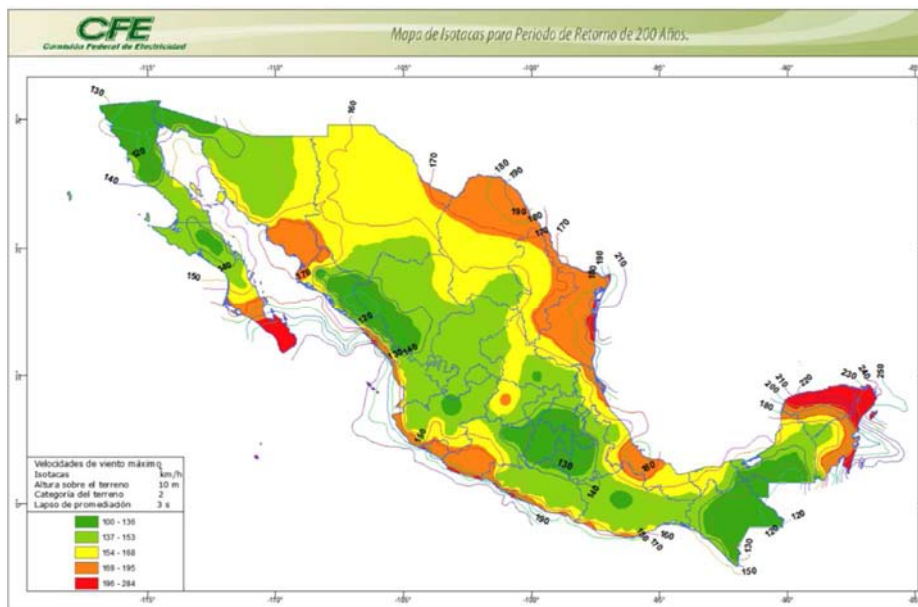


Figura 6.22 Mapa de isotacas para un periodo de retorno de 200 años.

Tabla 6.9 Parámetros correspondientes a la curva de peligro eólico.

u_{T10}	120	km/h
u_{T200}	150	km/h
a	2.74	
μ	27.17	m/s

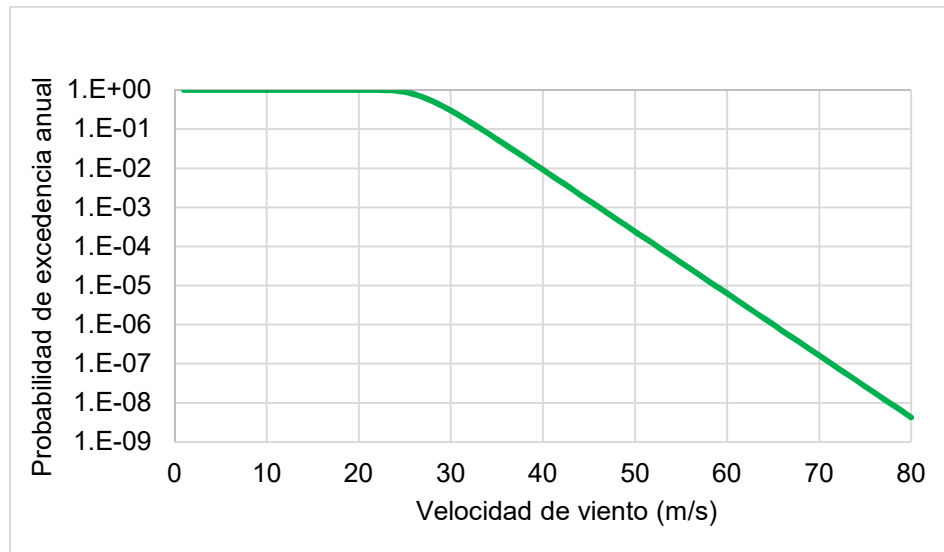


Figura 6.23 Curva de peligro eólico, para el sitio "La Ventosa", Oaxaca.

La probabilidad anual de falla puede evaluarse a partir de la curva de vulnerabilidad y la curva de peligro de acuerdo con la ecuación (5.3). Finalmente, el índice de confiabilidad se calcula con la ecuación (5.2).

Los resultados de los índices de confiabilidad se obtuvieron para las dos funciones de distribución de probabilidad anual de la velocidad del viento de interés (Weibull Unimodal y Weibull Bimodal) en distintos periodos de tiempo.

De acuerdo con la tabla 6.10, el índice de confiabilidad (tomando en cuenta una superficie de grieta de 3 placas en la base de la torre) disminuye con el paso del tiempo (de 0 a 113 años) aproximadamente un 10% con respecto al índice de confiabilidad estructural sin daño si se supone una distribución Bimodal, y 9% si se supone una Unimodal

Tabla 6.10 Índices de confiabilidad obtenidos para ambas distribuciones de velocidades de viento de acuerdo con el criterio 1.

Distribución Bimodal		Distribución Unimodal	
Tiempo	Índice (β)	Tiempo	Índice (β)
años		años	
0	4.88	0	4.88
40	4.83	40	4.84
45	4.82	50	4.84
50	4.81	90	4.83
52	4.79	100	4.82
53	4.74	105	4.81
54	4.45	110	4.75
55	4.37	112	4.56
		113	4.45

En seguida se realiza un proceso similar al anterior pero considerando el Criterio 2 (8 placas) para el crecimiento de grieta.

6.5.2 Grieta en la torre – Criterio 2 (8 placas)

Tomando el mismo modelo de elemento finito, el Criterio 2 consiste en suponer que la grieta se presenta en 8 elementos, como se muestra en las figuras 6.24 y 6.25.

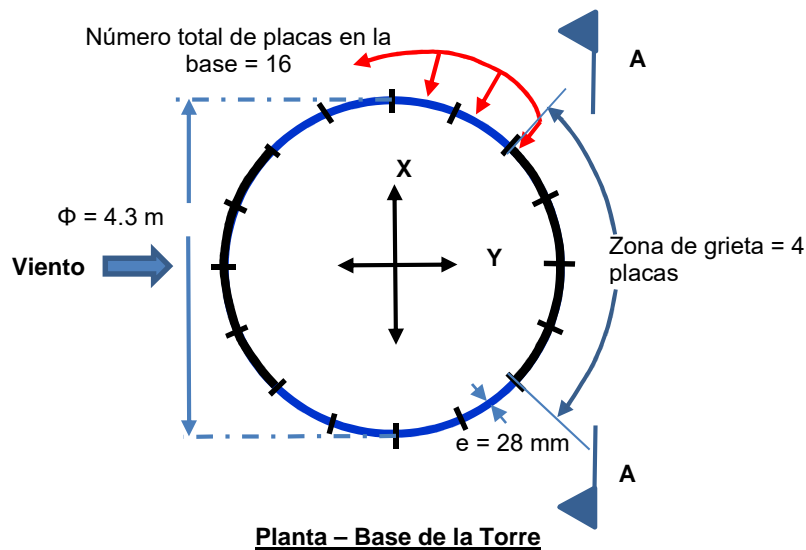
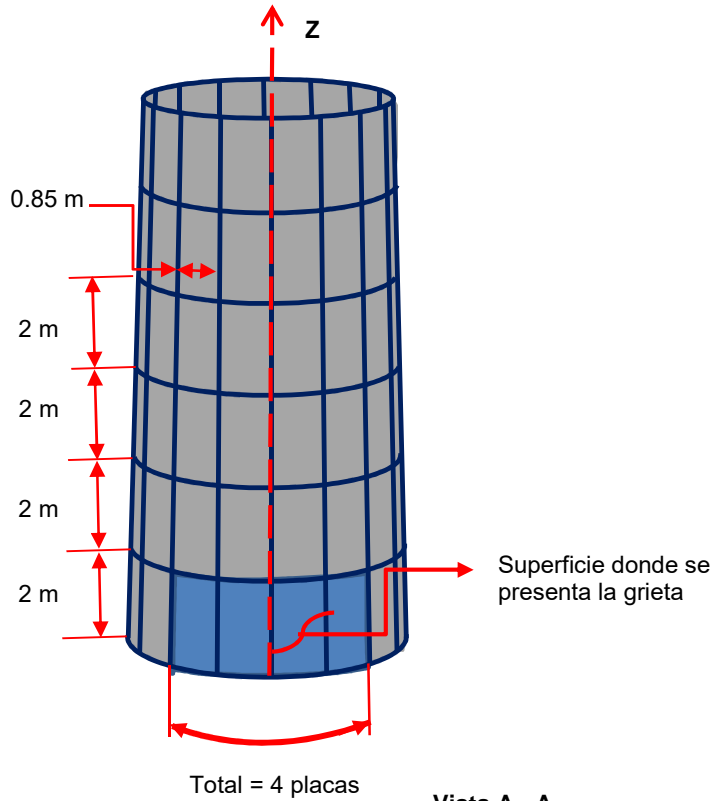


Figura 6.24 Esquema del Criterio 2 de presentación de la grieta en la base de la torre.



Vista A - A

Figura 6.25 Esquema del Criterio 2 referente a la presentación de la grieta en la base de la torre, 2.5 % de la altura de la torre.

Siguiendo el mismo procedimiento que se llevó a cabo en el Criterio 1, se obtuvieron las curvas de capacidad (ver figuras 6.26 y 6.27), curvas de vulnerabilidad (ver figuras 6.28 y 6.29) e índices de confiabilidad (ver tabla 6.11) correspondientes al Criterio 2.

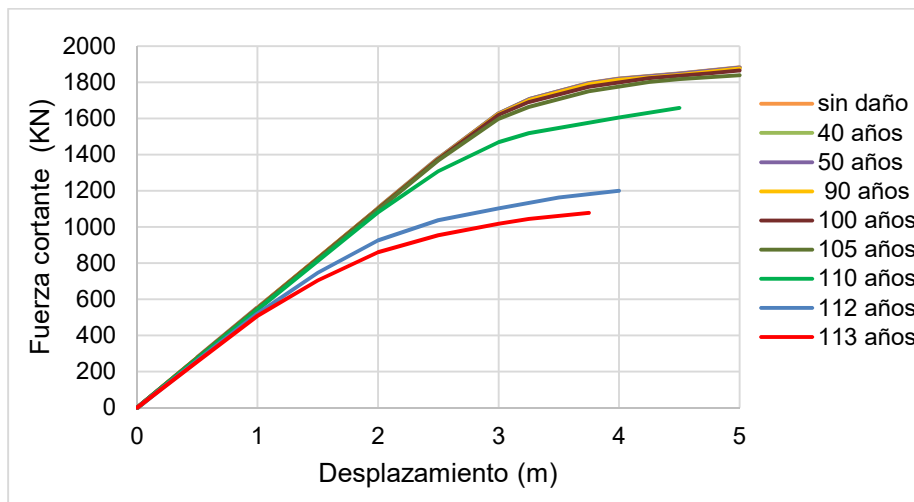


Figura 6.26 Curvas de capacidad estructural, correspondientes a un crecimiento de grieta en la base, para una distribución anual de viento de Weibull Unimodal.

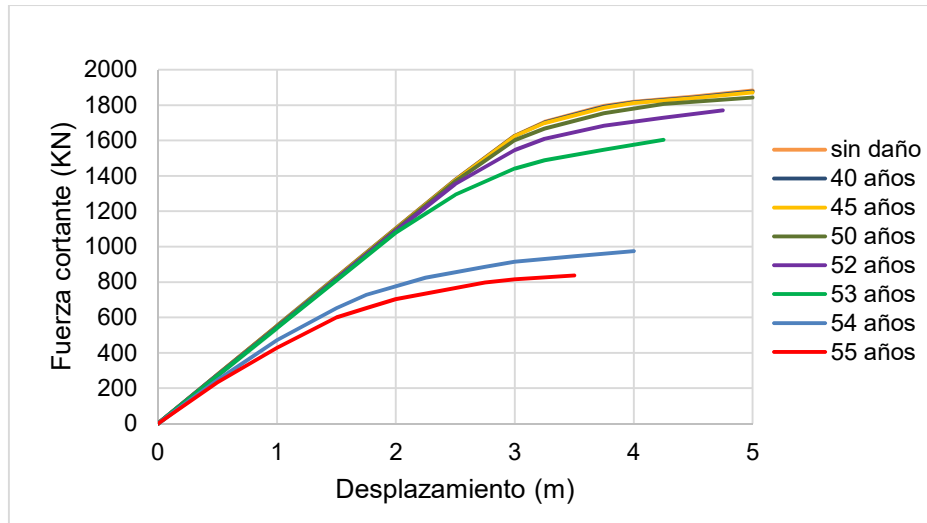


Figura 6.27 Curvas de capacidad estructural, correspondientes a un crecimiento de grieta en la base, para una distribución anual de viento de Weibull Bimodal.

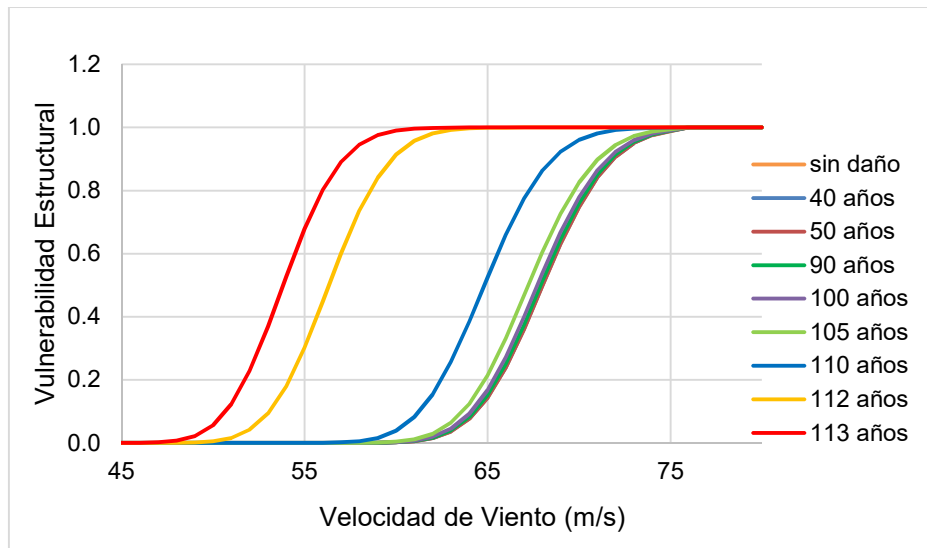


Figura 6.28 Curva de fragilidad estructural para una distribución de velocidades de viento Weibull Unimodal.

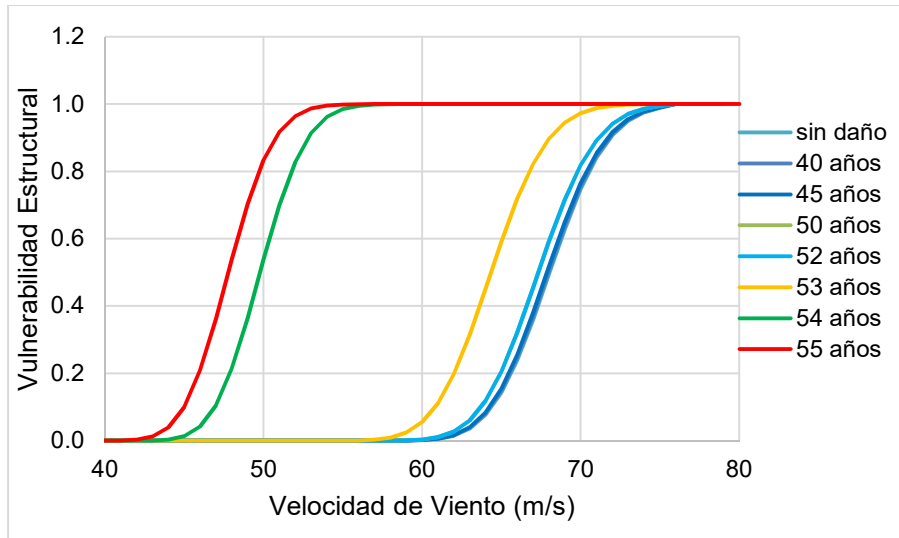


Figura 6.29 Curva de fragilidad estructural para una distribución de velocidades de viento Weibull Bimodal.

En la tabla 6.11 se puede observar que los índices de confiabilidad obtenidos mediante el Criterio 2 disminuyen conforme aumentan los años, es decir, para la distribución Bimodal el índice de confiabilidad para un periodo de tiempo de 55 años disminuye 35% con respecto al índice de confiabilidad de la torre sin daño (0 años).

De manera análoga para una distribución Unimodal se observa un decaimiento del índice de confiabilidad de 23% para un periodo de 113 años con respecto al índice de confiabilidad de la torre sin considerar daño (0 años).

Tabla 6.11 Índices de confiabilidad obtenidos para ambas distribuciones de velocidades de viento de acuerdo con el criterio 2 del crecimiento de la grieta en la torre.

Distribución Bimodal		Distribución Unimodal	
Tiempo años	Índice (β)	Tiempo años	Índice (β)
0	4.88	0	4.88
40	4.87	40	4.88
45	4.87	50	4.88
50	4.83	90	4.87
52	4.83	100	4.86
53	4.61	105	4.82
54	3.48	110	4.64
55	3.18	112	3.97
		113	3.75

6.5.3 Grieta en la torre – Criterio 3 (32 placas)

El Criterio 3 consiste suponer que la grieta se presenta en 32 elementos, como se muestra en la las figuras 6.28 y 6.29, es decir, se considera que la grieta afecta a un 10% de la altura de la torre.

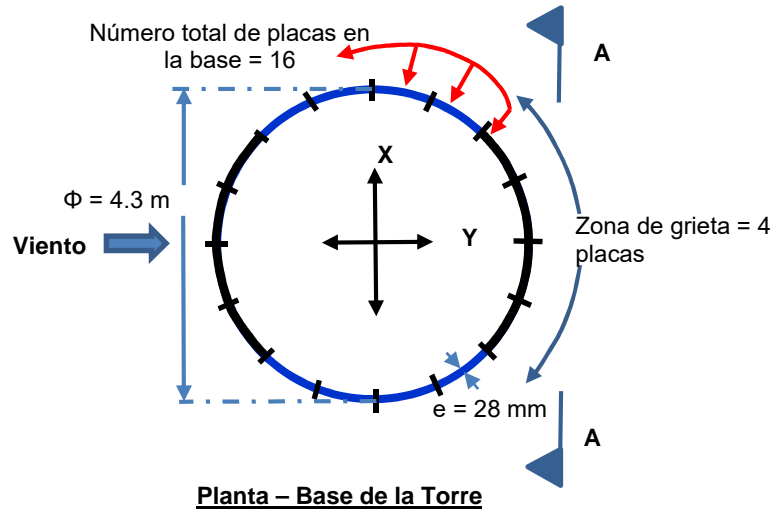


Figura 6.30 Esquema del criterio 3 referente a la presentación de la grieta en la base de la torre.

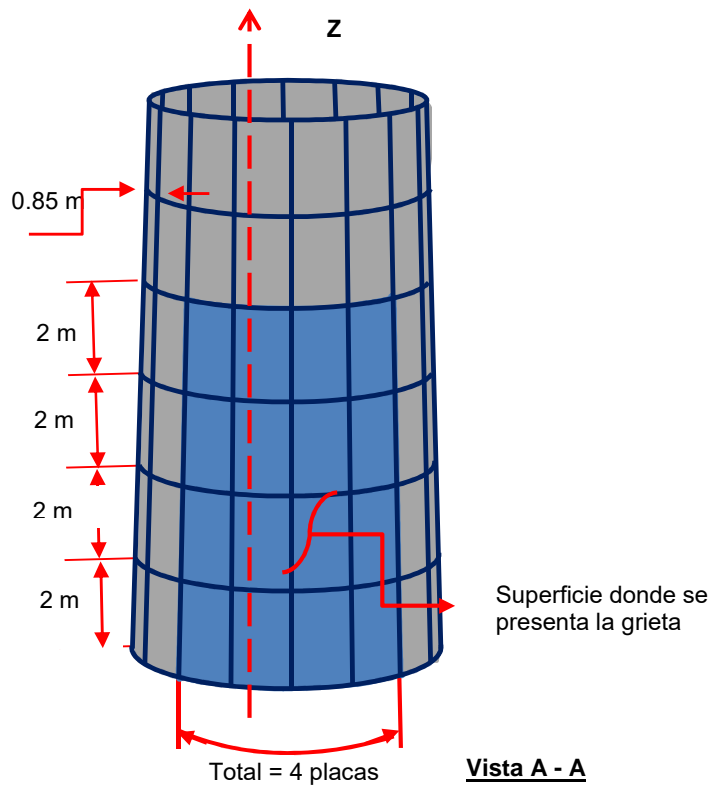


Figura 6.31 Esquema del criterio 3 referente a la presentación de la grieta en la base de la torre, 10 % de la altura.

Siguiendo el mismo procedimiento que se llevó a cabo en los criterios anteriores se obtuvieron las figuras 6.32 a 6.35, así como la tabla 6.12.

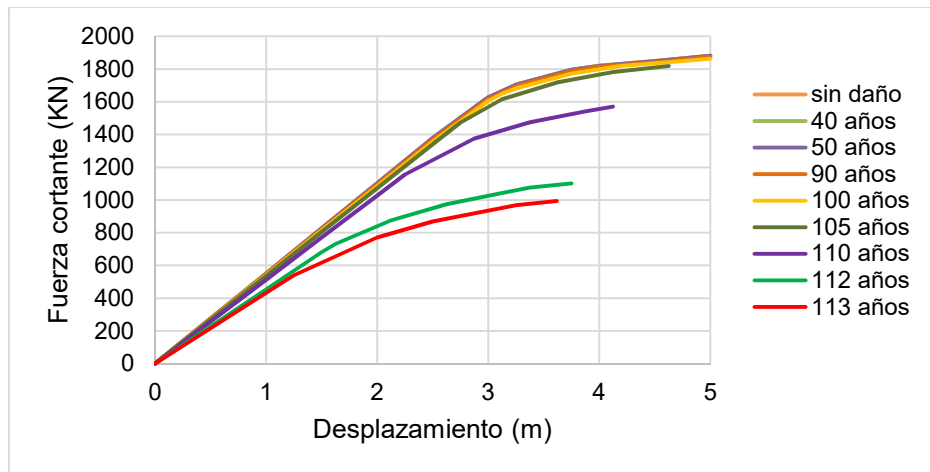


Figura 6.32 Curvas de capacidad estructural, correspondientes a un crecimiento de grieta en la base, para una distribución anual de viento de Weibull Unimodal.

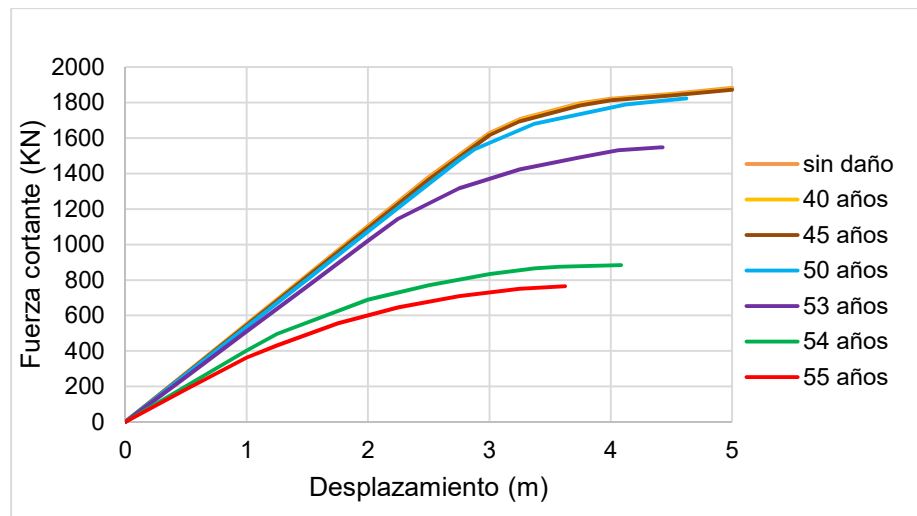


Figura 6.33 Curvas de capacidad estructural, correspondientes a un crecimiento de grieta en la base, para una distribución anual de viento de Weibull Bimodal.

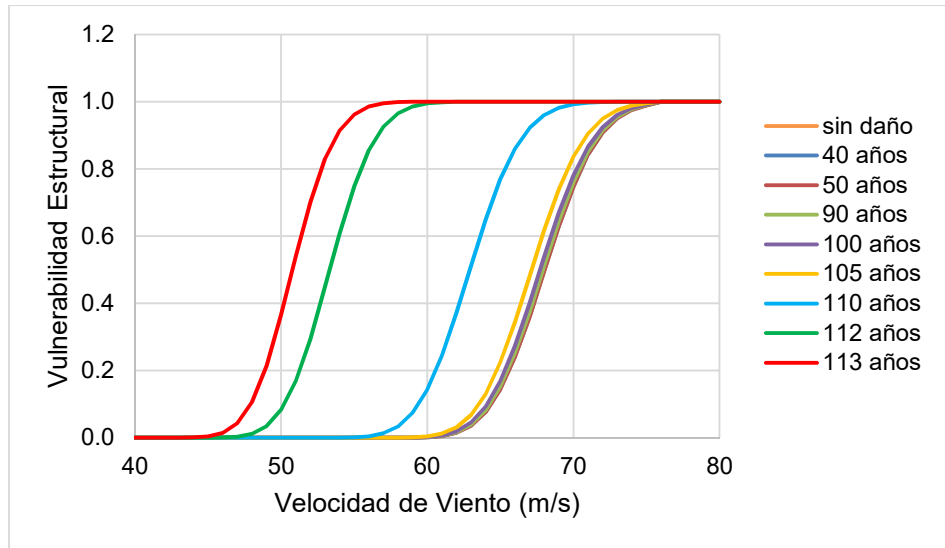


Figura 6.34 Curva de fragilidad estructural para una distribución de velocidades de viento Weibull Unimodal.

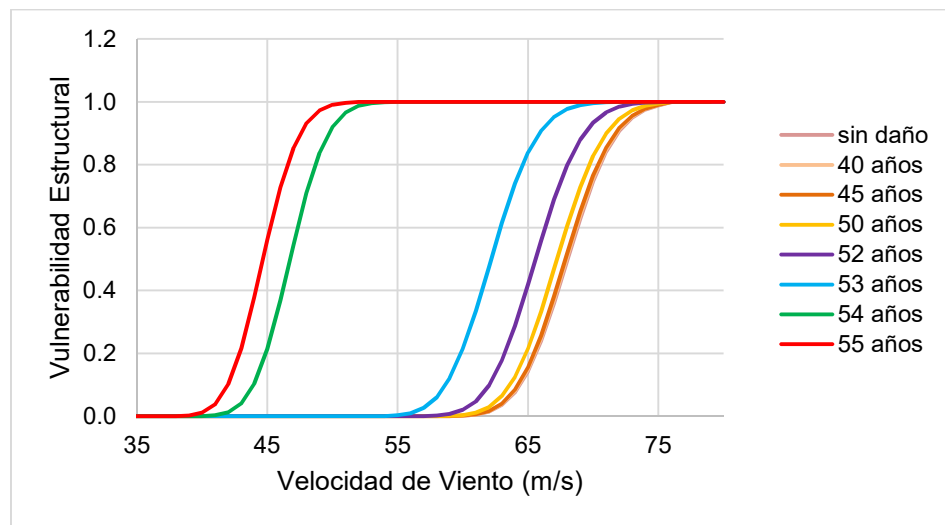


Figura 6.35 Curva de fragilidad estructural para una distribución de velocidades de viento Weibull Bimodal.

En la tabla 6.12 se observa que el índice de confiabilidad obtenido para el criterio 3 del crecimiento de grieta disminuye 42% entre 0 y 55 años para la distribución Bimodal, y para la distribución Unimodal el índice de confiabilidad disminuye 29% entre 0 y 113 años.

Tabla 6.12 Índices de confiabilidad obtenidos para ambas distribuciones de velocidades de viento de acuerdo con el criterio 3 del crecimiento de la grieta en la torre.

Distribución Bimodal		Distribución Unimodal	
Tiempo	Índice (β)	Tiempo	Índice (β)
años		años	
0	4.88	0	4.88
40	4.87	40	4.88
45	4.87	50	4.88
50	4.82	90	4.87
52	4.70	100	4.86
53	4.44	105	4.81
54	3.18	110	4.50
55	2.84	112	3.71
		113	3.48

En las figuras 6.36 y 6.37 se presentan gráficos comparativos de los 3 criterios para el crecimiento de grieta supuestos en esta tesis, como puede observarse los índices de confiabilidad para el estado ultimo seleccionado resultaron menores en el criterio 3 con respecto a los obtenidos en los Criterios 1 y 2. De acuerdo con la DNV (Det Norske Veritas) [43] el periodo de diseño para aerogeneradores en el estado límite último es de mínimo 50 años. Por lo que de acuerdo con la figura 6.36 el índice de confiabilidad para ese periodo de tiempo resulta conservador, no así para periodos de 55 años.

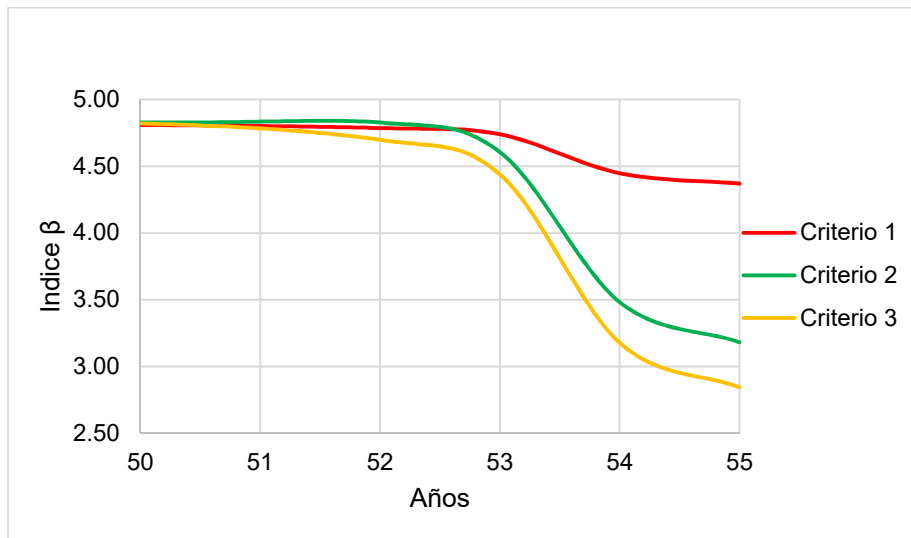


Figura 6.36 Comparación de los índices de confiabilidad suponiendo una distribución Bimodal, para los criterios de crecimiento de grieta 1, 2, 3.

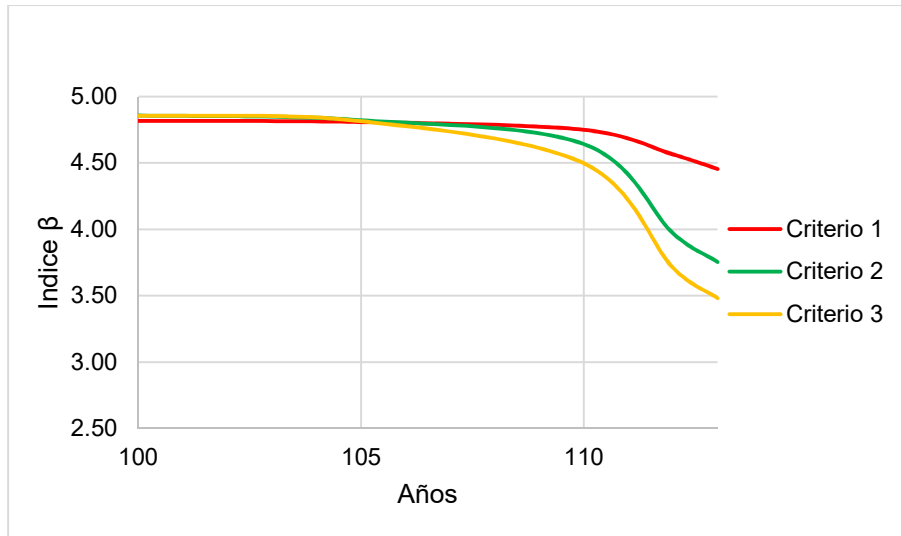


Figura 6.37 Comparación de los índices de confiabilidad para suponiendo una distribución Unimodal, para los tres criterios 1, 2, 3.

7. Conclusiones

1) Los resultados obtenidos muestran que el criterio supuesto para el crecimiento de grieta en la base de la torre juega un papel importante en los índices de confiabilidad estructural, ya que como se demostró en el capítulo de resultados el hecho de considerar que la grieta afecta aproximadamente a un 10 % de la altura de la torre trae consigo índices de confiabilidad más bajos que considerar solo el 2.5% de la altura de la torre, lo que significa que, considerar que la grieta afecta 10 % de la altura de la torre en un diseño basado en confiabilidad, traería consigo resultados conservadores. No así para porcentajes de altura de torre menores.

2) Existen diferencias en los resultados de crecimiento de grieta al considerar dos tipos de distribuciones de velocidades de viento anual, las cuales se ven reflejadas en los índices de confiabilidad estructural. Los resultados obtenidos en esta tesis indican que los índices de confiabilidad incrementan si se considera una distribución de Weibull Unimodal en lugar de una distribución de Weibull Bimodal. Esto se debe a que en la distribución Bimodal la frecuencia de ocurrencia de la velocidad del viento es mayor, lo que genera mayor cantidad de repeticiones de esfuerzos y como consecuencia, mayor daño por fatiga. Por tanto, considerar una distribución de velocidades de viento anual Weibull Unimodal en un sitio en donde los vientos presentan una distribución Weibull Bimodal trae consigo subestimaciones en las frecuencias de ocurrencia del viento reales y como consecuencia índices de confiabilidad mayores, o viceversa. Debido a esto se recomienda realizar el análisis de confiabilidad con la distribución de velocidades de viento correspondiente al sitio en estudio.

3) A lo largo de todo este trabajo se tomó en cuenta solamente la turbulencia del viento, sin embargo, de acuerdo con la literatura, la torre cuenta con características geométricas que pueden propiciar otros mecanismos causados por el viento, por ejemplo el desprendimiento de vórtices, por lo que se recomienda realizar un estudio de la confiabilidad de la torre frente a este fenómeno.

Bibliografía

- [1] Global Wind Energy Council. (2015). *Global wind report: annual market update*. Belgium.
- [2] Erich Hau. (2006). *Wind turbines: fundamentals, technologies, application, and economics*. Germany: Springer.
- [3] Comisión Federal de Electricidad. (2008). *Manual de obras civiles: diseño por viento*. Ciudad de México, México.
- [4] ESDU 86010. (2001). *Characteristics of atmospheric turbulence near the ground part iii: variations in space and time for strong winds (neutral atmosphere)*. Londres, UK.
- [5] Berny Brandt E. A. & Ruiz S. E. (2016). *Reliability over time of wind turbines steel towers subjected to fatigue*. *Wind and Structures*, 23, 75-90.
- [6] Glauert H. (1935). *Airplane propellers, in aerodynamic theory SE-3*. 119-134.
- [7] Hansen Martin O.L. (2008). *Aerodynamics of wind turbines*. London, U.K.: Earthscan.
- [8] Berny Brandt E. A. (2015). *Influencia del daño por fatiga en la confiabilidad de aerogeneradores*. Tesis de Maestría, UNAM México.
- [9] Orozco Baute M. A. (2015). *Comparación de la respuesta estructural de edificios altos ante viento turbulento y desprendimiento de vórtices*. Tesis de Maestría, México: UNAM.
- [10] ASM International Handbook Committee. (1996). *Fatigue and fracture*. USA.
- [11] Montiel M. A. & Ruiz S. E. (2007). *Influence of structural capacity uncertainty on seismic reliability of buildings under narrow-band motions*. *Earthquake Engineering & Structural Dynamics*, 36, 1915-1934.
- [12] Lee, K. H. & Rosowsky D. V. (2006). *Fragility curves for woodframe structures subjected to lateral wind loads*, *Wind and Structures*, 9, 217-230.
- [13] Jonkman J., Butterfield S., Musial W. & Scott G. (2009). *Definition of a 5-MW reference wind turbine for offshore system development*, Technical Report: NREL/TP-500-38060. USA: National Renewable Energy Laboratory.
- [14] Lindenburg C., Winkelaar D. & Van Der Hooft E. L. (2003). *DOWEC 6 MW pre-design: aero-elastic modelling of the DOWEC 6 MW pre-design in PHATAS*, The Netherlands: Energy Research Center of the Netherlands.
- [15] Madsen J., Andersen F., & Fugslang P. (2013). *Wind turbine blade with narrow shoulder and relatively thick airfoil profiles*.
- [16] Jaramillo, O. A. & Borja M. A. (2004). *Wind speed analysis in La Ventosa, Mexico: A bimodal probability distribution case*. *Renewable Energy*, 29, 1613-1630.
- [17] Ang A. H. & Tang W.H. (1990). *Probability concepts in engineering planning and design, Vol 2, Decision, Risk and Reliability*. New York: John Wiley and Sons.
- [18] Banik S.S., Hong H.P. & Kopp G.A. (2010). *Assessment of capacity curves for transmission line towers under wind loading*, *Wind and Structures*, 13, 1-20.
- [19] Cornell A.C. (1969). *A probability-based structural code*, *ACI Journal*, 66-85.
- [20] Ditlevsen O. & Madsen H.O. (2005). *Structural reliability methods*. Denmark. John Wiley & Sons.
- [21] Do T. Q., Van de Lindt J. W. & Mahmoud H. N. (2014). *Fatigue life model including crack propagation for wind turbine tower base connections*, *Proceedings, Structures Congress 2014*, 1606-1615.
- [22] Freudenthal A. M. (1969). *International conference on structural safety and reliability*. The George Washington University, USA: Pergamon Press.

- [23] Jalayer F. y Cornell C.A. (2003). *A technical framework for probability-based demand and capacity factor design (DCFD) seismic formats*. PEER Report, Pacific Earthquake Engineering Center, University of California Berkeley, USA.
- [24] Li Y. & Kareem A. (1990). *ARMA representation of wind field*. Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics, 36, 415-427.
- [25] Moriarty P.J. & Hansen A. C. (2005). *Aerodyn theory manual*. Colorado, USA.
- [26] Paris P. & Erdogan F. (1963). *A critical analysis of crack propagation laws*. Journal of Basic Engineering, 85, 528-534.
- [27] Sorensen J. N. (2016). *General momentum theory for horizontal axis wind turbines*. Denmark: Springer.
- [28] Spanos P.D. & Mignolet M.P. (1987). *Recursive simulation of stationary multi- variate random processes - part II*. Journal of Applied Mechanics, 54, 681-686.
- [29] Sutherland H. J. (1999). *On the fatigue analysis of wind turbines*. Albuquerque, New Mexico.
- [30] Szata M. & Lesiu G. (2009). *Algorithms for the estimation of fatigue crack growth using energy method*. Archives of civil and mechanical engineering, 9, 119-134.
- [31] Veers P. S. (1988). *Three-dimensional wind simulation*. Albuquerque, New Mexico.
- [32] Davenport A. G. (1961). *The spectrum of horizontal gustiness in high winds*, Quart. J. Roy. Meteor. Soc., 87, 194-211.
- [33] Davenport A.G. (1968). *The dependence of wind load upon meteorological parameters*. In proceedings of the International Research Seminar on Wind Effects on Buildings and Structures. University of Toronto Press, Toronto, 19-82.
- [34] Kaimal J. C., Wyngaard J. C., Izumi Y. & Coté O. R. (1972). *Spectral characteristics of surface-layer turbulence*. J. of the Royal Meteorological Society, 98, 563-589.
- [35] Von Karman Th. (1937). *The fundamentals of the statistical theory of turbulence*. Journal of the Aeronautical Sciences, 4, 131-138.
- [36] Burton T., Jenkins N., Sharpe D. & Bossanyi E. (2001). *Wind energy handbook*. Chichester, UK: John Wiley & Sons.
- [37] Newman J.C. & Raju I.S. (1981). *An empirical stress-intensity factor equation for the surface crack*. Engineering Fracture Mechanics, 15, 185-192.
- [38] Rosenblueth E. & Esteva L. (1972). *Reliability basis for some mexican codes publication*. ACI Special Publication, 31, 1-42.
- [39] Pourahmadi M. (2001). *Foundations of time series analysis and prediction theory*. Wiley Series in Probability and Statistics.
- [40] Matsuishi M. & Endo T. (1968). *Fatigue of metals subjected to varying stress*. Proceedings of the Kyushu Branch of Japan Society of Mechanical Engineers, Fukuoka, 37-40.
- [41] ASTM international. (2005). *Standard practices for cycle counting in fatigue Analysis*. ASTM E1049-85.
- [42] Kim D.H., Lee S.G., y Lee I.K. (2014). *Seismic fragility analysis of 5 MW offshore wind turbine*, Renewable Energy, 65, 250-256.
- [43] Det Norske Veritas. (2002). *Guidelines for Design of Wind Turbines, Denmark: Jydsk Centraltrykkeri*.