



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

ESTUDIO DEL COMPORTAMIENTO AERODINÁMICO DE UN AEROGENERADOR
PARA EL DESARROLLO DE CURVAS DE FRAGILIDAD

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

PRESENTA:
JESÚS OSVALDO MARTÍN DEL CAMPO PRECIADO

TUTOR:
DR. ADRIÁN POZOS ESTRADA, INSTITUTO DE INGENIERÍA

CIUDAD DE MÉXICO, SEPTIEMBRE 2017



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.

JURADO ASIGNADO:

Presidente:	DR. JOSÉ ALBERTO ESCOBAR SÁNCHEZ
Secretario:	DR. ROBERTO GÓMEZ MARTÍNEZ
Vocal:	DR. ADRIÁN POZOS ESTRADA
1 ^{er} . Suplente:	DR. ORLANDO JAVIER DÍAZ LÓPEZ
2 ^{do} . Suplente:	DR. JAIME GARCÍA PÉREZ

Lugar donde se realizó la tesis:

INSTITUTO DE INGENIERÍA, UNAM.

TUTOR DE TESIS:

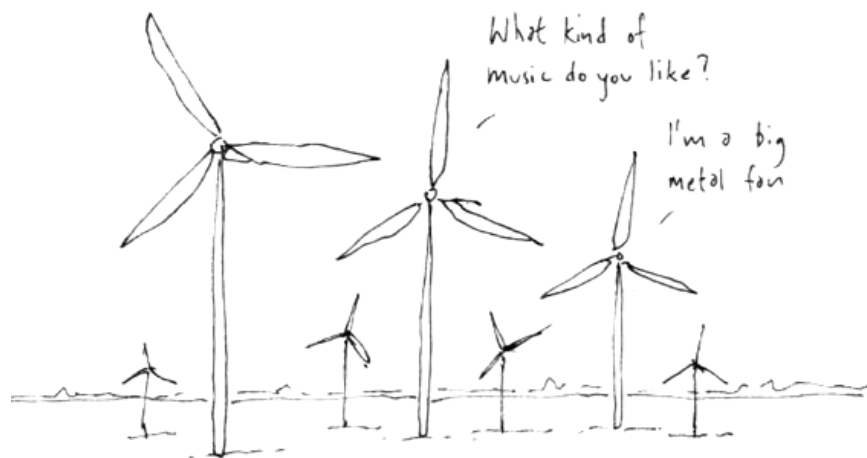
ADRIÁN POZOS ESTRADA

Agradecimientos

Aprovecho este espacio para expresar mi agradecimiento a las personas que me han acompañado durante esta etapa. Primeramente a mis padres, Jesús y Carmen, por apoyarme siempre y darme consejo sin importar las circunstancias; así como a mis hermanas, Carmen y Astrid, por su apoyo.

A mi primo Jorge y su familia, por su amistad cuando recién llegaba yo a la Ciudad de México; y a mis compañeros Alhelí y Daniel, por su apoyo, amistad y compañía durante estos años (y los que estén por venir).

Agradezco con toda sinceridad al doctor Adrián Pozos, por el tiempo que dedica a la enseñanza y al mismo que dedicó a asesorarme durante el desarrollo de mi tesis. También agradezco al Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología (CONACyT) por hacerme acreedor a una beca, la cual fue un apoyo importante durante mis estudios de maestría.



©MooseAllain2015 worldofmoose.com

Muse

Resumen

En este trabajo se describen aspectos básicos del comportamiento aerodinámico de estructuras de aerogeneradores y los métodos comunes para analizar y determinar su respuesta ante la acción del viento. También se propone una metodología para desarrollar curvas de fragilidad que asocien la intensidad del viento con la probabilidad de ocurrencia de daño en alguno de los componentes de la estructura o la pérdida de eficiencia de la turbina.

A partir de los procedimientos de análisis planteados se procede a su aplicación para el desarrollo de funciones de fragilidad, para ello se analiza el caso en particular de una estructura de aerogenerador de 5 MW que se supone como representativa de los equipos instalados o por instalar en la República Mexicana. Para este fin se desarrolló un modelo de elemento finito con el cual se llevaron a cabo análisis de tiempo-historia que simulan la acción del viento sobre la estructura.

Son definidos dos casos principales para los análisis ejecutados: uno donde se considera al rotor de la turbina detenido y otro donde este gira aun después de haberse rebasado su velocidad de paro. Los análisis son llevados a cabo a partir de datos obtenidos de simulaciones de campo fluido que contemplan funciones de densidad de potencia espectral acordes a los efectos correspondientes a cada caso mencionado.

Abstract

The basic aspects of the aerodynamic behavior of wind turbine structures are described in this study; as so are the common methods to analyze and determine its structural response to wind action. Also, a methodology to develop fragility curves that relate wind intensity to the probability of damage occurrence in some structural components or the loss of efficiency of the turbine is proposed as well.

From the analysis procedure presented, it is then proceeded to its application for the development of fragility functions, by analyzing the particular case of a 5 MW horizontal axis wind turbine structure, which is supposed to be representative for the turbines installed or to be installed in Mexican territory. Several time-history analyses were performed in a finite element model to simulate wind action on the structure.

Two main cases are established for the analysis performed: one which considers the blades in a steady position and other which considers them rotating even when the shut-down speed has been exceeded. These analyses are performed with data obtained from wind field simulation that considers a power spectral density function according to the corresponding effects of each case mentioned.

Contenido

Resumen.....	iv
Abstract.....	v
Lista de símbolos.....	viii
Tabla de ilustraciones.....	xii
Lista de tablas.....	xv
1 Introducción	1
1.1 La energía eólica en México	1
1.2 Componentes y clasificación de aerogeneradores.....	4
1.3 Antecedentes y estado del arte	6
1.4 Objetivos	13
1.5 Limitaciones.....	14
2 Efectos del viento en aerogeneradores.....	15
2.1 Perfil de velocidad media del viento	15
2.2 Función de densidad de potencia espectral para viento turbulento	17
2.3 Función de densidad de potencia espectral para un punto en rotación.....	21
2.4 Método ARMA para simulación del campo de viento con variación espacio-temporal... 25	
2.5 Método BEM para cálculo de fuerzas en las palas.....	28
2.5.1 Factor de corrección por pérdidas en la punta.....	32
2.5.2 Factor de corrección para valores altos del coeficiente de inducción axial.....	32
3 Curvas de fragilidad	36
3.1 Antecedentes	36
3.1.1 Metodología	37
3.2 Definición de medidas de intensidad y estados de daño	38
3.2.1 Fluencia por flexión de la torre	40
3.2.2 Deflexión en el extremo superior de la torre.....	42
3.2.3 Aceleración en el extremo superior de la torre.....	42
3.2.4 Deflexión en la punta de las palas	42
3.3 Desarrollo de curvas de fragilidad	43
3.3.1 Combinación de curvas de fragilidad.....	46
4 Desarrollo de curvas de fragilidad para un aerogenerador de 5 MW.....	48
4.1 Características del aerogenerador.....	48
4.1.1 Descripción de la torre	48
4.1.2 Descripción del rotor	50

4.1.3	Descripción de la góndola	52
4.2	Modelación matemática del aerogenerador.....	53
4.2.1	Propiedades dinámicas de las palas.....	53
4.2.2	Propiedades dinámicas de la torre	55
4.2.3	Propiedades dinámicas de la estructura.....	56
4.3	Simulación del campo fluido.....	60
4.3.1	Señales de viento turbulento para el aerogenerador con rotor detenido.....	61
4.3.2	Señales de viento turbulento para rotor girando.....	63
4.4	Características aerodinámicas de la estructura	69
4.4.1	Fuerzas aerodinámicas sobre la estructura de la torre	69
4.4.2	Fuerzas aerodinámicas sobre el rotor detenido	69
4.4.3	Fuerzas aerodinámicas sobre el rotor girando	70
4.5	Cálculo de umbrales de daño	73
4.5.1	Deflexión en la punta de las palas	73
4.5.2	Deflexión en el extremo superior de la torre	73
4.5.3	Fluencia por flexión de la torre	73
4.5.4	Aceleración en el extremo superior de la torre.....	75
4.6	Análisis tiempo-historia	75
4.6.1	Valores máximos de los parámetros de demanda.....	78
4.7	Curvas de fragilidad	80
4.7.1	Ajuste en papel de probabilidad	81
4.7.2	Estimación de parámetros	84
4.7.3	Comparativa de curvas para distintos estados de daño	90
5	Conclusiones y comentarios.....	92
5.1	Conclusiones	92
5.2	Comentarios para trabajos futuros.....	93
6	Referencias.....	95

Lista de símbolos

a	coeficiente de inducción axial
$a(t)$	componente estocástica de ruido blanco
a'	coeficiente de inducción tangencial
A	longitud de escala neutral; área de la sección transversal de la torre; área expuesta al flujo
$[B]$	matriz de coeficientes de media móvil
c	coeficiente de escala de rugosidad (MOC CFE 2008)
$c(r)$	dimensión de la cuerda del perfil aerodinámico en las palas del rotor
C_D	coeficiente de arrastre
$C_{d,max}$	coeficiente de arrastre máximo para un perfil aerodinámico
C_L	coeficiente de sustentación
C_n	coeficiente de fuerzas normales al rotor
C_t	coeficiente de fuerzas tangenciales al rotor
C_X, C_Y, C_Z	coeficientes de degradación
$Coh_{jk}(f)$	función de coherencia espectral entre los puntos j y k
di_t, ds_i	umbral de daño
D	fuerza de arrastre sobre una sección de longitud unitaria de la pala; diámetro de la sección transversal de la torre
DI	índice de daño
\widehat{DI}_{im}	valor medio de un índice de daño, para una medida de intensidad im
DS	estado de daño
DP	parámetro de demanda
E	módulo elástico del material
f	frecuencia, en ciclos por segundo
f_u	esfuerzo de diseño para la torre (ASCE/AWEA 2011)
F	factor de corrección por pérdidas en la punta de las palas
$F(im)$	función de fragilidad para una medida de intensidad im
F_{cr}	esfuerzo crítico del material (ASCE/AWEA 2011)
F_n	resistencia nominal del material (ASCE/AWEA 2011)
F_T	factor de topografía (MOC CFE 2008)
F_y	esfuerzo de fluencia del material

g	aceleración originada por la gravedad
H	altura total de la torre del aerogenerador
I_s	momento de inercia de la sección transversal de la torre
I_u, I_v, I_w	intensidad de turbulencia en dirección longitudinal, transversal y vertical, respectivamente
IM, im	medida de intensidad
\widehat{IM}	media de la medida de intensidad que describe a una función de fragilidad
k	constante de von Karman
$K_{1/3}(\cdot), K_{2/3}(\cdot)$	función modificada de Bessel de tipo 2 y orden 1/3 y 2/3, respectivamente
K_s	factor de compacidad de la sección transversal de la torre (ASME STA-1 2006)
L	fuerza de sustentación sobre una sección de longitud unitaria de la pala; longitud de un elemento del modelo de la estructura
$L_{u,vK}$	longitud de escala para la FDPE de von Karman, en dirección paralela a la corriente
$L_{u,K}, L_{v,K}, L_{w,K}$	longitud de escala para la FDPE de Kaimal, en direcciones paralela, transversal y vertical, respectivamente
\dot{m}	flujo másico
M	momento de flexión en una sección de la torre
M_u	momento de flexión de diseño para la sección de la torre (ASCE/AWEA 2011)
n	frecuencia adimensional normalizada con respecto a la altura z
n_t	frecuencia adimensional normalizada con respecto a la altura de referencia A
N_b	número de palas del rotor
N_p	número de puntos para la simulación del campo fluido
p	orden auto-regresivo del modelo AR o ARMA
p_N	fuerza normal al plano del rotor por unidad de longitud
p_T	fuerza tangencial al plano del rotor por unidad de longitud
P	fuerza axial en una sección de la torre
$P(\cdot)$	probabilidad de un evento determinado
P_u	fuerza axial de diseño para la torre (ASCE/AWEA 2011)
q	orden de media móvil en modelo ARMA
r	radio donde se ubica un punto en la pala
R	radio total del rotor
$R_u^o(r, f)$	FDPE normalizada para un punto en rotación
s	separación entre dos puntos
s_1	separación entre dos puntos, medida en dirección del viento

S	módulo de sección elástico de la sección transversal de la torre
S_{bl}	esfuerzo permisible del material (ASME STS-1 2006)
$S_{jk}(f)$	FDPE cruzada entre los puntos j y k
$S_u(f)$	FDPE que caracteriza a la turbulencia del viento en dirección longitudinal
$S_u^o(f)$	FDPE con muestreo rotacional para la componente longitudinal de la velocidad
t	tiempo; espesor de la sección transversal de la torre
T	límite de integración para transformada de Fourier; empuje total sobre el rotor
$u(t), v(t), w(t)$	componentes turbulentas de velocidad como función del tiempo, en dirección longitudinal, transversal y vertical, respectivamente
u_*	velocidad de fricción
$U(t)$	velocidad del viento en dirección longitudinal, como función del tiempo
$\bar{U}(z)$	velocidad media del viento en dirección longitudinal, como función de la altura
U_0	velocidad del flujo previa al rotor
U_1	velocidad del flujo en la estela (posterior al rotor)
\bar{U}_{10}	velocidad media del viento en dirección longitudinal, a 10 m de altura sobre el suelo
\bar{U}_H	velocidad media del viento en dirección longitudinal, a la altura del eje del rotor
V_D	velocidad de diseño (MOC CFE 2008)
V_R	velocidad regional (MOC CFE 2008)
V_{rel}	velocidad relativa
x, y, z	coordenadas espaciales del punto en análisis
z_0	longitud de rugosidad
z_{ref}	altura de referencia
α	exponente que relaciona la altura de referencia con la longitud de rugosidad; ángulo de ataque de la pala del rotor
β_{im}	desviación estándar de una variable log-normalmente distribuida im
$\Gamma(\cdot)$	función Gamma
δ	altura gradiente (MOC CFE 2008)
θ	ángulo de paso de las palas del rotor
ϑ_{ij}	retraso temporal del flujo del viento entre los puntos i y j
κ	coeficiente de arrastre de superficie
$\kappa_u(\tau)$	función de autocorrelación para la componente longitudinal de la velocidad del viento
$\kappa_u^o(r, t)$	función de autocorrelación para un punto en rotación
κ_u^{*o}	función de autocorrelación para un punto en rotación “reflejada” en $\tau = T/2$

$\kappa_L(s), \kappa_T(s)$	función de correlación cruzada para las componentes de velocidad entre dos puntos en dirección paralela y transversal, respectivamente
Λ_1	parámetro de escala de turbulencia (IEC 61400-1)
μ_{im}	media del logaritmo de la variable im
ρ	densidad del fluido
$\rho_u^o(r, t)$	función de autocorrelación normalizada para un punto en rotación
$\sigma(r)$	factor de solidez del rotor
$\sigma_u, \sigma_v, \sigma_w$	desviación estándar de la velocidad del viento en la dirección longitudinal, transversal y vertical, respectivamente
τ	intervalo de tiempo
Υ	factor de geometría para la sección transversal de la torre (ASME STS-1 2006)
ϕ	ángulo entre el plano del rotor y la velocidad relativa V_{rel}
$[\varphi]$	matriz de coeficientes de auto-regresión
ϕ_c	factor de reducción de la resistencia del material (ASCE/AWEA 2011)
$\Phi(\cdot)$	función de probabilidad acumulada para la distribución normal
Ω	frecuencia de giro del rotor, o velocidad rotacional

Tabla de ilustraciones

Figura 1.1 Capacidad energética mediante energía eólica instalada a nivel mundial. Obtenida de [1] y [2]	1
Figura 1.2 Senda propuesta de participación limpia vinculante. Tomada de [4]	2
Figura 1.3 Capacidad energética eólica prevista para 2016. Tomada de [5].....	3
Figura 1.4 Capacidad energética eólica prevista para 2020. Tomada de [5].....	3
Figura 1.5 Componentes de una Turbina Eólica de Eje Horizontal. Reproducida de [7]	5
Figura 2.1 Funciones de densidad de potencia espectral, de acuerdo a parámetros de [31]	19
Figura 2.2 Funciones de densidad de potencia espectral.....	20
Figura 2.3 Derivación geométrica para la función de autocorrelación de un punto en rotación. Reproducida de [8].....	23
Figura 2.4 Función de autocorrelación normalizada $\rho_u^o(r, \tau)$, para distintas posiciones radiales.....	24
Figura 2.5 FDPE normalizada $R_u^o(r, f)$ con muestreo rotacional.....	24
Figura 2.6 Fuerzas aerodinámicas actuando sobre un perfil. Reproducida de [7].....	28
Figura 2.7 Volumen de control para la teoría del momentúm, considerando la estela del rotor. Adaptada de [7].....	29
Figura 2.8 Velocidades en el plano del rotor. Reproducida de [36].....	30
Figura 2.9 Fuerzas locales en el perfil. Reproducida de [36].....	31
Figura 2.10 Factor F para corrección por pérdidas en la punta.....	32
Figura 2.11 Términos técnicos para representar fuerzas y esfuerzos en un rotor. Adaptada de [37]	34
Figura 2.12 Diagrama de flujo para implementar la teoría del BEM en un segmento de pala	35
Figura 3.1 Metodología propuesta para la obtención de curvas de fragilidad para estructuras vulnerables a los efectos del viento.....	38
Figura 3.2 Porcentajes de causas de falla frecuentes. Reproducida de [7].....	39
Figura 3.3 Ilustración mediante papel de probabilidad de parámetros que intervienen en la estimación de curvas de fragilidad	45
Figura 3.4 Ejemplo de ajuste de datos para la elaboración de una curva de fragilidad.....	46
Figura 4.1 Etiquetas para las dimensiones de la torre	49
Figura 4.2 Proporciones del perfil aerodinámico NACA 63-415, empleado en las palas.....	50
Figura 4.3 Etiquetas para las dimensiones de las palas	51
Figura 4.4 Relación de masa de la góndola vs diámetro del rotor. Resumida de [48]	52
Figura 4.5 (a) Modelo de la pala realizado en SAP2000, sin deformación; (b) Primera forma modal de la pala (aleteo); (c) Segunda forma modal de la pala (flexión por filo).....	54
Figura 4.6 (a) Modelo de la torre realizado en SAP2000, sin deformación; (b) Primera forma modal de flexión, (c) Segunda forma modal de flexión	56

Figura 4.7 Modelo detallado de la estructura (izquierda) y modelo simplificado trazado en ANSYS (derecha).....	57
Figura 4.8 Primera forma modal de la estructura, primer aleteo del rotor	57
Figura 4.9 Segunda forma modal de la estructura, aleteo parcial del rotor con giro.....	58
Figura 4.10 Tercera forma modal de la estructura, segundo aleteo del rotor	58
Figura 4.11 Cuarta forma modal de la estructura, flexión de la torre lado a lado	59
Figura 4.12 Quinta forma modal de la estructura, flexión de la torre adelante-atrás	59
Figura 4.13 Ejemplos de señales simuladas mediante SVTpro, para una altura $z = 120$ m y distintas velocidades medias \bar{U}_H	62
Figura 4.14 Comprobación de la FDPE de Højstrup para una señal simulada mediante SVTpro	62
Figura 4.15 Ejemplos de señales de velocidad de viento turbulento, simuladas mediante FDPE con muestreo rotacional, para $\Omega = 11.5$ rpm, $R = 66$ m, $H = 120$ m y $\bar{U}_H = 15$ m/s	64
Figura 4.16 FDPE de una señal simulada para radio igual a R , $\Omega = 11.5$ rpm, $H = 120$ m y $\bar{U}_H = 15$ m/s	65
Figura 4.17 FDPE de una señal simulada para radio igual a $0.5 R$, $\Omega = 11.5$ rpm, $H = 120$ m y $\bar{U}_H = 15$ m/s	65
Figura 4.18 FDPE de señal una simulada para radio igual a 0 m, $\Omega = 11.5$ rpm, $H = 120$ m y $\bar{U}_H = 15$ m/s	66
Figura 4.19 Ejemplos de señales de velocidad de viento turbulento, simuladas mediante FDPE con muestreo rotacional, para $\Omega = 18.86$ rpm, $R = 66$ m, $H = 120$ m y $\bar{U}_H = 41$ m/s.....	67
Figura 4.20 FDPE de una señal simulada para radio igual a R , $\Omega = 18.86$ rpm, $H = 120$ m y $\bar{U}_H = 41$ m/s	67
Figura 4.21 FDPE de una señal simulada para radio igual a $0.5 R$, $\Omega = 18.86$ rpm, $H = 120$ m y $\bar{U}_H = 41$ m/s	68
Figura 4.22 FDPE de una señal simulada para radio igual a 0 m, $\Omega = 18.86$ rpm, $H = 120$ m y $\bar{U}_H = 41$ m/s	68
Figura 4.23 Coeficiente de sustentación para el perfil NACA 63-415.....	71
Figura 4.24 Coeficiente de arrastre para el perfil NACA 63-415	71
Figura 4.25 Distribución de fuerzas normales en la pala para distintos valores de \bar{U}_H y distintos ángulos de paso	72
Figura 4.26 Señal de desplazamiento en el extremo de la torre: (a) para rotor denido, (b) para rotor girando.....	76
Figura 4.27 Señal de flexión en el nodo 4 de la torre: (a) para rotor denido, (b) para rotor girando	77
Figura 4.28 Señal de aceleración en el extremo de la torre, para rotor girando	77
Figura 4.29 Valores máximos de flexión en la base de la torre: (a) para rotor detenido, (b) para rotor girando.....	78
Figura 4.30 Valores máximos de flexión en el segundo cambio de espesor: (a) para rotor detenido, (b) para rotor girando	78

Figura 4.31 Valores máximos de desplazamiento en el extremo de la torre: (a) para rotor detenido, (b) para rotor girando	79
Figura 4.32 Valores máximos de aceleración en la góndola.....	79
Figura 4.33 Valores máximos de desplazamiento en el extremo de las palas: (a) para rotor detenido, (b) para rotor girando	80
Figura 4.34 Ajuste a papel de probabilidad log-normal para la flexión en el nodo 4, con rotor girando	81
Figura 4.35 Ajuste a papel de probabilidad normal para la flexión en el nodo 4, con rotor girando	82
Figura 4.36 Ajuste a papel de probabilidad de distribución de Weibull para la flexión en el nodo 4, con rotor girando	82
Figura 4.37 Ajuste de papel de probabilidad log-normal para el desplazamiento en la punta de las palas, con rotor detenido	83
Figura 4.38 Ajuste de papel de probabilidad log-normal para el desplazamiento en la punta de las palas, con rotor girando.....	83
Figura 4.39 Ajuste de curvas de fragilidad para el desplazamiento en las palas, con rotor detenido	85
Figura 4.40 Ajuste de curvas de fragilidad para el desplazamiento en las palas, con rotor girando .	86
Figura 4.41 Ajuste de curvas de fragilidad para el desplazamiento en el extremo de la torre	87
Figura 4.42 Ajuste para curvas de fragilidad para la capacidad a flexión en la torre, con rotor detenido	88
Figura 4.43 Ajuste para curvas de fragilidad para la capacidad a flexión en la torre, con rotor girando	89
Figura 4.44 Ajuste para curva de fragilidad para la aceleración en la góndola.....	90
Figura 4.45 Curvas de fragilidad para el aerogenerador de 5 MW, $H=120$ m, $R=132$ m	91

Lista de tablas

Tabla 2-1 Valores para el cálculo del factor de exposición según el Manual de Obras Civiles.....	17
Tabla 3-1 Costo de los componentes de aerogeneradores como porcentaje del total	39
Tabla 4-1 Dimensiones empleadas para el modelo de la torre	49
Tabla 4-2 Dimensiones para las palas del aerogenerador de 5 MW	51
Tabla 4-3 Propiedades dinámicas de las palas modeladas.....	54
Tabla 4-4 Propiedades dinámicas de la torre modelada	55
Tabla 4-5 Propiedades de la estructura modelada	60
Tabla 4-6 Definición de segmentos para la evaluación de la capacidad a flexión en la torre	74
Tabla 4-7 Parámetros de las curvas para el desplazamiento en las palas, con rotor detenido.....	85
Tabla 4-8 Parámetros de las curvas para el desplazamiento en las palas, con rotor girando	86
Tabla 4-9 Parámetros de las curvas para el desplazamiento en el extremo de la torre	87
Tabla 4-10 Parámetros de las curvas para la capacidad a flexión en la torre, con rotor detenido.....	88
Tabla 4-11 Parámetros de las curvas para la capacidad a flexión en la torre, con rotor girando	88
Tabla 4-12 Parámetros de la curva para la aceleración en la góndola.....	90
Tabla 4-13 Resumen de los estados de daño y los parámetros de las curvas de fragilidad para el aerogenerador de 5 MW	91

1 Introducción

1.1 La energía eólica en México

La dependencia económica sobre los combustibles fósiles de muchas naciones que carecen de tales recursos energéticos ha propiciado la explotación de otras fuentes de energía, adicionado a esto, la creciente preocupación sobre el calentamiento global, contaminación ambiental y seguridad energética ha impulsado el interés en fuentes de energía renovables, tales como la solar, geotérmica, hidroeléctrica, la biomasa y la energía eólica.

En las últimas tres décadas, el mundo ha visto un fuerte crecimiento en la capacidad de generación energética a través de fuentes eólicas, teniendo una cifra mundial de 158 GW en 2009 y 204 GW en 2010 [1], para finales de 2016 la capacidad total eólica instalada se estima alrededor de 500 GW [2], como lo ilustra la Figura 1.1. La tendencia mundial al incremento en la producción energética por fuentes eólicas es respaldada en gran medida por los costos competitivos con respecto a fuentes fósiles de energía, ya que en territorios donde las condiciones de viento son adecuadas, el costo por MWh puede ser incluso menor al costo de producción de otras fuentes como el carbón [3].

CAPACIDAD ENERGÉTICA EÓLICA INSTALADA A NIVEL MUNDIAL [GW]

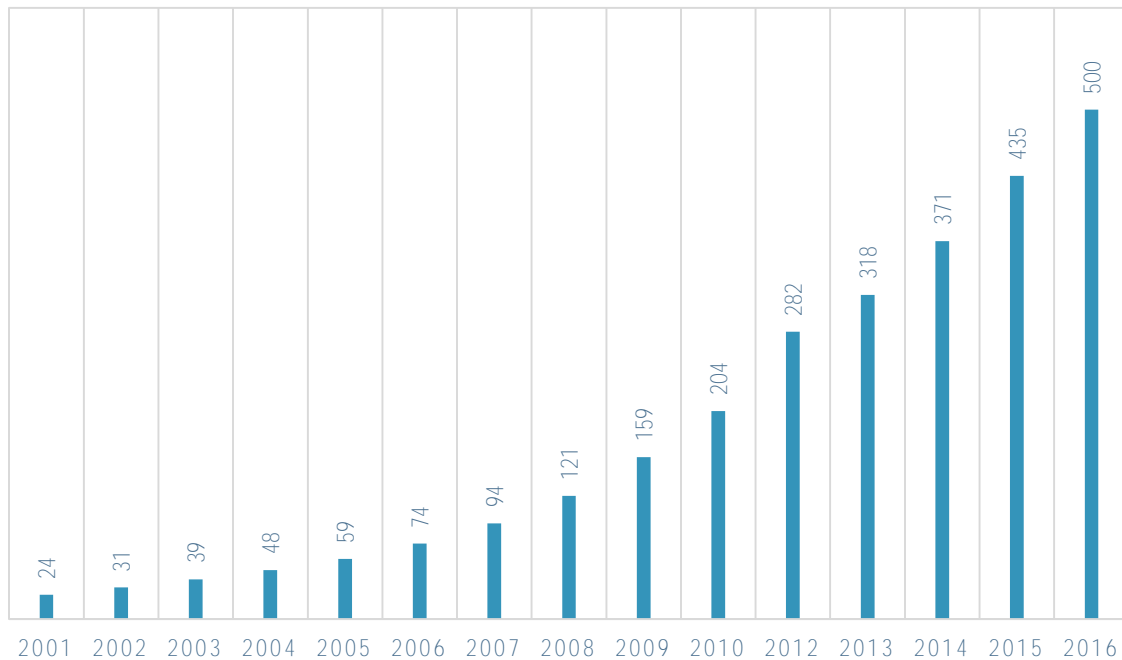


Figura 1.1 Capacidad energética mediante energía eólica instalada a nivel mundial. Obtenida de [1] y [2]

En lo referente a la República Mexicana, de acuerdo a la Ley para el Aprovechamiento de Energías Limpias y el Financiamiento de la Transición Energética, México tiene el compromiso de limitar la generación de energía eléctrica por fuentes fósiles al 65% (de un 80% actual) para el año 2024,

lo cual implica más de 25,000 MW de energía limpia; en otros países con metas similares, la energía eólica ha logrado producir hasta cerca de dos terceras partes del objetivo total. En materia de energías limpias, la regulación mexicana establece como meta una participación del 35% en la generación energética para 2024, 40% en 2035 y 50% en 2050 [4].

México cuenta con un potencial eólico de más de 50,000 MW, mientras que lo requerido para lograr generar el 35% de la energía limpia requerida para 2024 implica solamente 17,000 MW, según datos de la Asociación Mexicana de Energía Eólica (AMDEE); a la fecha del informe generado por dicha asociación, el Sistema Eléctrico Nacional contaba con 1,900 MW eólicos en operación, y alrededor de 5,000 MW en desarrollo. De acuerdo al Programa Especial de Energías Limpias 2014-2018 y datos de la AMDEE, en 2016 se lograrían los 8,900 MW eólicos —sólo por debajo de las fuentes hidroeléctricas (13,031 MW)—, lo cual implicaría un 24% de la generación de energía limpia (Figura 1.2). Según la actualización de la información de la AMDEE, para 2016 se preveían alrededor de 3,500 MW eólicos instalados en la República Mexicana, sin embargo, los datos de la misma asociación siguen siendo optimistas respecto al crecimiento de la capacidad prevista para los próximos años, como se ilustra en la Figura 1.3 y la Figura 1.4. Para 2024 la propuesta de la AMDEE plantea 18,500 MW eólicos [4].

SENDA PROPUESTA DE CAPACIDAD ENERGÉTICA MEDIANTE ENERGÍA EÓLICA [MW]

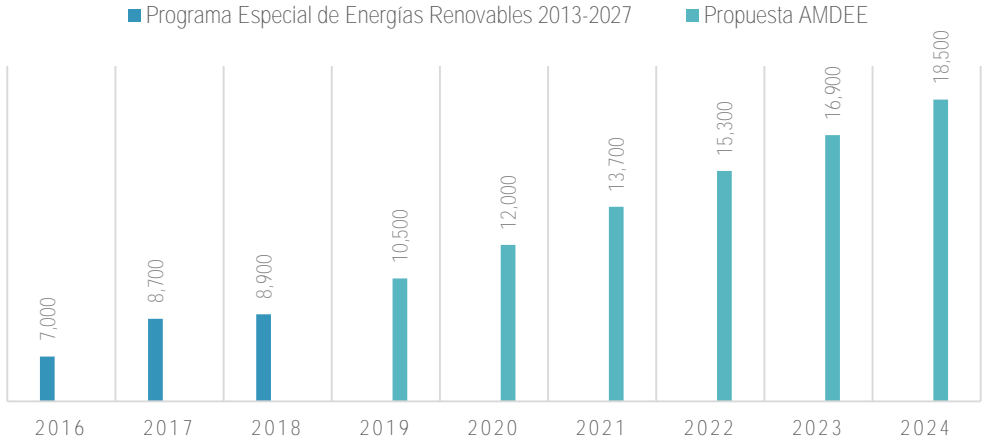


Figura 1.2 Senda propuesta de participación limpia vinculante. Tomada de [4]

TOTAL PREVISTO EN EL AÑO 2016: **3,527 MW**



Figura 1.3 Capacidad energética eólica prevista para 2016. Tomada de [5]

TOTAL PREVISTO EN EL AÑO 2020: **12,823 MW**



Figura 1.4 Capacidad energética eólica prevista para 2020. Tomada de [5]

Tales argumentos plantean un panorama creciente para el sector energético y las industrias afines a nivel nacional, así entonces, en las próximas décadas se espera gran demanda en la fabricación y construcción de componentes de aerogeneradores, por ello resulta de gran importancia el estudio del comportamiento de tales estructuras, así como el desarrollo de normatividad competente para el contexto eólico mexicano.

1.2 Componentes y clasificación de aerogeneradores

El aprovechamiento del viento como fuente de energía para actividades humanas data de al menos hace 3,000 años; es ampliamente conocido que el viento era y es aprovechado para actividades agrícolas como molienda de granos o bombeo de agua, sin mencionar usos tan antiguos como el aprovechamiento de las corrientes de viento para la navegación.

En la actualidad se sigue aprovechando el viento como un recurso inagotable, más comúnmente para la generación de energía eléctrica; de ahí podría definirse a los aerogeneradores o turbinas eólicas como las máquinas que convierten la potencia del viento en energía eléctrica. En las turbinas eólicas modernas, el proceso de conversión utiliza la fuerza aerodinámica de sustentación producida por el flujo del viento a través de las palas del rotor para producir un torque alrededor de un eje, resultando así en la producción de potencia mecánica, la cual es transformada después en electricidad mediante un generador.

El diseño más común de aerogeneradores modernos es el conocido como Turbina Eólica de Eje Horizontal (o HAWT por sus siglas en inglés); tal diseño implica que el eje de rotación es paralelo a la superficie de la tierra.

Tal y como se lista en [6], los principales sub-sistemas de una turbina de eje horizontal pueden ser resumidos como:

- Rotor, el cual consiste en las palas y el buje que las soporta.
- Tren motriz, este incluye las partes rotatorias de la turbina exclusivas del rotor, consiste en ejes, caja de cambio, acoplamiento, freno mecánico y el generador.
- La góndola y el marco principal, incluyendo el cuarto de la turbina, la placa de asiento y el sistema de giro.
- La torre y su cimentación.
- Controles de la máquina.
- El balance del sistema eléctrico, incluyendo cables, transformadores, cajas de interruptores y convertidores de corriente.

La Figura 1.5 ilustra de una manera más clara estos componentes.

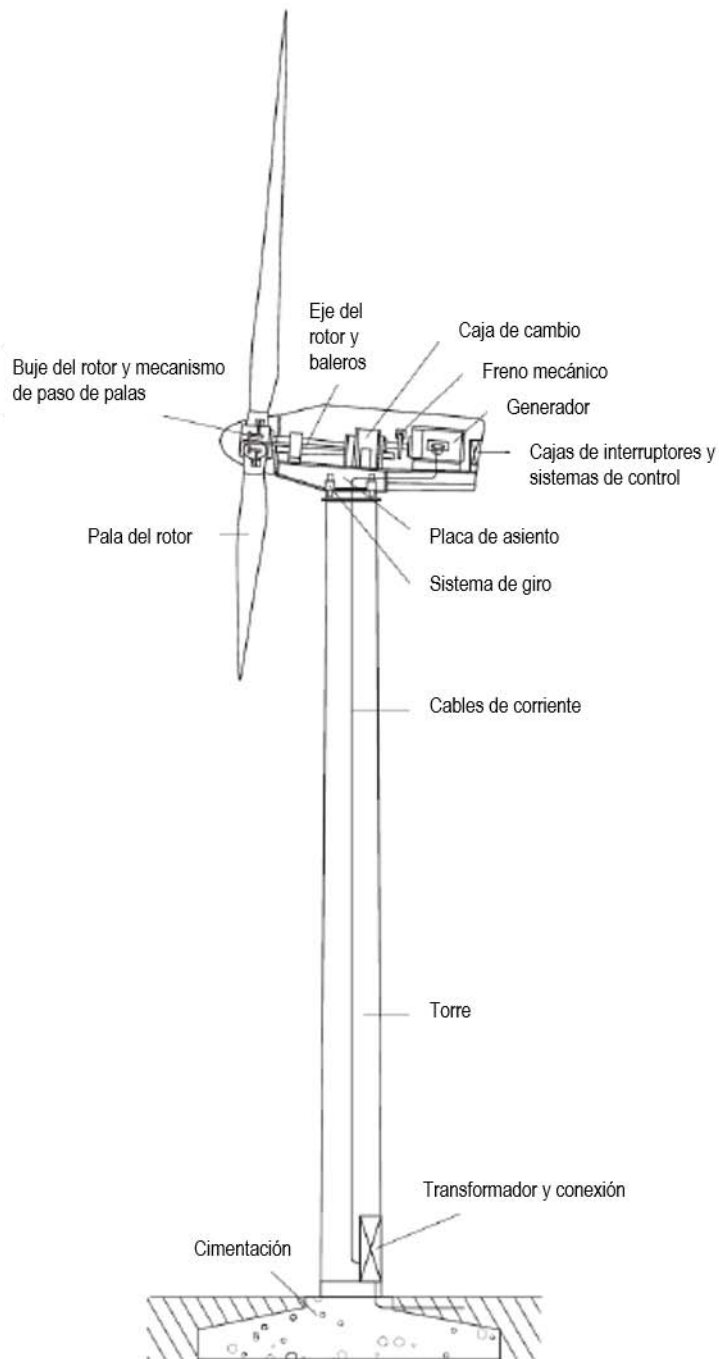


Figura 1.5 Componentes de una Turbina Eólica de Eje Horizontal. Reproducida de [7]

De acuerdo con [6], los rotores de las HAWT pueden ser clasificados según la orientación del rotor (contra el viento o a favor del viento), el diseño del buje (rígido, tambaleante o articulado), el control del rotor (ángulo de ataque vs entrada en pérdida o *stall*), el número de palas (generalmente dos o tres), y cómo son alineados con el viento (giro libre o activo).

Las turbinas eólicas modernas cuentan con distintos sistemas para mejorar su rendimiento ante las variaciones en las características del viento, dentro de los sistemas que valen la pena mencionar en el presente trabajo se encuentran:

- Sistema de control de alabeo (*yaw control*), consiste en diversos mecanismos que permiten a la turbina permanecer alineada con la corriente de viento, o en algunos casos, donde el diseño de la turbina lo permita, fuera de ella para controlar la potencia generada.
- Sistema de control del ángulo de paso (*pitch control*), permite el control del ángulo de ataque de la velocidad relativa sobre la sección de la pala y con ello los coeficientes de sustentación y arrastre sobre la misma, rotando la pala completa o segmentos de ella alrededor de su eje longitudinal.
- Sistemas de frenado (*braking systems*), normalmente las turbinas son diseñadas con dos sistemas de frenado independientes, del tipo aerodinámico y del tipo mecánico. Los primeros consisten en incrementar el coeficiente de arrastre de las palas mediante el control del ángulo de paso, alerones u otros dispositivos; los segundos consisten generalmente en frenos de disco montados en el eje del rotor, o entre la caja de cambios y el generador.

Otro tipo de clasificación para los aerogeneradores de acuerdo a las características de sus componentes estructurales, como se explica en [8], puede ser de acuerdo a la relación entre la frecuencia fundamental de la torre con respecto a la frecuencia de paso de las palas del rotor: las torres de aerogeneradores con una frecuencia natural mayor a la frecuencia de paso de las palas se clasifican como rígidas, las torres con frecuencia natural entre la frecuencia de rotación y la frecuencia de paso se clasifican como suaves, mientras que las torres con frecuencia fundamental menor a la frecuencia de rotación de las palas son conocidas como suave-suave. Dado que los principales beneficios de las torres rígidas son limitados, y estas implican un mayor consumo de material, se suele optar por torres del tipo suave, lo cual lleva a estructuras más susceptibles a los efectos de la resonancia debido al flujo del viento y la operación de la turbina.

Si se tratase de clasificaciones coloquiales para los aerogeneradores, resulta bastante común el distinguirlos de acuerdo a su potencia, refiriéndose a los kW o MW que son capaces de producir; esto debido a que al existir una relación directa entre la potencia de un aerogenerador y el área de barrido del rotor se puede tener una fácil noción de las dimensiones de la turbina y sus componentes.

Desde el punto de vista económico, y de acuerdo con los análisis de costos de componentes de aerogeneradores, los elementos más representativos en el costo total son, en orden de proporción, las palas (18.3%), la torre (17.5%), el engranaje (12.5%) y la góndola (10.8%); de los cuales, el costo de las primeras es escalado en proporción potencial para diámetros mayores [8], estos planteamientos justifican el estudio del comportamiento estructural en condiciones que contemplen a la estructura del aerogenerador como un sistema que va más allá de la torre por sí sola.

1.3 Antecedentes y estado del arte

Si bien el aprovechamiento de las corrientes de viento para las actividades humanas es casi tan antiguo como la humanidad misma, el estudio de los aerogeneradores modernos ha sido bastante extenso en las últimas décadas, lo que a su vez ha permitido el crecimiento de la capacidad energética instalada mediante fuentes eólicas.

Madsen y Frandsen (1984) estudiaron las fallas en componentes de turbinas eólicas debido a la acción del viento, proponiendo modelos de fatiga a partir de espectros de turbulencia, considerando respuestas de tipo periódicas y estocásticas. El trabajo de los autores se concentra en el análisis de la respuesta durante la operación de la turbina, teniendo en cuenta respuestas extremas y cargas cíclicas que pueden provocar fallas por fatiga. De acuerdo a esto, se consideran tres casos de carga como los más desfavorables para los componentes: en posición detenida, que es la más desfavorable para cargas

de fatiga y respuestas extremas sólo ante velocidades de viento muy altas; operación normal y los procesos de arranque no estacionarios. Los espectros de potencia considerados en estas condiciones de carga se ven modificados por la rotación de las hélices, cuyas cargas se calculan mediante la teoría de los elementos de pala (BEM, por sus siglas en inglés). En el artículo mencionado se proponen expresiones para relacionar un intervalo de esfuerzos en la estructura con las propiedades estadísticas del viento. Por último, los autores concluyen en la importancia de la excitación turbulenta en la respuesta de la estructura tanto para efectos de fatiga como para esfuerzos extremos. [9]

Højstrup (1997) estudió la coherencia en espectros de potencia para parques eólicos, encontrando la distancia necesaria expresada en diámetros para que no exista influencia en la turbulencia del viento experimentada debido a la cercanía entre aerogeneradores. Para llevar a cabo el análisis se registraron mediciones en un parque eólico en Dinamarca, para investigar la coherencia lateral y vertical de la velocidad del viento. Las mediciones consistieron en registros de señales de dos torres instrumentadas con anemómetros, una de ella colocada aguas arriba del flujo del viento, donde la velocidad no ha sido afectada por las turbinas que componen el parque; y la segunda aguas abajo, donde es afectada por la presencia de las turbinas del parque; la posición de las torres permitieron determinar mediciones con relación a distancias de 2, 7.5 y 14.5 diámetros de ciertas turbinas de referencia en el parque. De las mediciones se encontró que el cambio relativo en la intensidad de la turbulencia disminuye al aumentar la velocidad del viento y que la turbulencia es afectada incluso a 14.5 diámetros. De los modelos de coherencia propuestos por el autor, se concluye que la coherencia lateral parece ser no afectada a partir de distancias mayores de 7.5 diámetros y la coherencia vertical parece ser poco afectada por la influencia de otras turbinas, también concluye el autor con el comentario que en ambientes donde los niveles de turbulencia son menores (como en estructuras en el mar), los niveles reducidos de coherencia pueden extenderse mucho más aguas abajo. [10]

Bazeos *et al.* (2002) realizaron una comparativa entre un modelo de elemento finito muy refinado para la torre de un prototipo de aerogenerador de 450 kW y un modelo simplificado de acuerdo a parámetros y criterios de los estándares alemanes DIN 18800, donde los atiesadores intermedios son sustituidos por condiciones de borde con características según dichos estándares. Mientras que el modelo de elemento finito elaborado por los autores contempla bastante detalle, como lo son las aberturas y atiesadores en paredes de la torre y largueros intermedios, ambos modelos muestran una gran similitud en los resultados para el análisis elástico llevado a cabo. Como complemento para el análisis de la estructura en cuestión, se llevan a cabo dos modelos adicionales al simplificado considerando la interacción suelo-estructura en la base de la torre, los cuales consideran un suelo semi-rocoso con dos distintas áreas de desplante, lo que conlleva a distintas masas y rigideces del sistema en cada una de ellas; los resultados de esta comparativa reflejan una significativa variación en la frecuencia del sistema, de donde se concluye que se pueden desarrollar modelos simplificados que implican excelente congruencia en los resultados comparando con modelos de elemento finito siempre que se sigan con bastante cuidado las consideraciones para las condiciones de borde. Sin embargo, la investigación presentada en el documento tiene en cuenta únicamente efectos de sismo y los efectos aerodinámicos del viento sobre la torre o la operación del aerogenerador no se tienen en cuenta en absoluto. [11]

Sørensen *et al.* (2002) estudiaron los efectos de interacción entre turbinas en parques eólicos y la coherencia entre la velocidad del viento percibida por distintas turbinas dentro del mismo parque, los análisis consideran los efectos de la rotación de las hélices de turbinas individuales. Los autores introducen un método para simulación basado en el método de la matriz de espectro cruzado de Shinozuka, el cual utiliza matrices complejas, donde cada elemento que compone la matriz es el espectro de potencia cruzado entre dos turbinas distintas, cada uno de estos espectros es definido como la transformada de Fourier de la función de correlación entre los puntos. Las velocidades simuladas por los autores emplean el espectro de potencia de Kaimal [12] y el espectro de Højstrup [13], seleccionando el segundo mencionado dado que incluye mayor energía en bajas frecuencias, y

de acuerdo a los autores ha demostrado mejor ajuste en tal intervalo para muchos casos. El modelo de viento del rotor resulta de una velocidad equivalente que tiene en cuenta las variaciones debido a la turbulencia y la “sombra” de la torre en el campo de velocidad del viento en el disco del rotor. La velocidad equivalente es definida como la velocidad que provocaría el mismo torque que la velocidad real en el campo de viento, el modelado de los efectos de “sombra” de las turbinas se tiene en cuenta considerando que todas son torres tubulares, debido a que en la actualidad son más comunes que las torres de celosía por su menor impacto visual. Los autores concluyen en que el modelo que se presenta es más confiable que los modelos que suponen “turbulencia congelada”, dado que incluyen degradación en la coherencia para separación longitudinal, el modelo de viento en el rotor presentado también tiene buena concordancia para frecuencias hasta cuatro veces la velocidad del rotor. [14]

Lavassas *et al.* (2003) presentan el ejemplo del diseño estructural de la torre de un prototipo de turbina eólica de 1 MW, para el cual desarrollan dos modelos distintos de elemento finito. Dentro de las peculiaridades geométricas de los modelos desarrollados, se encuentra la inclusión de detalles como las entradas redondeadas en las paredes de la torre y los atiesadores a lo largo de las mismas. De la misma manera, se distinguen los modelos por la inclusión de la cimentación en uno de ellos, para la consideración de los efectos de la interacción suelo-estructura; un tercer modelo discreto simplificado se incluye en el análisis para la corroboración numérica de los resultados. El diseño por esfuerzos y fatiga de la estructura se llevó a cabo de acuerdo a los criterios del Eurocódigo 3; sin embargo, los autores hacen mención a que los métodos adoptados para el análisis no deben ser aplicados para el diseño final de la estructura, debido a la sensibilidad del diseño con respecto a la discretización de los modelos. Del análisis llevado a cabo, se hace hincapié en que las cargas de operación en el eje del rotor dependen fuertemente de la frecuencia fundamental de la torre, así como el número de ciclos de esfuerzos y las velocidades medias del viento. Dentro de las conclusiones de los autores se menciona que los cálculos dentro del análisis de pandeo de las paredes de las placas de la torre puede presentar grandes niveles de ambigüedad, por lo que se sugiere cautela en tales análisis; por otra parte, respecto a las condiciones de carga dominantes para el presente caso, las combinaciones que contemplan vientos extremos resultaron las más críticas, mientras que el diseño por sismo resulta crítico para los casos donde la construcción es en áreas de alta sismicidad; en cuanto al diseño por fatiga, se concluye que las características dinámicas de la estructura son de gran importancia para el diseño de la torre. [15]

Autores como Murtagh han enfocado sus estudios al análisis de la dinámica estructural de los aerogeneradores. Murtagh *et al.* (2004) presentan varios métodos para aproximar de maneras relativamente sencillas las frecuencias naturales de torres que soportan mecanismos y equipo diversos como una propuesta para diseños preliminares. Las características modales de la torre que presentan en dicho artículo las obtienen empleando reducciones en modelos con técnicas de masa discretizada, posteriormente los resultados de estas técnicas son comparados con resultados de modelos de elemento finito más detallados. De acuerdo a los análisis de estos autores, en estructuras flexibles, más del 90% de la energía total disipada ocurre debido al modo fundamental de flexión. Los autores en este artículo concluyen que la aproximación propuesta resulta con bastante buen grado de precisión con respecto al modelo de elemento finito, especialmente en las frecuencias del primer modo fundamental de las estructuras analizadas, hacen énfasis en que en la energía espectral del viento generalmente se encuentra concentrada en frecuencias bajas, donde justifican la importancia del primer modo en los análisis. [16]

En 2004 Murtagh *et al.* propusieron una metodología para estimar la respuesta de turbinas eólicas sometidas a excitaciones debido al flujo del viento, considerando tres hélices rotando, cada una de ellas considerada como cuerpos de múltiples grados de libertad. Los efectos estudiados en la torre consideran una masa rígida en la punta, que simula la góndola del aerogenerador, y los efectos de las palas rotando tienen en cuenta efectos de rigidez centrífuga. Estudios previos, de los cuales se desplanta esta referencia, demuestran que las frecuencias naturales de las palas, las cuales son tratadas

como vigas en voladizo que rotan, se incrementan mientras la frecuencia de rotación aumenta; de la misma manera, debido a la rotación de las palas la distribución de la densidad de potencia espectral es alterada y los autores proponen una simplificación para tener en cuenta los cambios en la concentración de la energía. En el trabajo de los autores, se emplea el método de aceleración modal para el análisis de la respuesta dinámica de las palas, el cual es bastante sencillo de implementar en comparación con otros métodos que demandan más tiempo y recursos de cálculo. En este artículo se presenta el ejemplo de análisis considerando una pala de sección hueca constante, la señal de velocidad para el análisis se obtiene mediante el uso del espectro de densidad de potencia espectral de Kaimal [12]. Para el empleo de la aceleración modal, primero se simuló cargas debidas al viento y efectos de rotación en cada nodo considerado, de manera que obtiene la ecuación de movimiento para la torre que contempla las fuerzas producidas por las palas. Por último, los autores presentan un ejemplo numérico del método para dos frecuencias de rotación distintas y una comparativa de la respuesta de la torre despreciando los efectos dinámicos de las palas; de la comparativa, los autores concluyen que el excluir los efectos de interacción de la torre con las palas pueden subestimar de manera considerable la respuesta en el extremo de la torre, ya que los resultados del ejemplo numérico presentado indican que la respuesta de la torre contemplando los efectos de la rotación de la pala producen una respuesta de 256% y 106% mayor para los casos de los ejemplos analizados. Aunque en este artículo se simplifica la sección de las palas y no se detalla demasiado en las propiedades de la torre o los efectos considerando el desplante de la estructura (interacción suelo-estructura), la metodología propuesta para la obtención de las fuerzas en la torre debido a los efectos de operación es bastante práctica y relativamente sencilla de implementar. [17]

A partir de las propuestas desarrolladas en [17] y [16], Murtagh *et al.* (2004) propusieron una metodología para estimar la respuesta aeroelástica de las palas de un aerogenerador en operación, e incluir sus efectos en la respuesta de la torre que soporta al mecanismo, tal propuesta se encuentra basada en análisis previos donde detallan el método de la aceleración modal para palas que rotan sometidas a cargas de viento estocásticas estacionarias. Cada pala es modelada como un sistema de múltiples grados de libertad (MGDL). De manera similar al procedimiento adoptado en [17], la carga de viento en cada elemento es simulada a partir de espectros de potencia, la técnica de simulación empleada por los autores parte de la premisa que cualquier señal con frecuencia variable puede ser representada por una transformada discreta de Fourier, donde los coeficientes de la transformada son números aleatorios con media cero y una desviación estándar específica, relacionada con el contenido de energía de una función de densidad de potencia espectral. Los desplazamientos en la pala son obtenidos mediante la ecuación de movimiento para el sistema discretizado en múltiples grados de libertad, y al final la respuesta es compuesta por una parte pseudo-estática y una parte dinámica. En el procedimiento de Murtagh *et al.* fue modificada la matriz de rigidez del elemento analizado en el programa ANSYS, dado que el modelo en dicho programa no tiene en cuenta el incremento de rigidez por la fuerza centrífuga de la pala. El espectro de potencia empleado para las señales simuladas fue el propuesto por Kaimal [12], aunque tal espectro no refleja de manera precisa la energía en un flujo turbulento alrededor de cuerpos en rotación al ser aplicado en su forma convencional, de manera que tal espectro fue utilizado para definir la varianza de la energía espectral de la velocidad, un valor de varianza fue asociado a cada nodo de la pala discretizada y, de acuerdo a referencias como [9], la ordenada espectral modificada con muestreo rotacional tiende a ser más pronunciada mientras la distancia aumenta a lo largo de la pala lejos del eje de rotación. Adicionalmente, se revisa la alternativa de la obtención de la respuesta de las palas a través de funciones de transferencia en el dominio de la frecuencia, donde se puede obtener la respuesta de la pala en el dominio del tiempo al aplicar la transformada inversa de Fourier. Los autores presentan un ejemplo numérico donde aplican el método, aunque despreciando los efectos del amortiguamiento aerodinámico, donde se aprecia que la frecuencia fundamental de la pala aumenta conforme aumenta la velocidad de rotación de la misma, debido a la rigidez centrífuga que afecta al elemento. En el ejemplo se lleva a cabo una comparativa entre la respuesta de las palas considerando el espectro muestreado rotacionalmente y sin ello,

observando que el desplazamiento menor ocurre en el caso donde no se tiene en cuenta la carga rotacionalmente muestreada. Por último, los autores concluyen en que la mayoría de los programas para análisis de elemento finito no contemplan los efectos de rigidez centrífuga; las respuestas obtenidas por el método de aceleración modal en el dominio del tiempo y la frecuencia mostraron una excelente relación; se analizaron las respuestas de palas sujetas a distintas frecuencias de rotación y a espectros muestreados rotacionalmente y sin ello, de los cuales el primero presenta una respuesta mayor. Aunque los resultados presentados indican principalmente tendencias de comportamiento en las partes de la estructura, es necesario tener en cuenta efectos de los distintos tipos de amortiguamiento. [18]

Existen varios métodos para estimar la capacidad última de un sistema estructural, y el proponer técnicas justificadas en las teorías de resistencia de materiales, así como el adecuarlas para su aplicación a estructuras de distintas características resulta en métodos de gran utilidad para la ingeniería.

Vamvatsikos y Cornell (2002) presentan un sumario de distintas técnicas para análisis dinámicos crecientes, para sistemas de uno y múltiples grados de libertad, contemplándolo como una posibilidad para su empleo en métodos de diseño basado en desempeño, para obtener curvas de capacidad de estructuras. Si bien el sumario presentado por los autores es propuesto para la caracterización de la capacidad de la estructura ante un sismo, las definiciones propuestas pueden ser extrapoladas para el estudio de las fallas en estructuras debidas al viento. La técnica descrita en el artículo consiste en el análisis tiempo-historia de la estructura, escalando gradualmente la historia empleada para dicho análisis, registrando medidas de daño en la estructura para cada incremento, hasta eventualmente conseguir el colapso virtual de la estructura. Sin embargo, los autores concluyen el escrito en que este método sigue presentando retos para los investigadores en su aplicación para el diseño de acuerdo a las normas y estándares. [19]

Nasserasadi *et al.* (2008) presentan en su escrito una metodología simplificada para la determinación de funciones de fragilidad para estructuras por métodos estocásticos, partiendo de la definición en la que se presenta la función de fragilidad como aquella en la que se relacione la probabilidad de un daño determinado en una estructura, con una medida de intensidad determinada. De acuerdo al procedimiento propuesto, es importante proponer e identificar índices de daño en la estructura y medidas de intensidad del fenómeno que sean directamente proporcionales, posteriormente se estima una distribución de probabilidad que mejor se ajuste a los datos registrados y se calcula la excedencia de probabilidad en cada medida de intensidad, para por último ajustar una función a los resultados. En el documento se presenta un punto importante, que es el tener en cuenta el daño a los elementos no-estructurales presentes en el sistema, debido a que si son afectadas instalaciones o maquinaria, como en el caso de los aerogeneradores, pueden dañarse otros componentes, lo que puede resultar en que no se cuenten con las condiciones necesarias para el correcto funcionamiento del sistema, y esto podría calificar como una falla (*non-structural governing damages*). La importancia en el desarrollo de curvas de fragilidad, de acuerdo con los autores, radica en un cálculo preciso de riesgos. [20]

Dentro de las escasas pruebas experimentales a escala real, realizadas a estructuras de aerogeneradores se encuentra el trabajo de Prowell *et al.* (2009), en el cual se llevaron a cabo pruebas en mesa vibradora para un aerogenerador con 23 m de altura. Adicionalmente se desarrollaron dos modelos de elemento finito para realizar una comparativa de resultados, el primero de ellos considera únicamente una masa discreta en el extremo de la torre, mientras el segundo se detalla de mejor manera tratando de simular la geometría de la góndola y palas. A partir del modelo experimental, se obtuvieron porcentajes de amortiguamiento crítico de la estructura, los cuales oscilan en un intervalo de 0.5% a 1.0%. La prueba fue realizada en la mesa vibradora de la Universidad de California en San Diego, empleando varios registros de aceleraciones sísmicas del estado de California; la turbina probada tiene capacidad de 65 kW, y se trata de un modelo de los años 80 manufacturado por Nordtank en Dinamarca, la importancia de este modelo en particular radica en que cerca del 40% de

los aerogeneradores instalados en California eran —para 1985— daneses. Los registros aplicados fueron escalados con factores correspondientes al 100%, 150% y 200% de la amplitud máxima de la señal de acuerdo a lo reportado por los autores, y tras obtener la función de transferencia para cada uno de ellos, se encontró que la respuesta de la estructura era lineal para los registros aplicados, con un periodo fundamental de 0.6 s (1.67 Hz), adicionalmente, la forma modal de la estructura se asemejó bastante a los modos de flexión de una viga en voladizo con una masa puntual en el extremo y el amortiguamiento en el primer modo detectado fue de menos del 1% del amortiguamiento crítico; sin embargo, los autores hacen notar el hecho que los valores *in-situ* de estas estructuras en muchos casos resultarán mayores debido a los efectos de disipación de energía a través de la cimentación y el amortiguamiento aeroelástico. En los resultados se encontró buena concordancia con los modelos de elemento finito realizados, para la predicción de la respuesta sísmica, mientras que para excitaciones fuera del intervalo de las excitaciones sísmicas, los modelos reflejaron bastantes diferencias. También se hace notar el hecho que para turbinas modernas, los modos superiores de vibración podrían caer también en el intervalo sísmico de interés. Por último, los autores concluyen en el dominio del comportamiento por el primer modo de vibración y su semejanza con el comportamiento de una viga en voladizo, así como la variabilidad del nivel del amortiguamiento por efectos como la interacción suelo-estructura y el amortiguamiento aeroelástico. Aunque el artículo refuerza la hipótesis en el comportamiento de estructuras de aerogeneradores ante efectos de sismo, no se contempla la participación de las excitaciones dinámicas debido a la operación de la turbina, además de que debido al enfoque sísmico del análisis de la estructura, solo se menciona la contribución de los efectos aerodinámicos y aeroelásticos en las características dinámicas de la estructura. [21]

Nuta *et al.* (2011) analizaron la respuesta estructural del modelo de una torre para un aerogenerador de 1.65 MW, la capacidad de la estructura fue revisada para cargas debido a la acción sísmica, y a partir de ella construyeron curvas de fragilidad para los estados de daño definidos; en el estudio se propone una metodología para investigar la probabilidad de alcanzar tales estados de daño bajo cargas de sismo. De acuerdo a los planteamientos del estudio, parte de la importancia de construir curvas de fragilidad para turbinas eólicas es el conocer las implicaciones financieras al existir daños en varias torres de un parque eólico, dado que la gran parte de las turbinas que lo componen estarán construidas con el mismo diseño. El análisis de la estructura está basado principalmente en el código IEC 2005 y la norma canadiense CSA 2008. Para la determinación de la capacidad de la estructura se aplicaron al modelo de elemento finito análisis *push-over*, tiempo-historia y análisis dinámico creciente, a partir de este último se definieron medidas de intensidad para los eventos y medidas de daño para la estructura, mientras que el análisis *push-over* fue empleado para la calibración del modelo de acuerdo a investigaciones de otros autores respecto al comportamiento de estructuras tubulares de pared delgada. Aunque los autores concluyen que, si bien, debido al largo periodo fundamental de la estructura los efectos del sismo no son significativos para la falla de la estructura con los registros del movimiento del suelo seleccionados, un procedimiento claro y ordenado para el análisis de estas estructuras y la construcción de curvas de fragilidad es establecido. [22]

Dentro de las mediciones en estructuras a escala real, vale la pena mencionar el trabajo de Ozbek y Rixen (2012), quienes realizaron mediciones de las propiedades dinámicas de aerogeneradores de 2.5 MW con un rotor de 80 m de diámetro, aplicando métodos de medición ópticos como la fotogrametría y la interferometría láser, combinados con métodos de medición más convencionales, como deformímetros. El trabajo resulta novedoso, debido a que muchas de las mediciones realizadas a estructuras como estas han sido llevadas a cabo cuando la turbina no se encuentra en operación, además de emplear métodos distintos a los ópticos para la medición. Para la medición con vibrómetro láser se registraron los datos de desplazamiento de la turbina en estado estático, además de deformímetros colocados en el origen de las palas de la turbina con los que contaba la estructura. De esta medición se encontró que los datos provistos por los métodos ópticos resultan bastante cercanos a lo calculado mediante las mediciones con deformímetros. Para las mediciones de la turbina en operación se empleó la fotogrametría, además de los deformímetros colocados; registrando la

respuesta de la estructura para distintas velocidades de la corriente de viento, de las cuales los autores mencionan que no se pudieron identificar varios de los modos observados para la turbina detenida, debido al alto porcentaje de amortiguamiento aeroelástico de esas formas modales. Las mediciones obtenidas fueron comparadas con modelos propuestos por otros autores y una simulación de la herramienta HAWCStab, siendo las medidas obtenidas menores a lo propuesto por los primeros mencionados y semejantes a las de la segunda. De la fotogrametría como método para la medición de respuesta, los autores concluyen que resultó un método preciso para la medición, obteniendo un error de ± 25 mm a una distancia de 220 m; sin embargo, la magnitud de dicho error depende de la frecuencia de rotación de las palas, y para frecuencias mayores a 5 veces la frecuencia de paso se reduce a ± 5 mm; también se concluye que varios de los modos que presenta la estructura no pudieron ser detectados, de acuerdo a los autores, debido a la baja participación que poseen en la respuesta de la estructura o al alto amortiguamiento aeroelástico. Aunque los autores no presentan una comparativa directa entre las frecuencias de la estructura medidas en reposo y en operación, la frecuencia fundamental de la torre parece ser la misma, no así las frecuencias para las palas, las cuales muestran haber incrementado al considerar la operación de la turbina. [23]

Sim *et al.* (2014) estudiaron la capacidad a flexión de la sección a escala natural de una torre para un aerogenerador de 65 kW, dentro de las pruebas realizadas, se elaboró un modelo de elemento finito para tratar de simular las condiciones de borde apropiadas que mejor representen las condiciones de apoyo. La prueba fue del tipo estático, con carga incremental; debido a la sensibilidad del pandeo elástico y esfuerzos residuales en estructuras de este tipo se emplearon expresiones empíricas para tratar de predecir la capacidad de la sección. El estudio constó de dos pruebas, debido a que en la primera se produjo una falla en los pernos que anclaban la estructura; sin embargo, no se registró daño suficiente en la sección como para considerar que hubiese alcanzado un estado de falla, por lo que se repitió la prueba una vez habiendo reforzado la base de la estructura. En la segunda prueba se alcanzó el estado límite de flexión debido a pandeo local; sin embargo, la carga aplicada en la prueba resultó menor que la registrada en la primera prueba —donde se había presentado la falla de los pernos de anclaje—, los autores suponen esto debido a esfuerzos residuales en las placas que componen el elemento y a imperfecciones en la sección producto de la primera prueba, así como a la modificación de las condiciones de borde tras el refuerzo de la estructura a ensayar. Se elaboró adicionalmente un modelo de elemento finito en el programa ABAQUS, mediante elementos placa, donde para simular los daños producidos por la primera prueba, se aplicó una carga que produjera la misma deformación en la sección, este modelo demostró un muy buen ajuste con la curva de capacidad obtenida en la segunda prueba, en la cual se había alcanzado la falla por pandeo local. Un segundo modelo de elemento finito fue elaborado para comparar los resultados de distintas condiciones de borde y tratar de simular los resultados de la primera prueba, este segundo modelo presentó una capacidad por encima de la carga lograda en la primera prueba; sin embargo, se remarca que esta última no llegó a alcanzar su valor máximo. Los autores remarcan la importancia de la correcta simulación de las condiciones de borde en la elaboración de un modelo. Mediante los mismos modelos de elemento finito también se demostró que la debilitación en la sección debido a la falla de la primera prueba no afectó en gran manera los resultados. Por último, se realizaron comparaciones de la capacidad obtenida en la sección de la torre con la capacidad que estiman expresiones de códigos como el AISC 2010 [24], ASME 2006 [25] y ASCE 2011 [26] para estructuras de aerogeneradores o secciones circulares huecas, de donde se llegó a la conclusión que la predicción de las expresiones lograron una similitud del 79%, 104% y 95%, respectivamente, en la zona donde se presentó la falla, es decir, el segmento cercano al apoyo de la torre. Los autores concluyen en que, aunque en la primera prueba se presentó una falla inesperada, las mediciones indican que esta se habría presentado en el segmento donde se esperaba que esta ocurriera; las condiciones de borde son bastante significativas en la capacidad de la sección y los códigos ASME y ASCE presentaron una mejor predicción de la capacidad, debido a que el código AISC no está elaborado para el diseño de estructuras de aerogeneradores. [27]

En 2016, Asareh *et al.* presentaron el análisis de fragilidad mediante modelos de elemento finito para una turbina de 5 MW, considerando efectos aerodinámicos con la interacción de sismo. El trabajo hace referencia a lo realizado por Nuta *et al.* [22]; sin embargo, aclarando el hecho de que tal trabajo no consideraba la acción aerodinámica en el análisis. Al igual que los trabajos realizados por Lavassas *et al.* [15] y Nuta *et al.* [22], los modelos desarrollados fueron calibrados mediante análisis más sencillos para estimar la capacidad de la torre del aerogenerador, el porcentaje de amortiguamiento crítico considerado es del 5%, para tener en cuenta efectos de amortiguamiento aerodinámico junto con el estructural, las palas del aerogenerador fueron contempladas en una sola posición y modeladas como elementos barra lineales para simplificar tiempos de cálculo y simulación. Para la interacción de efectos sísmicos y aerodinámicos, se consideraron 22 registros de aceleraciones sísmicas distintos, y 8 campos de velocidad del viento distintos. Tras realizar varios análisis no-lineales, los autores observaron que para las combinaciones seleccionadas, los efectos aerodinámicos tienen efectos menores en comparación con los efectos de sismo en la estructura. Para la construcción de las curvas de fragilidad, se definieron varios estados de daño: desplazamiento en la punta, rotación en la punta, deformación residual, la incursión en comportamiento no-lineal del material y el pandeo de las placas de la torre. Por último, los autores presentan superficies que contemplan los dos riesgos mencionados y sus intensidades relacionándolas con la probabilidad que se presente cada una de los estados de daño definidos como falla. El estudio realizado contempla la interacción de efectos de movimiento del terreno así como efecto aeroelástico, sin embargo, poco se detalla sobre este último, además de no tener en cuenta efectos de interacción suelo-estructura ni los efectos dinámicos debido a la rotación de las hélices en velocidades donde lo permita el sistema de la turbina; estos últimos puntos mencionados sugieren áreas para ampliar el estudio del comportamiento de estas estructuras. [28]

1.4 Objetivos

Con base en la revisión de la literatura llevada a cabo en las páginas anteriores, el presente trabajo pretende abordar el estudio del comportamiento estructural de aerogeneradores, tratando de establecer las condiciones para los análisis implicados en tal estudio como aquellas que reflejen características de las estructuras instaladas en el territorio nacional, al mismo tiempo que se trata de tener en cuenta las observaciones principales de investigaciones recientes.

Para ello, se listan entonces los siguientes objetivos:

1. Generar modelos de distintos componentes de aerogeneradores mediante herramientas de elemento finito, con dimensiones que puedan representar a turbinas instaladas o por instalar en la República Mexicana.
2. Obtener simulaciones de señales de velocidad de viento, con características que correspondan al comportamiento de estas estructuras.
3. Analizar los efectos de las señales simuladas en las estructuras modeladas, teniendo en cuenta casos tanto con el rotor detenido como en movimiento.
4. Definir posibles estados de falla que puedan presentarse en los componentes del sistema estructural, tanto para casos de daño estructural como para daños no estructurales.
5. Establecer una metodología para la construcción de curvas de fragilidad que asocien medidas de intensidad del viento con la probabilidad de alcanzar los estados de daño definidos.
6. Desarrollar las curvas de fragilidad correspondientes a lo descrito en los puntos anteriores.

1.5 Limitaciones

En vista de los objetivos planteados en las páginas anteriores, resulta de importancia el delimitar los alcances del presente estudio, dado que los márgenes de tiempo establecidos para el desarrollo de la investigación han sido un factor de suma importancia en los alcances y el desarrollo del trabajo.

Así, la presente investigación no busca centrarse en el análisis de elemento finito, por lo que los modelos desarrollados han sido trazados con el objetivo de reflejar el comportamiento estructural de los elementos principales que componen a la turbina, más que abundar en la exquisitez del modelo o particularidades de una estructura en específico.

Es muy necesario mencionar también, que para el desarrollo de esta investigación se buscó siempre el evaluar casos que resultaran realmente representativos de los equipos instalados en la República Mexicana, por lo que se contactó a fabricantes y constructores involucrados en proyectos de parques eólicos mexicanos para solicitar información respecto a dimensiones y propiedades de las estructuras en cuestión; sin embargo, estos no proporcionaron ninguna información que no aparezca en los catálogos de acceso libre al público de sus respectivas empresas, por ello no se hace mención de fabricante o empresa alguno en este trabajo en lo referente a la presente investigación, debido a esto, algunos datos del análisis fueron supuestos basándose en las referencias citadas e información disponible.

Dentro de los casos analizados, no se consideran efectos que puedan alterar las propiedades dinámicas de la estructura en análisis, como lo son los efectos de interacción suelo-estructura o la variación del amortiguamiento aerodinámico con la velocidad del viento o la operación de la turbina, dado que la complejidad de tales implicaciones se encuentra fuera de los alcances del presente trabajo.

Por último, al contar con distintas normas y reglamentaciones internacionales para las distintas características de los factores involucrados en el análisis, y al mismo tiempo que se carece de una normatividad mexicana exclusiva para aerogeneradores, se definen los valores necesarios tratando de seguir un criterio lógico con base en las distintas referencias que se citan en la presente tesis.

2 Efectos del viento en aerogeneradores

Las turbinas eólicas y cualquier estructura convencional, son sometidas a condiciones ambientales que pueden afectar las cargas sobre ellas, su durabilidad y su operación. Para procurar un nivel apropiado de seguridad, los factores ambientales como la velocidad del viento tienen que ser tomados en cuenta en el diseño de la estructura, ya sea para condiciones normales o extremas, por lo que es de interés de quien estudie la naturaleza de las acciones del viento sobre las estructuras el desarrollar modelos y expresiones que describan lo mejor posible la forma de estas condiciones.

En el presente capítulo se describen de manera general conceptos correspondientes a la ingeniería de viento y a la ingeniería de turbinas eólicas, necesarios para su análisis.

2.1 Perfil de velocidad media del viento

La velocidad del viento y la manera en que se distribuyen las fuerzas en el volumen de aire en movimiento en la atmósfera se rige por un fenómeno de la mecánica de fluidos conocido en la ingeniería de viento y meteorología como *capa límite atmosférica*, la cual se refiere a la altura en la atmósfera terrestre sobre la cual la velocidad del viento no es afectada por fenómenos de fricción en la superficie de la tierra.

Los efectos de las fuerzas de Coriolis suelen ser tan pequeños en la velocidad del viento por debajo de la capa límite, que normalmente los cambios en la dirección del viento producto de estos son despreciados, ya que la capa límite puede extenderse incluso a alturas mayores de 1 km sobre la superficie terrestre. Del comportamiento del viento dentro de la capa límite se puede decir que los registros de velocidades en general suelen mostrar las siguientes características [29]:

- Incremento de la velocidad media del viento mientras mayor es la altura
- Naturaleza turbulenta del viento en todas las alturas
- Un amplio contenido de frecuencias en las ráfagas del flujo del viento
- Existe similitud en los patrones de ráfagas en todas las alturas, especialmente para las ráfagas que cambian más lentamente, o frecuencias más bajas

Se ha encontrado que la forma en que varía el viento con respecto la altura dentro de la capa límite es similar a la ley logarítmica derivada por Prandtl en 1904, la cual establece la variación de la velocidad media con respecto la altura de la forma:

$$\bar{U}(z) = \frac{u_*}{k} \ln\left(\frac{z}{z_0}\right) \quad (2.1)$$

Donde z_0 es una constante conocida como *longitud de rugosidad*, la cual es una medida para la aspereza de la superficie; $k \approx 0.4$, es conocida como *constante de von Karman*, y u_* es la *velocidad de fricción*, la cual es un parámetro igual a la raíz cuadrada de la relación entre el esfuerzo cortante de superficie y la densidad del fluido.

La relación entre la velocidad de fricción y la velocidad media a una altura determinada se conoce como *coeficiente de arrastre de superficie*, denotado por la letra griega κ , el cual se puede definir con la siguiente expresión:

$$\kappa = \frac{u_*^2}{\bar{U}_{10}^2} = \left[\frac{k}{\ln\left(\frac{10}{z_0}\right)} \right]^2 \quad (2.2)$$

Los perfiles de viento que siguen la ley de potencia, no están basados en una deducción derivada de la teoría de capa límite como los perfiles de viento de ley logarítmica; sin embargo, ambos suelen ser ampliamente adoptados por los diversos reglamentos y normativa en materia de ingeniería de viento que existe mundialmente. Un perfil de ley de potencia generalmente relaciona la velocidad media a cualquier altura con la velocidad media a 10 m, de manera que la forma general de estos perfiles suele ser como en la siguiente expresión:

$$\bar{U}(z) = \bar{U}_{10} \left(\frac{z}{10} \right)^\alpha \quad (2.3)$$

En la ecuación (2.3) el exponente α depende de la rugosidad del terreno y relacionará ambas leyes a través de la altura de referencia z_{ref} , de manera que dicho exponente es calculado con la expresión:

$$\alpha = \frac{1}{\ln \left(\frac{z_{\text{ref}}}{z_0} \right)} \quad (2.4)$$

En el caso del presente trabajo, se adoptará el perfil de tipo de ley de potencia que establece el Manual de Obras Civiles 2008 (MOC 2008) de la Comisión Federal de Electricidad (CFE), en su capítulo de Diseño por Viento [30], donde se establece que la velocidad de diseño se obtiene mediante el producto de los factores de topografía y exposición, junto con la velocidad regional:

$$V_D = F_T F_{rz} V_R \quad (2.5)$$

En la ecuación (2.5), el factor de topografía F_T , como lo describe [30], toma en cuenta los efectos de la topografía del sitio donde se encuentra la estructura, adoptando valores menores para sitios donde la exposición de la estructura al viento es menor y mayores donde la estructura se encuentra expuesta; en los análisis llevados a cabo en el presente trabajo se considera que las estructuras analizadas se encuentran en un terreno con pocos cambios topográficos, es decir, se considera un valor de F_T igual a la unidad. En la misma ecuación, la variación de la velocidad media con la altura es considerada en el factor de exposición F_{rz} , el cual, según la misma referencia, tiene un valor constante para alturas menores a los 10 m, incrementa potencialmente para alturas entre 10 m y la altura gradiente δ , y vuelve a ser constante para alturas mayores a esta última.

$$F_{rz} = c \quad \text{si } z \leq 10 \text{ m} \quad (2.6)$$

$$F_{rz} = c \left(\frac{z}{10} \right)^\alpha \quad \text{si } 10 \text{ m} < z < \delta \quad (2.7)$$

$$F_{rz} = c \left(\frac{\delta}{10} \right)^\alpha \quad \text{si } z \geq \delta \quad (2.8)$$

En las ecuaciones anteriores, las variables α , δ y c toman valores según la rugosidad del terreno que se considere, como se muestra en la tabla Tabla 2-1. En el caso de las estructuras analizadas en este trabajo, se considera un terreno prácticamente plano con pocas obstrucciones, lo cual, de acuerdo con la referencia, corresponde a un terreno categoría 2 e implica valores de 0.128, 315 y 1.0 para α , δ y c , respectivamente.

Tabla 2-1 Valores para el cálculo del factor de exposición según el Manual de Obras Civiles.

Categoría del terreno	α	δ [m]	c
1	0.099	245	1.137
2	0.128	315	1.000
3	0.156	390	0.881
4	0.170	455	0.815

Así pues, al sustituir los valores y ecuaciones correspondientes a los factores de topografía y exposición en la ecuación (2.5), esta toma una forma idéntica a la de la ecuación (2.3) para alturas entre 10 y 315 m.

2.2 Función de densidad de potencia espectral para viento turbulento

El término turbulencia se refiere a las fluctuaciones caóticas en la velocidad del viento en una escala de tiempo relativamente corta —de hasta 10 minutos, donde la variación de la velocidad del viento no se puede atribuir a patrones que tengan que ver con el horario del día o la estación del año—; como se menciona en el apartado anterior, la turbulencia tiene que ver con la fricción del flujo con la superficie terrestre y los efectos térmicos que puedan producir el movimiento del aire debido a los cambios de densidad que provoca la variación de temperatura.

Entonces, matemáticamente una señal de velocidad de viento puede expresarse como la suma de la componente media de velocidad con la componente turbulenta en una dirección determinada, es decir:

$$U(t) = \bar{U} + u(t) \quad (2.9)$$

Habitualmente suele emplearse la notación $u(t)$ para referirse a la componente turbulenta en la dirección longitudinal del viento, mientras que para las componentes en las direcciones transversales y verticales se emplean $v(t)$ y $w(t)$, respectivamente.

Estos planteamientos dan una perspectiva estadística de un registro de velocidad determinado, donde se puede relacionar la componente turbulenta con la desviación estándar de los datos capturados a lo largo del intervalo de tiempo que dura la señal y un coeficiente de variación, conocido en la ingeniería de viento como *intensidad de turbulencia* (I_u), que es igual a la relación entre la desviación estándar de la señal de velocidad (σ_u) y la velocidad media, donde se ha encontrado que la primera es aproximadamente igual a 2.5 veces la velocidad de fricción [8].

$$\sigma_u \approx 2.5u_* \quad (2.10)$$

$$I_u = \frac{\sigma_u}{\bar{U}} \approx \frac{2.5u_*}{\bar{U}} \quad (2.11)$$

De la ecuación (2.1), sustituyendo en las ecuaciones (2.10) y (2.11) se puede estimar la intensidad de turbulencia resultando en la siguiente expresión:

$$I_u = \frac{1}{\ln\left(\frac{z}{z_0}\right)} \quad (2.12)$$

Al analizar una señal de velocidad de viento, para conocer la distribución de la turbulencia con respecto a las frecuencias que componen dicha señal es necesario obtener la *Función de Densidad de Potencia Espectral* (FDPE, o PSDF por sus siglas en inglés), también abreviado como “función espectral” o “espectro de potencia”.

Dentro de las peculiaridades de la FDPE, denotada usualmente como $S_u(f)$, de acuerdo con la ley de Kolmogorov, el espectro debe aproximarse a su límite asintótico proporcional a $f^{-5/3}$ en altas frecuencias, donde f denota a la frecuencia en Hz en este caso. Adicionalmente, se conoce que el área debajo de la curva de la FDPE iguala al valor cuadrático medio o a la varianza (σ_u^2), si el proceso es de media cero.

Existen diversos modelos y formas matemáticas de FDPE que han sido desarrolladas y utilizadas para los fines de la ingeniería de viento. Normativa que contempla estructuras de aerogeneradores, como es el caso del código IEC 61400-1 [31], propone como una alternativa para el cálculo y diseño de estas estructuras emplear el modelo de turbulencia de la FDPE de Kaimal, el cual es adecuado de su forma original en dicha referencia para expresarlo en función de una longitud de escala, siendo expresado de la forma:

$$\frac{fS_u(f)}{\sigma_u^2} = \frac{4fL_{u,K}/\bar{U}}{(1 + 6fL_{u,K}/\bar{U})^{5/3}} \quad (2.13)$$

En la ecuación (2.13), la variable $L_{u,K}$ representa la longitud de escala correspondiente a la componente longitudinal; sin embargo, la misma forma para el modelo es válida para las demás componentes si se sustituyen la desviación estándar y la longitud de escala que correspondan a la dirección de interés, el subíndice K es empleado en el presente trabajo para hacer referencia a la FDPE de Kaimal.

La referencia [31] establece un valor para la longitud de escala en el espectro de Kaimal igual a

$$L_{u,K} = 8.1\Lambda_1 \quad (2.14)$$

Donde Λ_1 es definido como un parámetro de escala de turbulencia longitudinal igual a

$$\Lambda_1 = 0.7z \quad \text{si } z \leq 60\text{m} \quad (2.15)$$

$$\Lambda_1 = 42\text{m} \quad \text{si } z > 60\text{m}$$

Los valores de las longitudes de escala y desviación estándar en las direcciones transversal y vertical son definidos en función de los parámetros de la dirección longitudinal como:

$$\sigma_v = 0.8\sigma_u$$

$$\sigma_w = 0.5\sigma_u$$

$$L_{v,K} = 2.7\Lambda_1$$

$$L_{w,K} = 0.66\Lambda_1$$

En la distinta normativa y referencias que contemplan el análisis de aerogeneradores, resulta común el también encontrarse la FDPE a partir del modelo de von Karman, el cual tiene la forma:

$$\frac{fS_u(f)}{\sigma_u^2} = \frac{4fL_{u,vK}/\bar{U}}{\left(1 + 70.8(fL_{u,vK}/\bar{U})^2\right)^{5/6}} \quad (2.16)$$

Donde $L_{u,vK}$ representa la longitud de escala correspondiente a la componente longitudinal, en este trabajo se emplea el subíndice vK para referirse a la FDPE de von Karman. Si se analizan las expresiones (2.13) y (2.16), para que ambas tengan el mismo límite asintótico, deben tener la relación $(36/70.8)^{-5/4}$, por lo que las longitudes de escala se pueden relacionar como $L_{u,K} = 2.3296L_{u,vK}$ [8].

La Figura 2.1 presenta una gráfica de las dos FDPE descritas hasta el momento, normalizadas con respecto a la varianza, para una altura z igual a 50 m, una velocidad media de 15 m/s y un valor para la longitud de escala en el espectro de Kaimal de acuerdo a lo establecido en las ecuaciones (2.14) y (2.15), donde se puede apreciar que aplicando la relación descrita, ambas funciones tienden al mismo límite para altas frecuencias.

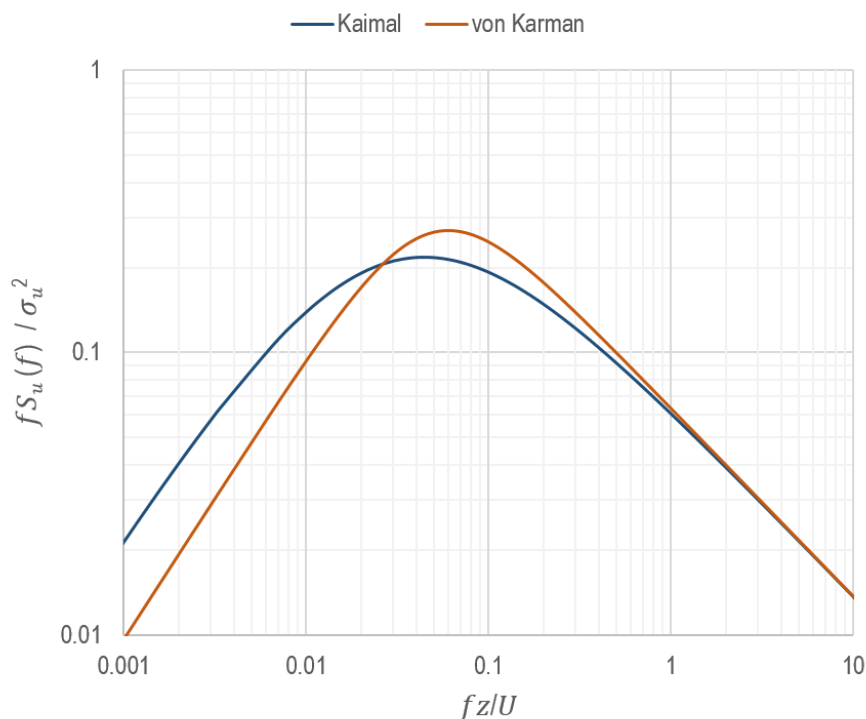


Figura 2.1 Funciones de densidad de potencia espectral, de acuerdo a parámetros de [31]

Debido a que el modelo de Kaimal ha presentado buenos ajustes con mediciones en campo, es muy utilizado en las distintas referencias para el análisis de aerogeneradores y otras estructuras, ya sea con

su forma directa o aplicando alguna modificación a la misma para el ajuste, como es el caso del espectro de potencia de Højstrup [13], el cual según otras referencias como [14] y [32], posee un mejor ajuste en bajas frecuencias debido a que supone que en tal intervalo de frecuencias el espectro no obedece las escalas de la capa de borde, debido a que las partes del espectro en las bajas frecuencias se escalan con respecto a la altura de la capa límite y no con la altura de la coordenada vertical z .

$$\frac{fS_u(f)}{u_*^2} = \frac{1}{1 + 7.4(z/A)^{2/3}} \left(\frac{5n_t}{1 + 2.2n_t^{5/3}} + \frac{105n}{(1 + 33n)^{5/3}} \right) \quad (2.17)$$

En la ecuación (2.17) se presenta la forma de la función de densidad de potencia de Højstrup, donde el término n representa la frecuencia normalizada fz/\bar{U} , el término A representa la *longitud de escala neutral* igual a 3,000 m, y n_t representa la frecuencia normalizada con respecto a la longitud A . Debe notarse que el segundo término dentro del paréntesis corresponde a la forma original para la FDPE de Kaimal [12], en función de la frecuencia normalizada n y la velocidad de fricción u_* .

La Figura 2.2 muestra una comparativa del espectro de la ecuación (2.17) y la forma original del espectro de Kaimal (segundo término dentro del paréntesis de dicha ecuación), normalizados con respecto a la velocidad de fricción, para una altura z igual a 50 m y una velocidad media de 15 m/s.

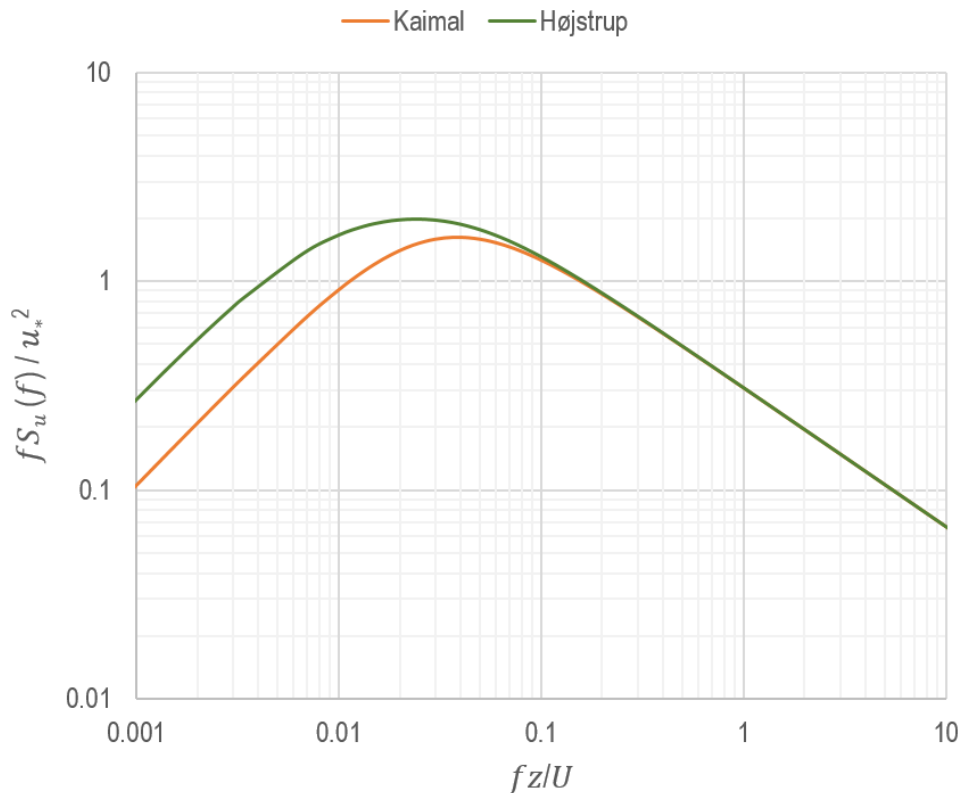


Figura 2.2 Funciones de densidad de potencia espectral

2.3 Función de densidad de potencia espectral para un punto en rotación

Las cargas aerodinámicas del viento sobre la estructura, por su naturaleza aleatoria son conocidas como *estocásticas*, y como se ha visto en el apartado anterior, resulta muy común y conveniente el analizar problemas de esta naturaleza desde el dominio de la frecuencia.

En el apartado anterior, se menciona también cómo una función de densidad de potencia espectral muestra la distribución de energía de una señal turbulenta en las frecuencias que la componen; sin embargo, tales funciones de densidad corresponden a un punto fijo en el espacio; en el caso de un punto en rotación, el contenido de energía en las fluctuaciones de viento que inciden en él puede ser significativamente distinto, ya que al estar rotando, un punto determinado puede atravesar por una misma ráfaga de viento varias veces, debido a que las dimensiones de las ráfagas son considerablemente mayores comparadas con la distancia recorrida por el aire en una revolución del rotor. Este fenómeno conocido como “corte de ráfaga” (*gust slicing*), provoca una fuerte concentración de energía en la frecuencia de rotación del punto (Ω) y en menor medida en los armónicos de dicha frecuencia. Madsen y Frandsen [9] en su trabajo presentan una deducción para la función de densidad de potencia espectral considerando la rotación de cuerpos, entre otros contenidos de su trabajo. Mediciones realizadas en algunos casos de rotores en movimiento pueden encontrarse en referencias como Kristensen [33] y Cornell [34], donde se pueden apreciar los efectos de este fenómeno en la turbulencia experimentada por un punto en rotación.

Una deducción detallada de la derivación de la FDPE con muestreo rotacional aparece en [8], a partir de la definición de tal función como la transformada de Fourier de la función de autocorrelación, donde esta última al ser real y simétrica con respecto al origen, tendrá una transformada con tales características, es decir:

$$S_u(f) = 4 \int_0^{\infty} \kappa_u(\tau) \cos 2\pi f \tau d\tau \quad (2.18)$$

$$\kappa_u(\tau) = \int_0^{\infty} S_u(f) \cos 2\pi f \tau df \quad (2.19)$$

A partir de esta definición, considerando el espectro de potencia de von Karman (ecuación (2.16)), se puede obtener, tras el álgebra correspondiente, su función de autocorrelación como:

$$\kappa_u(\tau) = \frac{2\sigma_u^2}{\Gamma\left(\frac{1}{3}\right)} \left(\frac{\tau/2}{T'}\right)^{\frac{1}{3}} K_{1/3}\left(\frac{\tau}{T'}\right) \quad (2.20)$$

En la ecuación (2.20), $\Gamma()$ es la función gamma y $K_{1/3}(x)$ es una función modificada de Bessel de tipo 2 y orden 1/3. T' es un parámetro que relaciona la longitud de escala $L_{u,vK}$ y la velocidad media mediante la expresión:

$$T' = \frac{\Gamma\left(\frac{1}{3}\right)}{\Gamma\left(\frac{5}{6}\right)\sqrt{\pi}} \frac{L_{u,vK}}{\bar{U}} \cong 1.34 \frac{L_{u,vK}}{\bar{U}} \quad (2.21)$$

Para deducir la función de correlación cruzada, suponiendo turbulencia homogénea e isotrópica, se tiene que tal función tiene la forma:

$$\kappa_u(\vec{s}, 0) = (\kappa_L(s) - \kappa_T(s)) \left(\frac{s_1}{s}\right)^2 + \kappa_T(s) \quad (2.22)$$

Donde $\kappa_L(s)$ es la función de correlación cruzada entre las componentes de velocidad de los puntos A y B (Figura 2.3) separados una distancia s , en una dirección longitudinal o paralela a AB (v_L^A y v_L^B en la Figura 2.3), $\kappa_T(s)$ es la función de correlación cruzada correspondiente a las velocidades en la dirección transversal o perpendicular a AB, s_1 es la distancia en dirección del viento entre los puntos A y B igual a $\bar{U}\tau$, y como la distancia entre los puntos A y C es igual a $2r \sin(\Omega\tau/2)$ se puede calcular el valor de s mediante:

$$s^2 = \bar{U}^2\tau^2 + 4r^2 \sin^2(\Omega\tau/2) \quad (2.23)$$

Tras algunos pasos de álgebra, y suponiendo turbulencia congelada y de tipo isotrópica, se puede obtener la función de autocorrelación para un punto en rotación, denotada como $\kappa_u^o(r, \tau) = \kappa_u(\vec{s}, 0)$ y expresada como:

$$\kappa_u^o(r, \tau) = \frac{2\sigma_u^2}{\Gamma\left(\frac{1}{3}\right)} \left(\frac{s/2}{1.34L_{u,vK}}\right)^{\frac{1}{3}} \left[K_{1/3}\left(\frac{s}{1.34L_{u,vK}}\right) - \frac{s}{2(1.34L_{u,vK})} K_{2/3}\left(\frac{s}{1.34L_{u,vK}}\right) \left(\frac{2r \sin(\Omega\tau/2)}{s}\right)^2 \right] \quad (2.24)$$

La función de densidad de potencia con muestreo rotacional puede obtenerse mediante la transformada de Fourier de la ecuación (2.24), integrando de un valor de $-T/2$ a $T/2$, debido a que no existe solución analítica para la integral. De esta manera, si se cambian los límites de integración de 0 a T , la función $\kappa_u^o(r, \tau)$ se “refleja” en $\tau = T/2$, es decir, $\kappa_u^o(r, \tau) = \kappa_u^o(r, T - \tau)$ para $\tau > T/2$, así la forma de la función de densidad de potencia espectral con muestreo rotacional resulta en:

$$S_u^o(f) = 2 \int_0^T \kappa_u^{*o}(r, \tau) \cos 2\pi f\tau d\tau \quad (2.25)$$

Donde el asterisco denota que la función de autocorrelación $\kappa_u^o(r, \tau)$ es “reflejada” para valores de $\tau > T/2$.

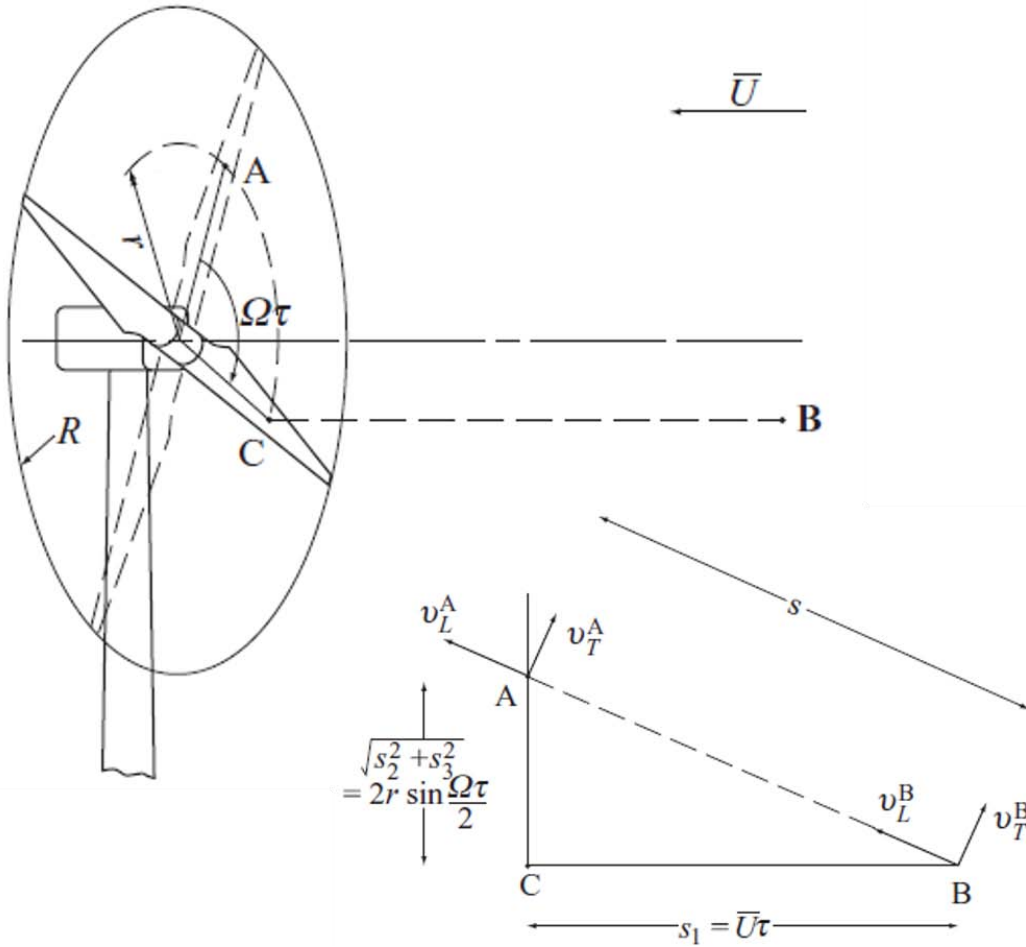


Figura 2.3 Derivación geométrica para la función de autocorrelación de un punto en rotación. Reproducida de [8]

La ecuación (2.25) puede ser evaluada de manera discreta mediante cualquier herramienta o programa matemático y de esa forma trazar la función de densidad de potencia con muestreo rotacional. La Figura 2.4 muestra la función de autocorrelación normalizada $\rho_u^o(r, \tau) = \kappa_u^o(r, \tau) / \sigma_u^2$ para fracciones de R , donde se pueden apreciar cómo se pronuncian las cimas y valles de la función en cada revolución del rotor, y cómo son más pronunciados mientras más alejado esté el punto del eje de rotación, así como también que la función se aproxima a cero mientras más transcurra el tiempo o mayor sea el número de revoluciones del rotor.

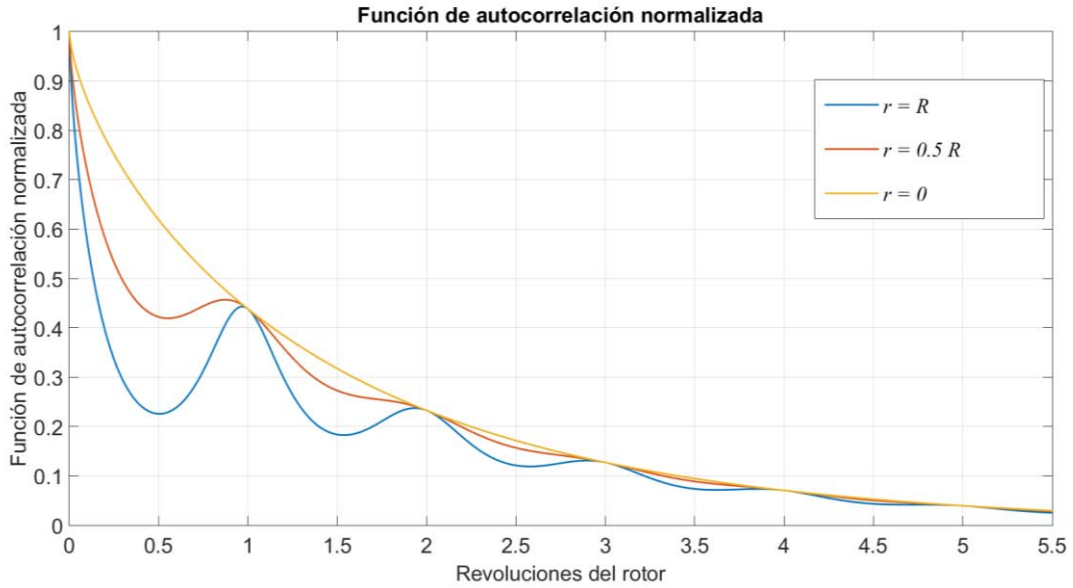


Figura 2.4 Función de autocorrelación normalizada $\rho_u^o(r, \tau)$, para distintas posiciones radiales

La Figura 2.5 muestra la FDPE normalizada $R_u^o(r, f) = f S_u^o(r, f) / \sigma_u^2$ graficada en escala semi-logarítmica, donde se aprecia concentración de energía en las frecuencias iguales a la frecuencia de paso Ω y sus armónicos, así como también se aprecia cómo disminuye la concentración de energía en dichas frecuencias conforme el punto en análisis se acerca al eje del rotor, es decir, $r \rightarrow 0$. En este mismo punto, la función de densidad de potencia espectral toma la forma *original*, debido a que se puede considerar al punto en análisis como estático.

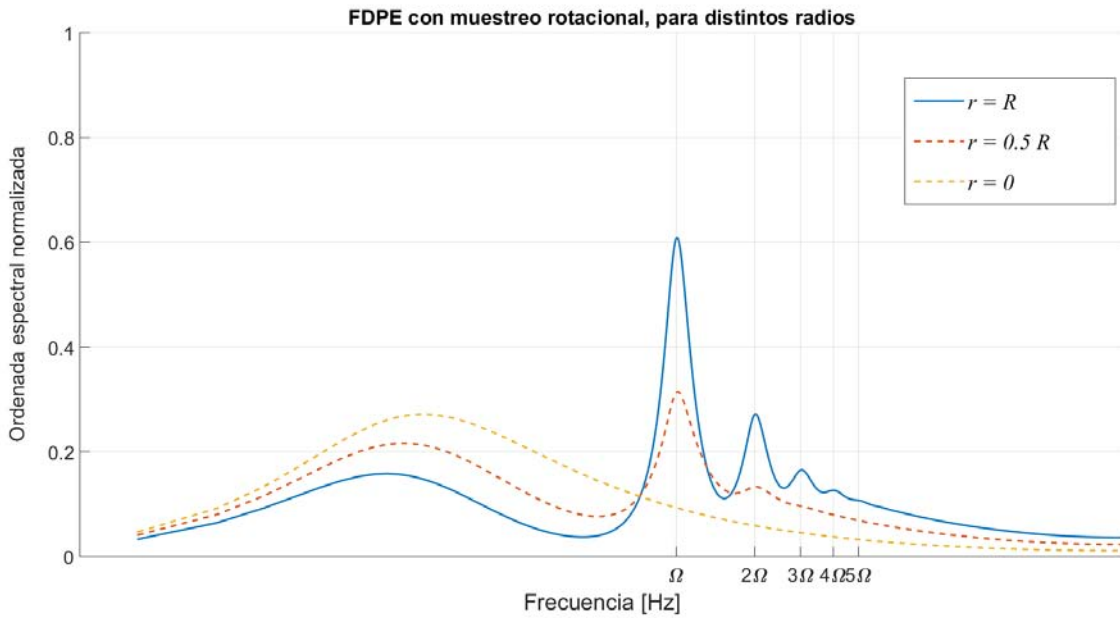


Figura 2.5 FDPE normalizada $R_u^o(r, f)$ con muestreo rotacional

Como se menciona en [8], los efectos del valor de la longitud de escala empleada en la función de densidad de potencia espectral con muestreo rotacional, no afectan en absoluto a la posición donde se ubican los picos de la función, es decir, se sigue concentrando energía en frecuencias cercanas a la frecuencia de paso Ω y sus armónicos, independientemente del valor de dicha longitud.

2.4 Método ARMA para simulación del campo de viento con variación espacio-temporal

Debido a la naturaleza dinámica de los fenómenos relacionados al viento, resulta bastante conveniente el buscar llevar a cabo análisis de las estructuras que reflejen apropiadamente las características estadísticas de las cargas a las que son sometidas.

Por ello, como ya se mencionó en el presente trabajo, los distintos códigos y normativas proponen algunas expresiones que permiten caracterizar las propiedades estadísticas del viento sobre la estructura, además, diversos métodos de cálculo se han desarrollado para la simulación de señales que representen el flujo del viento con tales características.

Referencias como [35] presentan una comparativa entre varios métodos ampliamente utilizados en la simulación de señales de componentes dinámicas de viento, como lo es el método propuesto por Shinozuka en 1970, y los modelos Auto Regresivos y Auto Regresivos de Media Móvil (AR y ARMA, por sus siglas en inglés). El primero mencionado, consiste en la superposición de ondas sinusoidales, donde si bien, como se presenta en [35], el método simula de excelente manera las características estadísticas de la componente turbulenta del viento, suele demandar mayores tiempos de cómputo, dependiendo de la complejidad de la estructura (el número de señales que se desee obtener), por lo que los segundos métodos mencionados fueron adoptados y desarrollados para una simulación más rápida.

Los modelos AR y ARMA están basados en consideraciones puramente estadísticas, si bien no es el objetivo del presente trabajo el detallar en las características de estos métodos, se hace aquí una breve descripción de la metodología a seguir para su implementación, debido a que el programa aquí empleado para obtener la simulación de señales lo hace con base en el modelo ARMA.

Como se expresa en la ecuación (2.9), se conoce que la velocidad del viento presenta una componente media y una componente turbulenta que es función del tiempo; sin embargo, ambas dependen de las coordenadas espaciales del punto donde se obtenga la señal, por lo que es de interés el conocer la influencia de los cambios en un punto con respecto a otro de distintas coordenadas, así la función de densidad espectral se convierte en una función multidimensional con la forma:

$$[S(f)]_{N_p \times N_p} = \begin{bmatrix} S_{11}(f) & S_{12}(f) & \dots & S_{1N_p}(f) \\ \vdots & \dots & \ddots & \vdots \\ S_{N_p1}(f) & S_{N_p2}(f) & \dots & S_{N_pN_p}(f) \end{bmatrix}_{N_p \times N_p} \quad (2.26)$$

Una de las formas más comunes para la función de densidad de potencia espectral cruzada es expresada como:

$$S_{jk}(f) = \text{Coh}_{jk}(f) e^{-if\theta_{ij}} \sqrt{S_{jj}(f)S_{kk}(f)} \quad (2.27)$$

donde:

$$\begin{aligned} & \text{Coh}_{jk}(x_j, y_j, z_j; x_k, y_k, z_k; f) \\ &= \exp\left(-\frac{f \left[\sqrt{C_X^2(x_j - x_k)^2 + C_Y^2(y_j - y_k)^2 + C_Z^2(z_j - z_k)^2} \right]}{\frac{\bar{U}(z_j) + \bar{U}(z_k)}{2}}\right) \end{aligned} \quad (2.28)$$

En las ecuaciones (2.27) y (2.28), ϑ_{ij} es el retraso temporal igual a $\vartheta_{ij} = x_i/\bar{U}(z_i) - x_j/\bar{U}(z_j)$ (suponiendo que la dirección del viento en análisis coincide con x), y C_X , C_Y y C_Z son los coeficientes de degradación, los cuales tienen en cuenta los efectos de la separación entre los puntos. De aquí, debe notarse que la función de coherencia $\text{Coh}_{ii} = 1$ y $\vartheta_{ii} = 0$, lo cual implica que la diagonal de la matriz $[S(f)]$ toma el valor de $S_{ii}(f)$.

Habiendo definido esto, se puede describir a los modelos AR y ARMA con la forma:

$$\begin{aligned} \{u(t)\}_{N_p \times 1} &= \sum_{i=1}^p [\varphi(i)]_{N_p \times N_p} \{u(t - i\Delta t)\}_{N_p \times 1} \\ &+ \sum_{i=0}^q [B(i)]_{N_p \times N_p} \{a(t - i\Delta t)\}_{N_p \times 1} \end{aligned} \quad (2.29)$$

En la ecuación (2.29) el índice p se refiere al orden auto-regresivo del modelo, mientras el índice q es el orden de media móvil del mismo. La diferencia básica entre un modelo AR y un modelo ARMA, consiste en que el primero tiene un orden de media móvil nulo, es decir, $q = 0$.

La forma en la ecuación (2.29) expresa la señal a un tiempo determinado a través de la combinación lineal de eventos previos, donde se añade una componente estocástica de ruido blanco a , con media cero y una desviación estándar determinada, es decir $\{a(t - i\Delta t)\}_{N_p \times 1} = \text{WN}(0, \sigma)$.

Para obtener las matrices de coeficientes de auto-regresión y media móvil $[\varphi(i)]$ y $[B(i)]$, es necesario definir la matriz de correlaciones para sus respectivas componentes, es decir,

$$\begin{aligned} [\kappa_{uu}(k\Delta t)]_{N_p \times N_p} &= [E\{u(t)u^T(t + k\Delta t)\}]_{N_p \times N_p} \\ [\kappa_{ua}(k\Delta t)]_{N_p \times N_p} &= [E\{u(t)a^T(t + k\Delta t)\}]_{N_p \times N_p} \end{aligned} \quad (2.30)$$

De manera que, de acuerdo a la definición expresada en la ecuación (2.19), cada componente de la matriz de correlación queda definido como:

$$\kappa_{uu_{ij}}(\tau) = \int_0^\infty S_{ij}(f) \cos(2\pi f(\tau - \vartheta_{ij})) df \quad (2.31)$$

Debido a la simetría de la matriz $[S(f)]$, también se tiene que $\kappa_{uu_{ij}}(\tau) = \kappa_{uu_{ji}}(-\tau)$, lo cual también implica que $[\kappa_{uu}(\tau)] = [\kappa_{uu}(-\tau)]^T$. De aquí, la matriz de coeficientes de auto-regresión $[\varphi(i)]$ puede ser obtenida definiendo el hiper-sistema:

$$\begin{bmatrix} [\kappa_{uu}(0)]^T & [\kappa_{uu}(1)]^T & \cdots & [\kappa_{uu}(p-1)]^T \\ [\kappa_{uu}(-1)]^T & [\kappa_{uu}(0)]^T & \cdots & [\kappa_{uu}(p-2)]^T \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ [\kappa_{uu}(1-p)]^T & [\kappa_{uu}(2-p)]^T & \cdots & [\kappa_{uu}(0)]^T \end{bmatrix} \begin{bmatrix} [\varphi_1]^T \\ [\varphi_2]^T \\ \vdots \\ [\varphi_p]^T \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} [\kappa_{uu}(-1)]^T \\ [\kappa_{uu}(-2)]^T \\ \vdots \\ [\kappa_{uu}(-p)]^T \end{bmatrix} \quad (2.32)$$

Las matrices de coeficientes de media móvil, pueden obtenerse definiendo el hiper-sistema:

$$\begin{bmatrix} [I] & [b] \\ [b]^T & [c] \end{bmatrix} \begin{bmatrix} [\bar{B}] \\ [\bar{\varphi}] \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} [f] \\ [g] \end{bmatrix} \quad (2.33)$$

Donde cada una de las componentes del sistema abreviado en la ecuación (2.33) está definida como:

$$\begin{aligned} [I]_{qN_p \times qN_p} &= \begin{bmatrix} [I] & \cdots & [0] \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ [0] & \cdots & [I] \end{bmatrix} \\ [b]_{qN_p \times pN_p} &= \begin{bmatrix} [\kappa_{ua}(0)]^T & \cdots & [0] & \cdots & [0] \\ \vdots & \ddots & \vdots & \ddots & \vdots \\ [\kappa_{ua}(1-q)]^T & \cdots & [\kappa_{ua}(0)]^T & \cdots & [0] \end{bmatrix} \\ [c]_{pN_p \times pN_p} &= \begin{bmatrix} [\kappa_{uu}(0)]^T & \cdots & [\kappa_{uu}(q-1)] & \cdots & [\kappa_{uu}(p-1)] \\ \vdots & \ddots & \vdots & \ddots & \vdots \\ [\kappa_{uu}(1-q)]^T & \cdots & [\kappa_{uu}(0)]^T & \cdots & [\kappa_{uu}(p-q)] \\ \vdots & \ddots & \vdots & \ddots & \vdots \\ [\kappa_{uu}(1-p)]^T & \cdots & [\kappa_{uu}(q-p)]^T & \cdots & [\kappa_{uu}(0)]^T \end{bmatrix} \\ [\bar{B}]_{qN_p \times N_p} &= \begin{bmatrix} [B_1] \\ \vdots \\ [B_q] \end{bmatrix} \\ [\bar{\varphi}]_{pN_p \times N_p} &= \begin{bmatrix} [\varphi_1] \\ \vdots \\ [\varphi_p] \end{bmatrix} \\ [f]_{qN_p \times N_p} &= \begin{bmatrix} [\kappa_{ua}(-1)]^T \\ \vdots \\ [\kappa_{ua}(-q)]^T \end{bmatrix} \\ [g]_{pN_p \times N_p} &= \begin{bmatrix} [\kappa_{uu}(-1)]^T \\ \vdots \\ [\kappa_{uu}(-p)]^T \end{bmatrix} \end{aligned} \quad (2.34)$$

De los modelos AR y ARMA, como se expresa en [35], se han obtenido buenos resultados en distintas condiciones de turbulencia; sin embargo, el desempeño de estos métodos recursivos es bueno siempre que el orden de auto-regresión sea lo suficientemente alto como para cubrir la parte relevante de la función de correlación, por lo que un orden de auto-regresión alto es necesario para simular condiciones de baja turbulencia.

2.5 Método BEM para cálculo de fuerzas en las palas

Como se había descrito anteriormente, el rotor de un aerogenerador consiste en palas con secciones de algún perfil aerodinámico que generan un torque alrededor del eje del mismo mediante la diferencia de presiones producto del flujo del viento a través de la sección de la pala, como se ilustra en la Figura 2.6.

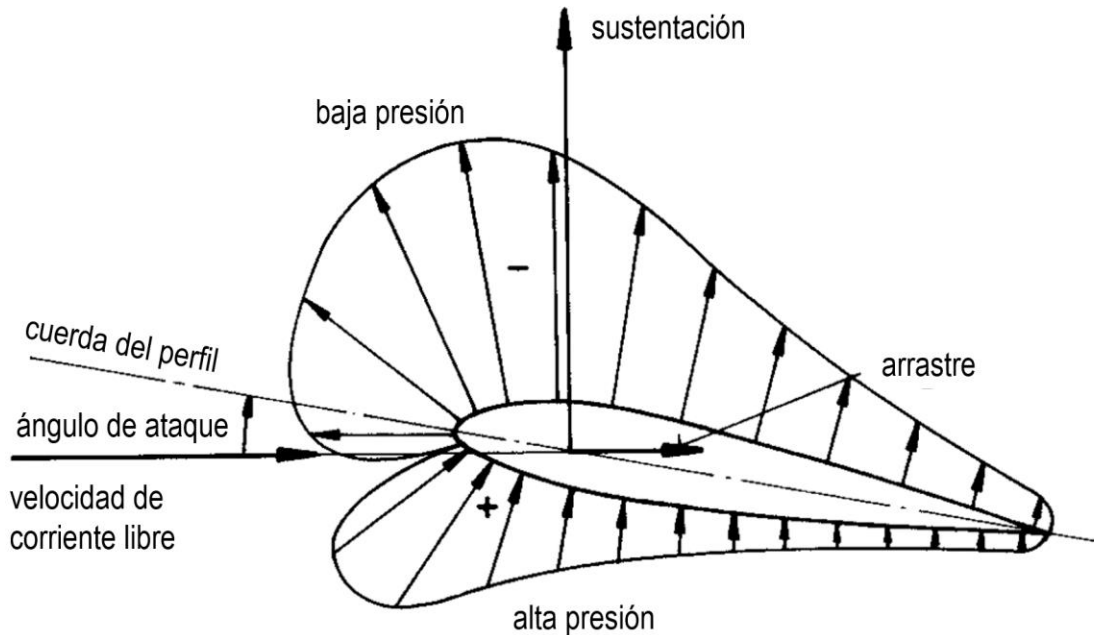


Figura 2.6 Fuerzas aerodinámicas actuando sobre un perfil. Reproducida de [7]

La teoría del momento del elemento pala, abreviada generalmente como BEM por sus siglas en inglés, parte del modelo atribuido a Betz (1926), el cual se basa en la teoría del momento lineal suponiendo un volumen de control idéntico a un tubo de corriente, donde el rotor provoca una discontinuidad en la presión en la corriente del tubo; en este modelo, por conservación del momento lineal se puede definir un factor de inducción axial que exprese la fracción en la que se reduce la velocidad del flujo en el extremo *aguas abajo* debido a los efectos del rotor, así como un coeficiente de potencia que relaciona la potencia extraída por el rotor con la potencia de la corriente. Posteriormente se detalló mejor este modelo, y al tener en cuenta la rotación del rotor se genera un momento angular, por lo que el flujo detrás del rotor girará en dirección opuesta a este como reacción al torque ejercido por el flujo en el primero; esto resulta en menor potencia extraída por el aerogenerador. Con este desarrollo, se debe contemplar un factor de inducción tangencial (en ocasiones llamado también factor de inducción angular), que relaciona la velocidad angular provocada en la corriente con la velocidad angular del rotor. La Figura 2.7 ilustra de mejor manera estos planteamientos.

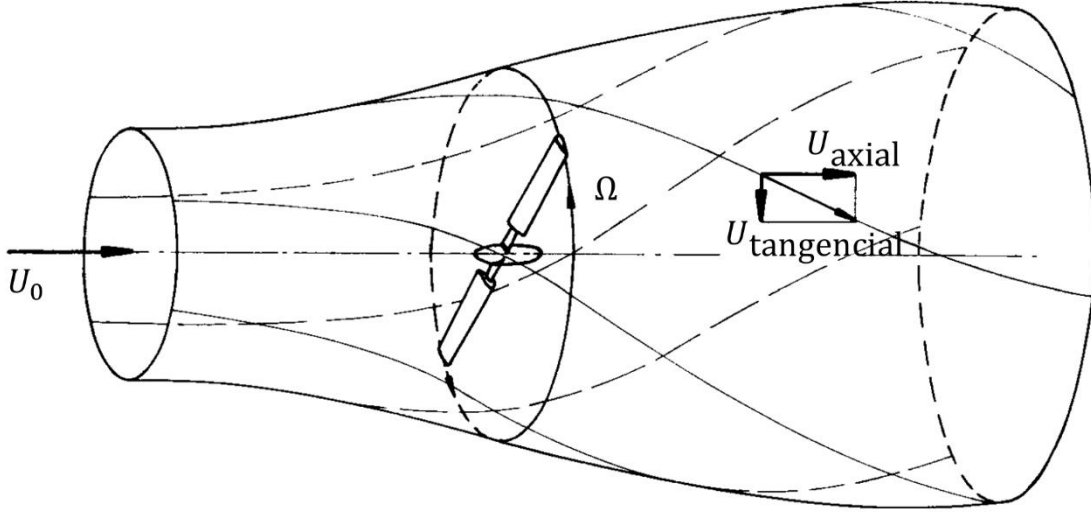


Figura 2.7 Volumen de control para la teoría del momento, considerando la estela del rotor.
Adaptada de [7]

En resumen, la teoría del momento se refiere al análisis de las fuerzas en las palas en el volumen de control, basándose en la conservación del momento lineal y angular. La teoría del elemento pala se refiere al análisis de las fuerzas en una sección de la pala como función de su geometría, esta permite tratar a cada sección en la que es dividida la pala para su análisis como un elemento independiente. Al combinar estos acercamientos, resulta en lo que es conocido como la Teoría del Momento del Elemento Pala (*BEM theory*), la cual es comúnmente empleada para relacionar la forma de la pala con la capacidad de extracción de potencia del rotor.

En la teoría clásica del BEM, desarrollada por Glauert (1935), el volumen de control mostrado en la Figura 2.7, es discretizado en N elementos anulares de profundidad dr . El empuje dT y torque dM en uno de estos anillos, de acuerdo a la teoría de conservación del momento, puede expresarse como:

$$dT = (U_0 - U_1)d\dot{m} = 2\pi r \rho U (U_0 - U_1) dr \quad (2.35)$$

$$dM = r C_\theta d\dot{m} = 2\pi r^2 \rho U C_\theta dr \quad (2.36)$$

En las ecuaciones (2.35) y (2.36), U_1 es la velocidad axial en la estela y C_θ la velocidad tangente a altura del rotor, las cuales pueden ser expresadas en función de los factores de inducción axial y tangencial a y a' , conociendo que la velocidad axial en el rotor resulta $U = \frac{1}{2}(U_0 + U_1)$, que $U_1 = (1 - 2a)U_0$ y que $C_\theta = 2a'\Omega r$. Por lo que las ecuaciones (2.35) y (2.36) pueden reescribirse como:

$$dT = 4\pi r \rho U_0^2 a(1 - a) dr \quad (2.37)$$

$$dM = 4\pi r^3 \rho U_0 \Omega (1 - a) a' dr \quad (2.38)$$

Hasta este punto dT y dM son fuerzas locales en uno de los segmentos de la pala, la cual al estarse desplazando a una velocidad $\Omega r(1 - a')$ y recibir el flujo de aire perpendicular al plano del rotor con una velocidad $U_0(1 - a)$, se ve afectada por el flujo del fluido con una velocidad resultante, conocida como *velocidad relativa*, V_{rel} ; cuya orientación puede ser conocida en función del ángulo de paso que posea la sección de la pala, como se ilustra en la Figura 2.8, donde θ es el ángulo de paso (es decir, el ángulo formado entre la cuerda del perfil aerodinámico y el plano del rotor), ϕ es el ángulo entre el plano del rotor y la dirección de la velocidad relativa V_{rel} , y el ángulo de ataque sobre el perfil puede calcularse como la resta de $\phi - \theta$.

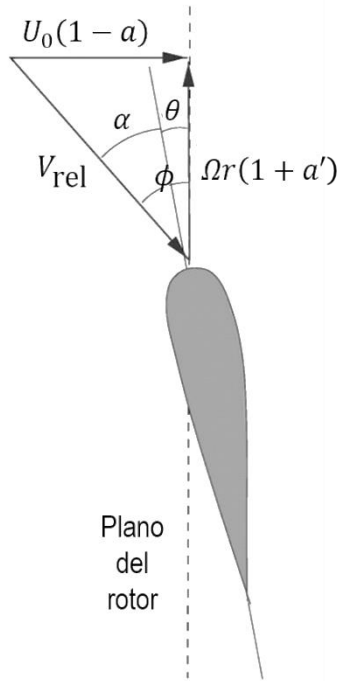


Figura 2.8 Velocidades en el plano del rotor. Reproducida de [36]

De la Figura 2.8 se puede deducir que el ángulo ϕ puede ser obtenido mediante la relación $\tan \phi = U_0(1 - a)/\Omega r(1 + a')$, de donde se puede inferir que siguiendo la misma relación, se tiene:

$$V_{rel} \sin \phi = U_0(1 - a) \quad (2.39)$$

$$V_{rel} \cos \phi = \Omega r(1 + a') \quad (2.40)$$

Para el trazo de un diagrama de las fuerzas que actúan sobre el segmento de pala, debe recordarse que por definición en aerodinámica, la fuerza de sustentación es perpendicular a la velocidad vista por el perfil aerodinámico, es decir V_{rel} , mientras que el arrastre es paralelo a la misma.

De modo que, si las curvas que relacionan a los coeficientes de sustentación C_L y arrastre C_D del perfil con el ángulo de ataque α son conocidas, pueden encontrarse las fuerzas de sustentación y arrastre por unidad de longitud, como lo expresan las ecuaciones (2.41) y (2.42); con ellas pueden

determinarse las fuerzas de empuje y torque, normal y tangente al plano del rotor respectivamente, como lo expresan las ecuaciones (2.43) y (2.44), y como se ilustra en la Figura 2.9.

$$L = \frac{1}{2} \rho V_{\text{rel}}^2 c(r) C_L(\alpha) \quad (2.41)$$

$$D = \frac{1}{2} \rho V_{\text{rel}}^2 c(r) C_D(\alpha) \quad (2.42)$$

$$p_N = L \cos \phi + D \sin \phi \quad (2.43)$$

$$p_T = L \sin \phi - D \cos \phi \quad (2.44)$$

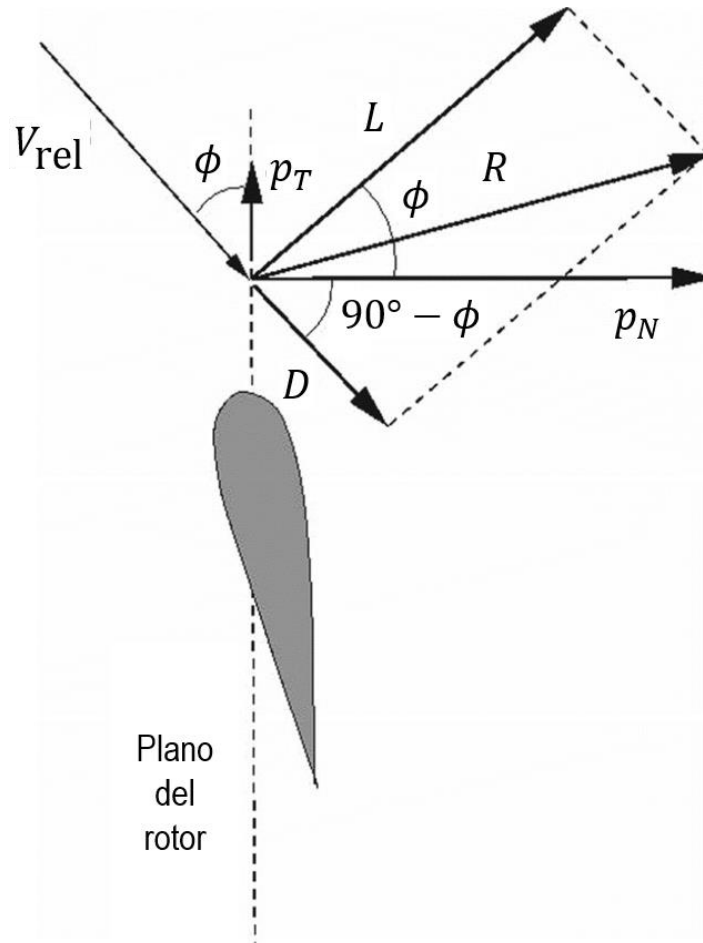


Figura 2.9 Fuerzas locales en el perfil. Reproducida de [36]

Para tener en cuenta el número finito de palas girando alrededor del eje del rotor, se define un factor de solidez $\sigma(r)$, el cual representa la fracción del área anular en el volumen de control, expresado como:

$$\sigma(r) = \frac{c(r)N_b}{2\pi r} \quad (2.45)$$

En la ecuación (2.45), N_b representa el número de palas del rotor; mientras que $c(r)$, al igual que en las ecuaciones (2.41) y (2.42), representa la dimensión de la cuerda de la sección en el radio en evaluación.

2.5.1 Factor de corrección por pérdidas en la punta

Debido a que la teoría de la conservación del momento lineal considera un número infinito de palas, es necesario aplicar un factor de corrección a las ecuaciones (2.37) y (2.38), el cual fue derivado por Prandtl (1919) para compensar la influencia de los vórtices generados en las puntas de las palas en las cargas aerodinámicas sobre estas.

A diferencia de otras aproximaciones para contemplar este fenómeno, el factor de corrección de Prandtl para pérdidas en la punta, denotado como F , es de fácil implementación debido a que puede ser expresado en una solución cerrada con la forma

$$F = \frac{2}{\pi} \cos^{-1} \left(\exp \left(-\frac{N_b}{2} \frac{R-r}{r \sin \phi} \right) \right) \quad (2.46)$$

La Figura 2.10 ejemplifica la variación del factor F con respecto a la relación r/R , para un caso donde el número de palas N_b es igual a 3, y el ángulo ϕ entre el rotor y la velocidad V_{rel} es de 15° .

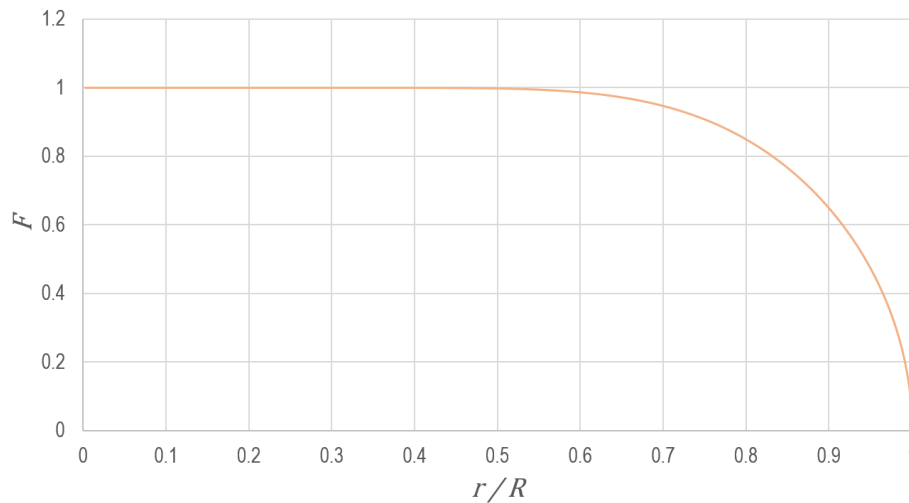


Figura 2.10 Factor F para corrección por pérdidas en la punta

2.5.2 Factor de corrección para valores altos del coeficiente de inducción axial

De acuerdo a la teoría del momento, cuando el factor de inducción axial a es alto, el flujo en la estela se revierte; sin embargo, tal situación no puede ocurrir en la realidad, por lo que es necesaria la aplicación de correcciones empíricas al cálculo del factor de inducción axial a para valores altos del mismo.

En la realidad, el aire que no pasa por el disco del rotor se mueve radialmente hacia afuera y se separa en el borde del disco, provocando una presión estática baja detrás del mismo: la caída de presión estática causada por la separación se incrementa junto con la velocidad en la punta de la pala y el factor de inducción a aumenta, por lo que la teoría del momento resulta inválida para valores del factor de inducción axial mayores a un intervalo aproximadamente entre 0.2 y 0.4.

En [36] se presentan dos de las diversas propuestas empíricas para relacionar el coeficiente de empuje C_T con el factor de inducción axial a , de las cuales se adoptará en este trabajo la expresión:

$$a = \frac{1}{K + 1} \quad \text{Si } a \leq a_c \quad (2.47)$$

$$a = \frac{1}{2} \left[2 + K(1 - 2a_c) - \sqrt{(K(1 - 2a_c) + 2)^2 + 4(Ka_c^2 - 1)} \right] \quad \text{Si } a > a_c$$

De la ecuación (2.47), la variable K abrevia la relación dada por:

$$K = \frac{4F(r) \sin^2 \phi}{\sigma(r)C_n} \quad (2.48)$$

Donde C_n es el coeficiente de fuerzas normales al plano del rotor para una pala, obtenido de normalizar la ecuación (2.43) con respecto $\frac{1}{2} \rho V_{rel}^2 c(r)$, lo cual resulta en la expresión:

$$C_n = C_L \cos \phi + C_D \sin \phi \quad (2.49)$$

La ecuación (2.47) es uno de los diversos ajustes empíricos que existen para relacionar el factor de inducción axial con el coeficiente de empuje del rotor en valores altos de a , la cual será adoptada en el presente trabajo. Como lo sugiere [36], se considerará para el cálculo de los factores correspondientes un valor de a_c igual a 0.2.

El factor de inducción tangencial a' , como se mencionaba anteriormente, relaciona la velocidad angular en la corriente con la velocidad angular del rotor, y desarrollando la ecuación (2.38) puede llegarse a la expresión:

$$a' = \frac{1}{\frac{4F(r) \sin \phi \cos \phi}{\sigma(r)C_t} - 1} \quad (2.50)$$

En la ecuación (2.50), la variable C_t representa el coeficiente de fuerzas tangenciales al plano del rotor para una sola pala, el cual, de manera similar al coeficiente C_n , es derivado normalizando la ecuación (2.44), lo cual resulta en la expresión:

$$C_t = C_L \sin \phi - C_D \cos \phi \quad (2.51)$$

Adicionalmente a las fuerzas normales y tangenciales al plano del rotor, sobre la pala se inducen momentos de torsión alrededor del eje longitudinal de esta; sin embargo, en el presente trabajo no se tendrán en cuenta tales efectos, ya que, como se justifica posteriormente, en las principales formas modales de las palas la participación de los modos de torsión es muy poca.

La Figura 2.11 muestra un esquema donde se ilustran claramente las acciones que componen el análisis aerodinámico del rotor en operación mediante la teoría del BEM para una turbina eólica de eje horizontal que opera contra el viento.

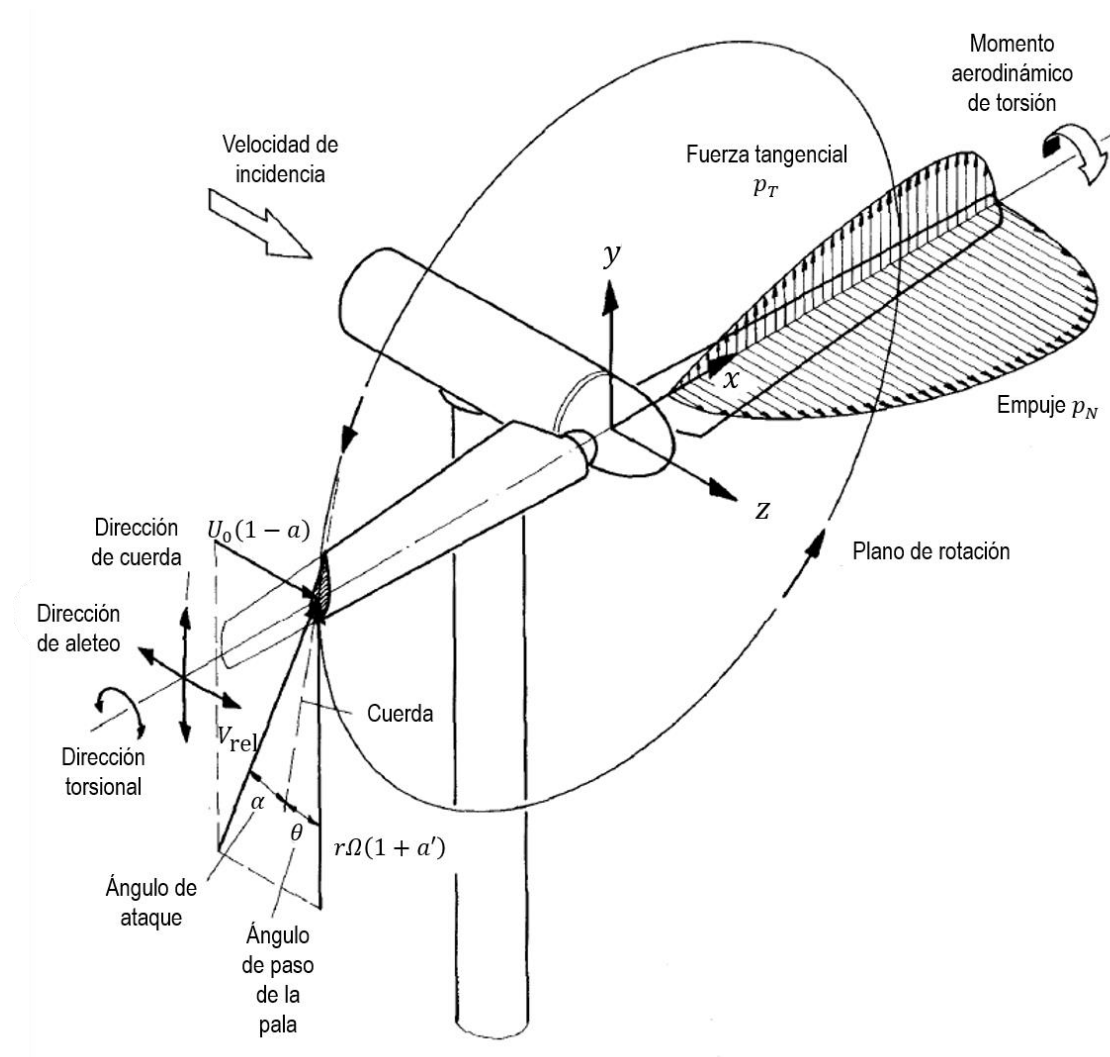


Figura 2.11 Términos técnicos para representar fuerzas y esfuerzos en un rotor. Adaptada de [37]

El método BEM para el cálculo de fuerzas en el rotor es un método iterativo, donde se obtienen los valores de los coeficientes de inducción para la corriente mediante tanteos hasta converger en un valor dentro de la tolerancia que se maneje en el cálculo. Algunas fuentes sugieren comenzar siempre la iteración suponiendo valores de a y a' iguales a cero, para después desarrollar el cálculo del resto de las variables necesarias para el re-cálculo de a y a' , y comparar estos últimos valores con los supuestos, si la diferencia excede una tolerancia especificada, es necesario iniciar nuevamente el cálculo con los últimos valores obtenidos de la iteración. Así pues, habiendo planteado los elementos básicos para el cálculo de las fuerzas sobre el rotor cuando éste se encuentra en operación, se pueden resumir los pasos del método mediante el algoritmo ilustrado en el diagrama de flujo de la Figura 2.12.

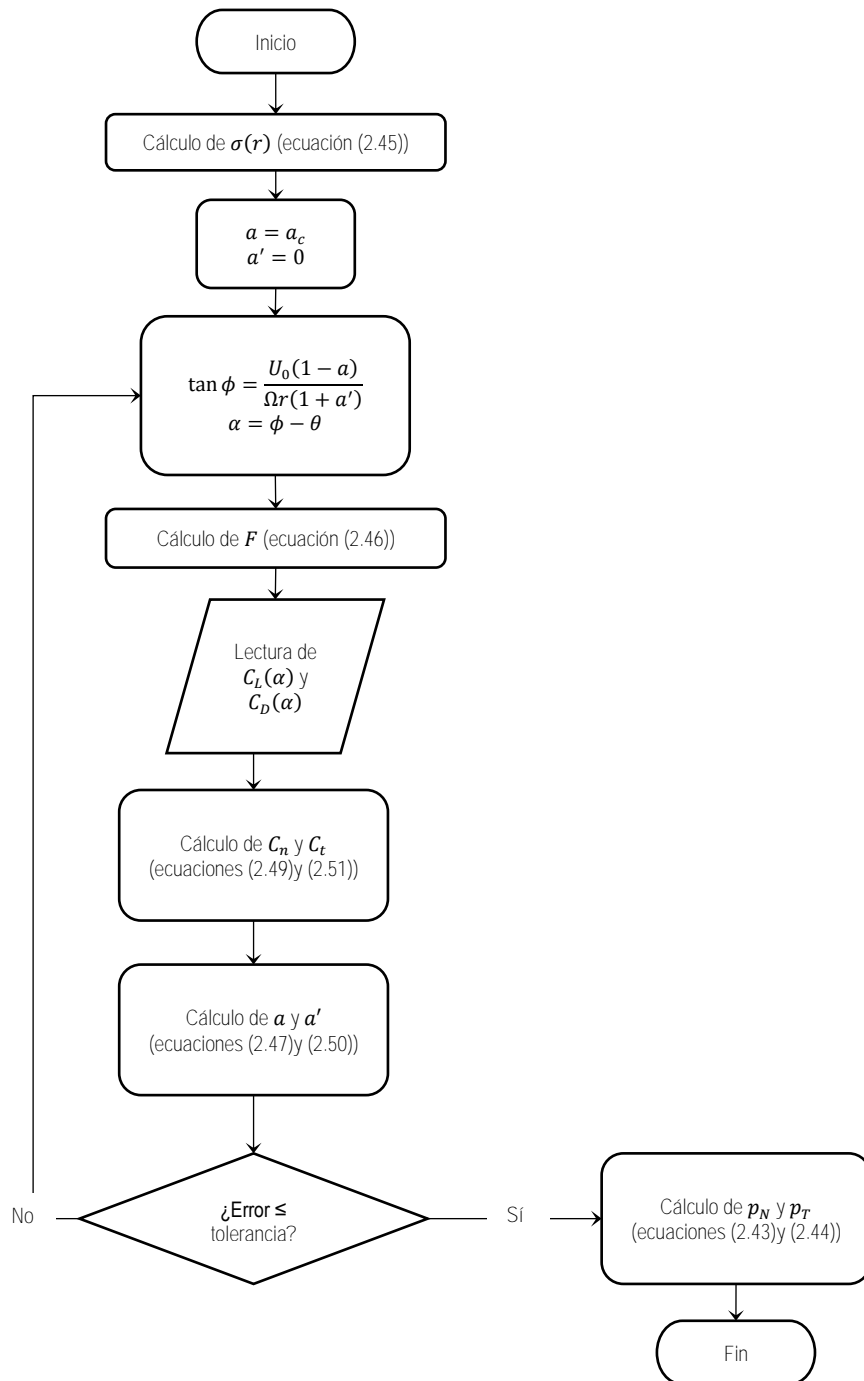


Figura 2.12 Diagrama de flujo para implementar la teoría del BEM en un segmento de pala

3 Curvas de fragilidad

La mayoría de las estructuras son vulnerables a riesgos provenientes de diversas fuentes, y para llevar a cabo un análisis de dichos riesgos resulta conveniente el identificar y asociar la vulnerabilidad de la estructura en cuestión a un estado de daño determinado.

Se podría definir de manera breve a las funciones de fragilidad como aquellas que relacionan la probabilidad de que se presente un daño físico en la estructura como función de una medida de intensidad de algún fenómeno que afecte a la misma. El manejar información referente a la vulnerabilidad de las estructuras a través de funciones de fragilidad es un recurso bastante adoptado como ayuda para la toma de decisiones, si se quiere tener en cuenta diversas fuentes o intensidades de daño involucradas.

De acuerdo a Nasserasadi [20], las funciones de fragilidad y vulnerabilidad pueden ser desarrolladas de tres formas principales distintas: a partir de la opinión de un experto en la materia, a partir de métodos analíticos y a partir de datos de daño en estructuras debido a eventos pasados. Si bien, esta última alternativa es la mejor manera de estimar el daño potencial en una estructura debido a eventos próximos, no siempre se dispone de la información necesaria para desarrollar las funciones de tal manera.

La principal premisa en la definición de la vulnerabilidad de estructuras a través de curvas de fragilidad radica en la predicción de niveles de desempeño de estas y sus componentes ante la demanda de algún evento, las cuales posean características similares y se sitúen en contextos de riesgo similares, por lo que se espera que las estructuras a las que se refieren dichas curvas presenten un comportamiento bastante parecido. Desde el punto de vista de la valuación de las pérdidas potenciales esperadas dado un evento determinado, esto resulta bastante útil para formar una noción de la respuesta de un conjunto de estructuras o de una estructura en particular. En el caso de los aerogeneradores, es común en parques eólicos encontrar diseños tipificados en la estructura de los mismos y en sus componentes, de manera que el analizar la vulnerabilidad de una estructura que resulte representativa mediante funciones de fragilidad conlleva bastantes ventajas en la toma de decisiones económicamente eficientes.

En este capítulo se describen los procedimientos adoptados en el presente estudio para la definición de curvas de fragilidad para estructuras de aerogeneradores.

3.1 Antecedentes

En las últimas décadas se han logrado sustanciales avances en el análisis de riesgos de las estructuras civiles, bases de datos tan extensas como HAZUS [38] y ATC-13 [39], así como proyectos como SYNER-G [40] son herramientas bastante útiles para el desarrollo de funciones de vulnerabilidad de estructuras civiles comunes.

En lo referente a las funciones de fragilidad de estructuras, es muy extensa la bibliografía que hace referencia al riesgo sísmico y estructuras del tipo edificios; sin embargo, resulta poco común el encontrarse con acercamientos de este tipo para estructuras de aerogeneradores y aún más poco habitual en encontrar que tales acercamientos contemplen la acción del viento en la definición de las funciones de fragilidad.

Autores como Nuta [22] han estudiado el comportamiento de estructuras de aerogeneradores y obtenido curvas de fragilidad, trazadas desde el punto de vista sísmico sin tener en cuenta la influencia que puede tener la velocidad del viento sobre la estructura en reposo o en operación en la respuesta de la misma; otros autores como Asareh [28] han desarrollado curvas de fragilidad para aerogeneradores, teniendo en cuenta tanto efectos de sismo como de viento; sin embargo, para un

intervalo de velocidades limitado a valores inferiores o cercanos a la velocidad de paro de la mayoría de los modelos de aerogeneradores. En trabajos como el de Berny [41] se desarrollan las curvas de fragilidad para una estructura de aerogenerador, relacionando la probabilidad de falla con la velocidad media del viento; sin embargo, en tal trabajo se contempla únicamente a la fatiga de la torre como estado de daño.

3.1.1 Metodología

Nasserasadi [20] propone una metodología general para el desarrollo de curvas de fragilidad, como se ha mencionado anteriormente, contemplando los eventos sísmicos como fuente de riesgo para la estructura, el procedimiento propuesto se puede resumir en los siguientes puntos:

1. Seleccionar estructuras de categoría y comportamiento estructural similar.
2. Elegir un índice de daño y medida de intensidad de movimiento del suelo (aceleración máxima del suelo, desplazamiento espectral, etc.).
3. Seleccionar un grupo de registros de movimiento del suelo y escalarlos a un nivel de intensidad definido. La selección de registros debe representar la aleatoriedad del movimiento del suelo.
4. Estimar la distribución del índice del daño en la medida de intensidad seleccionada a través del correcto ajuste de los datos a una función de distribución.
5. Calcular los valores de fragilidad y ajustar la función más apropiada para los resultados.

Aunque este procedimiento es propuesto contemplando al sismo como único evento que puede afectar a la estructura, resulta igualmente aplicable para estructuras que serán analizadas bajo la acción del viento, corrigiendo los términos correspondientes de acuerdo a los análisis que se realizarán y la forma en que se llevarán a cabo estos. De manera que, para la definición de curvas de fragilidad para aerogeneradores, considerando los efectos del viento como factor de riesgo principal, se pueden definir los siguientes pasos para la metodología:

1. Definición de un modelo con características estructurales representativas (altura al eje del rotor, diámetro del rotor, frecuencia de paso del rotor, dimensiones de torre, etc.).
2. Definir la medida de intensidad (*IM*, por sus siglas en inglés) que permita una noción de la magnitud del fenómeno, en el presente caso, la velocidad media de la corriente de viento \bar{U} .
3. Generar simulaciones de tiempo-historia a partir de una FDPE que represente al fenómeno turbulento de manera adecuada, para cada punto del modelo y para varios niveles de la medida de intensidad. El número de simulaciones a realizar por cada nivel de intensidad debe representar la aleatoriedad del fenómeno.
4. Analizar los efectos de las señales generadas sobre la estructura y estimar la distribución de su respuesta (parámetro de demanda, *DP*) o índice de daño (*DI*, por sus siglas en inglés) que mejor ajuste al fenómeno mediante papel de probabilidad, para cada nivel de intensidad.
5. Calcular la probabilidad de excedencia de cada estado de daño determinado (*DS*, por sus siglas en inglés), para cada nivel de medida de intensidad.
6. Estimar los parámetros generales de la distribución seleccionada para lograr un buen ajuste de una distribución a los resultados obtenidos en el punto 5.

Los puntos mencionados pueden resumirse en la Figura 3.1.

Debe mencionarse, que la metodología propuesta en [20] contempla análisis dinámicos incrementales, donde de acuerdo al mismo trabajo y a otras referencias como [19], [22] y [28], los registros de movimiento del suelo utilizados para los análisis de las estructuras son escalados mediante un factor de incremento que afecta la amplitud de la señal del registro, con la intención de obtener resultados de la estructura cercanos a los umbrales de daño definidos en cada trabajo. Dado que en el presente trabajo no se emplean registros de movimiento de suelo sino señales de velocidad de viento turbulento, donde la media de dichas señales dista de ser igual a cero —como la tienen los

registros de movimiento de suelo—, la amplitud de la señal (esto es, la turbulencia) no es incrementada directamente como medida de escala de intensidad; así mismo, al estar asociada una mayor turbulencia a un mayor contenido de energía en la corriente de viento y consecuentemente también se asociada a una mayor velocidad media, se opta en este trabajo no por incrementar la amplitud de la señal gradualmente, sino la velocidad media con la que se obtendrá dicha señal.

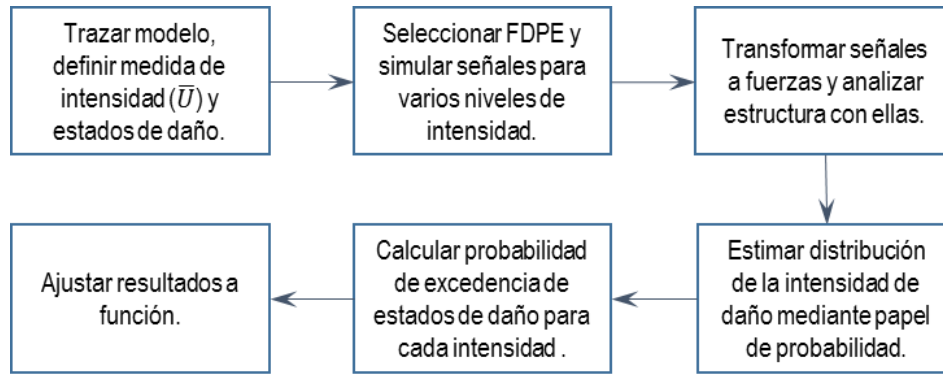


Figura 3.1 Metodología propuesta para la obtención de curvas de fragilidad para estructuras vulnerables a los efectos del viento

3.2 Definición de medidas de intensidad y estados de daño

Es importante la definición de índices de daño (*DI*, por sus siglas en inglés) y estados de daño (*DS*) asociados a algún parámetro de demanda en la estructura, para la determinación de niveles de desempeño de la misma con relación a la medida de intensidad (*IM*) que representa al fenómeno que se analiza. Por otra parte, si bien el término “fragilidad” suele ser relacionado directamente con el comportamiento mecánico de un sistema estructural, es necesario contemplar al mismo como parte de otro sistema más complejo donde los daños en elementos no-estructurales pueden representar pérdidas económicas mayores, como se enfatiza en la referencia [20].

Planteando esto así, conviene ponderar económicamente los componentes estructurales y no-estructurales de un aerogenerador para la definición de los estados de falla que deben ser contemplados, ya que como se ha planteado antes, las curvas de fragilidad resultan una herramienta útil para la toma de decisiones económicamente eficientes.

Referencias que abarcan ampliamente temas de energía eólica, tales como [6], [7] y [8], presentan una comparativa del costo de los componentes del sistema completo del aerogenerador como porcentaje del costo total para diversos modelos, la comparativa presentada en cada una de las referencias es resumida en la Tabla 3-1.

Tabla 3-1 Costo de los componentes de aerogeneradores como porcentaje del total

Referencia	Hau [7]	Burton [8]	Manwell [6]			
Modelo		Risø-R-1000, Fuglsang y Thomsen	British design	Smith-Putnam	P.T. Thomas	NASA MOD-X
Componente						
Rotor	28.6%	35.8%	26.9%	52.7%	9.8%	34.8%
Tren motriz y góndola	32.0%	18.4%	16.7%	13.1%	16.8%	16.5%
Sistema eléctrico	15.6%	11.7%	16.9%	10.0%	41.9%	12.0%
Torre y cimentación	23.8%	34.1%	39.5%	24.3%	31.5%	36.7%

De [6] y [8], se conoce que por sí solas las palas del rotor pueden representar hasta el 19% del costo total del aerogenerador; mientras que la torre por sí sola, despreciando la cimentación, puede representar hasta un 20% del total, de manera que juntos pueden llegar a representar más de una tercera parte del costo total del aerogenerador.

Por otra parte, en [7] se mencionan las causas de fallas más frecuentes en los componentes citados, de acuerdo a un reporte realizado en Alemania en 2000, de donde se resume la gráfica presentada en la Figura 3.2.

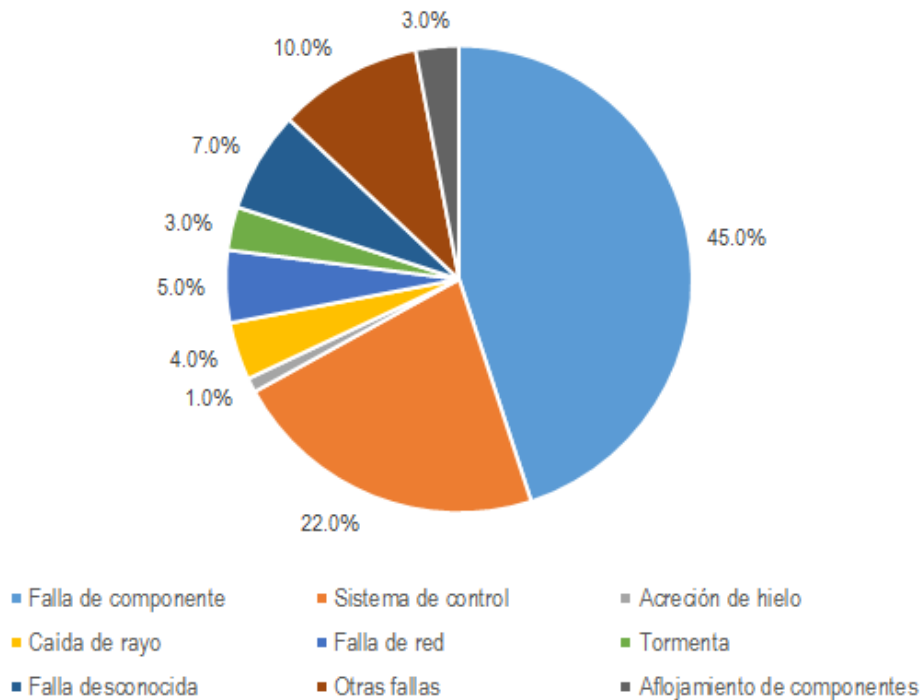


Figura 3.2 Porcentajes de causas de falla frecuentes. Reproducida de [7]

Aunque en la referencia [7] no se abunda en detalles respecto a las fallas de los componentes, de la Figura 3.2, se puede inferir que además de contemplar la falla estructural de la torre, resulta razonable contemplar casos en los que intervienen otros componentes; además, complementando con la Tabla

3-1 se justifica el seleccionar a la torre y el rotor del aerogenerador como dos de los componentes estructurales de mayor peso en el costo de la turbina.

Por otra parte, aunque tampoco se detalla al respecto en la Figura 3.2, se han registrado casos donde el sistema de frenado del rotor falla al ser rebasada la velocidad de paro, lo cual conlleva a que las palas del rotor sigan girando y la frecuencia del giro incremente junto con la velocidad de la corriente de viento, este caso representa un riesgo que puede resultar catastrófico dado que puede desencadenar en la pérdida de la totalidad del aerogenerador, como se registró en la referencia [42]. Aunque el sistema de frenado del rotor es uno de los mecanismos con usualmente mayor redundancia para asegurar su confiabilidad en caso de presentarse eventos que requieran del frenado, la magnitud que tienen las pérdidas que implican su mal funcionamiento motiva al presente trabajo a contemplar casos en los que no se presenta el frenado del rotor ante velocidades del viento altas.

Así pues, los parámetros de demanda contemplados en el presente trabajo, que servirán como umbrales de los estados de daño para evaluar el desempeño de la estructura, son descritos en las siguientes páginas, contemplando para la mayoría de ellos tanto el caso donde el sistema de frenado detiene al rotor al rebasarse la velocidad de corte, como el caso donde no se active tal sistema y el rotor sigue girando como lo dicte la velocidad de la corriente del viento.

3.2.1 Fluencia por flexión de la torre

La torre del aerogenerador es uno de los elementos principales de la estructura, ya que soportará todas las cargas producto de la operación del aerogenerador y otras acciones sobre los componentes.

Para definir la capacidad de la sección estructural considerada se emplearán las ecuaciones planteadas en la norma ASME STS-1-2006 [25] y lo recomendado en el código ASCE/AWEA 2011 [26], justificando esto con los resultados obtenidos en [27], donde se presenta una comparativa entre ambos códigos y resultados experimentales en una sección a escala real de la torre de un aerogenerador, a los cuales ambos códigos mostraron una buena predicción de la capacidad de la sección.

De acuerdo a lo establecido en [25], los esfuerzos combinados por flexión y carga axial de compresión sobre una sección determinada se calcularán mediante la expresión:

$$\frac{P}{A} + \frac{MD}{2I_s} \leq S_{bl} \quad (3.1)$$

En la ecuación (3.1), P representa la carga axial sobre la sección, M el momento de flexión que actúa en el punto asociado a dicha carga, A e I_s son el área transversal de la sección y el momento de inercia asociado a la dirección en análisis, respectivamente, y S_{bl} es el esfuerzo permisible del material, calculado de acuerdo a las características geométricas de la sección según las siguientes expresiones:

$$S_{bl} = \frac{EtY}{4DF.S.} \quad \text{si} \quad \frac{t}{D} \leq \frac{2.8F_y}{E} \quad (3.2)$$

$$S_{bl} = \frac{F_y Y (1 - 0.3K_s)}{F.S.} \quad \text{si} \quad \frac{2.8F_y}{E} < \frac{t}{D} \leq \frac{10F_y}{E} \quad (3.3)$$

De las ecuaciones (3.2) y (3.3), $F.S.$ y Y son factores de seguridad y de geometría, respectivamente, los cuales serán considerados igual a la unidad en el presente trabajo, debido a que el primero afecta la capacidad de la sección para su diseño, mientras que se busca estimar la capacidad neta de la sección; y el segundo es especificado por la referencia [25] como igual a la unidad para casos de compresión debido a flexión. De las mismas ecuaciones, t y D representan al espesor de la sección y

su diámetro, respectivamente, F_y y E son el esfuerzo de fluencia del material y su módulo elástico, y K_s es un factor que tiene en cuenta la compacidad de la sección, expresado de la siguiente manera:

$$K_s = \left(\frac{\frac{10F_y}{E} - \frac{t}{D}}{\frac{7.2F_y}{E}} \right)^2 \quad (3.4)$$

La referencia [25] tiene en cuenta otros esfuerzos sobre la sección, como lo son esfuerzos circunferenciales debido a la presión del viento; sin embargo, estos no serán considerados dado que dicha referencia está pensada en el diseño de chimeneas y las acciones aerodinámicas sobre la estructura son consideradas de distinta manera en el presente trabajo.

De manera similar a lo establecido por [25], las recomendaciones del ASCE/AWEA 2011 [26] establecen expresiones para estimar la capacidad de la sección transversal de la torre del aerogenerador, donde los esfuerzos deberán mantener la relación:

$$f_u \leq \phi_c F_n \quad (3.5)$$

$$f_u = \frac{P_u}{A} + \frac{M_u}{S} \quad (3.6)$$

$$F_n = F_{cr} \quad (3.7)$$

En las ecuaciones (3.5), (3.6) y (3.7), A y S representan al área de la sección transversal y el módulo de sección elástico de la misma, f_u representa el esfuerzo producto de las acciones amplificadas por el factor de carga correspondiente; sin embargo, en el presente trabajo se emplearán directamente las cargas resultantes de los análisis realizados para su cálculo; ϕ_c es el factor de reducción de la capacidad de la estructura, que será considerado igual a 1 en el presente trabajo, y F_{cr} es el esfuerzo crítico de la sección, calculado en función de la relación de aspecto de esta misma como se expresa en las siguientes ecuaciones:

$$F_{cr} = F_y \quad \text{si} \quad \frac{D}{t} \leq \frac{0.11E}{F_y} \quad (3.8)$$

$$F_{cr} = \frac{0.038E}{\left(\frac{D}{t}\right)} + \frac{2}{3}F_y \quad \text{si} \quad \frac{0.11E}{F_y} < \frac{D}{t} \leq \frac{0.357E}{F_y} \quad (3.9)$$

$$F_{cr} = \frac{0.276E}{\left(\frac{D}{t}\right)} \quad \text{si} \quad \frac{0.357E}{F_y} < \frac{D}{t} \leq 330 \quad (3.10)$$

Dado que ambos códigos presentan una buena predicción de los resultados, de acuerdo a los estudios realizados por [27] —uno predijo una capacidad 4% mayor que los resultados de la prueba, mientras que el otro la predijo 5% debajo—, para determinar el valor del umbral de daño asociado a la fluencia de la sección de la torre, se considerará el promedio de la capacidad calculada con las ecuaciones establecidas por ambos códigos.

3.2.2 Deflexión en el extremo superior de la torre

Las normas de diseño de estructuras generalmente especifican límites de desplazamiento para las mismas bajo las acciones que las afectan, con la intención de evitar que ocurran daños sobre la estructura que la lleven fuera de su límite elástico, evitar colisiones con otras estructuras, o que se lleve a la estructura a una posición inestable; también con la intención de limitar daños en elementos no-estructurales frágiles o evitar problemas asociados con los excesos de vibración en la estructura.

Las estructuras de aerogeneradores no están exentas de estos problemas, sin embargo, como se menciona en [26], realmente no existe en los códigos y normas actuales que se refieran a estas estructuras un límite específico para esta respuesta; por otra parte, los códigos para estructuras convencionales no suelen ser adecuados para los aerogeneradores, por lo que en la misma referencia citada se hace recomendación respecto a que el límite de desplazamiento sea propuesto en coordinación entre el ingeniero a cargo del diseño estructural y el fabricante del equipo que se colocará.

Referencias para estructuras con sección transversal similar, como lo es [25], tampoco establecen un valor o proporción específica para definir un valor máximo del desplazamiento lateral a considerar, aunque sí enfatizan la importancia de tener en cuenta los efectos que puedan derivar de valores altos de desplazamiento lateral, como pueden ser la inestabilidad o la amplificación de acciones debido al efecto $P\Delta$.

En el presente trabajo, se considerará el criterio empleado en [28] y [43] para establecer un umbral para el estado de daño asociado con el desplazamiento de la torre, donde la deflexión máxima en el extremo de la misma, para evitar exceso de movimiento que pueda afectar la eficiencia del equipo en la góndola y otros componentes, es limitada a un 1.25% de la altura al eje del rotor. Como se menciona en [28], este criterio será definido para tener en cuenta la pérdida de eficiencia por la operación del aerogenerador debido al desplazamiento inducido por las fuerzas que actúen sobre la estructura, de manera que será uno de los estados de daño no-estructurales definidos para la obtención de curvas de fragilidad.

3.2.3 Aceleración en el extremo superior de la torre

Otra manera de asociar la posible falla de alguno de los componentes del aerogenerador con la respuesta de la estructura es definir un umbral máximo de aceleración en el punto donde se localiza el componente sensible al movimiento que sea de interés.

En el caso de los aerogeneradores, la mayor parte de los componentes del sistema eléctrico y mecánico se encuentran en la góndola, y dichos componentes pueden ser sensibles a los movimientos de la estructura ante cargas dinámicas como la acción del viento.

De manera similar a lo realizado por Dueñas-Osorio [44], se definirá uno de los estados de daño no-estructurales estableciendo un umbral de aceleraciones alrededor del cual se estimará la probabilidad de excederlo conforme se incrementa la medida de intensidad.

Como se resume en la Tabla 3-1, los componentes albergados en la góndola pueden representar un porcentaje del costo tan alto como la torre misma, de manera que se definirá al generador como el componente de interés para definir el presente estado de falla. Para establecer la aceleración límite resistida por este componente, se adoptará el valor medio utilizado por Porter *et al.* [45] que define la aceleración máxima que resiste un generador eléctrico, el cual corresponde a un valor de $0.87g$, es decir, aproximadamente 8.535 m/s^2 .

3.2.4 Deflexión en la punta de las palas

Otro de los componentes estructurales de aerogeneradores que representa una parte considerable del costo de un aerogenerador es el rotor, el cual también está directamente relacionado con la eficiencia

del equipo. Por ello, de las palas podría decirse que resultan el componente de mayor importancia en un aerogenerador, y su diseño debe satisfacer objetivos tales como:

- Maximizar la energía producida para la distribución de la velocidad de viento especificada.
- Resistir cargas extremas y de fatiga.
- Restringir deflexiones en sus extremos para evitar colisiones con la torre (para aerogeneradores aguas arriba).
- Evitar resonancias.
- Minimizar el peso y costo.

Por estas razones, la geometría de las palas suele ser compleja, empleando secciones aerodinámicas diversas a lo largo del eje de la pala con la intención de un diseño óptimo, así como emplear materiales que permitan una combinación adecuada de resistencia y densidad, que a su vez no resulte en costos elevados y permita a la pala ser moldeada en la forma deseada del perfil.

Los materiales más empleados en la fabricación de palas para aerogeneradores suelen ser, para la *piel* de la pala, fibra de vidrio con poliéster —en capas o laminado—, o fibra de carbono con resina epóxica; suelen emplearse también aleaciones de aluminio, acero y madera en los distintos componentes de la estructura de la pala, con lo cual, debe entenderse entonces a las palas como elementos bastante elaborados aerodinámica y estructuralmente.

De acuerdo con referencias como [46], los mecanismos de falla que tienen que ver con la resistencia última de la sección de la pala suelen ser el aplastamiento de la sección en su parte central, el pandeo, la distorsión por cortante de la sección transversal, problemas de fatiga en la conexión con el buje, falla de las líneas de enlace de adhesión, el desprendimiento de las láminas que componen la pala debido al pandeo o imperfecciones y la falla en el alma. Por otra parte, como se describe en [8], es importante tener en cuenta en el diseño cargas por fatiga, resonancia de las palas y deflexiones en la punta. Resulta lógico pensar que estas últimas pueden ser establecidas como un parámetro de demanda que ayude a estimar el desempeño estructural de la pala, debido a que mantienen una relación directa con los esfuerzos que se generan en el propio elemento o en su conexión con el buje y pueden provocar el colapso de la torre si es que se rebasa cierto límite, como se registró en la referencia [42].

Aunque en la revisión de las referencias citadas en el presente trabajo no se encontró un valor o una relación específica para emplear la deflexión máxima de las palas como un umbral de demanda para la definición de un estado de daño, de [8] se estima que las deformaciones relativas en el extremo de las palas en operación llegan a alcanzar hasta un 10% del radio del rotor; de la misma referencia, y en otras como [46], se conoce que la mayoría de los fabricantes establecen el límite de deformaciones en función de la distancia que existe entre el extremo de la pala y la torre del aerogenerador cuando el rotor se encuentra detenido, por lo que con estos argumentos, en el presente trabajo se establecerá un criterio de desplazamiento máximo en la punta de las palas del 15% del radio del rotor cuando éste se encuentre detenido, y 7.5% del radio del rotor cuando éste se encuentre girando.

3.3 Desarrollo de curvas de fragilidad

Ya se ha descrito en los párrafos anteriores la metodología que se sigue en este trabajo para el desarrollo de las funciones de fragilidad, y los estados de daño que son definidos para obtenerlas.

Como lo describe Nasseradi en [20], las funciones de fragilidad estiman la probabilidad de exceder un umbral de daño o un índice de daño, asociados a un parámetro de demanda, dado un valor de una medida de intensidad, expresado matemáticamente resulta de la siguiente manera:

$$F_i(im) = P(DI > di_t | IM = im) = P(DS > ds_i | IM = im) \quad (3.11)$$

Donde $F_i(im)$ es la función que describe la probabilidad de exceder un umbral de daño ds_i , dada una medida de intensidad $IM = im$; mientras que el umbral para un índice de daño determinado está representado por di_t . Como se ha mencionado anteriormente, se adoptará en el presente trabajo a la velocidad media del viento a la altura del rotor (\bar{U}_H) como medida de intensidad. El subíndice i , en la ecuación (3.11) es un contador que ayuda a la definición cualitativa de los estados de daño, cuando es posible tal definición, sin embargo en el presente trabajo no se hace una definición cualitativa como tal de ellos, debido a que estos han sido definidos a partir de distintos parámetros de demanda (respuestas estructurales). Dados estos planteamientos, la ecuación (3.11), puede ser expresada como función de la distribución de probabilidad de la medida de intensidad IM de la siguiente manera:

$$F_i(im) = P(DS > ds_i | IM = im) = 1 - \int_{-\infty}^{ds_i} f_{IM}(ds) d(ds) \quad (3.12)$$

Es habitual que en el desarrollo de funciones de fragilidad se emplee la distribución de tipo log-normal para definir a la variable aleatoria, debido a su simplicidad paramétrica (depende solamente de parámetros de valor central y dispersión para ser definida), a que es una distribución donde se supone que se conoce que la variable aleatoria toma solamente valores positivos, y a que a menudo ajusta de buena manera a datos con origen en fenómenos naturales; por ello, en la presente sección se presentan las definiciones empleando la distribución log-normal y sus correspondientes parámetros; sin embargo, posteriormente en este documento se realiza una verificación del ajuste de los datos a otras distribuciones; de manera que, suponiendo una distribución del tipo log-normal para un estado de daño determinado, la probabilidad de que dicho estado de daño exceda el valor del umbral correspondiente dado un valor de la medida de intensidad, puede expresarse como:

$$F_i(im) = 1 - \Phi \left[\frac{1}{\beta_{im,i}} \ln \left(\frac{ds_i}{\widehat{DS}_{im,i}} \right) \right] \quad (3.13)$$

De donde $\beta_{im,i}$ es la desviación estándar del logaritmo de la variable aleatoria DS para el grupo de resultados asociados a una medida de intensidad im del i -ésimo estado de daño definido, mientras que $\widehat{DS}_{im,i}$ es la media de dicha variable y $\Phi(\cdot)$ representa la función probabilidad acumulada para la distribución normal. La Figura 3.3 ilustra de mejor manera lo expresado en los párrafos anteriores, empleando papel de probabilidad para el ajuste de los datos asociados a distintos valores de una medida de intensidad cualquiera.

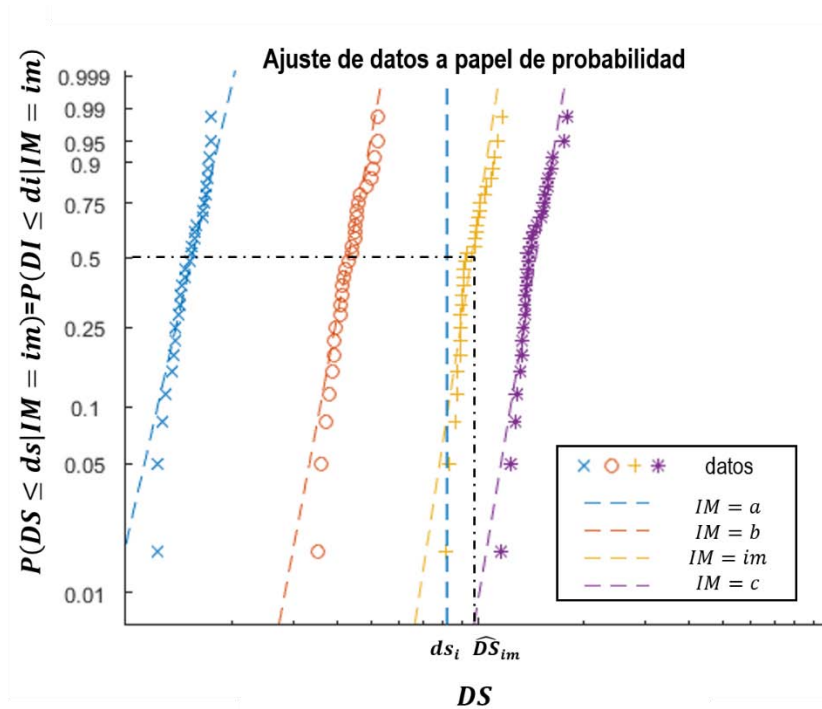


Figura 3.3 Ilustración mediante papel de probabilidad de parámetros que intervienen en la estimación de curvas de fragilidad

Una vez que se conocen los valores de la probabilidad de excedencia del parámetro de demanda en el umbral de un estado de daño, para un intervalo suficiente de valores de la medida de intensidad que puedan abarcar dicho estado de umbral, se puede definir la función de fragilidad asociada al *i*-ésimo estado de daño, mediante la expresión:

$$F_i(im) = P(DS > ds_i | IM = im) = \Phi \left[\frac{1}{\beta_i} \ln \left(\frac{im}{\widehat{IM}_i} \right) \right] \quad (3.14)$$

Donde en este caso \widehat{IM}_i y β_i representan la media y la desviación estándar log-normal de la función, respectivamente, los cuales pueden ser estimados mediante cualquier método que permita el ajuste adecuado de la curva a los datos. La media del logaritmo la medida de intensidad es representado en este trabajo como μ_i .

La Figura 3.4 presenta un ejemplo de las probabilidades de excedencia para un estado de daño DS , dados distintos grupos de respuestas estructurales máximas, de los cuales, cada uno es asociado a una medida de intensidad determinada; se presenta también la curva de fragilidad correspondiente a los parámetros que ajustan a dichos datos. En el ejemplo presentado, se supone a la velocidad U_H como medida de intensidad, donde cada grupo de respuestas asociado a una medida de intensidad tiene una media \widehat{DS}_{U_H} y una desviación estándar log-normal β_{U_H} ; mientras que la curva resultante, para ajustar de manera correcta a dichos datos, posee una media \widehat{U}_H (del orden de 53 m/s, para el caso simplificado) y una desviación estándar log-normal β_F .

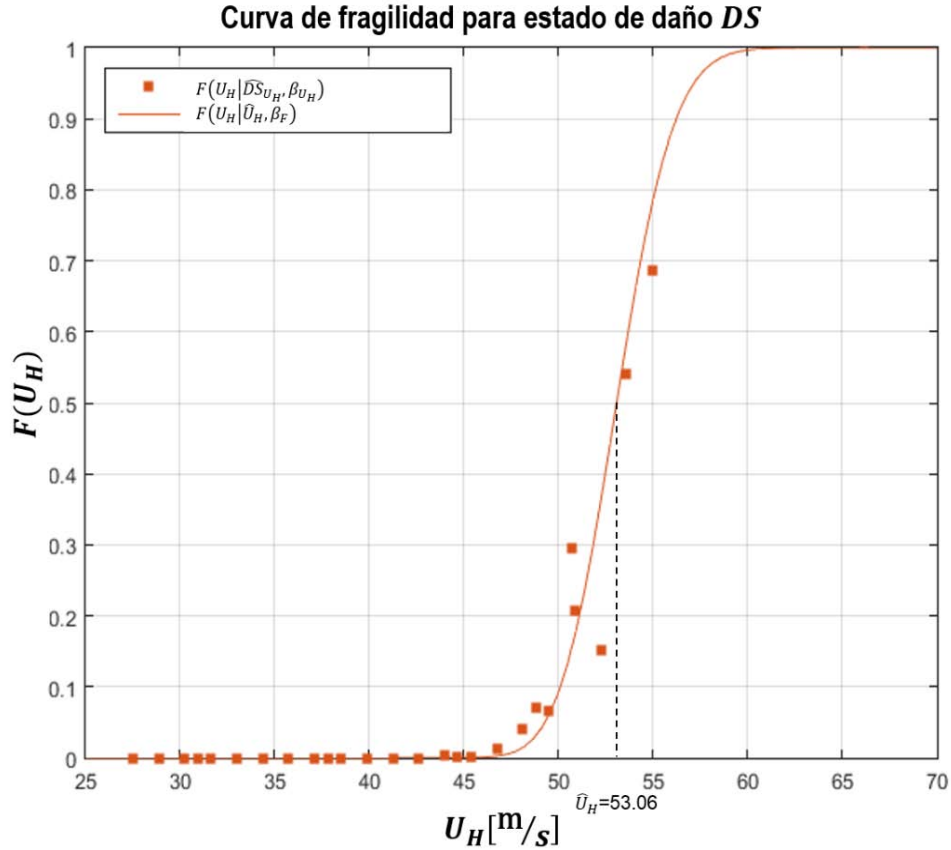


Figura 3.4 Ejemplo de ajuste de datos para la elaboración de una curva de fragilidad

3.3.1 Combinación de curvas de fragilidad

En el caso de un grupo de estructuras que poseen características similares —o en este caso, componentes estructurales con características similares, como las palas del aerogenerador—, los cuales aunque sean modelados de la misma manera pueden presentar resultados distintos, resulta útil el desarrollar una manera que represente la falla de los componentes de dicho grupo para poder realizar una comparativa ante otros estados de falla.

Shinozuka en [47] describe una manera de combinar curvas de fragilidad de estructuras con características similares, a través de un promedio ponderado, que es descrito en la siguiente expresión:

$$F_c(IM) = \sum_{j=1}^M P_j F_j(IM) \quad (3.15)$$

Donde P_j representa la probabilidad de que sea seleccionada cada estructura que forma el grupo para el cual se combinarán las curvas, suponiendo probabilidad uniforme puede ser calculada de la siguiente manera:

$$P_j = \frac{N_j}{\sum_{j=1}^M N_j} \quad (3.16)$$

Donde N_j es el número de estructura en el total de la población o grupo.

Como se menciona en [47], aunque la curva resultante no posea una distribución log-normal (dado que se adoptó dicha distribución como ejemplo), es lógico pensar que a dicha curva se puedan asociar parámetros de media y desviación estándar log-normal, estimados de manera similar a la forma en que se estiman para cada curva individual. Debe mencionarse que esta aproximación es válida únicamente si el grupo de estructuras, o en este caso, componentes estructurales, poseen las mismas características, incluyendo que sean evaluadas ante los mismos índices de daño o parámetros de demanda y diseñadas bajo los mismos criterios.

4 Desarrollo de curvas de fragilidad para un aerogenerador de 5 MW

Habiendo planteado los métodos básicos para el análisis de efectos aerodinámicos en turbinas eólicas, así como la metodología para el desarrollo de funciones de fragilidad, en las próximas páginas se presentará a detalle un caso de aplicación de acuerdo a lo descrito en los capítulos anteriores.

Debe hacerse énfasis; sin embargo, como se menciona en el primer capítulo de este trabajo, que se busca que las características de la estructura que se estudia sean representativas de las instaladas en la República Mexicana, por ello se trataron de definir las propiedades y características de los componentes con base en la información comercial disponible de uno de los fabricantes con mayor número de aerogeneradores instalados en el territorio nacional. También es importante recalcar que el objetivo del presente trabajo no es el desarrollar modelos demasiado sofisticados de la estructura —dado que esto carece de sentido al basar parte de los datos en suposiciones—, sino el elaborar modelos que representen de manera apropiada el comportamiento de la estructura bajo las acciones definidas.

Justificado en el crecimiento proyectado para la energía eólica en el país durante los próximos años, se eligió el modelo de mayor capacidad de uno de los fabricantes con mayor número de equipos instalados en la república, las dimensiones y características de sus componentes, como son la altura al eje del rotor, el diámetro del mismo y la frecuencia de paso de las palas fueron determinadas con base en la información de acceso al público de dicho distribuidor, el resto de la información necesaria para el análisis se determinó con base en inferencias y suposiciones a partir de modelos y artículos disponibles referentes a aerogeneradores de características similares.

4.1 Características del aerogenerador

A continuación se describen a detalle las propiedades de la estructura del aerogenerador y los elementos que intervienen en las acciones dinámicas a considerar, así como los criterios empleados para la definición de la información necesaria para llevar a cabo los análisis descritos en capítulos anteriores.

4.1.1 Descripción de la torre

Como se menciona con anterioridad, debido a la falta de información se tuvieron que suponer y proponer características y dimensiones de algunos de los diversos componentes del aerogenerador, entre ellos se encuentra la torre, de la cual el fabricante da a conocer únicamente la altura total, es decir, la altura al eje del rotor, la cual para los aerogeneradores de 5 MW en su catálogo, oscila de los 80 m a los 140m, por lo que se consideró un valor intermedio de 120 m.

Las secciones más comunes de torres de aerogeneradores modernos son las torres cónicas y las de sección cilíndrica con distintos diámetros a lo alto de la torre. En el presente trabajo se adoptó esta última mencionada para llevar a cabo el análisis, justificando el hecho en que intuitivamente resulta más sencilla la fabricación de elementos con esas características que de sección cónica. Para definir las dimensiones de la torre, se siguieron las proporciones empleadas por Bazeos [11] para un prototipo de aerogenerador, manteniendo siempre las relaciones listadas a continuación:

- Relación diámetro/espesor
- Relación altura parcial/diámetro
- Relación altura total/altura parcial

Habiendo definido la geometría con tales características, se listan en la Tabla 4-1 las dimensiones resultantes para cada sección, mientras que la Figura 4.1 ilustra un esquema de tales dimensiones.

Tabla 4-1 Dimensiones empleadas para el modelo de la torre

CAPACIDAD	5.0 MW
Altura [m]	120.00

Dimensiones [mm]	
A1	6,540.00
A2	15,790.00
A3	11,050.00
B1	9,470.00
A4	14,650.00
A5	15,790.00
B2	9,470.00
A6	29,540.00
A7	4,670.00
Ø1	8,840.00
Ø2	7,580.00
Ø3	5,750.00
EA1	51.00
EA2	45.00
EA3	38.00
EB1	38.00
EA4	38.00
EA5	32.00
EB2	32.00
EA6	32.00
EA7	32.00

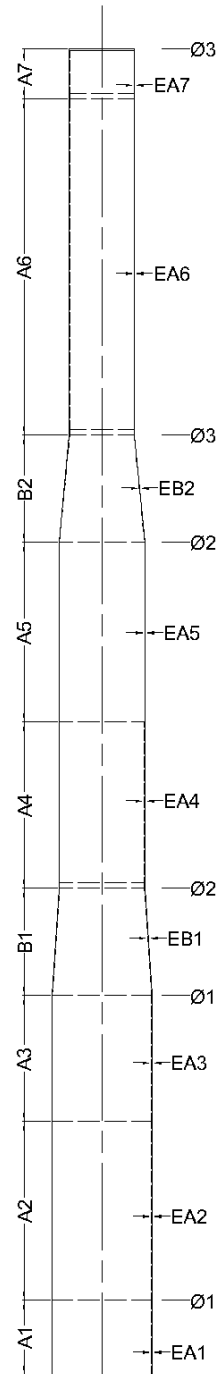


Figura 4.1 Etiquetas para las dimensiones de la torre

En cuanto a las propiedades del material considerado para la torre, si bien en algunos casos suelen construirse torres de concreto o híbridas, en el presente trabajo se consideró al acero como material para la torre, para el cual se tomó en cuenta un módulo elástico $E = 220 \text{ GPa} = 2.2 \times 10^{11} \text{ N/m}^2$ y una densidad de $7,850.48 \text{ kg/m}^3$, considerando adicionalmente un 5% de la masa distribuida uniformemente, para tener en cuenta el peso de conexiones y atiesadores a lo alto de la torre. El esfuerzo de fluencia definido para el material ha sido especificado como $F_y = 350 \text{ MPa} = 3.5 \times 10^8 \text{ N/m}^2$.

Si bien la suma de las alturas presentadas en la Tabla 4-1 es menor a los 120 m considerados como altura hasta el eje del rotor, esto se debe a la necesidad de contemplar a la góndola colocada sobre la torre, la cual es modelada como un elemento rígido que conecta al rotor con los elementos de la torre.

Debe mencionarse que, aunque la referencia de donde se adoptaron las proporciones de la torre se detallan de manera precisa peculiaridades en su diseño, como son atiesadores, cartabones y escotillas; en el presente trabajo se maneja un modelo más general, debido a que al partir de muchos supuestos no tiene caso el incluir tanto nivel de detalle en los modelos trabajados.

4.1.2 Descripción del rotor

Dentro de la información comercial disponible por el fabricante seleccionado, se encuentra el diámetro del rotor, el perfil aerodinámico principal y la frecuencia de paso, para la mayoría de modelos que oferta, los cuales son todos modelos con rotores de tres palas.

En el caso del aerogenerador de 5 MW, el diámetro del rotor de mayor tamaño que maneja el fabricante para esta capacidad es de 132 m, lo cual implica una longitud de cada pala de 64.5 m, de acuerdo a la información que publica. El perfil aerodinámico seleccionado no es especificado como tal para este modelo, sin embargo, para otros modelos del mismo fabricante se especifica una sección NACA 63-XXX, de donde, a partir de la revisión de las diversas referencias citadas en el presente trabajo, se encuentra que la sección NACA 63-415 es uno de los perfiles aerodinámicos comúnmente adoptados para las palas de algunos modelos de aerogeneradores de dimensiones similares, por lo que se definió a esta sección para la geometría y definición de propiedades aerodinámicas de las palas.

Las proporciones geométricas del perfil NACA 63-415 pueden obtenerse de cualquier base de datos de perfiles aerodinámicos, la Figura 4.2 ilustra algunas de las proporciones principales de dicho perfil, mientras que la Tabla 4-2 y la Figura 4.3 presentan las dimensiones generales de la pala considerada en el análisis de la estructura.

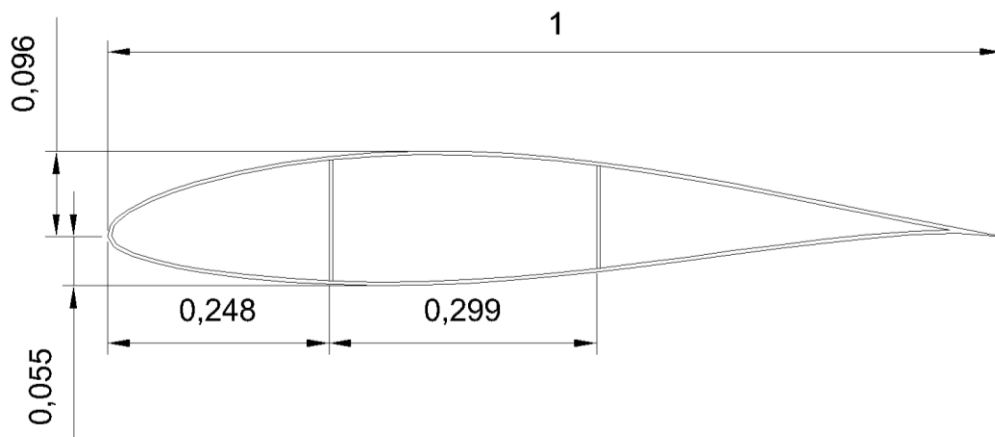


Figura 4.2 Proporciones del perfil aerodinámico NACA 63-415, empleado en las palas

Tabla 4-2 Dimensiones para las palas del aerogenerador de 5 MW

Diámetro rotor [m]	132.00
PERFIL	NACA 63-415
Dimensiones [mm]	
L1	64,500.00
L2	11,550.00
L3	2,484.00
L4	7,056.00
L5	4,090.00

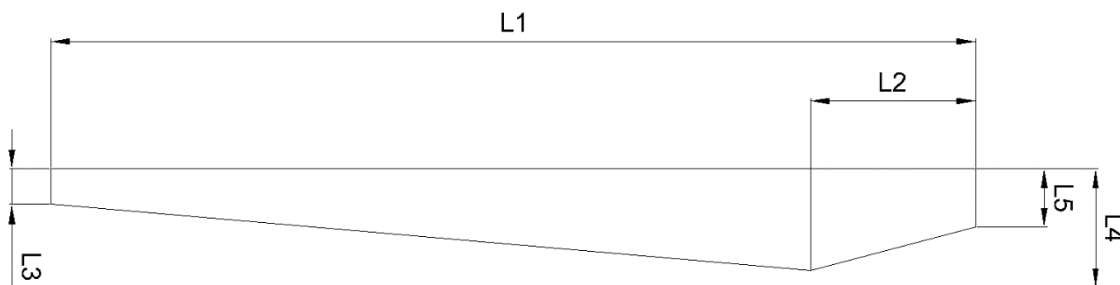


Figura 4.3 Etiquetas para las dimensiones de las palas

En cuanto a las características de los materiales empleados en la modelación, si bien las palas de aerogeneradores son elementos de materiales compuestos y estructuralmente muy elaborados, se consideró que la pala estuviese construida con fibra de vidrio reforzada, por lo que originalmente en el modelado se tuvo en cuenta un módulo elástico de $3.8 \times 10^{10} \text{ N/m}^2$ y una densidad de $1,663.83 \text{ kg/m}^3$, lo cual concuerda con el intervalo de valores resumidos por Burton en [8]; sin embargo estos valores fueron modificados, como se explica posteriormente en este trabajo, para obtener una mejor concordancia de las características estructurales del elemento con las de referencias de rotores reales de dimensiones similares.

Dentro de la información que pone disponible el fabricante seleccionado, se encuentra la frecuencia de giro del rotor, la cual puede variar desde las 7.1 rpm hasta las 17.8 rpm para aerogeneradores de 2 MW a 3.3 MW, e incluso se presenta en sus catálogos una frecuencia de giro de 490 rpm (*sic*) para el aerogenerador de 5 MW; dada la incongruencia de este último dato mencionado, para los análisis del presente trabajo se considerará una frecuencia de rotación igual a 11.5 rpm para velocidades inferiores a la velocidad de paro, mientras que para los casos donde se contemple el giro del rotor en velocidades superiores a la velocidad de paro, la frecuencia de rotación se ajustará de acuerdo a los coeficientes obtenidos mediante el método de la teoría del BEM.

Por último, se consideró una velocidad de paro del rotor igual a 25 m/s, esto implica que teóricamente el rotor debe detenerse una vez que los sensores del aerogenerador detecten que la velocidad media del viento rebasa dicho valor.

4.1.3 Descripción de la góndola

Como se ha descrito anteriormente en el primer capítulo, la góndola se refiere a la cabina sobre la torre donde se albergan los componentes mecánicos y eléctricos más importantes del aerogenerador. Si bien en el presente trabajo no se tiene el objetivo de detallar en cuanto al diseño estructural de los elementos que componen la góndola, debe tenerse en cuenta la masa que aporta el conjunto de todos ellos al sistema estructural completo.

El Laboratorio Nacional de Energía Renovable estadounidense (NREL, por sus siglas en inglés), en la referencia [48] presenta un modelo para estimar las masas y dimensiones de componentes de aerogeneradores —como buje, ejes y baleros principales, caja de cambios, placa de asiento, transformador y sistema de giro—, basándose en estadísticas de información comercial recabada para aerogeneradores de diversas capacidades y dimensiones. El peso aproximado total de la góndola, estimado mediante dicho modelo, es resumido en la Figura 4.4, la cual presenta la variación de la masa de la góndola en función del diámetro del rotor; a partir de esta figura, puede leerse que para un rotor de 132 m de diámetro —como es el presente caso—, la masa media total de la góndola con sus componentes será del orden de 192,000 kg.

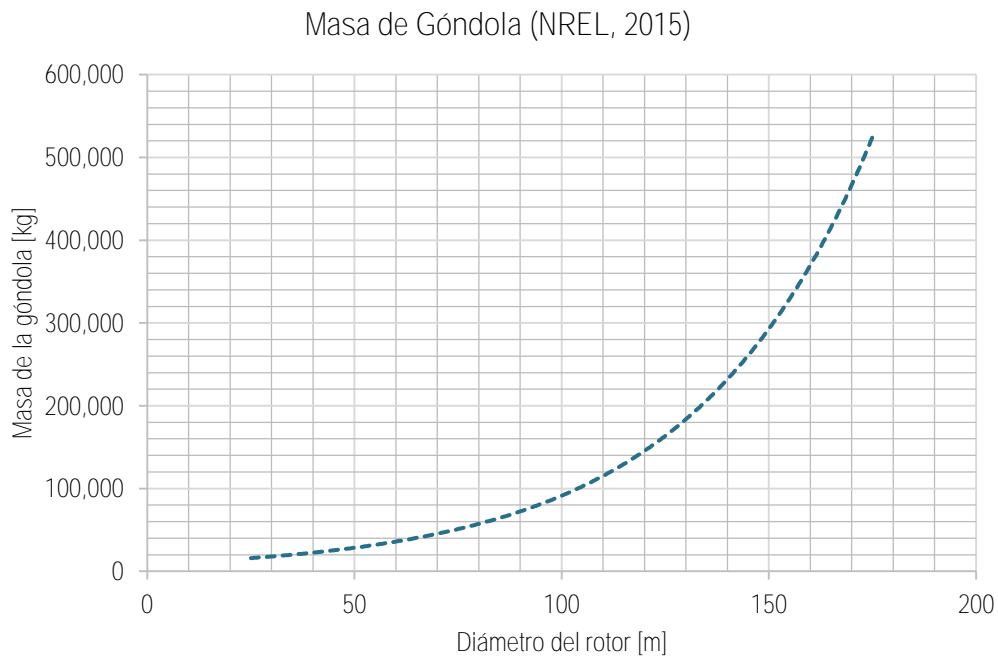


Figura 4.4 Relación de masa de la góndola vs diámetro del rotor. Resumida de [48]

En cuanto a las propiedades mecánicas de la góndola consideradas en los análisis, se supuso esta como un componente rígido de masa concentrada, de manera similar a lo analizado en las distintas referencias citadas a lo largo de este documento [11, 15, 21, 22, 28], considerando también que la conexión entre palas y buje es rígida, es decir, no existe articulación entre la pala y el buje, y este último transmite los efectos de la flexión generada por las fuerzas de arrastre sobre las palas.

4.2 Modelación matemática del aerogenerador

Una vez planteadas las dimensiones y características geométricas de los componentes principales de la estructura, se trazaron modelos mediante programas de elemento finito para analizarla ante las señales de fuerza correspondientes.

Como se menciona en la sección 3.1.1, el número de señales con las que se debe llevar a cabo el análisis tiempo-historia debe representar la aleatoriedad del fenómeno, por ello se decidió realizar un total de 30 simulaciones de campo fluido para cada valor de intensidad considerado —lo cual se detallará más adelante en este documento—, sin embargo tal número de simulaciones implica tiempos de análisis que rebasan los márgenes de tiempo disponibles para la presente investigación, por lo que se optó por elaborar un modelo simplificado mediante elementos barra en el programa ANSYS, comprobando las propiedades mecánicas de este modelo al compararlos con las propiedades obtenidas mediante otro modelo más detallado.

A continuación se presenta una descripción de los modelos realizados y la comparativa correspondiente entre ellos.

4.2.1 Propiedades dinámicas de las palas

Se han descrito en la sección 4.1.2 la geometría de la sección de las palas y las dimensiones que se consideraron para estas, así como las propiedades de los materiales fueron definidas con base en valores congruentes con las diversas referencias citadas a lo largo del documento.

A partir de tales datos, se elaboró un modelo en SAP2000, que contemplara la sección transversal de acuerdo a la geometría planteada en la Figura 4.2 y las dimensiones descritas en la Figura 4.3 y la Tabla 4-2. Aunque originalmente se emplearon las propiedades del material descritas en la sección 4.1.2, estas fueron modificadas para obtener propiedades dinámicas que se aproximaran de mejor manera a valores reales, como los que se presentan en [49] y [50] para rotores de dimensiones similares.

Así, el modelo generado para estimar las propiedades dinámicas de una pala, ilustrado en la Figura 4.5 junto con sus dos primeras formas modales, posee las características resumidas en la Tabla 4-3.

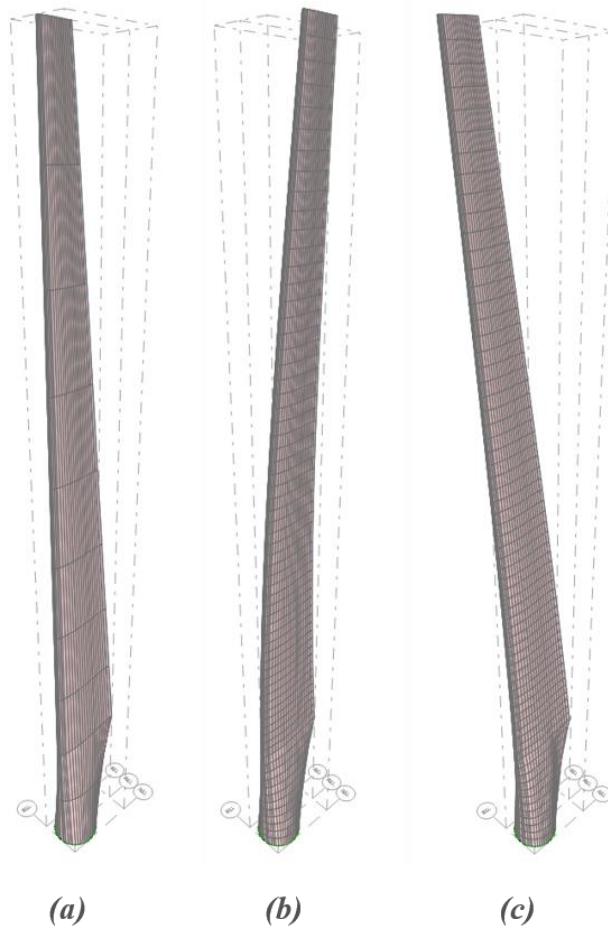


Figura 4.5 (a) Modelo de la pala realizado en SAP2000, sin deformación; (b) Primera forma modal de la pala (aleteo); (c) Segunda forma modal de la pala (flexión por filo)

Como se menciona con anterioridad, se decidió simplificar el modelo para reducir los tiempos de cálculo, por ello, se optó por definir a las palas a partir de elementos BEAM 4 de sección rectangular y masa uniformemente distribuida en el programa ANSYS, con propiedades geométricas tales que estos tuviesen las características dinámicas obtenidas de acuerdo al modelo detallado. La Tabla 4-3 presenta el resumen de las propiedades obtenidas mediante dicha simplificación y su comparativa con las propiedades calculadas mediante el modelo detallado.

Tabla 4-3 Propiedades dinámicas de las palas modeladas

Parámetro	Modelo SAP2000	Modelo ANSYS (simplificado)
Longitud de pala [m]	64.50	64.50
Masa de pala [kg]	16,675.66	16,676.40
f_1 (primer modo de aleteo) [Hz]	0.40896	0.41104
f_2 (primer modo de filo) [Hz]	1.6030	1.6085

4.2.2 Propiedades dinámicas de la torre

De una manera similar a lo realizado para las palas, en el caso de la torre también se trabajó un modelo simplificado en el programa ANSYS, empleando el elemento PIPE 16 para simular la sección cilíndrica de la torre, aplicando las propiedades del material y dimensiones definidas en la sección 4.1.1 tanto al modelo simplificado como a un modelo mejor detallado de la torre.

La Figura 4.6 ilustra el modelo detallado elaborado en SAP2000, así como las primeras formas modales de flexión de la sección, mientras que la Tabla 4-4 presenta la comparativa entre las propiedades dinámicas de ambos. Debe recordarse que en ambos modelos se considera un 5% adicional de la masa de la sección por sí sola, repartido uniformemente en los elementos para tener en cuenta el peso de las conexiones y atiesadores a lo alto de la torre. De lo ilustrado en la Figura 4.6, debe mencionarse que existen modos de vibración de la sección de la torre entre el primero y segundo modo de flexión, los cuales corresponden a modos de vibración de las membranas que forman la sección, y por lo tanto no son reflejados en el modelo simplificado, mas sí aparecen en el modelo detallado; sin embargo, al igual que en los modelos realizados para las palas, la participación de tales formas modales es tan baja (menor al 1% del total de la masa) que el despreciarlas no repercute en la representación del comportamiento estructural mediante el modelo simplificado.

Tabla 4-4 Propiedades dinámicas de la torre modelada

Parámetro	Modelo SAP2000	Modelo ANSYS (simplificado)
Longitud de torre (sin góndola) [m]	116.97	116.97
Masa de torre [kg]	832,167.37	831,906.22
f_1 (primer modo de flexión) [Hz]	0.83386	0.83954
f_2 (segundo modo de flexión) [Hz]	3.5900	3.6284

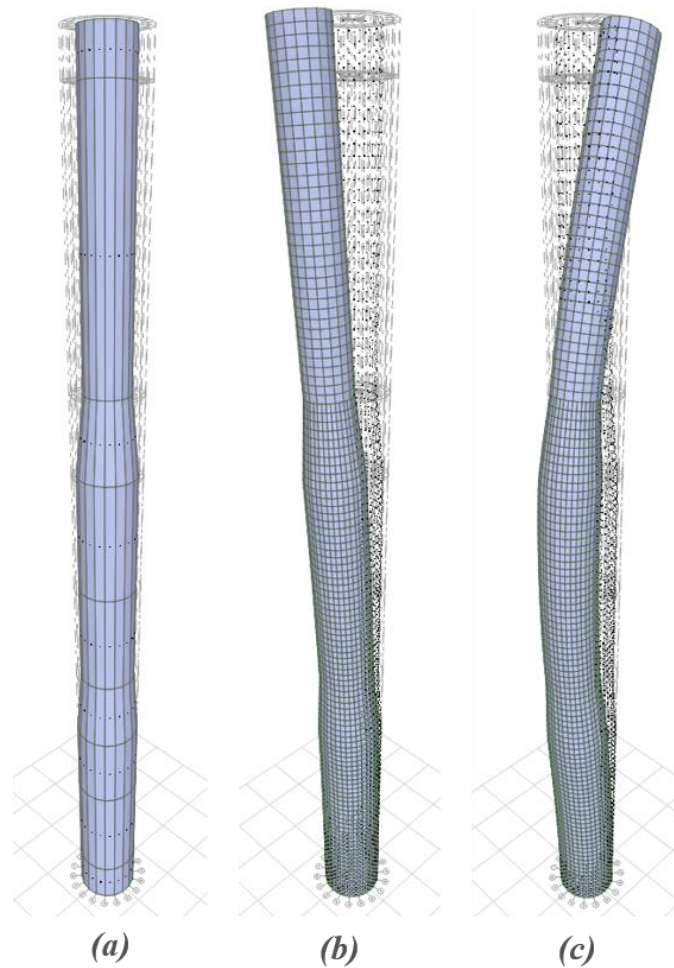


Figura 4.6 (a) Modelo de la torre realizado en SAP2000, sin deformación; (b) Primera forma modal de flexión, (c) Segunda forma modal de flexión

4.2.3 Propiedades dinámicas de la estructura

Habiendo realizado la comparación descrita en las secciones anteriores para asegurar que la simplificación en el modelado de los componentes no implica pérdidas en la representación del comportamiento estructural, se llevó a cabo un tercer par de modelos en los cuales se contempla el conjunto de componentes (palas, góndola y torre) y se calcularon sus propiedades dinámicas para efectuar la comparativa entre el modelo simplificado en el programa ANSYS y el modelo detallado.

En la simplificación del modelo compuesto, la góndola fue modelada como una masa concentrada mediante el elemento MASS21 de ANSYS, mientras que las palas fueron ligadas entre sí en su extremo cercano al eje del rotor y a su vez a la torre y a la góndola mediante el elemento MPC184, el cual representa una viga rígida, capaz de transmitir fuerzas en dirección de los 6 grados de libertad de cada nodo que la compone.

Así entonces, de la Figura 4.7 a la Figura 4.12 se ilustran ambos modelos trazados, así como sus primeras cinco formas modales, las cuales son resumidas en la Tabla 4-5 junto con las características de la estructura.

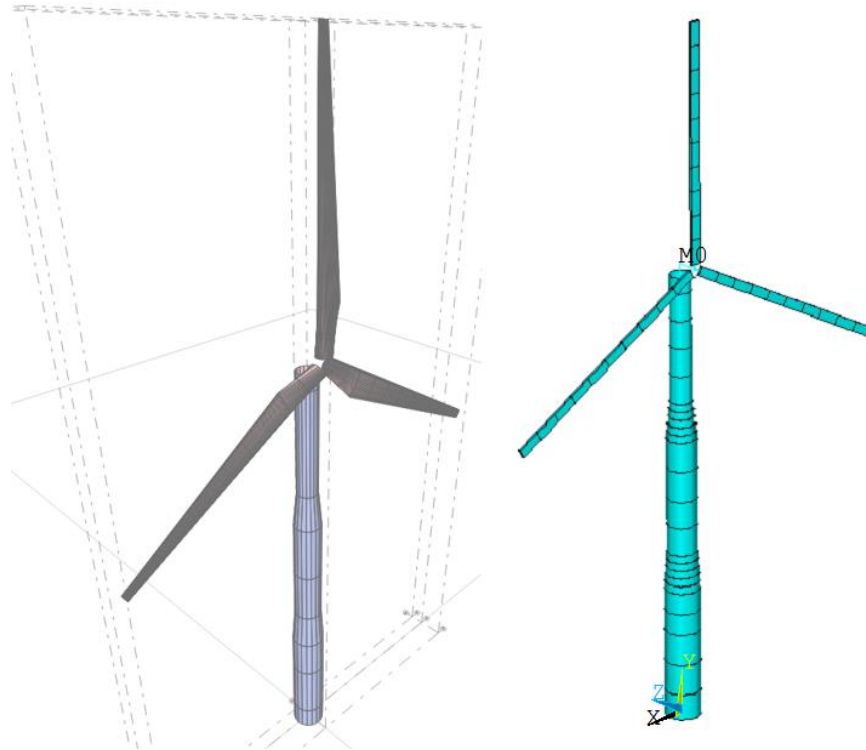


Figura 4.7 Modelo detallado de la estructura (izquierda) y modelo simplificado trazado en ANSYS (derecha)

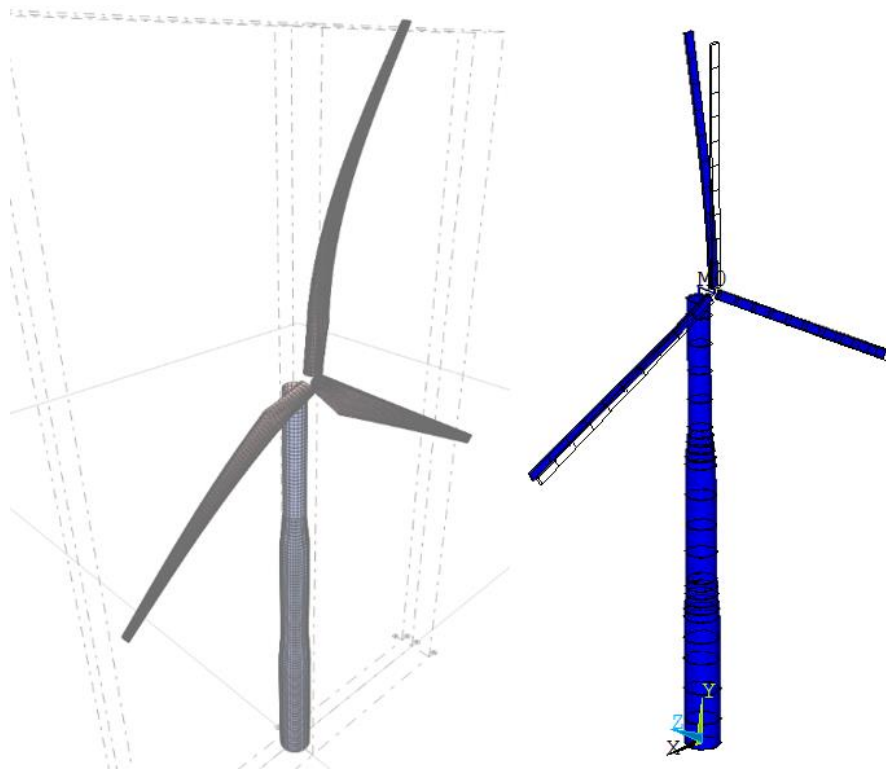


Figura 4.8 Primera forma modal de la estructura, primer aleteo del rotor

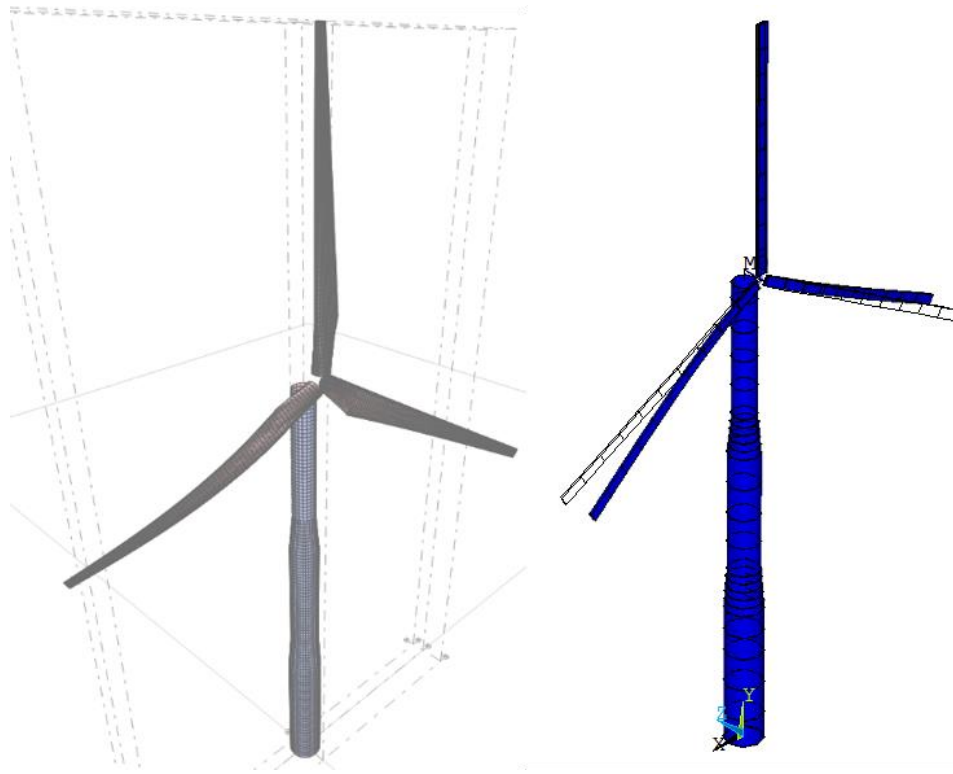


Figura 4.9 Segunda forma modal de la estructura, aleteo parcial del rotor con giro

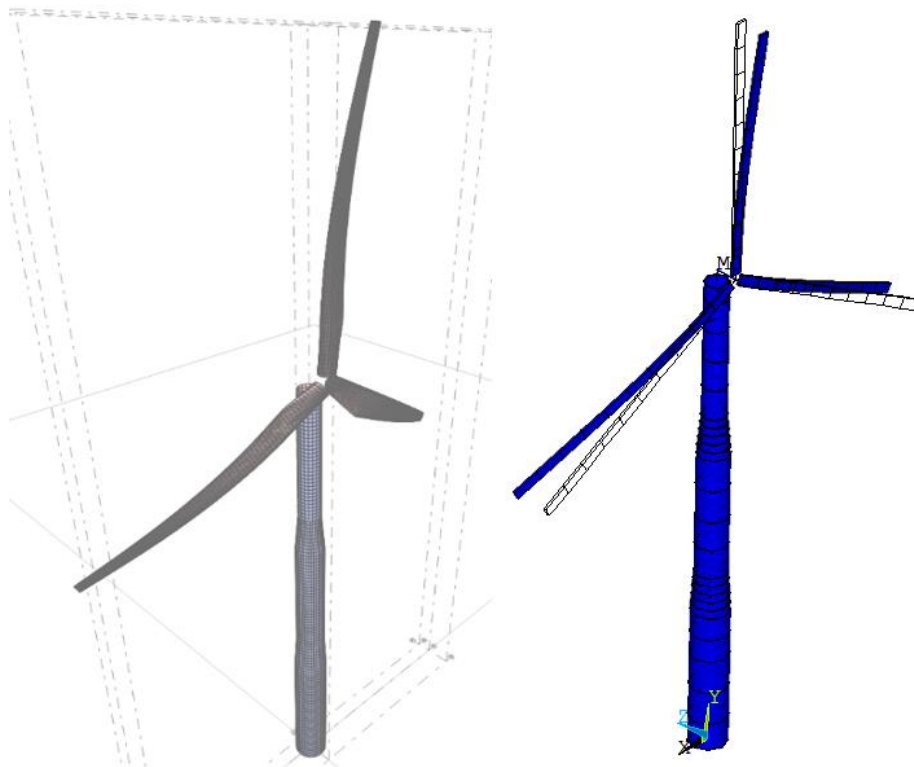


Figura 4.10 Tercera forma modal de la estructura, segundo aleteo del rotor

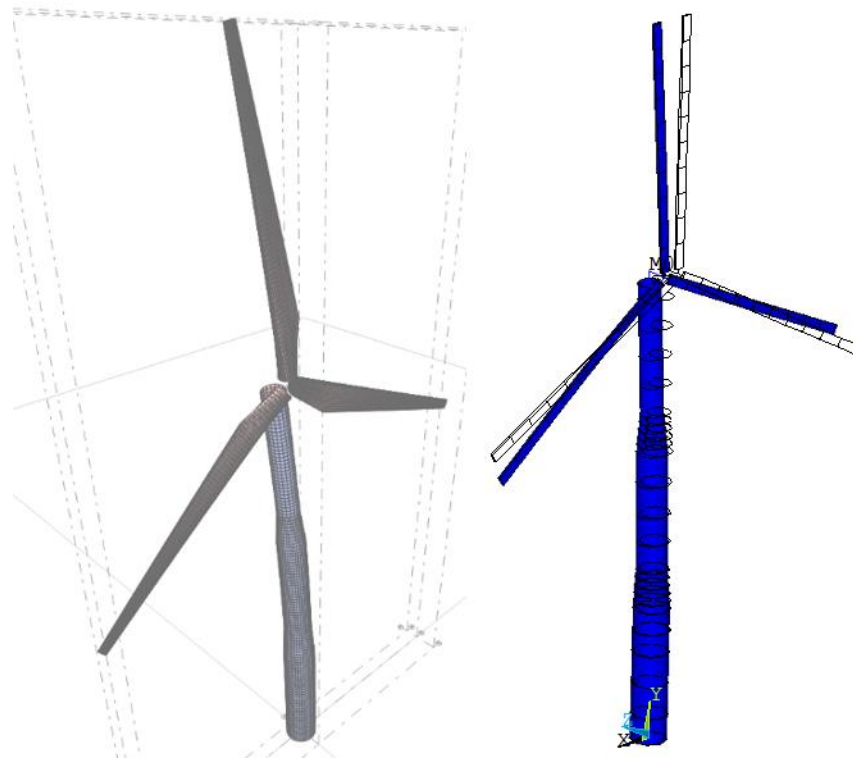


Figura 4.11 Cuarta forma modal de la estructura, flexión de la torre lado a lado

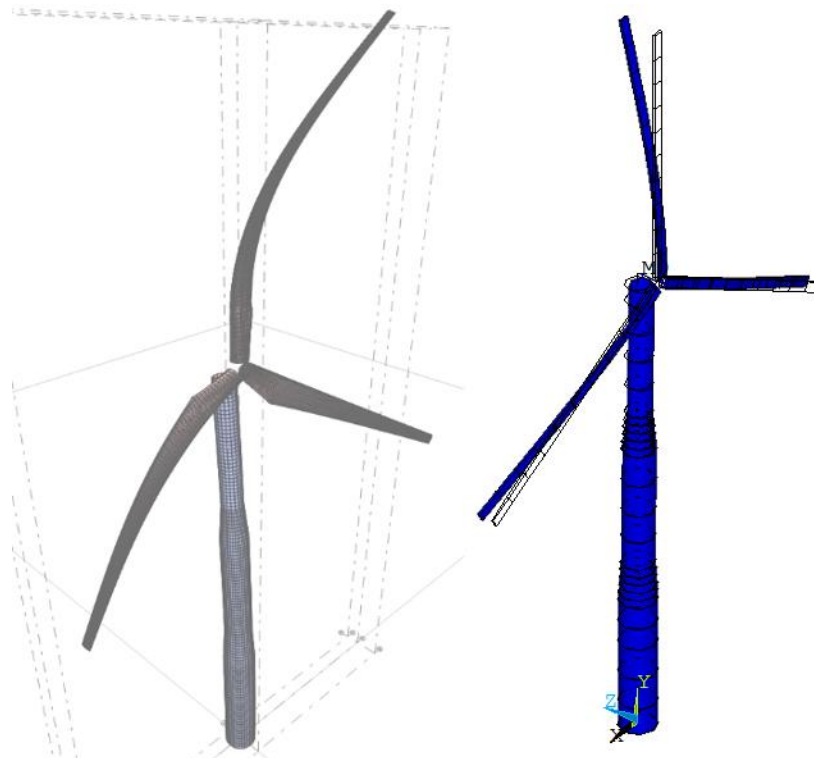


Figura 4.12 Quinta forma modal de la estructura, flexión de la torre adelante-atrás

Tabla 4-5 Propiedades de la estructura modelada

Parámetro	Modelo SAP2000	Modelo ANSYS (simplificado)
Longitud de torre [m]	116.97	116.97
Masa de torre [kg]	832,167.37	831,906.22
Altura total de torre (a eje de rotor) [m]	120.00	120.00
Diámetro de rotor [m]	132.00	132.00
Longitud de pala [m]	64.50	64.50
Masa de cada pala [kg]	16,675.66	16,676.40
Masa de rotor [kg]	50,026.98	50,029.20
Masa de góndola [kg]	192,000.00	192,000.00
f_1 (primer aleteo del rotor) [Hz]	0.38436	0.36150
f_2 (aletteo parcial con giro) [Hz]	0.39861	0.40152
f_3 (segundo aleteo del rotor) [Hz]	0.40151	0.40752
f_4 (flexión de torre lado a lado) [Hz]	0.48532	0.40820
f_5 (flexión de torre adelante-atrás) [Hz]	0.52714	0.48671

De los modelos realizados, puede decirse que presentan esencialmente las mismas características, puesto que el modelo detallado y el modelo simplificado muestran formas modales y frecuencias naturales semejantes.

Cabe mencionar, que para los análisis tiempo-historia realizados con el modelo simplificado, se calcularon los valores de los coeficientes de amortiguamiento de Rayleigh a_0 y a_1 , a partir de las frecuencias asociadas a los primeros modos de vibración de la torre —es decir, los valores de f_4 y f_5 presentados en la Tabla 4-5—, para los cuales corresponde un valor de 0.04 y 0.005 respectivamente, considerando un cociente de amortiguamiento crítico del 1.5%. Respecto a este último valor, es necesario mencionar en el presente apartado que si bien los valores de amortiguamiento estructural para estructuras metálicas de aerogeneradores en estado detenido suelen ser menores al 1% del amortiguamiento crítico, por otra parte, como se menciona en [23], los valores prácticos de amortiguamiento aeroelástico (en términos del amortiguamiento crítico) son mucho mayores a los empleados; por lo que, la discusión respecto a los valores empleados en este parámetro se reserva para otro apartado.

4.3 Simulación del campo fluido

Como se describe en la sección 2, el contenido de energía turbulenta de la corriente de viento puede ser analizado conforme su distribución a lo largo de distintas frecuencias que componen a una señal. A partir de una expresión que defina tal distribución, esto es, la función de densidad de potencia espectral, se puede simular un campo de viento, el cual expresará la variación de la velocidad a lo largo del tiempo; esta información es empleada para el análisis aerodinámico y estocástico de las cargas sobre la estructura.

En el caso de la mayoría de estructuras convencionales, basta con la simulación de una señal de viento turbulento para un punto estático en el espacio, para la cual es empleada la función de densidad de potencia espectral seleccionada en su forma original; sin embargo, en el caso del rotor de un aerogenerador, si se pretende analizar su comportamiento aerodinámico cuando se encuentra en

operación, es necesario tener en cuenta los efectos de la rotación de las palas en la distribución de la turbulencia del viento. Esto último resulta, como se describe en la sección 2.3 en concentraciones de energía en la frecuencia de rotación de las palas y sus armónicos.

En el presente trabajo, se tendrán en cuenta para los análisis tanto los casos donde el rotor se encuentra detenido, como el posible caso donde este no se ha detenido una vez que se rebasó la velocidad de paro del aerogenerador, esto último implica que la frecuencia de paso del rotor deja de ser una constante e incrementa en función de la velocidad del viento, lo cual a su vez implica que la posición donde se genera concentración de turbulencia en la FDPE cambiará.

A continuación se describe el procedimiento que se siguió para la obtención de señales de viento turbulento en los dos casos mencionados.

4.3.1 Señales de viento turbulento para el aerogenerador con rotor detenido

De acuerdo a lo descrito en la sección 2.2, varias de las referencias consultadas mencionan al espectro de Højstrup como una función de densidad de potencia que presenta un mejor ajuste en bajas frecuencias de acuerdo a mediciones reales en distintos tipos de terreno, por ello, la aplicación de dicho espectro resulta conveniente para la simulación de señales de viento para puntos estáticos.

Para la obtención de las señales de viento turbulento, que posteriormente fueron transformadas a fuerzas sobre los nodos del modelo simplificado, se empleó el programa de libre acceso SVTpro [51], desarrollado por el Instituto de Ingeniería de la Universidad Nacional Autónoma de México, el cual permite la obtención de señales de viento turbulento para diversos puntos con coordenadas distintas en un mismo plano; dicho programa devuelve al usuario una señal de viento turbulento de 10 minutos de duración con un intervalo de muestreo temporal de 0.1 segundos, la cual es obtenida mediante el método ARMA (descrito a en la sección 2.4) y a partir de las FDPE de Kaimal, Davenport o Højstrup, de las cuales, se seleccionó a esta última para simular las señales que corresponden al rotor detenido.

Debido a que SVTpro cuenta con la FDPE seleccionada para obtener la señal simulada de viento turbulento, así como también permite la posibilidad de realizar de manera conjunta más de una simulación por corrida para una misma estructura, es que se empleó para la obtención de las señales sobre la estructura en estado estático.

Como se menciona en la sección 3.1.1, el número de simulaciones realizadas debe representar la aleatoriedad del fenómeno, por ello, se llevaron a cabo 30 simulaciones del campo fluido para cada valor de velocidad media dentro del intervalo de intensidad, respecto a este último, se consideraron 26 valores de velocidad media \bar{U}_{10} desde los 20 m/s hasta los 40 m/s, la variación de la velocidad media con respecto la altura se consideró de acuerdo al perfil y los valores establecidos por el MOC de CFE [30], considerando un terreno categoría 2, de acuerdo a lo descrito en la sección 2.1 de este documento.

La Figura 4.13 muestra tres ejemplos de señales de viento turbulento obtenidas con SVTpro para puntos ubicados a una altura de 120 m sobre el suelo, mientras que la Figura 4.14 ilustra la comparativa entre la FDPE de una de esas señales con sus correspondientes valores teóricos.

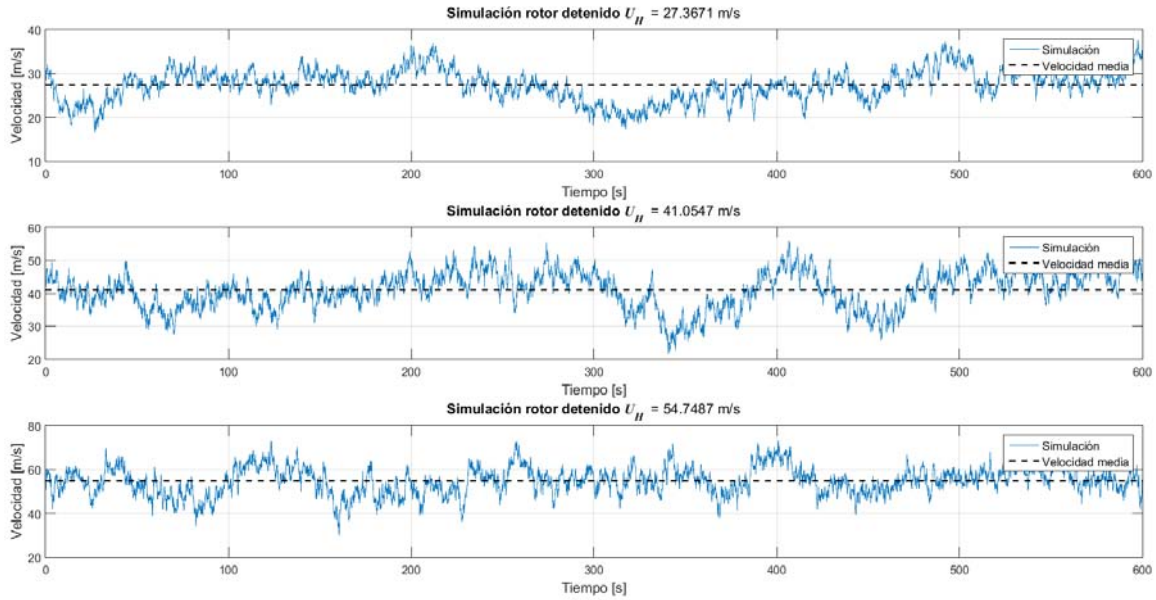


Figura 4.13 Ejemplos de señales simuladas mediante SVTpro, para una altura $z = 120$ m y distintas velocidades medias \bar{U}_H

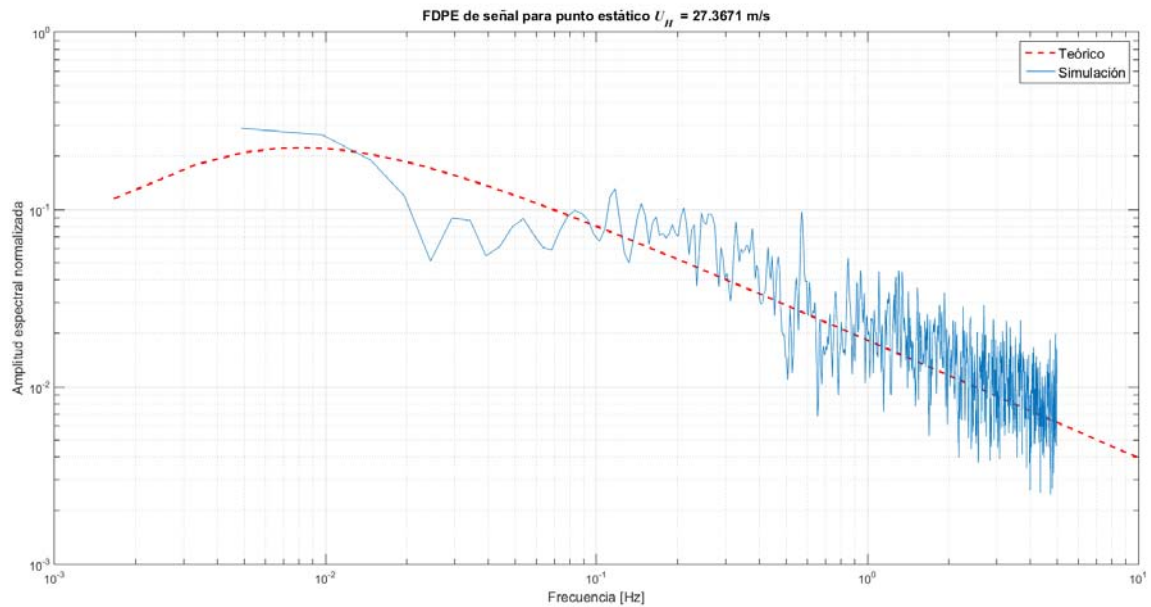


Figura 4.14 Comprobación de la FDPE de Højstrup para una señal simulada mediante SVTpro

De la Figura 4.14 se puede apreciar que la energía que contiene la señal simulada tiende a seguir la forma analítica de la FDPE, por lo que los datos obtenidos mediante SVTpro resultan confiables y por lo tanto aceptados para los análisis de esta investigación.

4.3.2 Señales de viento turbulento para rotor girando

Como se ha descrito anteriormente en la sección 2.3 de este trabajo y en sus diversas referencias citadas, la FDPE correspondiente a un punto en rotación difiere bastante a su forma original — desarrollada para un punto estático—, mientras dicho punto se encuentre alejado del eje de rotación. Los análisis desarrollados en el presente trabajo contemplan el caso alternativo donde el rotor no se detiene aun después de rebasarse la velocidad de paro, en dicho caso, es necesario contemplar señales de viento que correspondan a las condiciones de turbulencia acordes a la rotación de las palas, es decir, que se debe partir de una FDPE con muestreo rotacional para la obtención de simulaciones de señales de viento para las fuerzas aerodinámicas en el rotor.

La sección 2.3 presenta el resumen del análisis para la obtención de la FDPE con muestreo rotacional a partir de la FDPE de von Karman, la cual fue empleada para obtención de las señales simuladas para el rotor cuando este se encuentre girando. Si bien la FDPE con muestreo rotacional empleada en este caso no parte directamente del análisis de la función de autocorrelación derivada de la FDPE de Højstrup, debe recordarse que esta última es una modificación de la forma analítica de la FDPE de Kaimal, que a su vez comparte límites asintóticos con la expresión para la FDPE de von Karman de acuerdo a la relación de longitudes de escala descrita en la sección 2.2, por lo que empleando esta última como base para el análisis de un punto en rotación se espera que se cubran de buena manera las frecuencias de interés sin que implique incongruencias graves en los resultados.

Así entonces, se obtuvo una FDPE con muestreo rotacional asociada a cada valor de velocidad media, mediante las ecuaciones (2.24) y (2.25), obteniendo los parámetros σ_u y $L_{u,vK}$, a partir de las ecuaciones (2.11) a (2.15) y empleando la relación entre $L_{u,vK}$ y $L_{u,K}$ establecida en la sección 2.2; una vez obtenida la FDPE correspondiente para cada velocidad media considerada se llevaron a cabo las simulaciones del campo fluido.

De manera análoga a lo realizado para las simulaciones correspondientes al aerogenerador con rotor detenido, se llevaron a cabo 30 simulaciones del campo fluido a partir de la FDPE con muestreo rotacional, para cada valor de velocidad media considerado; en el caso del presente análisis, el número e intervalo de medidas de intensidad considerado coincide en los casos donde el rotor se encuentra detenido y cuando este gira libremente, es decir que también se consideraron 26 valores de velocidad media \bar{U}_H , asociada a los 26 valores de velocidad media \bar{U}_{10} que van desde los 20 m/s hasta los 40 m/s, de acuerdo con el perfil de velocidad media empleado.

La Figura 4.15 presenta el ejemplo de tres señales de velocidad obtenidas para una velocidad \bar{U}_H igual a 15 m/s, para el rotor con las características descritas en la sección 4.1.2, es decir, un rotor con un radio de 66 m, y una frecuencia de paso de 11.5 rpm (0.1917 Hz); cada una de las señales presentadas corresponde a puntos en el rotor ubicados al extremo exterior del rotor, a mitad del radio y al centro del rotor, respectivamente.

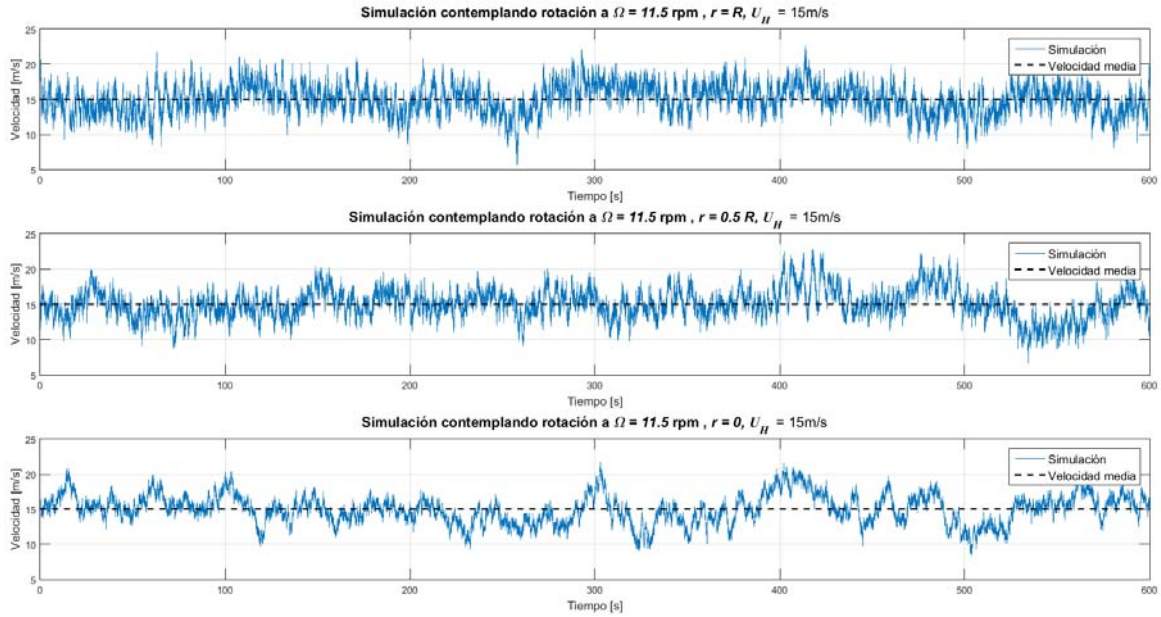


Figura 4.15 Ejemplos de señales de velocidad de viento turbulento, simuladas mediante FDPE con muestreo rotacional, para $\Omega = 11.5 \text{ rpm}$, $R = 66 \text{ m}$, $H = 120 \text{ m}$ y $\bar{U}_H = 15 \text{ m/s}$

De la Figura 4.15 puede apreciarse a simple vista que la señal correspondiente al radio total del rotor (primera señal, de arriba hacia abajo en la figura) posee un mayor contenido de frecuencias altas que la señal correspondiente al centro del rotor, es decir, cuando $r = 0$ (tercera señal, de arriba hacia abajo en la figura), en la cual las frecuencias bajas tienen mayor presencia y repercusión; en el caso donde $r = 0.5 R$ (segunda señal, de arriba hacia abajo en la figura), puede apreciarse un caso intermedio entre los dos descritos anteriormente.

La situación descrita en el párrafo anterior puede ser demostrada e ilustrada de mejor manera a partir de la FDPE de cada señal. De la Figura 4.16 a la Figura 4.18 se presenta la respectiva comparativa entre las FDPE asociadas a cada una de las señales descritas con sus valores teóricos, de donde además se puede apreciar que el ajuste de la simulación es bastante aceptable para las frecuencias de interés, es decir, de un valor bajo de frecuencias hasta la frecuencia de paso (en este caso 0.1917 Hz) y sus primeros armónicos.

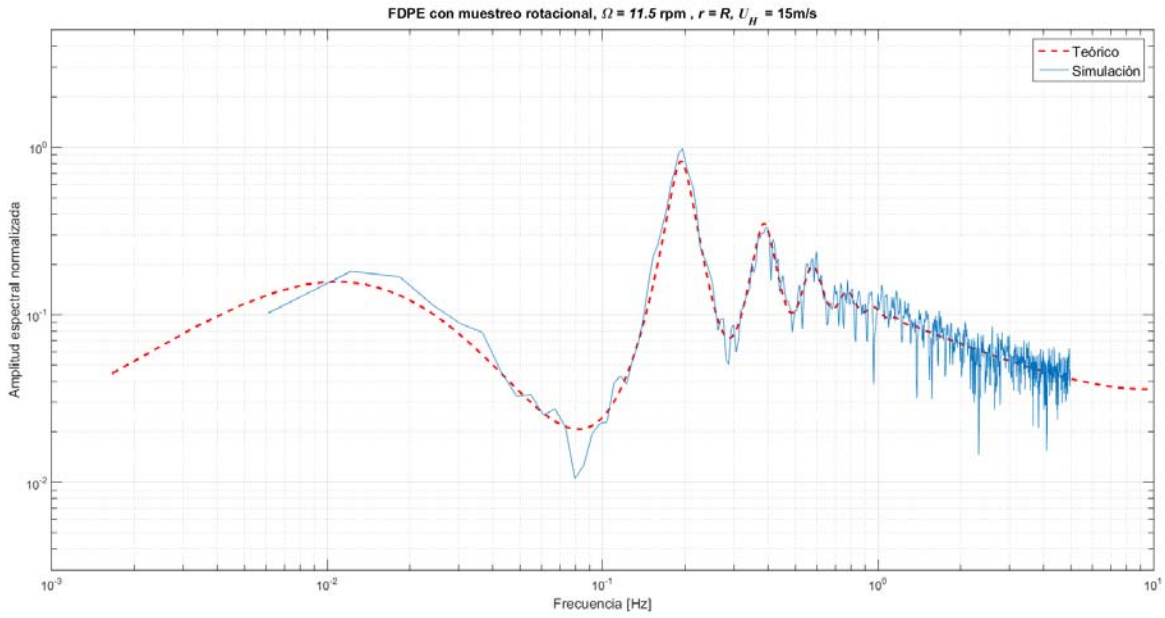


Figura 4.16 FDPE de una señal simulada para radio igual a R , $\Omega = 11.5 \text{ rpm}$, $H = 120 \text{ m}$ y $\bar{U}_H = 15 \text{ m/s}$

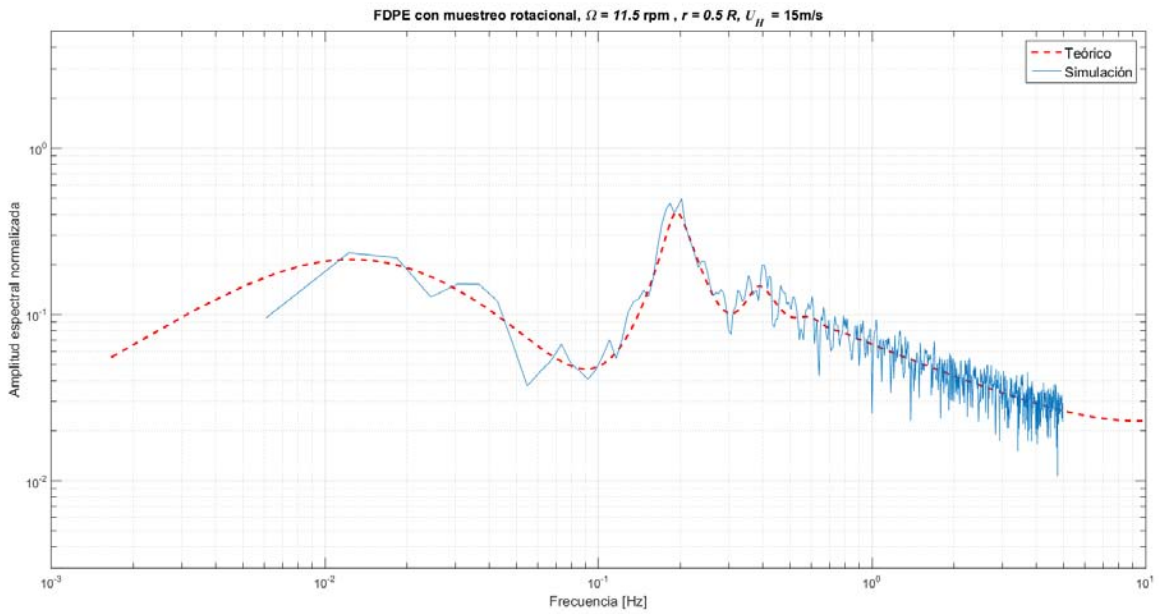


Figura 4.17 FDPE de una señal simulada para radio igual a $0.5 R$, $\Omega = 11.5 \text{ rpm}$, $H = 120 \text{ m}$ y $\bar{U}_H = 15 \text{ m/s}$

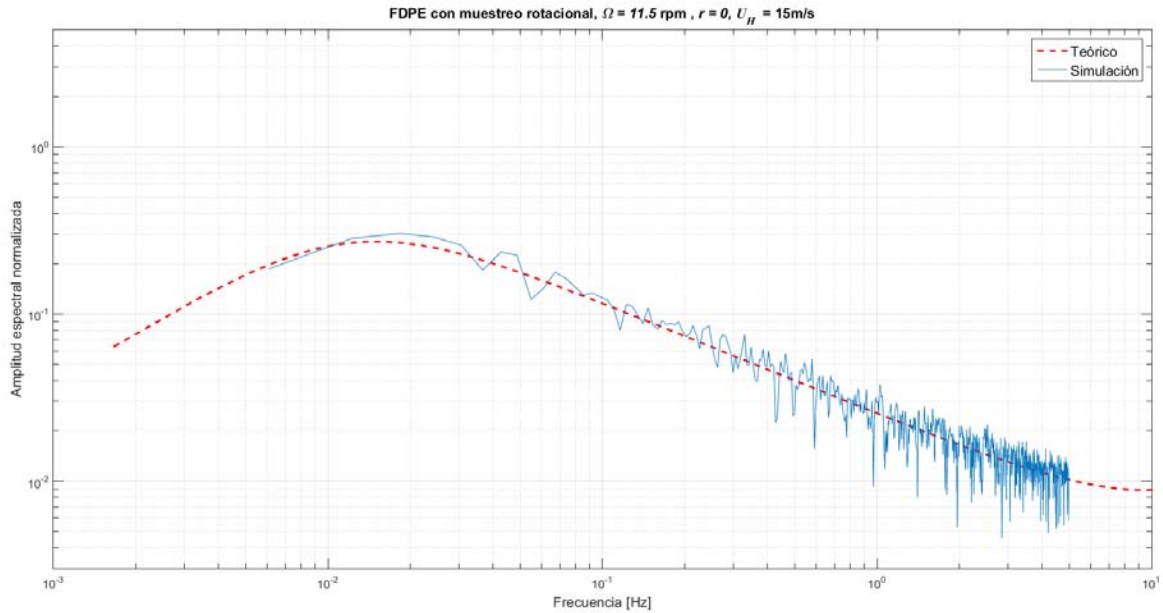


Figura 4.18 FDPE de señal una simulada para radio igual a 0 m, $\Omega = 11.5$ rpm, $H = 120$ m y $\bar{U}_H = 15$ m/s

Los ejemplos presentados hasta ahora describen el comportamiento del viento sobre el rotor cuando no se ha rebasado la velocidad de paro del aerogenerador; sin embargo, para considerar el caso donde el rotor no ha frenado al rebasarse dicha velocidad es necesario plantear un incremento en la frecuencia de paso del rotor como función de la velocidad de la corriente de viento. De acuerdo a la teoría del momento del elemento pala, descrita en la sección 2.5, si el ángulo de paso θ de la pala se mantiene constante una vez que se rebase la velocidad de corte del rotor (como podría ser en el caso de una avería de los sistemas del aerogenerador), la frecuencia de paso del rotor incrementará en una proporción igual a \bar{U}_H/U_{paro} veces la frecuencia de paso en la velocidad de paro, es decir, las 11.5 rpm consideradas en este análisis.

Se presentan entonces en la Figura 4.19 tres ejemplos de simulaciones de campo fluido obtenidas con dichas consideraciones, de manera similar al caso descrito anteriormente, las señales corresponden a puntos en el extremo exterior de la pala, a la mitad del radio y en el centro del rotor, considerando una velocidad media a la altura del rotor \bar{U}_H igual a 41 m/s, para el rotor con las características descritas en la sección 4.1.2.

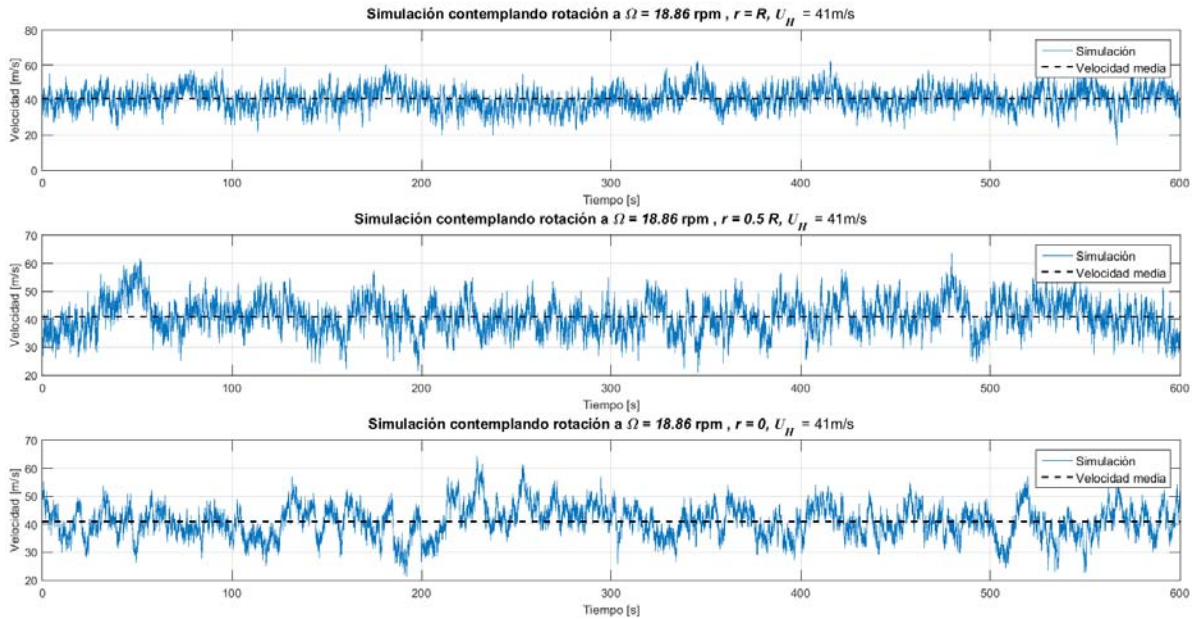


Figura 4.19 Ejemplos de señales de velocidad de viento turbulento, simuladas mediante FDPE con muestreo rotacional, para $\Omega = 18.86$ rpm, $R = 66$ m, $H = 120$ m y $\bar{U}_H = 41$ m/s

La manera en que se distribuye la energía de cada señal simulada a lo largo de las frecuencias que la componen se ilustra de la Figura 4.20 a la Figura 4.22, donde se pueden apreciar nuevamente concentraciones de energía en la frecuencia de paso de las palas (0.3143 Hz, en este caso) y sus armónicos, cuando el punto en análisis se encuentra alejado del eje de rotación.

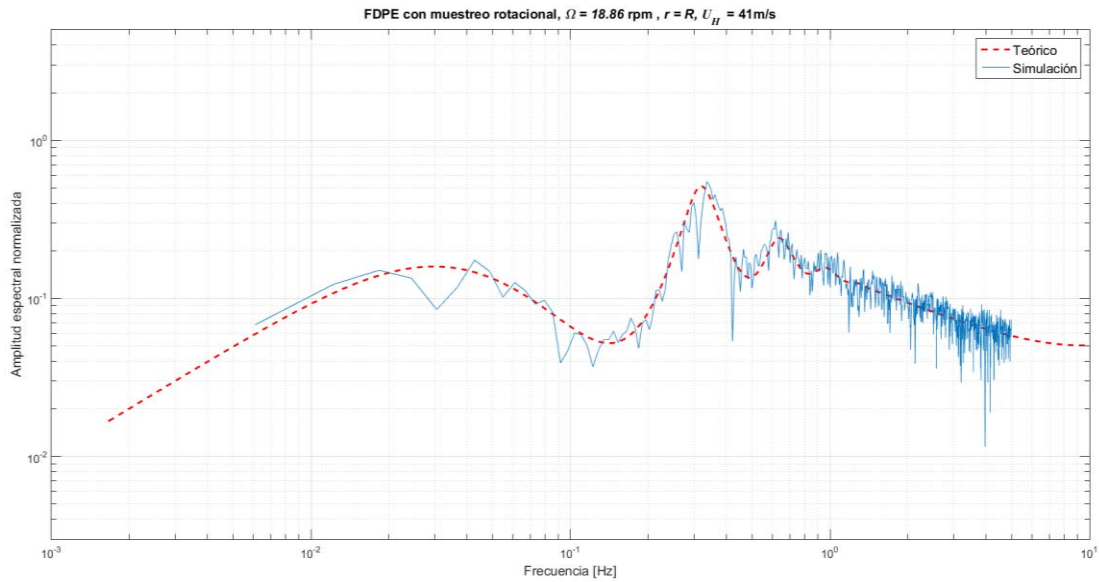


Figura 4.20 FDPE de una señal simulada para radio igual a R , $\Omega = 18.86$ rpm, $H = 120$ m y $\bar{U}_H = 41$ m/s

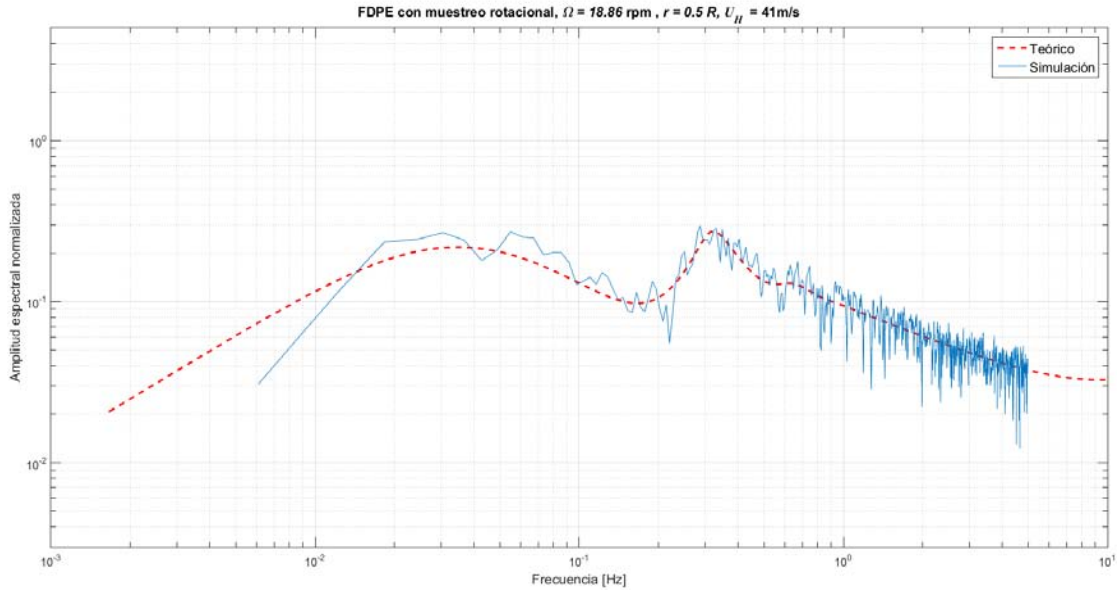


Figura 4.21 FDPE de una señal simulada para radio igual a $0.5 R$, $\Omega = 18.86 \text{ rpm}$, $H = 120 \text{ m}$ y $\bar{U}_H = 41 \text{ m/s}$

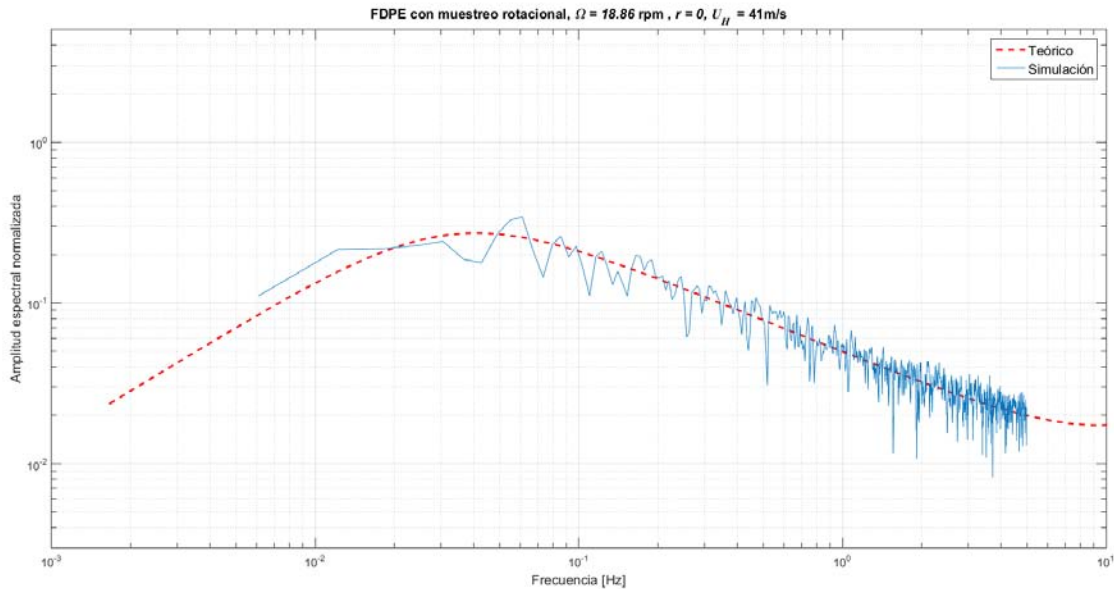


Figura 4.22 FDPE de una señal simulada para radio igual a 0 m , $\Omega = 18.86 \text{ rpm}$, $H = 120 \text{ m}$ y $\bar{U}_H = 41 \text{ m/s}$

De la Figura 4.16 a la Figura 4.18, así como de la Figura 4.20 a la Figura 4.22, se puede concluir que la FDPE de simulación del campo fluido contemplando el giro del rotor se ajusta de una buena manera a los valores teóricos, reflejando de manera aceptable las concentraciones de energía en las frecuencias de interés para en análisis, por lo que se considera a la información generada como confiable para su procesamiento para la obtención de fuerzas sobre la estructura.

4.4 Características aerodinámicas de la estructura

Una vez que se obtuvieron las señales simuladas de viento turbulento correspondientes a los nodos del modelo simplificado para el intervalo de velocidades mencionado en las secciones anteriores, se transformaron dichas señales de velocidad a señales de fuerza, para ello, basta recordar conceptos fundamentales de la mecánica de fluidos, donde la fuerza producida por el flujo de un fluido se puede expresar en términos del producto de su flujo másico multiplicado por un medio de la velocidad del mismo y un coeficiente asociado a la fuerza en análisis; por ejemplo, en lo descrito en la sección 2.5 del presente documento las fuerzas sobre una sección de la pala del aerogenerador son calculadas de esa forma.

Un análisis más detallado de los efectos aerodinámicos sobre la estructura podría ejemplificarse en lo realizado por Lavassas *et al.* [15], donde se tienen en cuenta efectos de la forma en la que la presión es distribuida alrededor de las paredes de la torre; sin embargo, en el caso del presente análisis, debido a la naturaleza de los elementos empleados en el modelo elaborado, las acciones aerodinámicas de interés que actúan sobre la estructura corresponden a las fuerzas resultantes de arrastre sobre la torre y las palas cuando el rotor se encuentra detenido y a las fuerzas de empuje sobre las palas cuando el rotor se encuentra girando.

A continuación se describen los criterios y procedimientos empleados para el cálculo de las fuerzas resultantes sobre los nodos que conforman a los elementos mencionados.

4.4.1 Fuerzas aerodinámicas sobre la estructura de la torre

En el caso de la estructura de la torre, como se describe con anterioridad, se trata de una sección cilíndrica hueca. La fuerza de arrastre debida al flujo de un fluido sobre un cuerpo cualquiera está dada por la expresión general:

$$F_D = \frac{1}{2} \rho U^2 A C_D \quad (4.1)$$

En la forma general expresada en la ecuación (4.1), A representa al área expuesta al flujo, la cual en el caso de un segmento de torre puede expresarse como el producto de longitud L_i de dicho segmento y el diámetro D_i del mismo, ρ representa la densidad del fluido y U su velocidad en dirección de la fuerza. C_D representa al coeficiente de arrastre, el cual suele ser determinado en función del número de Reynolds; para el valor de este coeficiente, el MOC de CFE [30] establece en sus recomendaciones para secciones de torres y chimeneas, que dicho valor sea establecido en función de la rugosidad de la superficie de la pared de la sección y su relación con su diámetro, en el presente trabajo se optó por emplear un valor constante del coeficiente de arrastre C_D igual a 1.2.

Entonces, las fuerzas aerodinámicas de arrastre sobre un nodo j en la torre de la estructura fueron obtenidas mediante la expresión:

$$F_{D,j} = \frac{1}{2} \rho C_D U_j^2 \left(D_{ij} \frac{L_{ij}}{2} + D_{jk} \frac{L_{jk}}{2} \right) \quad (4.2)$$

Donde D_{ij} y D_{jk} representan los diámetros de la sección transversal entre los nodos i y j , y j y k respectivamente; de manera similar L_{ij} y L_{jk} representan las longitudes de los segmentos de torre entre dichos nodos.

4.4.2 Fuerzas aerodinámicas sobre el rotor detenido

La mayoría de los aerogeneradores se ayudan de las propiedades aerodinámicas de las palas para generar una resistencia al giro del rotor cuando se desea que este se detenga o se mantenga en esa posición; esta configuración implica el conseguir un coeficiente de arrastre máximo en las palas, de

acuerdo a [8], tal condición ocurre cuando la velocidad de la corriente es aproximadamente perpendicular a la cuerda del perfil aerodinámico, por lo que es necesario determinar los coeficientes de arrastre para grandes valores del ángulo de ataque α .

Independientemente del ángulo de ataque exacto donde se produzcan las mayores fuerzas de arrastre sobre las palas, de acuerdo con [8], en la práctica suelen adoptarse valores de 2.0 para el coeficiente de arrastre máximo en el diseño de las palas. En la referencia [46] se presenta como alternativa la expresión propuesta por Timmer [52], quien propone una expresión para estimar el coeficiente de arrastre máximo para perfiles aerodinámicos en función de sus características geométricas. Dicha expresión empleada para el cálculo del coeficiente de arrastre máximo en las palas corresponde entonces a:

$$C_{d,\max} = 1.994 - 5.4375 \left(\frac{y}{c} \right)_{x/c=0.0125} \quad (4.3)$$

En la ecuación (4.3) y corresponde al valor de la coordenada vertical, asociada a la coordenada horizontal x del conjunto de coordenadas que definen el perímetro del perfil aerodinámico, donde la relación entre x y la longitud de la cuerda c tiene un valor igual a 0.0125.

En el caso de la sección NACA 63-415, la cual corresponde al caso de estudio, el valor de la coordenada y corresponde a $\left(\frac{y}{c} \right)_{x/c=0.0125} \approx 0.0222$, de manera que el valor del coeficiente de arrastre empleado para las palas, de acuerdo a la ecuación (4.3) resulta $C_{d,\max} = 1.8733$.

Este valor resulta congruente con las distintas referencias citadas, de manera que será adoptado para el cálculo de las fuerzas sobre las palas para el caso donde el rotor se encuentre detenido, considerando la orientación de la cuerda en las palas paralela al plano del rotor.

Para calcular las fuerzas sobre los nodos de las palas que se encuentren localizados en la transición de una sección circular al perfil NACA 63-415 —es decir, entre la conexión con el buje y el inicio del perfil aerodinámico—, se ha considerado una interpolación lineal entre el valor calculado del coeficiente de arrastre del perfil aerodinámico y el valor considerado para el coeficiente de arrastre de una sección circular, es decir, se realiza la interpolación lineal entre 1.8733 y 1.2.

Las fuerzas sobre cada nodo se calcularon aplicando la ecuación (4.2), sustituyendo el valor de C_D por el de $C_{d,\max}$ calculado con la ecuación (4.3) o el valor interpolado correspondiente, y sustituyendo a los diámetros D_{ij} y D_{jk} por c_{ij} y c_{jk} respectivamente, donde estos últimos términos representan la dimensión promedio de la cuerda de la pala entre los nodos i y j , y j y k , respectivamente.

4.4.3 Fuerzas aerodinámicas sobre el rotor girando

El cálculo de las fuerzas sobre las palas cuando se consideró a estas en rotación se llevó a cabo de acuerdo a la teoría del momento del elemento pala, descrita en la sección 2.5 del presente documento.

Para el cálculo de las fuerzas sobre las palas de acuerdo a la teoría del BEM se emplearon las gráficas de los coeficientes de arrastre y sustentación correspondientes al perfil aerodinámico que compone la pala, dichas gráficas relacionan el ángulo de ataque α con el valor de los coeficientes mencionados. La Figura 4.23 y la Figura 4.24 ilustran la variación de dichos coeficientes con respecto al ángulo de ataque de la pala, para un valor determinado del número de Reynolds.

Así entonces, conocidas las características geométricas y aerodinámicas de las palas del rotor, se calcularon las fuerzas de empuje sobre los nodos a partir de la metodología descrita en la sección 2.5 y resumida en la Figura 2.12. Varios ejemplos de la variación de la fuerza de empuje sobre la pala por unidad de longitud se muestran en la Figura 4.25.

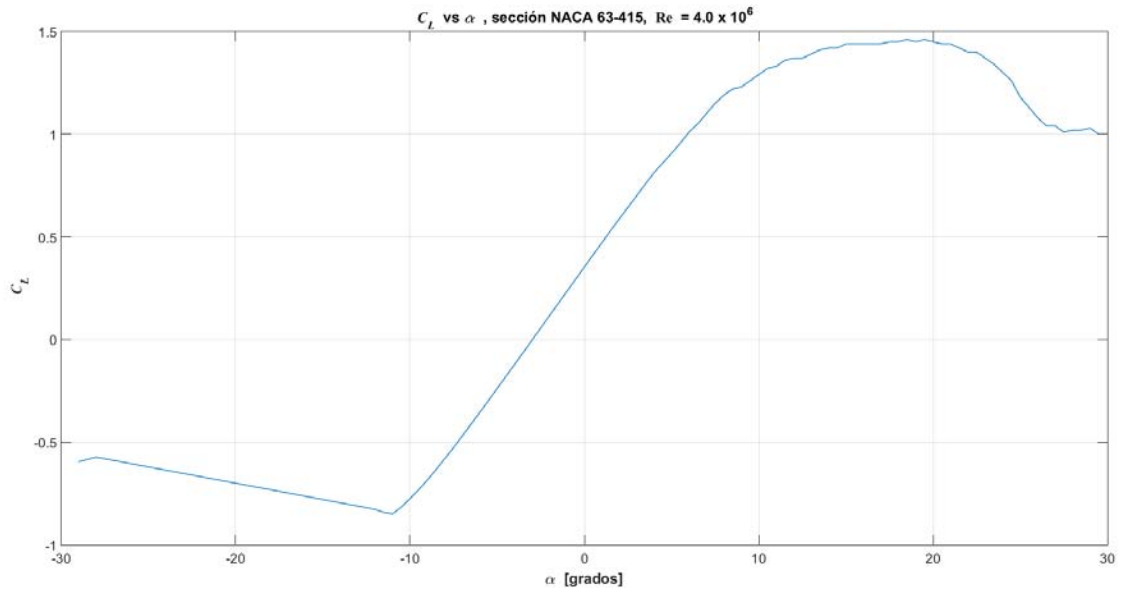


Figura 4.23 Coeficiente de sustentación para el perfil NACA 63-415

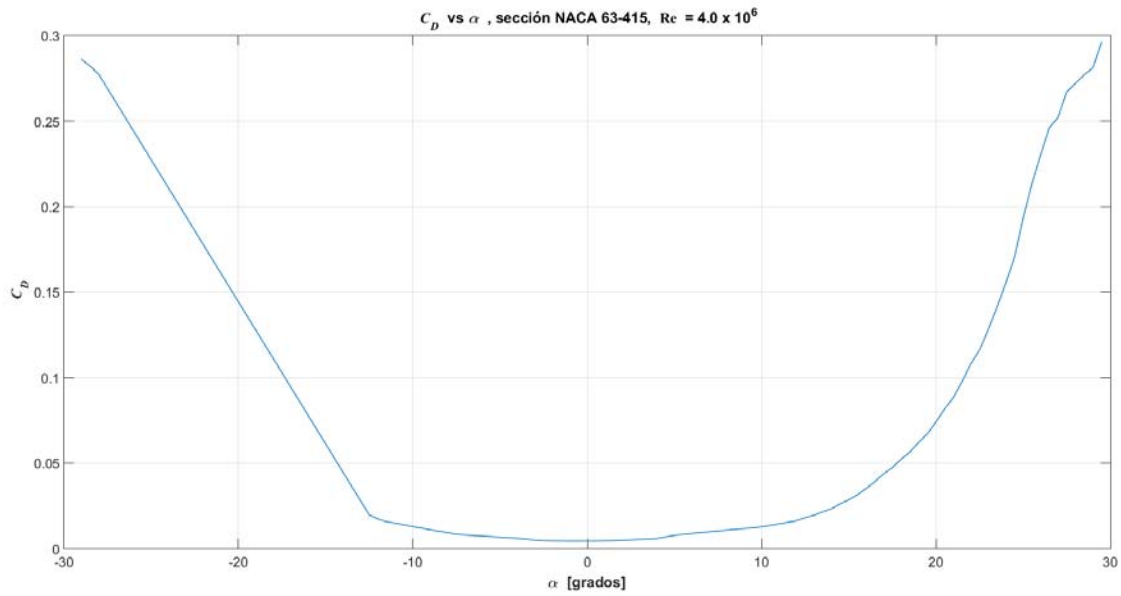


Figura 4.24 Coeficiente de arrastre para el perfil NACA 63-415

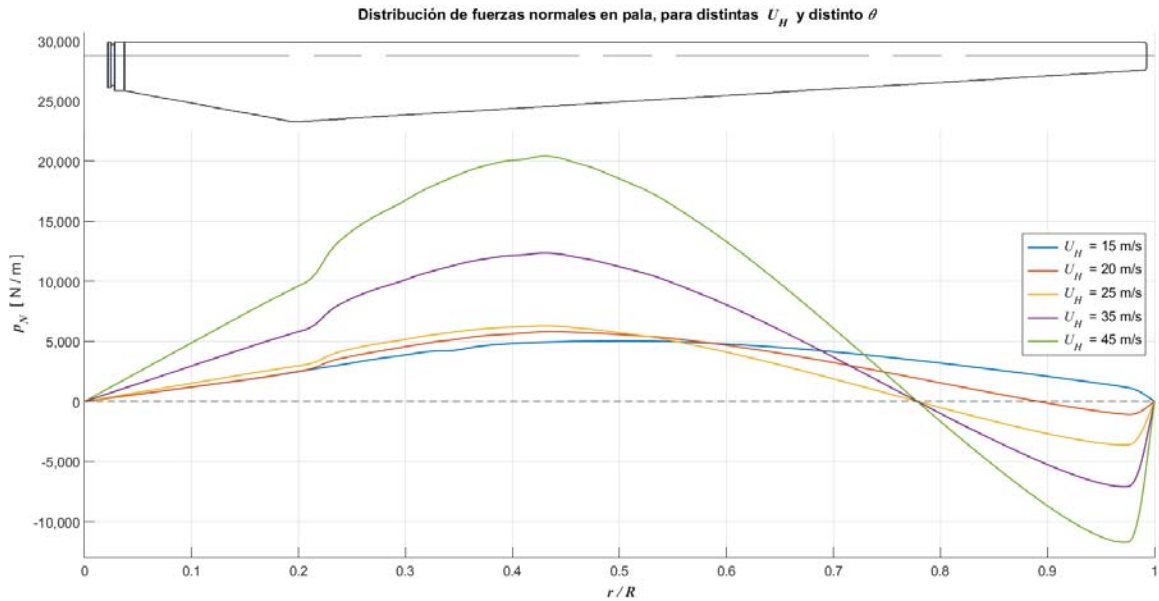


Figura 4.25 Distribución de fuerzas normales en la pala para distintos valores de \bar{U}_H y distintos ángulos de paso

De la Figura 4.25 debe notarse la disminución de la fuerza de empuje conforme más cerca se esté del extremo exterior, donde al mismo tiempo conforme aumenta la velocidad de la corriente sobre el rotor, el punto de inflexión donde sucede la inversión de signo en la fuerza se acerca más hacia el centro de la pala, esto se debe a las características aerodinámicas y a la geometría de cada sección durante la incidencia del viento; y si bien la magnitud de la fuerza de empuje sobre la pala es dependiente de la velocidad de la corriente, son diversos los factores que intervienen en la distribución de las fuerzas aerodinámicas a lo largo del elemento —como el ángulo de ataque con el cual incide el viento en la sección—, por lo que no necesariamente será una relación directa o lineal entre la velocidad del viento y la forma en la que se distribuyen estas. La influencia del ángulo de ataque sobre la distribución de las fuerzas puede demostrarse recordando que en la presente investigación se está considerando un caso donde el rotor sigue girando una vez rebasada la velocidad de paro del aerogenerador (25 m/s, en este caso), a la vez, esta suposición implica que el ángulo de paso de la pala, y por lo tanto el ángulo de ataque de esta se mantienen constantes una vez que se rebasa dicha velocidad, lo cual implica que la forma en la que se distribuyen las fuerzas sobre la pala no cambia, por lo que el punto de inflexión de la fuerza permanece constante para velocidades iguales o mayores a la velocidad de paro del rotor. Por último, a diferencia de las consideraciones tenidas en cuenta para el cálculo de las fuerzas aerodinámicas con el rotor detenido, donde se interpolaban los valores de los coeficientes de arrastre de la sección de la pala hasta un valor de 1.2, mientras más cerca estuviese el punto de análisis del buje; en el caso donde las palas se encuentran en rotación se realiza una interpolación lineal de la fuerza de empuje, considerando que esta vale cero al centro del rotor —tratando de tener en cuenta las pérdidas por vórtices en el buje—, hasta alcanzar su valor calculado una vez que inicia el perfil aerodinámico.

4.5 Cálculo de umbrales de daño

Para conseguir una mejor noción del intervalo de medidas de intensidad necesarias para obtener puntos suficientes con los cuales definir las curvas de fragilidad asociadas a cada estado de daño, conviene estimar los valores de los parámetros de demanda que servirán como umbral para cada uno de ellos.

A continuación se resumen los valores obtenidos para los umbrales de daño, asociados a los estados de daño definidos previamente en la sección 3.2. Se emplea en este apartado la nomenclatura ds para referirse a los umbrales de daño, con la intención que el presente texto resulte congruente con sus referencias.

4.5.1 Deflexión en la punta de las palas

Como se definió en la sección 3.2.4 de este documento, se consideró a la deflexión de las palas como parámetro de demanda para estimar su desempeño estructural. De acuerdo a lo descrito en tal sección, para la definición de los valores que servirán como umbral se tienen en cuenta relaciones de 15% del radio del rotor, cuando este se encuentra detenido; y 7.5% del radio del rotor cuando éste se encuentre girando.

De acuerdo a la descripción del rotor presentada en la sección 4.1.2, el diámetro del mismo para el aerogenerador seleccionado es de 132 m, lo cual implica los siguientes valores para los umbrales de daño:

$$ds_1 = 9.90 \text{ m}$$

$$ds_2 = 4.95 \text{ m}$$

Los análisis para definir las funciones de fragilidad de la estructura consideran estos valores para estimar la probabilidad alrededor de ellos.

4.5.2 Deflexión en el extremo superior de la torre

En el caso del estado de daño correspondiente al desplazamiento horizontal en el extremo de la torre, se consideró un valor único igual al 1.25% de la altura total de la misma, esto es, 1.25% de los 120 m que posee el aerogenerador seleccionado hasta el eje del rotor; sin embargo, es necesario definir a cada caso que contempla o no el giro del rotor como estados de daño independientes.

De tal manera, el umbral de daño empleado para la definición de estos estados de daño resulta en:

$$ds_3 = ds_4 = 1.50 \text{ m}$$

Debe notarse que aunque el valor del umbral de daño sea el mismo para los dos estados de daño, estos poseen parámetros de probabilidad distintos, ya que los resultados provienen de análisis con distintas características.

4.5.3 Fluencia por flexión de la torre

De acuerdo a lo descrito en la sección 3.2.1, el umbral de daño a partir del cual se considerará que se alcanza la falla por la fluencia de la sección de la torre debido a la flexión es obtenido en el presente trabajo como el promedio de la capacidad planteada por dos normas de diseño de estructuras de aerogeneradores [25, 26].

Por otra parte, de acuerdo con las múltiples referencias [11, 15, 22, 27, 28], la falla en la sección suele alcanzarse en la parte inferior de la torre gracias a la dominancia del primer modo de flexión en el comportamiento del aerogenerador, de manera que el comportamiento de la torre es similar al de una

viga en voladizo donde la flexión es mayor cuanto más cercano el punto esté del apoyo; sin embargo, en las diversas referencias consultadas donde se estudia la falla de la sección tubular, esta no se presenta exactamente en la base de la torre, por ello en el presente trabajo fue evaluada la capacidad a flexión en cuatro puntos a lo largo del segmento inferior de la torre.

De acuerdo a la definición de la torre planteada en la sección 4.1.1, los primeros 33 m de la torre están compuestos por tres secciones de espesores y longitudes distintas, de manera que los puntos donde se evalúa la capacidad a flexión de la torre en este trabajo, corresponderán a las fronteras de cada una de estas secciones que componen el segmento inferior. La Tabla 4-6 resume los puntos seleccionados y su nodo correspondiente en el modelo elaborado.

Tabla 4-6 Definición de segmentos para la evaluación de la capacidad a flexión en la torre

Nodo	Segmento de ubicación	Altura sobre la base [m]
1	Base de la torre.	0.00
2	Primer cambio de espesor.	6.54
4	Segundo cambio de espesor.	22.33
6	Inicio del primer cambio de diámetro.	33.38

Una vez seleccionados los nodos para evaluar la capacidad a flexión de acuerdo a [25] y [26], se obtuvieron los siguientes valores para cada nodo, de acuerdo a ambos códigos:

$$M_{ASME, \text{nodo1}} = 7.9829 \times 10^8 \text{ N}\cdot\text{m}$$

$$M_{ASCE, \text{nodo1}} = 8.4017 \times 10^8 \text{ N}\cdot\text{m}$$

$$M_{ASME, \text{nodo2}} = 6.7351 \times 10^8 \text{ N}\cdot\text{m}$$

$$M_{ASCE, \text{nodo2}} = 7.2606 \times 10^8 \text{ N}\cdot\text{m}$$

$$M_{ASME, \text{nodo4}} = 5.2406 \times 10^8 \text{ N}\cdot\text{m}$$

$$M_{ASCE, \text{nodo4}} = 5.8067 \times 10^8 \text{ N}\cdot\text{m}$$

$$M_{ASME, \text{nodo6}} = 5.2611 \times 10^8 \text{ N}\cdot\text{m}$$

$$M_{ASCE, \text{nodo6}} = 5.8272 \times 10^8 \text{ N}\cdot\text{m}$$

Debe notarse, que a pesar de que la sección transversal de la torre en el nodo 4 y el nodo 6 es esencialmente la misma, la diferencia en los valores obtenidos para la capacidad en cada nodo radica en que estos están relacionados con los valores de la carga axial que actúa en cada segmento.

Como se había descrito en la sección 3.2.1, de acuerdo a pruebas experimentales comparadas con los criterios establecidos por los dos códigos [27], ambos presentan una buena aproximación para los resultados, por lo que se considera un promedio de los valores obtenidos para cada nodo como umbral de daño. A continuación se presentan los valores considerados como umbral para cada nodo:

$$ds_{5,Nodo1} = ds_{6,Nodo1} = 8.1923 \times 10^8 \text{ N}\cdot\text{m}$$

$$ds_{5,Nodo2} = ds_{6,Nodo2} = 6.9979 \times 10^8 \text{ N}\cdot\text{m}$$

$$ds_{5,Nodo4} = ds_{6,Nodo4} = 5.5236 \times 10^8 \text{ N}\cdot\text{m}$$

$$ds_{5,Nodo6} = ds_{6,Nodo6} = 5.5442 \times 10^8 \text{ N}\cdot\text{m}$$

Mediante estos umbrales de daño se elaboraron las curvas de fragilidad a partir de las respuestas registradas en cada nodo; sin embargo, se determinó sólo uno de los nodos como representativo del estado de daño para comparar con otros estados de daño, como se explica de mejor manera más adelante en este documento.

4.5.4 Aceleración en el extremo superior de la torre

Como se explica en la sección 3.2.3, se decidió estudiar la posibilidad de que se provocase un mal funcionamiento en los componentes no-estructurales del aerogenerador ante los efectos de una corriente de viento, en esta misma sección se especifica el valor considerado como umbral de aceleración igual a 0.87 veces la aceleración de la gravedad. Esta suposición excluye la posibilidad que el rotor se encuentre detenido para que se presente el daño, por lo que es considerado como un estado de daño únicamente en el caso cuando el rotor se encuentra girando.

Así, el valor considerado como umbral de daño para el presente estado corresponde a la siguiente aceleración:

$$ds_7 = 8.5347 \text{ m/s}^2$$

4.6 Análisis tiempo-historia

Como se ha mencionado anteriormente en este documento, para estudiar el comportamiento de la estructura ante los efectos del viento se llevaron a cabo 30 análisis tiempo-historia en el programa ANSYS, para cada uno de los 26 niveles de intensidad distintos dentro de un intervalo que abarca velocidades medias \bar{U}_{10} desde 20 m/s hasta 40 m/s, tanto para el caso que contempla el rotor detenido como para el caso cuando este gira libremente.

Las señales de velocidad del campo fluido simuladas —y su respectiva transformación a fuerzas— para cada nodo que compone el modelo tienen una duración de 600 segundos (10 minutos), con un intervalo de muestreo temporal de 0.1 segundos, de manera que para cada nodo se emplea una señal de 6,000 valores por simulación realizada.

De cada simulación realizada se extrajeron señales con la respuesta de la estructura, de acuerdo a los estados de daño definidos, para los cuales fue necesario extraer fuerzas y desplazamientos de nodos en particular. La Figura 4.26 presenta el ejemplo de dos señales de desplazamiento en el extremo de la torre, tanto para el caso donde el rotor está detenido como para el caso cuando este gira libremente.

De manera similar, se presenta en la Figura 4.27 el ejemplo de dos señales de la flexión en uno de los nodos de la torre, correspondientes a la misma simulación de las señales de desplazamiento descritas.

De las figuras presentadas, se puede apreciar que el desplazamiento en la torre está fuertemente correlacionado con la magnitud del momento en la misma; esto refleja el comportamiento estructural que se esperaba, donde el modo de flexión de la torre rige el comportamiento del sistema. De las mismas figuras, también se puede apreciar que tanto los valores medios como los valores máximos de flexión para ambos casos no se alejan demasiado uno del otro, independientemente si el rotor gira

o no; sin embargo, debe tenerse en cuenta que en los resultados del modelo que contempla el rotor detenido es de gran importancia la posición en la que se modele el rotor de la turbina eólica.

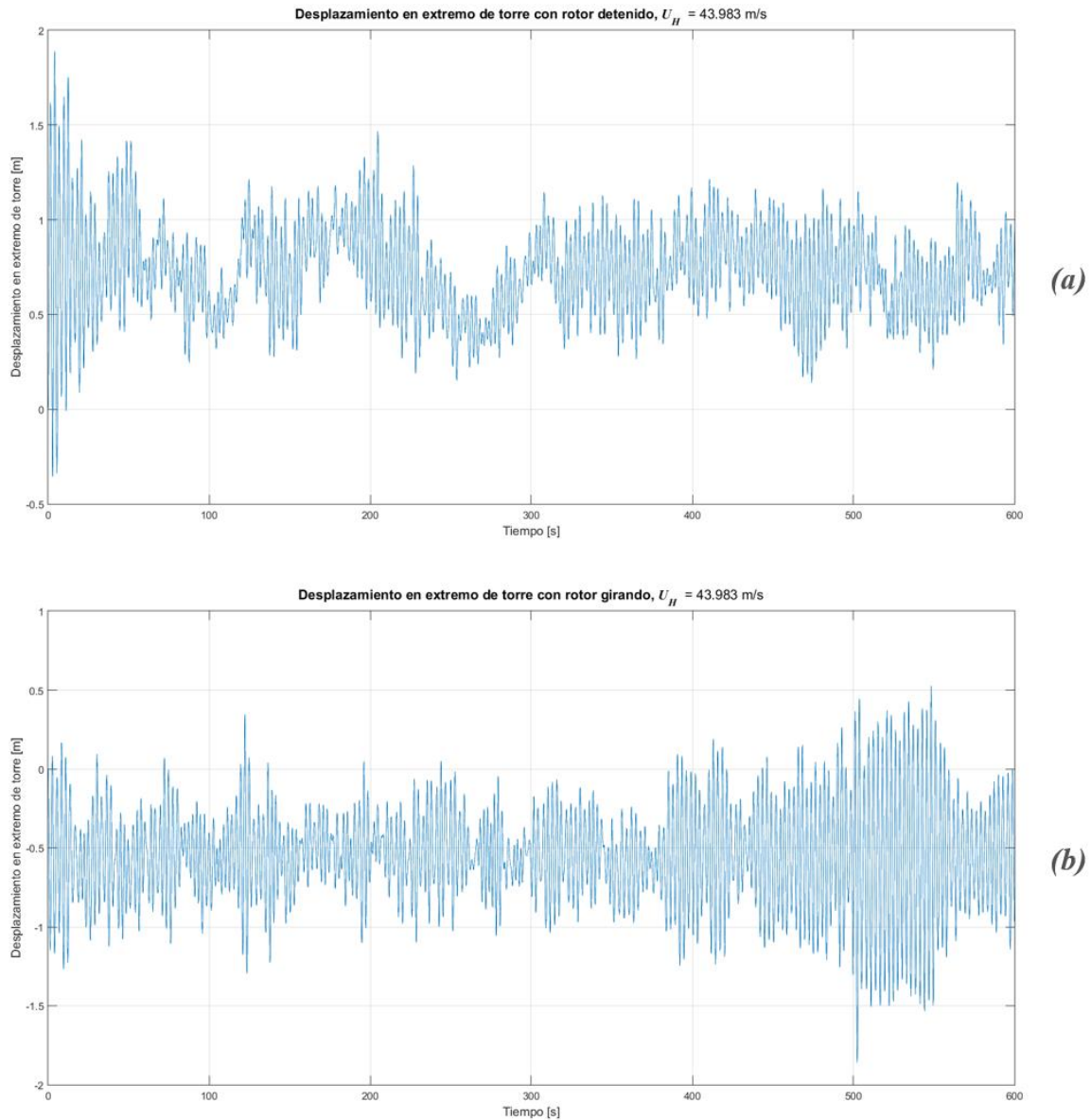


Figura 4.26 Señal de desplazamiento en el extremo de la torre: (a) para rotor denido, (b) para rotor girando

Para concluir con la ejemplificación de la información generada directamente por los análisis tiempo-historia realizados, se presenta en la Figura 4.28 un ejemplo de la señal de aceleración obtenida a partir de la señal de desplazamiento presentada en la Figura 4.26(b).

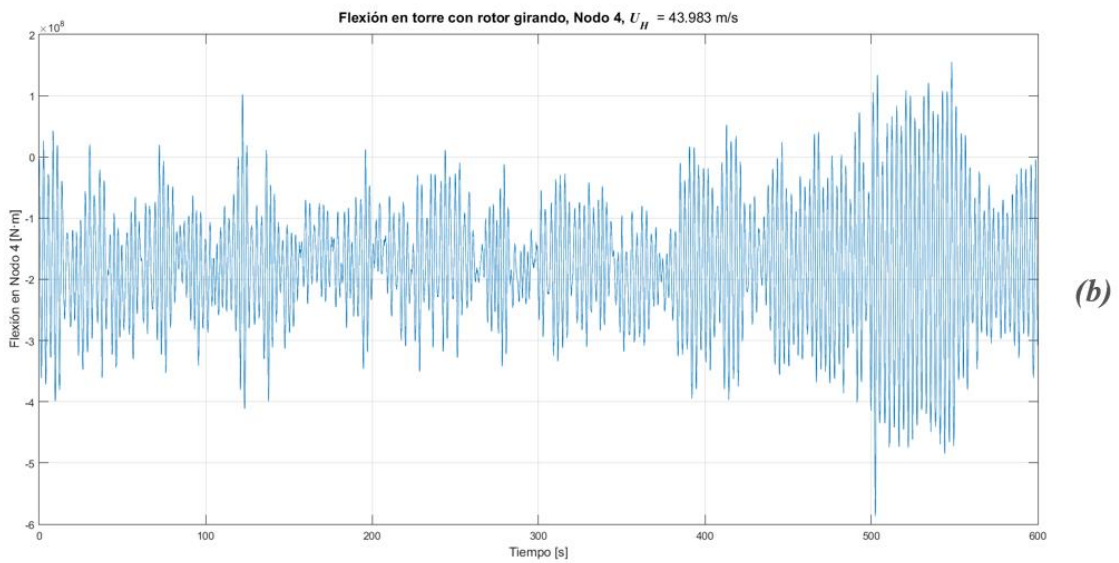
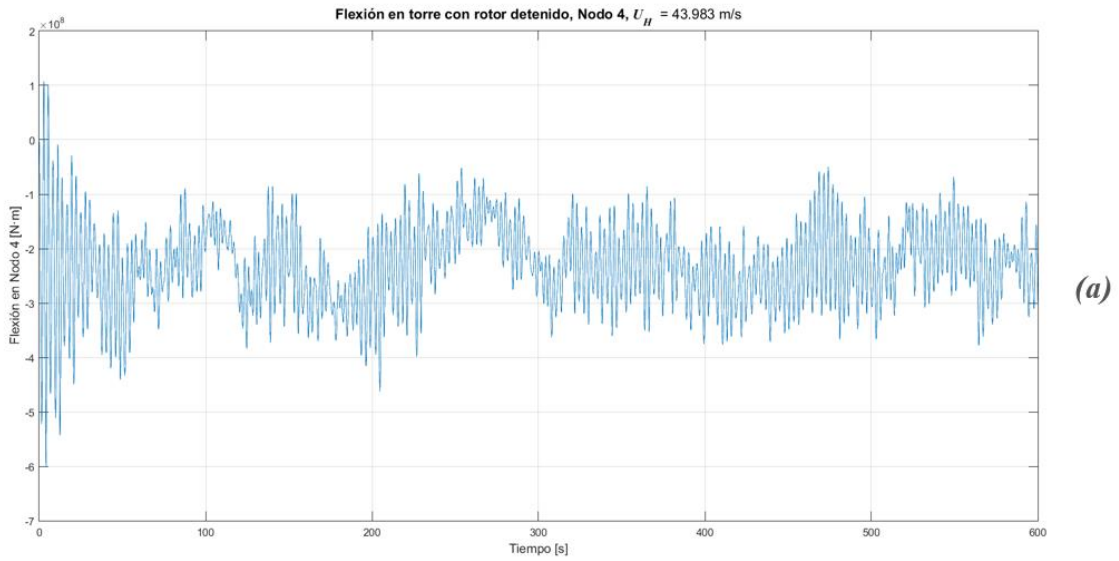


Figura 4.27 Señal de flexión en el nodo 4 de la torre: (a) para rotor denido, (b) para rotor girando

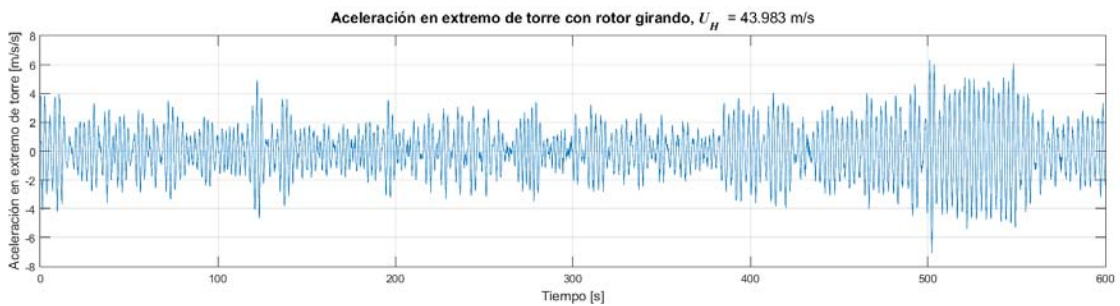


Figura 4.28 Señal de aceleración en el extremo de la torre, para rotor girando

4.6.1 Valores máximos de los parámetros de demanda

De todos estos datos obtenidos para cada simulación realizada fueron tomados los valores máximos absolutos —al tratarse de estados de daño cuyos umbrales son independientes de la dirección de la respuesta de la estructura, el signo que esta posea no resulta de relevancia para los análisis que se realizan en este trabajo—, y cada uno de ellos fue asociado a su correspondiente valor de medida de intensidad, es decir, la velocidad media a la altura del rotor.

De la Figura 4.29 a la Figura 4.33 se presentan los resultados de los valores máximos correspondientes a cada estado de daño, en tales figuras también se ilustran los valores de sus respectivos umbrales de daño (ds), así como la media del parámetro de demanda (DP) asociado a un valor de la medida de intensidad (\bar{U}_H), suponiendo una distribución log-normal.

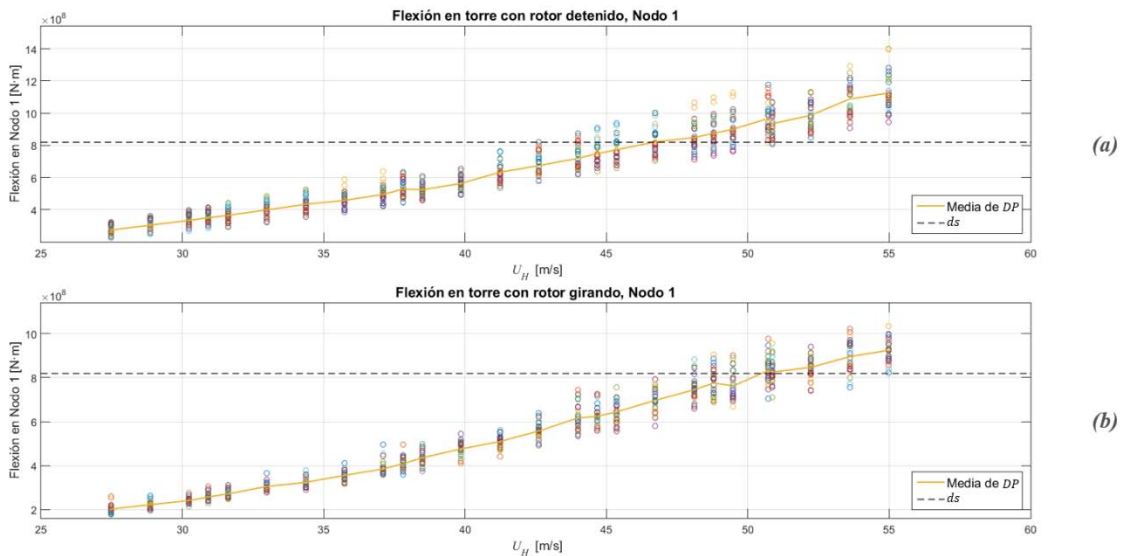


Figura 4.29 Valores máximos de flexión en la base de la torre: (a) para rotor detenido, (b) para rotor girando

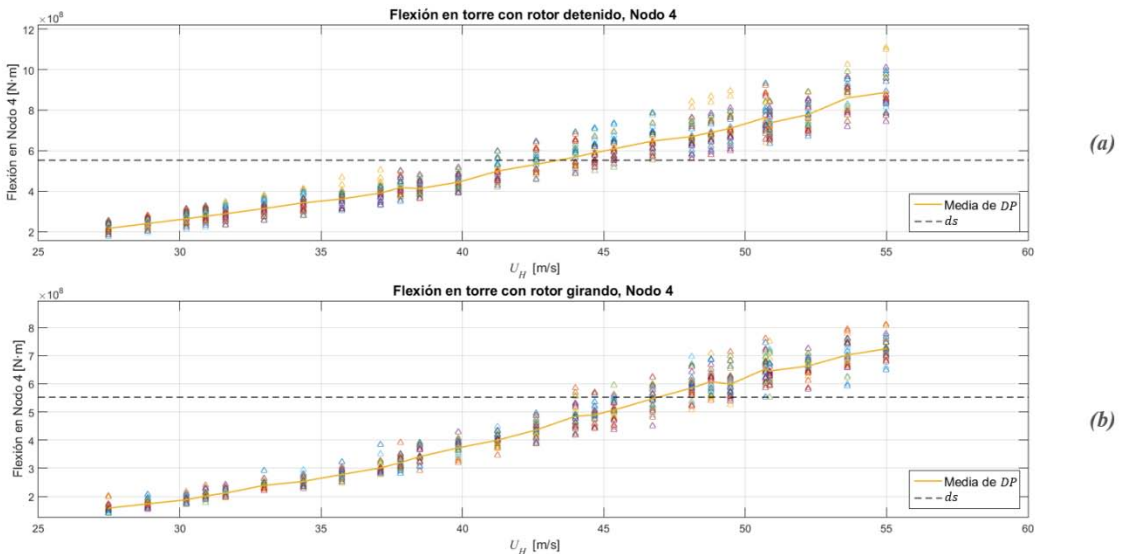


Figura 4.30 Valores máximos de flexión en el segundo cambio de espesor: (a) para rotor detenido, (b) para rotor girando

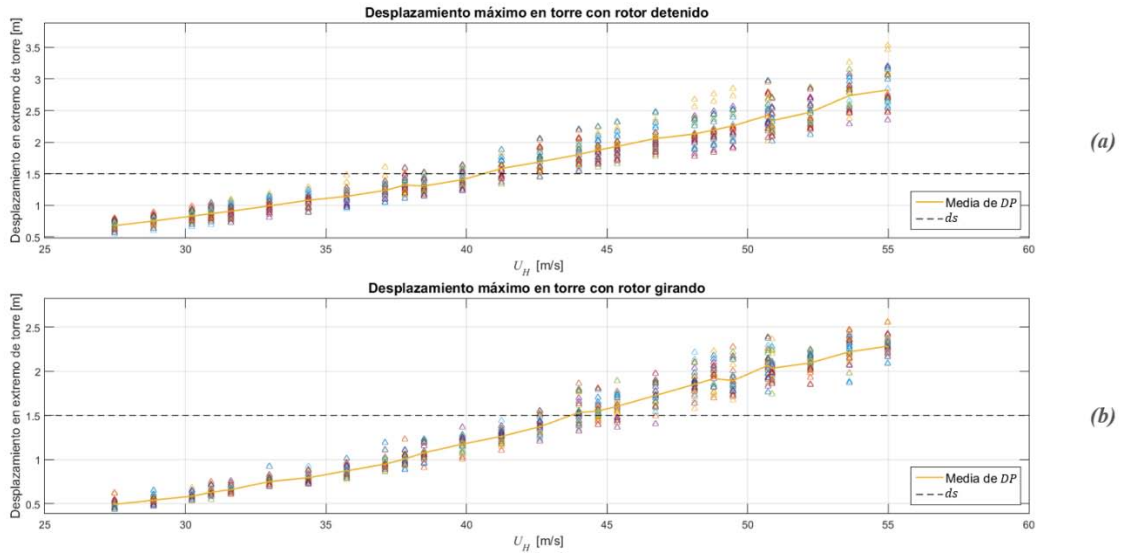


Figura 4.31 Valores máximos de desplazamiento en el extremo de la torre: (a) para rotor detenido, (b) para rotor girando

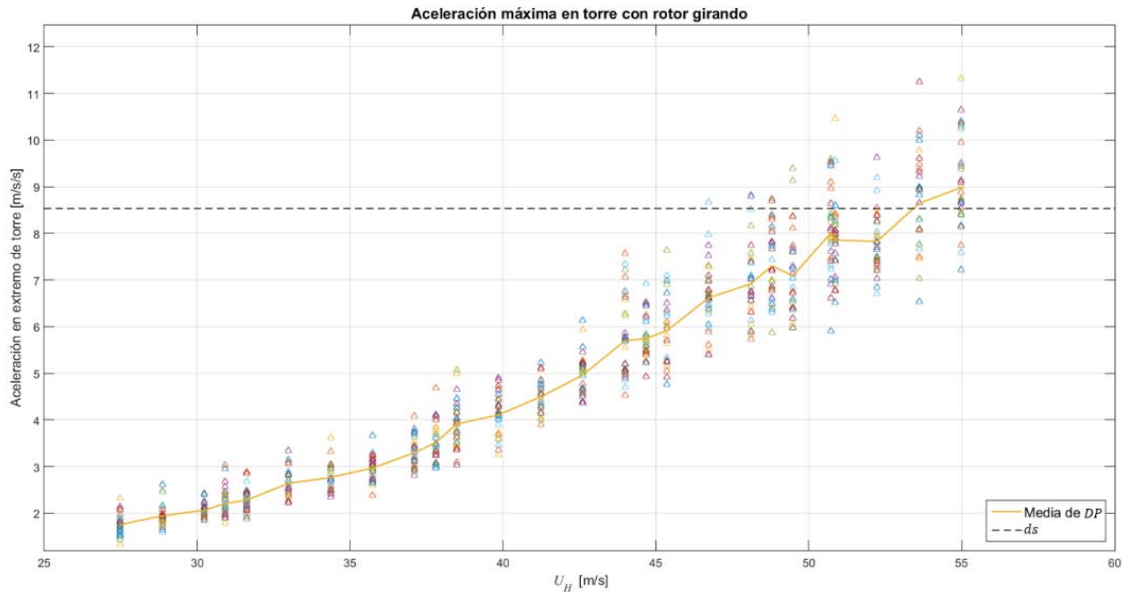


Figura 4.32 Valores máximos de aceleración en la góndola

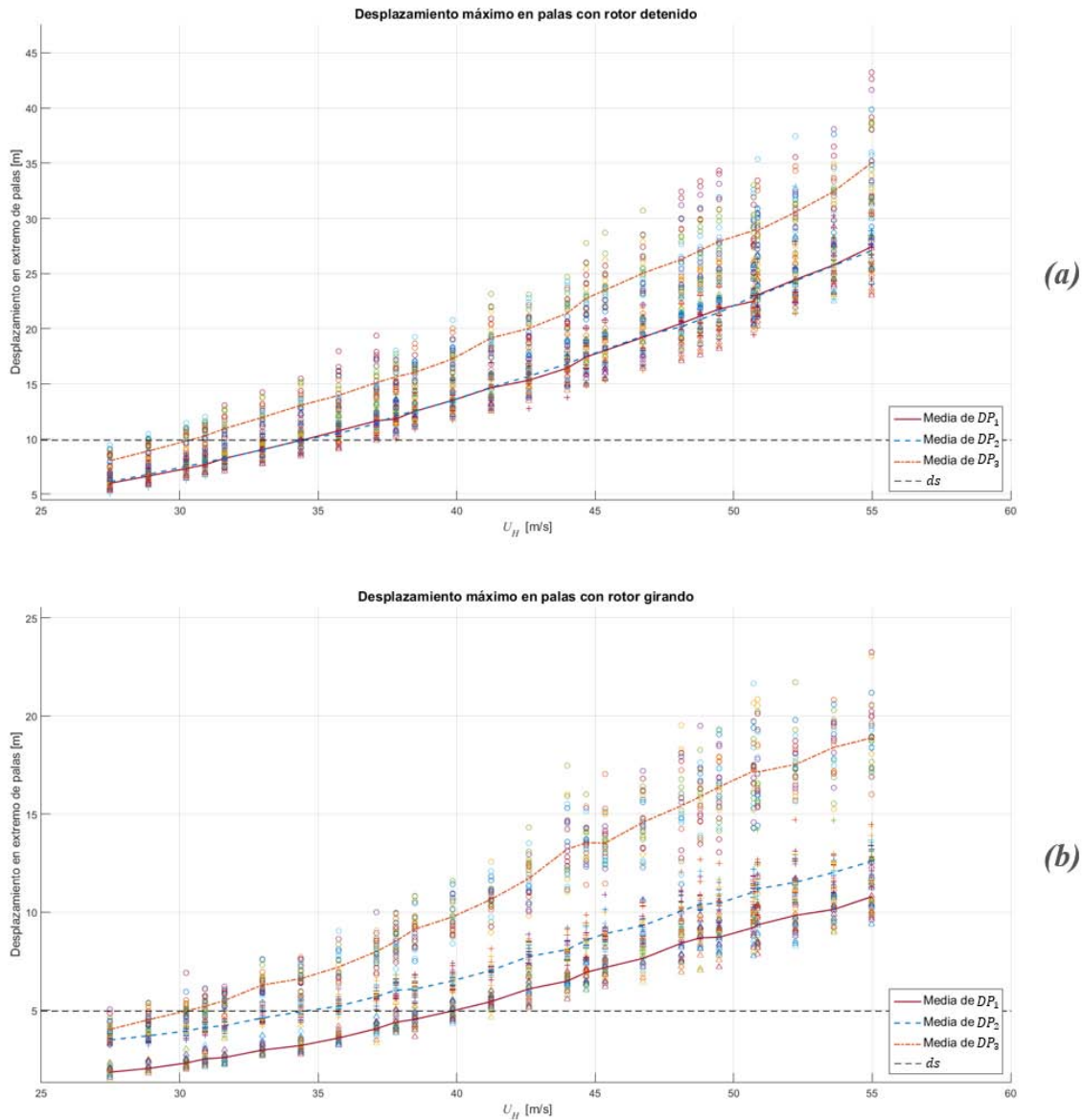


Figura 4.33 Valores máximos de desplazamiento en el extremo de las palas: (a) para rotor detenido, (b) para rotor girando

4.7 Curvas de fragilidad

De la Figura 4.29 a la Figura 4.33 son presentados los valores máximos de los parámetros de demanda asociados a cada medida de intensidad analizada, en ellas se supone una distribución del tipo log-normal para ilustrar la variación de la media de la intensidad de daño conforme aumenta la velocidad del viento como una mera ejemplificación y debido a que esta distribución frecuentemente es adoptada para la definición de funciones de fragilidad; sin embargo, como se menciona en [40], no siempre resulta tal distribución la más adecuada para el ajuste de los datos de cualquier fenómeno, es por esta cuestión que dentro de la metodología propuesta para el desarrollo de funciones de fragilidad

descrito en la sección 3.1.1 se sugiere el comprobar el ajuste de los datos a la distribución seleccionada mediante papel de probabilidad.

En las próximas páginas se presentan los análisis y ajustes realizados a los resultados obtenidos, para la elaboración de curvas de fragilidad para la turbina eólica del presente caso.

4.7.1 Ajuste en papel de probabilidad

Como se ha mencionado anteriormente, resulta convencional el adoptar a la distribución log-normal para el desarrollo de funciones de fragilidad; sin embargo, conviene evaluar el ajuste a varios tipos de distribuciones para asegurar que la forma en la que se manifiesta el fenómeno en análisis está representada correctamente.

Resulta usual encontrarse en algunos procesos de la ingeniería de viento con que distribuciones de valores extremos representan adecuadamente algún fenómeno en particular; en otras áreas como la confiabilidad y algunos fenómenos de resistencia de materiales la distribución de Weibull suele presentar buen ajuste de datos; por lo que en el presente trabajo se considerarán tres distribuciones distintas para su evaluación en el ajuste a los datos mediante papel de probabilidad: la distribución log-normal, la distribución normal y la distribución de Weibull.

Otra ventaja adicional de la comprobación del ajuste de datos mediante el papel de probabilidad radica en que tal herramienta simplifica bastante la selección de los valores de la medida de intensidad que cuentan con probabilidad provocar una respuesta que exceda el valor determinado de un umbral de daño.

De la Figura 4.34 a la Figura 4.36 se muestra el ajuste a papel de probabilidad basado en las distribuciones mencionadas para uno de los estados de daño definidos en la estructura.

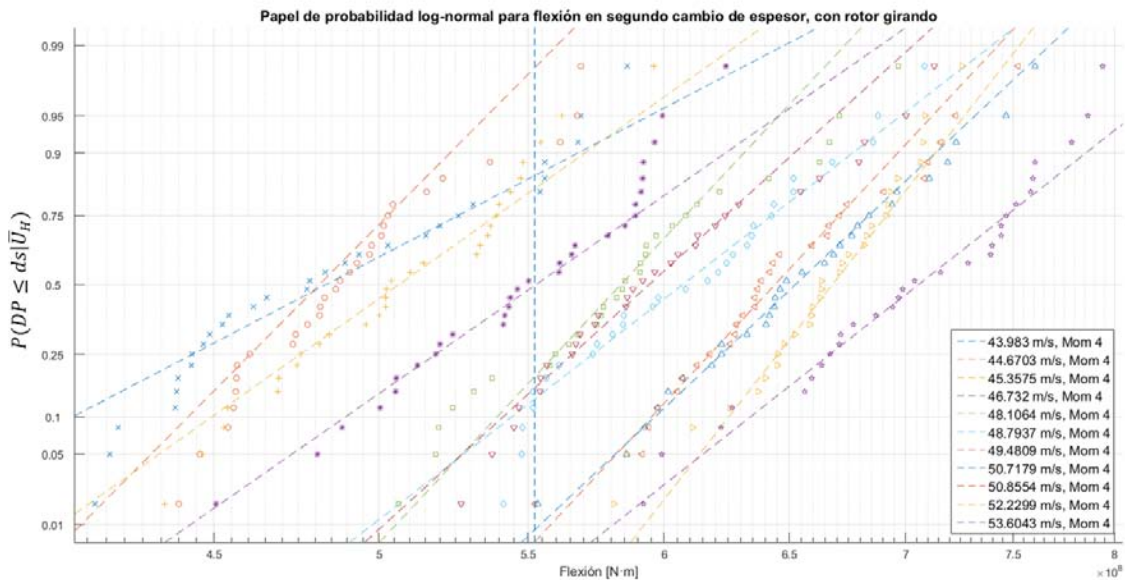


Figura 4.34 Ajuste a papel de probabilidad log-normal para la flexión en el nodo 4, con rotor girando

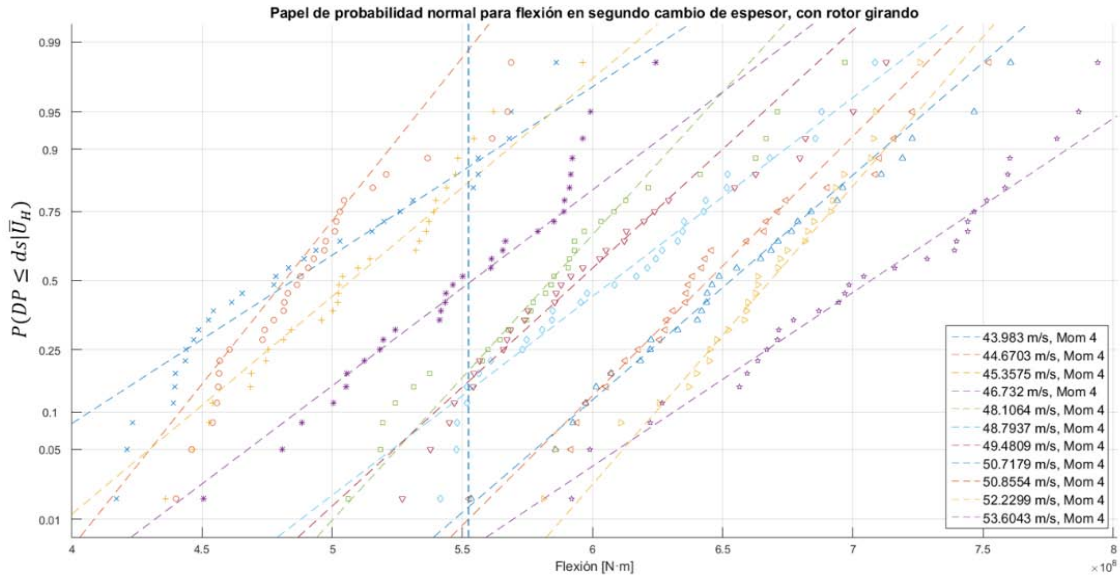


Figura 4.35 Ajuste a papel de probabilidad normal para la flexión en el nodo 4, con rotor girando

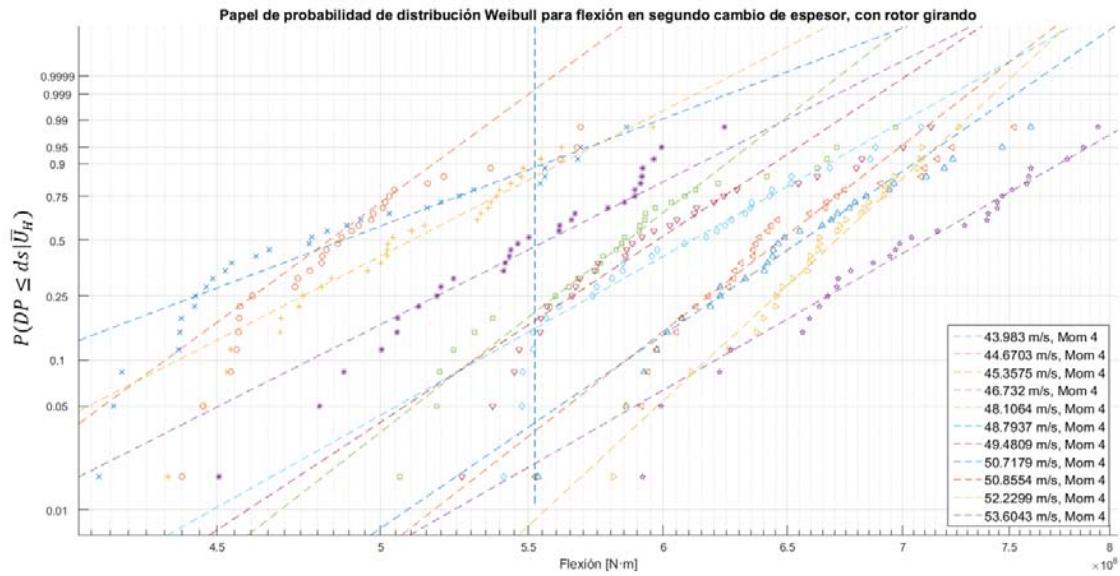


Figura 4.36 Ajuste a papel de probabilidad de distribución de Weibull para la flexión en el nodo 4, con rotor girando

Se puede observar que de la Figura 4.34 a la Figura 4.36 que la distribución de Weibull aparentemente tiene un mejor ajuste para los valores extremos de cada conjunto de datos; sin embargo, se aprecia que la distribución log-normal parece lograr un mejor ajuste en el intervalo central de los mismos, mientras que el ajuste de la distribución normal parece asemejarse un tanto al de la distribución log-normal, con un ajuste ligeramente menor. A simple vista parecería que la distribución log-normal

presenta un mejor ajuste a los datos; sin embargo, para justificar analíticamente tal decisión, se procedió a evaluar —para el estado de daño presentado en las figuras— la correlación de un conjunto de datos seleccionado al azar con valores aleatorios de la función de probabilidad ajustada a dicho conjunto, para cada distribución considerada (normal, log-normal y Weibull); este ejercicio resultó en coeficientes de correlación mayores para la distribución log-normal, por lo que se la seleccionó para el desarrollo de las funciones de fragilidad.

La Figura 4.37 y la Figura 4.38 ejemplifican el ajuste al papel de probabilidad de distribución log-normal para otros estados de daño.

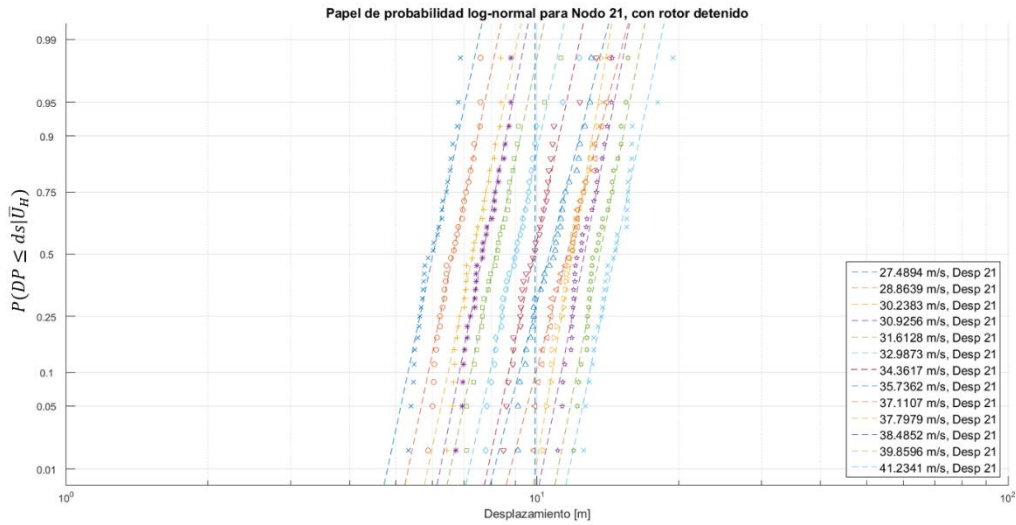


Figura 4.37 Ajuste de papel de probabilidad log-normal para el desplazamiento en la punta de las palas, con rotor detenido

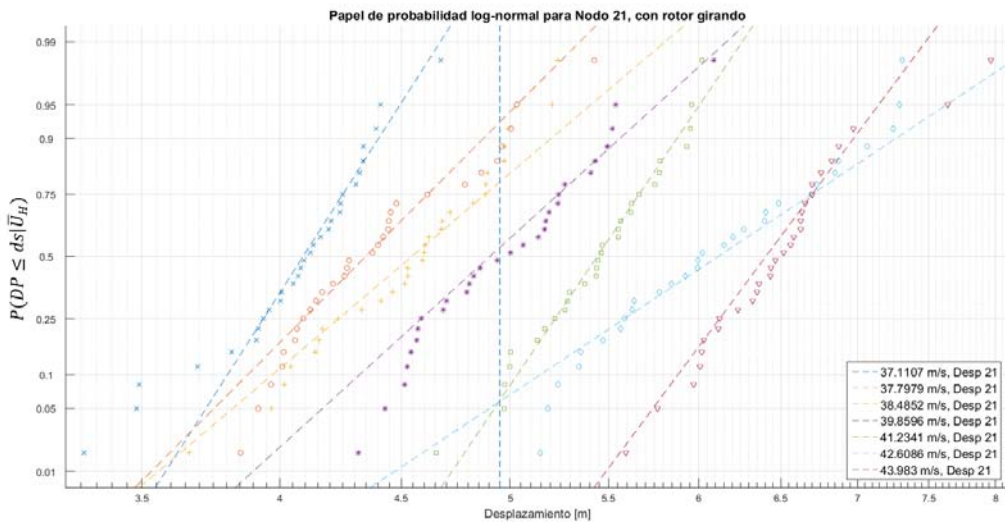


Figura 4.38 Ajuste de papel de probabilidad log-normal para el desplazamiento en la punta de las palas, con rotor girando

4.7.2 Estimación de parámetros

De acuerdo a lo descrito en el capítulo 3, fue necesario ajustar los resultados correspondientes a cada valor de la medida de intensidad (\bar{U}_H) a una distribución de probabilidad log-normal y de esa manera determinar la probabilidad de que dicho valor de intensidad provoque que se rebase un valor determinado de un parámetro de demanda (umbral de daño ds); cada uno de estos valores asociados a un estado de daño y una medida de intensidad en específico son nuevamente ajustados a una distribución de probabilidad, calculando los parámetros que la caractericen, y así esta define a la función de fragilidad.

A continuación se presentan los ajustes correspondientes para las curvas de cada estado de daño, con los respectivos parámetros obtenidos en cada caso; así como también se describe y justifica la selección de curvas representativas para cada estado de daño.

4.7.2.1 Desplazamiento en el extremo de las palas, con rotor detenido

En el caso del desplazamiento en las palas como estado de daño, se evaluaron las deflexiones en la punta de cada una de las tres, de manera que fueron tres las curvas obtenidas para este caso; sin embargo, bajo estas condiciones la probabilidad de que se exceda cierto umbral de daño depende de la posición en que hayan sido modeladas las palas del aerogenerador, debido a que los valores de la velocidad media —y consecuentemente las fuerzas sobre la estructura— son incrementados en función de la altura; por esta razón, a partir de las tres curvas desarrolladas se obtuvo una cuarta que represente a este primer estado de daño, aplicando el método de combinación de curvas descrito en la sección 3.3.1, considerando para cada pala el mismo valor de probabilidad de representar al estado de daño.

La Figura 4.39 ilustra los valores de probabilidad obtenidos para las velocidades medias consideradas que logran abarcar el umbral de daño, junto con las curvas que ajustan a estos datos; mientras que la Tabla 4-7 resume los valores de los parámetros correspondientes a cada una de las curvas. Debe recordarse que los parámetros definidos para la distribución log-normal, corresponden a la media de la medida de intensidad \widehat{U}_H o la media del logaritmo de esta (μ_{U_H}), y a la desviación estándar log-normal de dicha variable (β_{U_H}).

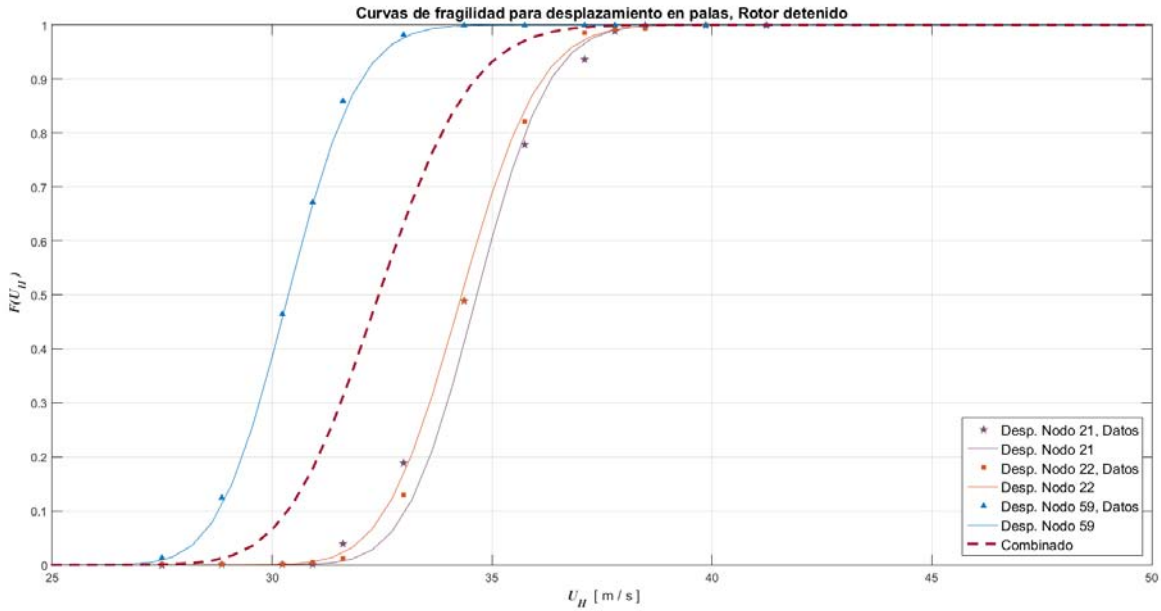


Figura 4.39 Ajuste de curvas de fragilidad para el desplazamiento en las palas, con rotor detenido

Tabla 4-7 Parámetros de las curvas para el desplazamiento en las palas, con rotor detenido

	μ_{U_H}	\hat{U}_H	β_{U_H}
Nodo 21	3.545	34.654	0.037
Nodo 22	3.535	34.309	0.041
Nodo 59	3.413	30.369	0.042
Combinación	3.479	32.424	0.051

4.7.2.2 Desplazamiento en el extremo de las palas, con rotor girando

De manera similar a lo realizado para el análisis de probabilidad para el desplazamiento en las palas cuando el rotor se encuentra detenido, en el caso que lo considera girando se realizó una combinación de las curvas obtenidas para el desplazamiento en cada pala para definir a la curva del presente estado de daño, considerando que cualquiera de las tres palas tiene la misma probabilidad de representarlo.

La relación entre la velocidad media a la altura del rotor y la probabilidad de excedencia del umbral de daño definido para este caso se ilustra en la Figura 4.40, los parámetros correspondientes a tales curvas se resumen en la Tabla 4-8.

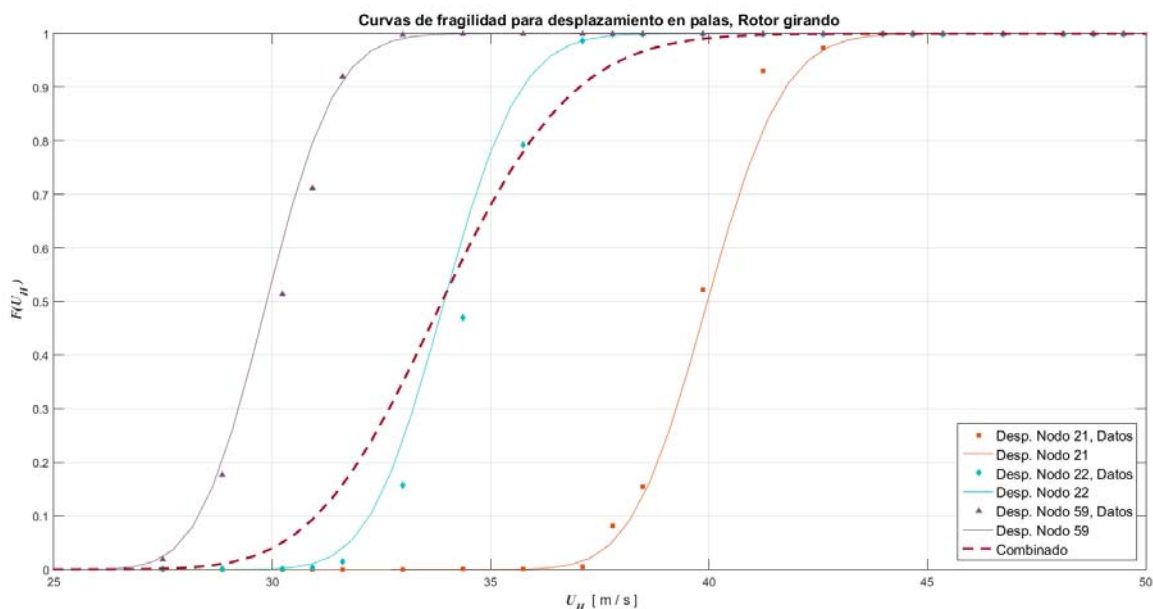


Figura 4.40 Ajuste de curvas de fragilidad para el desplazamiento en las palas, con rotor girando

Tabla 4-8 Parámetros de las curvas para el desplazamiento en las palas, con rotor girando

	μ_{U_H}	\hat{U}_H	β_{U_H}
Nodo 21	3.688	39.964	0.034
Nodo 22	3.524	33.936	0.040
Nodo 59	3.397	29.874	0.042
Combinación	3.523	33.886	0.069

4.7.2.3 Desplazamiento máximo en el extremo de la torre

A continuación se presentan los resultados obtenidos para llevar a cabo el ajuste a la distribución de probabilidad y las curvas de fragilidad obtenidas para el estado de daño referente al desplazamiento máximo en el extremo de la torre del aerogenerador. En este caso, por sencillez de presentación se grafican ambos casos del estado del rotor —detenido y girando—, y se ilustran junto con los datos asociados a los valores del intervalo de velocidad media que abarca su correspondiente umbral de daño en la Figura 4.41. De manera similar a los estados de daño presentados anteriormente, se resumen los parámetros de cada curva en la Tabla 4-9.

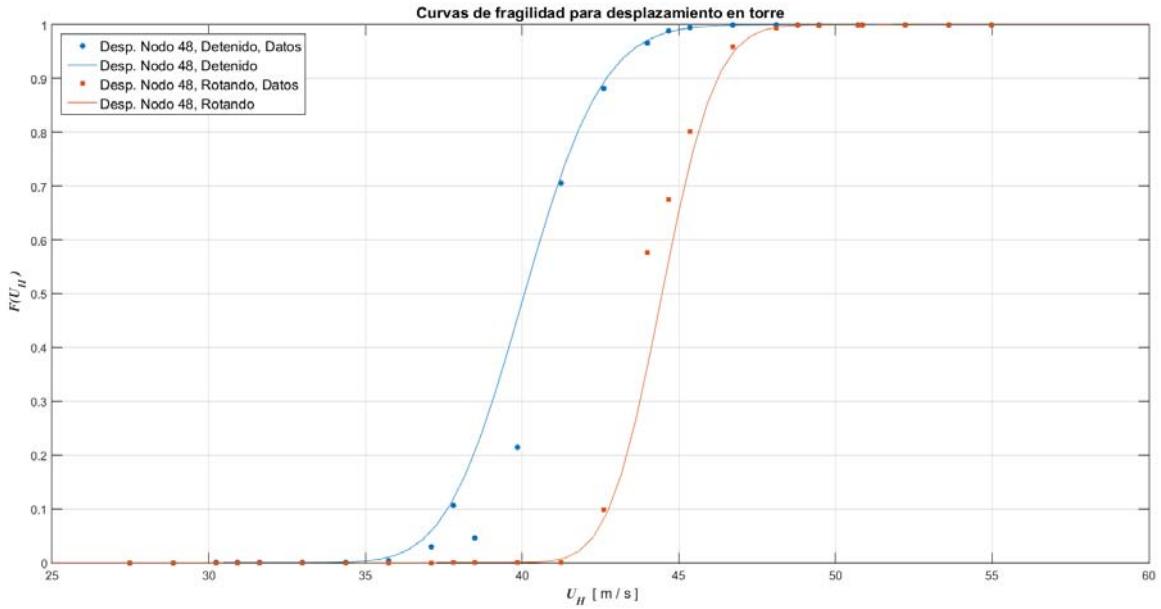


Figura 4.41 Ajuste de curvas de fragilidad para el desplazamiento en el extremo de la torre

Tabla 4-9 Parámetros de las curvas para el desplazamiento en el extremo de la torre

	μ_{U_H}	\bar{U}_H	β_{U_H}
Detenido	3.691	40.073	0.049
Girando	3.795	44.466	0.030

4.7.2.4 Capacidad a flexión de la torre, con rotor detenido

En el caso del presente estado de daño, al igual que en los estados de daño referentes a las palas del rotor, se obtuvieron varias curvas de fragilidad que pueden representarlo, debido a que se calculó la capacidad de la torre en cuatro nodos del segmento inferior de la misma y consecuentemente se evaluó la probabilidad de exceder tales valores; sin embargo, a diferencia de los casos anteriormente mencionados, en el presente estado de daño no se plantea la alternativa de llevar a cabo una combinación de las curvas de fragilidad obtenidas, debido a que la estructura de la torre tiene una configuración que no varía, como sucede con la posición de las palas, de manera que se elegirá como curva representativa del presente estado de daño aquella curva del daño que podría ocurrir primero, es decir, la que presente un valor menor en la medida de intensidad media.

En la Figura 4.42 se ilustra el ajuste de los resultados asociados a los valores de intensidad que abarcan el umbral de daño, en ella se puede observar que la curva ajustada correspondiente a los datos del nodo 4 presenta un valor medio de medida de intensidad menor que el resto de los nodos analizados, la posición de dicho nodo corresponde al segundo cambio de espesor de la sección de la torre, a 22 m de altura de abajo hacia arriba.

La Tabla 4-10 resume los parámetros de cada una de las curvas ajustadas a los datos mencionados.

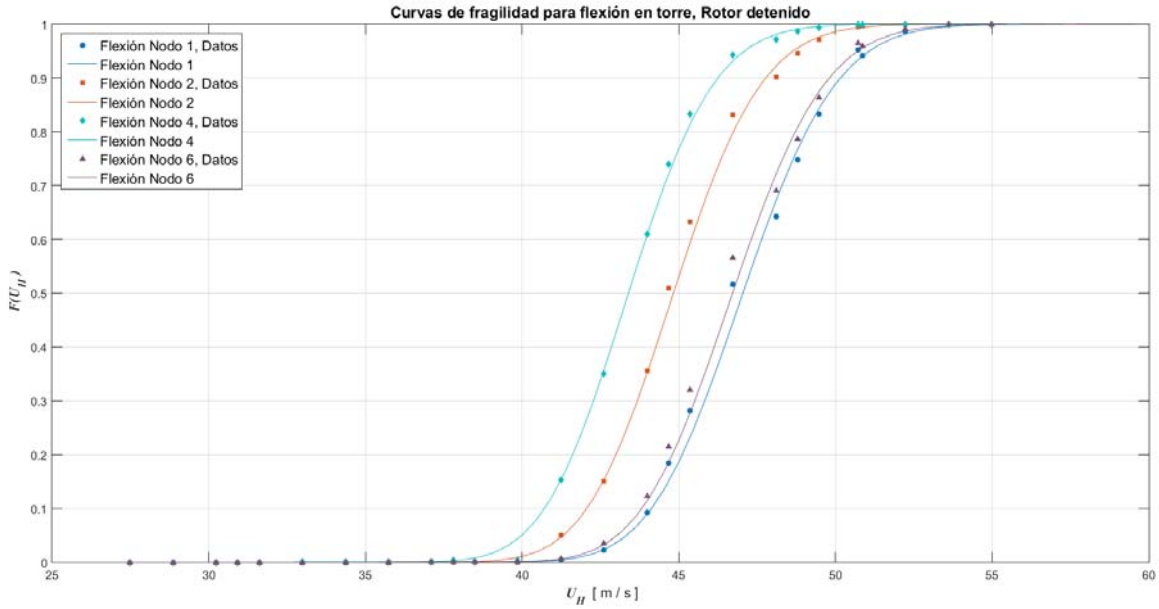


Figura 4.42 Ajuste para curvas de fragilidad para la capacidad a flexión en la torre, con rotor detenido

Tabla 4-10 Parámetros de las curvas para la capacidad a flexión en la torre, con rotor detenido

	μ_{U_H}	\hat{U}_H	β_{U_H}
Nodo 1	3.851	47.043	0.050
Nodo 2	3.803	44.827	0.050
Nodo 4	3.770	43.391	0.050
Nodo 6	3.844	46.714	0.050

4.7.2.5 Capacidad a flexión de la torre, con rotor girando

De igual manera al estado de daño anterior, en el presente se analizaron las probabilidades de excedencia de la capacidad de cuatro nodos en el segmento inferior de la torre. El procedimiento adoptado para seleccionar la curva que represente a este estado de daño es idéntico al adoptado en el estado anterior, donde se elegirá a la curva que presente un valor medio menor de la medida de intensidad. El ajuste de los resultados correspondiente a las curvas de fragilidad elaboradas para los cuatro nodos de la torre analizados se presenta en la Figura 4.43, mientras que la Tabla 4-11 resume los parámetros de cada una de las curvas ilustradas.

Tabla 4-11 Parámetros de las curvas para la capacidad a flexión en la torre, con rotor girando

	μ_{U_H}	\hat{U}_H	β_{U_H}
Nodo 1	3.928	50.781	0.037
Nodo 2	3.885	48.650	0.032
Nodo 4	3.857	47.344	0.031
Nodo 6	3.922	50.519	0.035

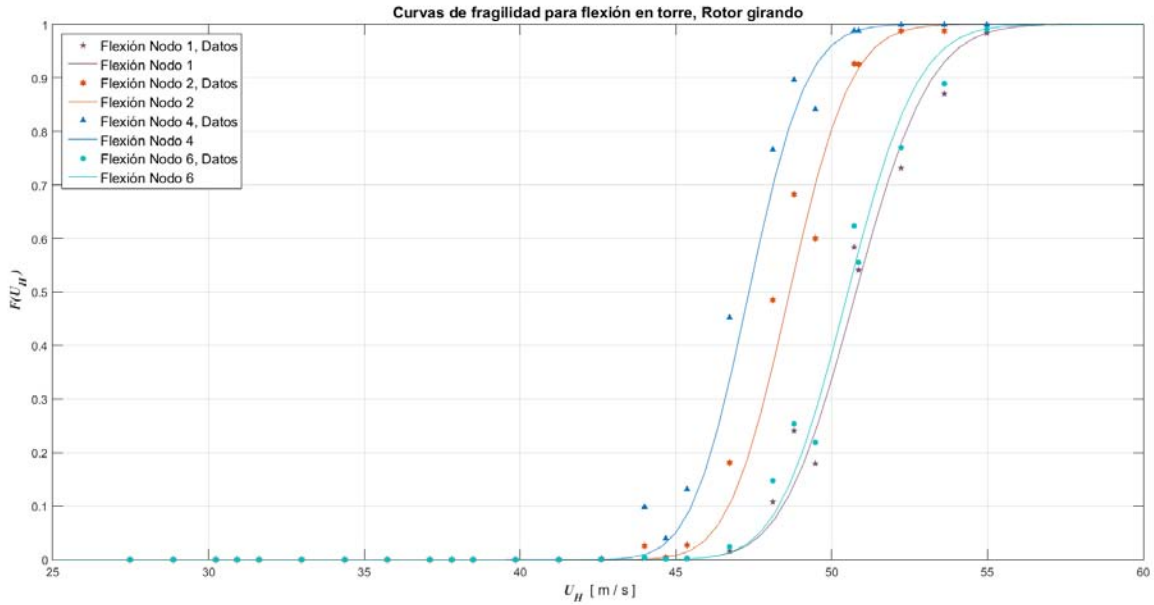


Figura 4.43 Ajuste para curvas de fragilidad para la capacidad a flexión en la torre, con rotor girando

4.7.2.6 Aceleración en el extremo de la torre

El último de los estados de daño analizados corresponde a la aceleración horizontal en el extremo de la torre, donde se considera concentrada la masa de la góndola. Como se ha descrito anteriormente, este estado de daño se considera únicamente cuando el rotor del aerogenerador se encuentra girando, de manera que es solamente una curva la que es ajustada con los datos que se obtuvieron.

La Figura 4.44 ilustra el ajuste de los datos a la distribución de probabilidad, mientras que la Tabla 4-12 resume sus parámetros.

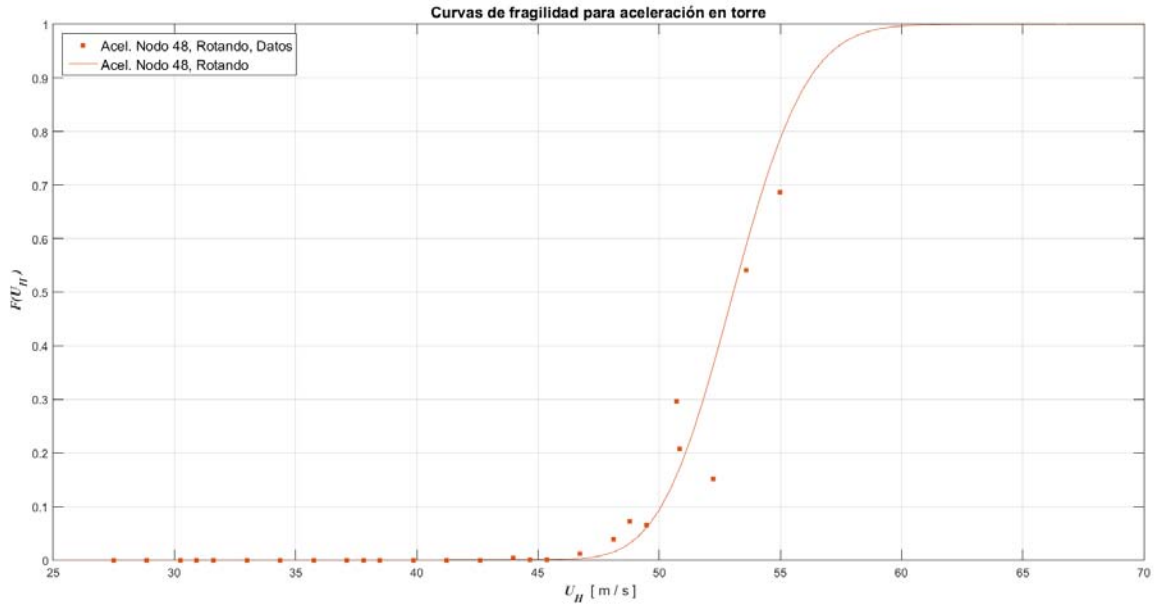


Figura 4.44 Ajuste para curva de fragilidad para la aceleración en la góndola

Tabla 4-12 Parámetros de la curva para la aceleración en la góndola

	μ_{U_H}	$\hat{\sigma}_{U_H}$	β_{U_H}
Nodo 48	3.971	53.064	0.045

4.7.3 Comparativa de curvas para distintos estados de daño

Una vez definidos los parámetros que corresponden a las curvas que representarán a cada uno de los estados de daño, puede llevarse a cabo la comparativa entre estos, dado que todos ellos están asociados a la misma medida de intensidad. Si bien, como se ha comentado anteriormente en este trabajo, no se puede llevar a cabo una comparación cualitativa de los estados de daño, dado que, si bien estos son evaluados para la misma medida de intensidad, sus umbrales de daño se refieren a distintos parámetros de demanda para los elementos de la estructura.

En la Tabla 4-13 se resume la descripción final de cada estado de daño, así como también se incluyen los parámetros que corresponden a las curvas de fragilidad que los representan. La Figura 4.45 ilustra las curvas correspondientes a cada uno de los estados de daño definidos, presentadas en un mismo espacio de velocidad media.

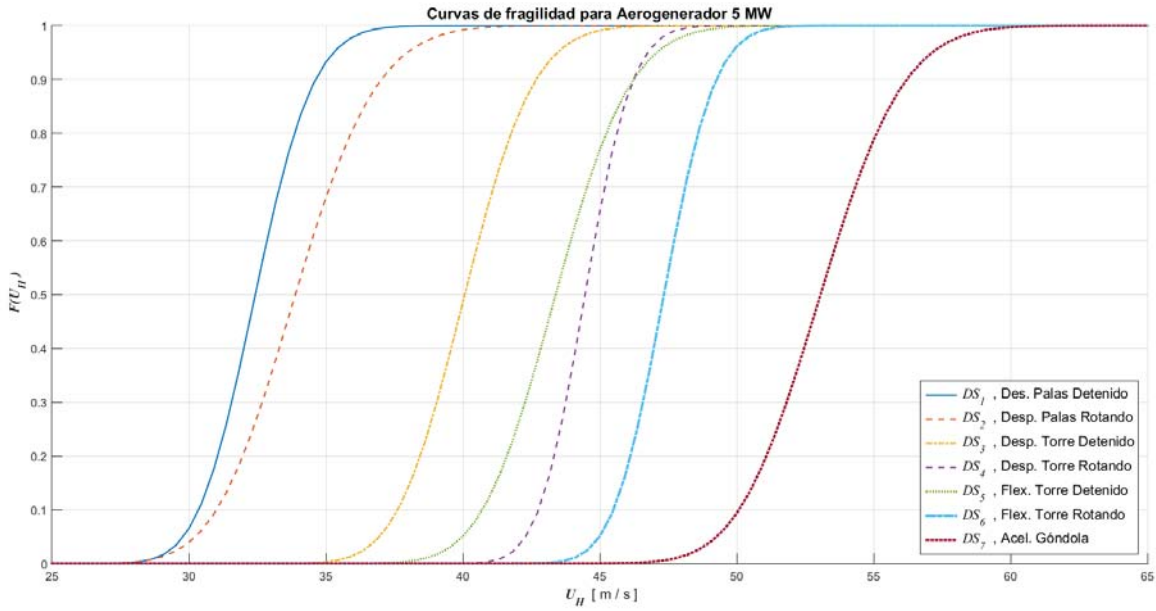


Figura 4.45 Curvas de fragilidad para el aerogenerador de 5 MW, $H=120$ m, $R=132$ m

Tabla 4-13 Resumen de los estados de daño y los parámetros de las curvas de fragilidad para el aerogenerador de 5 MW

Estado de daño	Descripción	μ_{U_H}	\hat{U}_H	β_{U_H}
DS_1	Desplazamiento en punta de palas, con rotor detenido	3.479	32.424	0.051
DS_2	Desplazamiento en punta de palas, con rotor girando	3.523	33.886	0.069
DS_3	Desplazamiento en extremo de torre, con rotor detenido	3.691	40.073	0.049
DS_4	Desplazamiento en extremo de torre, con rotor girando	3.795	44.466	0.030
DS_5	Capacidad a flexión, con rotor detenido	3.770	43.391	0.050
DS_6	Capacidad a flexión, con rotor girando	3.857	47.344	0.031
DS_7	Aceleración en góndola	3.971	53.064	0.045

5 Conclusiones y comentarios

Tras haber desarrollado la investigación y análisis descritos a lo largo del presente trabajo, se pueden presentar las siguientes conclusiones, así como también comentarios respecto a consideraciones que tuvieron que llevarse a cabo y posibles áreas para un mejor detalle en investigaciones posteriores.

5.1 Conclusiones

Aunque no se dispuso de información referente a un modelo de turbina eólica real concreto, el criterio seguido para la selección de parámetros y características trata de obedecer las estadísticas comerciales de la industria energética eólica desarrollada en la República Mexicana, por lo que se espera que el modelo planteado resulte representativo.

Dentro de los objetivos planteados se encontraba el proponer una metodología general para el desarrollo de curvas de fragilidad que contemplen a las acciones del viento como medida de intensidad que caracterice al fenómeno, este objetivo fue cumplido satisfactoriamente, ya que fue posible obtener los resultados a través de la metodología propuesta.

El modelo simplificado sobre el cual se desarrollaron los análisis de la estructura presenta esencialmente las mismas características y propiedades del modelo detallado, por lo que se espera que los resultados obtenidos sean congruentes y válidos para su comparativa con el caso de una estructura real.

La localización del punto donde se rebasa primero la fluencia de la sección en la torre es congruente con los resultados observados en las distintas referencias que estudiaron con mejor detalle el comportamiento de la torre fuera del intervalo elástico, por ejemplo, en lo estudiado por Asareh [28] este punto se localiza aproximadamente a $1/4$ de la altura, mientras que Nuta [22] presenta un modelo cuya falla ocurre en el segmento inferior, a una altura sobre el área correspondiente a la entrada. Esta información confirma que el modelo representa adecuadamente el comportamiento de la estructura, donde se presentó la fluencia de la sección a $1/5$ de la altura total.

En este trabajo se seleccionó a la función de densidad de potencia espectral de Højstrup para las simulaciones del campo fluido, que al parecer hasta el momento no ha sido tan aplicada en cuestiones de ingeniería de viento como otras expresiones existentes. La FDPE propuesta por Højstrup, efectivamente muestra un mayor contenido de energía en las bajas frecuencias y en los análisis realizados mostró un comportamiento estable aun en altas velocidades y alturas superiores a los 100 m sobre el suelo, resta a la investigación el seguir corroborando con mediciones reales que la función efectivamente refleje un mejor ajuste en bajas frecuencias.

Un correcto estudio de los aerogeneradores que contemplen el rotor girando implica la aplicación de una FDPE que sea congruente con la turbulencia medida en las palas, por ello debe emplearse en tales análisis una función con muestreo rotacional, de otra forma los resultados que se obtengan pueden carecer de validez. Los resultados de los análisis obtenidos en este trabajo muestran que hay mayor variación en los casos que contemplan al rotor girando —especialmente en las palas—, que en los casos donde se asigna una señal de viento suponiendo un punto estático; esta mayor dispersión se atribuye en este trabajo al hecho de que la participación de una frecuencia determinada en la señal de campo fluido no mantiene la misma proporción a lo largo de pala, es decir, la energía concentrada en la frecuencia de paso del rotor y sus armónicos disminuye conforme más cercano al centro del rotor se encuentre el punto que se analiza; además de que al considerar variación en la frecuencia de paso del rotor al incrementar la velocidad media del viento, como se hizo en este trabajo, la ubicación de dichas concentraciones de energía en la FDPE se modifica.

Se observó que los valores de los parámetros estadísticos asociados a la dispersión de los datos (β_{UH}) presentan valores más cercanos en las curvas de fragilidad referentes a los casos donde se considera el rotor detenido, en comparación con los casos que lo consideran girando; esto es congruente con la suposición mencionada respecto a la participación de la frecuencia de paso del rotor en las señales simuladas y su repercusión en la variación de los resultados.

Se observó que al contemplar velocidades mayores en la FDPE con muestreo rotacional, la ordenada espectral correspondiente a la frecuencia de paso del rotor y sus armónicos aparenta representar una proporción menor de concentración de energía respecto al resto de la FDPE, esto implica que para velocidades muy altas la participación de la frecuencia de rotación de la pala podría no ser tan representativa.

Los estados de daño propuestos fueron planteados siguiendo un criterio que considera la mayor probabilidad de ocurrencia —de acuerdo a las referencias investigadas—, así como un mayor impacto económico en la estructura y sus diversos componentes, ya que en la mayor parte de las investigaciones donde se desarrollan funciones de fragilidad para aerogeneradores suele estudiarse únicamente a la torre como elemento con posibilidad de falla.

Los resultados de los análisis son congruentes con algunas de las referencias de este texto, como el trabajo de Madsen y Frandsen [9], quienes contemplan al rotor detenido bajo vientos extremos como una de las condiciones de carga más críticas para la estructura; mas no lo son tanto con resultados como los de Murtagh, Basu y Broderick [17, 16], quienes determinaron que la respuesta de las palas resulta mayor cuando estas se encuentran rotando, esta incongruencia con los resultados aquí presentados posiblemente se deba a los coeficientes de arrastre considerados por dicha referencia —la cual consideró un coeficiente igual a 2.0— y al hecho que las características aerodinámicas de las palas aquí modeladas provocan la inversión de la dirección en las fuerzas de empuje sobre la pala.

La curva de fragilidad correspondiente a la aceleración de la góndola presenta valores muy distintos a los obtenidos por Dueñas-Osorio [44], donde la media de tal estado se presenta en valores muy bajos de velocidad; sin embargo, posiblemente tal diferencia se deba a la considerable diferencia que existe en los valores de los coeficientes de arrastre considerados para las palas del rotor, puesto que la referencia citada consideró un coeficiente de arrastre constante igual a 2.0; adicionalmente, a las diferencias en las dimensiones de las estructuras consideradas.

5.2 Comentarios para trabajos futuros

Se espera que los análisis y el procedimiento aquí presentados puedan ser utilizados como referencia para estudios posteriores o normativa relacionados con la ingeniería de viento aplicada a la energía eólica, especialmente en el contexto mexicano; sin embargo, debido a que no se lograron cubrir de forma particular muchos aspectos que requieren un mejor nivel de detalle en los análisis, se hacen observaciones al respecto para contemplar la posibilidad de desarrollar investigaciones futuras sobre ellos.

Los coeficientes para fuerzas aerodinámicas considerados tienen valores congruentes con la geometría de las secciones propuestas; sin embargo, el coeficiente de arrastre empleado para la torre puede resultar alto de acuerdo a la variación que establece la referencia [30], por lo que un análisis con mayor detalle puede considerar la dependencia de tales coeficientes con la velocidad del flujo, tanto para la torre como para las palas de la estructura.

Se consideró un valor de amortiguamiento igual al 1.5% del amortiguamiento crítico para los análisis tiempo-historia desarrollados; sin embargo, para detallar de mejor manera el comportamiento aeroelástico de la turbina en operación, es necesario especificar de una manera más refinada los coeficientes de amortiguamiento empleados, debido a que como se menciona en [23], algunas formas

modales importantes de la estructura pueden presentar valores de amortiguamiento aeroelástico de hasta el 30% (en términos del amortiguamiento crítico).

Dentro de la revisión de la literatura se encontró que los efectos de interacción suelo-estructura pueden resultar en importantes variaciones en el valor de las frecuencias naturales de la estructura —para condiciones donde esta es desplantada sobre un suelo sin la suficiente rigidez como para considerar que su apoyo es fijo—, lo cual puede repercutir en el comportamiento de la estructura ante los efectos del viento; sin embargo, los márgenes de tiempo del presente trabajo no permitieron analizar la influencia de estos factores.

Posiblemente los estados de daño relacionados con las palas bajo los efectos del viento resultan los más trascendentales de los estudiados en este trabajo; como se ha mencionado, estos elementos son estructuralmente muy complejos y conviene el detallar de mejor manera el análisis aeroelástico de los mismos para prever de manera más acertada los índices de daño que permitan evaluar el desempeño de ellos como elementos de la estructura. En este trabajo fue propuesto el desplazamiento en la punta de las palas como un posible parámetro de demanda que permitiera evaluar su desempeño; no obstante, resultaría práctico el establecer una relación de este parámetro con otros posibles estados de daño, como podría ser la fatiga de la sección de la pala o su conexión con el buje.

Por último, para obtener una evaluación más precisa de los riesgos que pueden afectar a los aerogeneradores —y en general a cualquier estructura—, es necesario relacionar las curvas obtenidas, que representan la probabilidad de exceder un nivel de daño determinado dada una medida de intensidad, con la distribución de probabilidad que ajuste mejor a dicha intensidad, en un contexto geográfico y temporal específico adecuado a la estructura.

6 Referencias

- [1] World Wind Energy Association, «World Wind Energy Report 2009,» World Wind Energy Association, Bonn, Alemania, 2010.
- [2] World Wind Energy Association, «WWEA Half-year Report 2016,» World Wind Energy Association, Bonn, Alemania, 2016.
- [3] P. Jain, Wind Energy Engineering, Nueva York, E.U.: McGraw-Hill, 2011.
- [4] AMDEE & PWC, «El potencial eólico mexicano: Oportunidades y retos en el nuevo sector energético,» Asociación Mexicana de Energía Eólica & PWC, Ciudad de México, 2015.
- [5] Asociación Mexicana de Energía Eólica, «Parques eólicos en México,» 2014. [En línea]. Available: <http://www.amdee.org>. [Último acceso: 6 Abril 2017].
- [6] J. F. Manwell, J. G. McGowan y A. L. Rogers, Wind Energy Explained: Theory, Design and Application, Chichester, Reino Unido: John Wiley & Sons, Ltd., 2009.
- [7] E. Hau, Wind Turbines: Fundamentals, Technologies, Application, Economics, Munich, Alemania: Springer, 2013.
- [8] T. Burton, N. Jenkins, D. Sharpe y E. Bossanyi, Wind Energy Handbook, Chichester, Reino Unido: John Wiley & Sons, Ltd., 2011.
- [9] P. H. Madsen y S. Frandsen, «Wind-induced failure in wind turbines,» *Engineering Structures*, vol. 6, pp. 281-287, 1984.
- [10] J. Højstrup, «Spectral coherence in wind turbine wakes,» *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, vol. 80, n° 1999, pp. 137-146, 1998.
- [11] N. Bazeos, G. D. Hatzigeorgiou, I. D. Hondros, H. Karamaneas, D. L. Karabalis y D. E. Beskos, «Static, seismic and stability analyses of a prototype wind turbine steel tower,» *Engineering Structures*, vol. 24, n° 2002, pp. 1015-1025, 2002.
- [12] J. C. Kaimal, J. C. Wyngaard, Y. Izumi y O. R. Coté, «Spectral characteristics of surface-layer turbulence,» *Quart. J. R. Met. Soc.*, vol. 98, n° 1972, pp. 563-589, 1972.
- [13] J. Højstrup, S. Larsen y P. H. Madsen, «Power spectra of horizontal wind components in the neutral atmospheric surface boundary layer,» de *Ninth Symposium on Turbulence and Diffusion of the American Meteorological Society*, Roskilde, Dinamarca, 1990.
- [14] P. Sørensen, A. D. Hansen, P. André y C. Rosas, «Wind models for simulation of power fluctuations from wind farms,» *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, vol. 90, n° 2002, pp. 1381-1402, 2002.

- [15] I. Lavassas, G. Nikolaidis, P. Zervas, E. Efthimiou, I. N. Doudoumis y C. C. Baniotopoulos, «Analysis and design of the prototype of a steel 1-MW wind turbine tower,» *Engineering Structures*, vol. 25, n° 2003, pp. 1097-1106, 2003.
- [16] P. J. Murtagh, B. Basu y B. M. Broderick, «Simple models for natural frequencies and mode shapes of towers supporting utilities,» *Computers & Structures*, vol. 82, n° 2004, pp. 1745-1750, 2004.
- [17] P. J. Murtagh, B. Basu y B. M. Broderick, «Along-wind response of a wind turbine tower with blade coupling subjected to rotationally sampled wind loading,» *Engineering Structures*, vol. 27, n° 2005, pp. 1209-1219, 2005.
- [18] P. J. Murtagh, B. Basu y B. M. Broderick, «Mode acceleration approach for rotating wind turbine blades,» *Proc. Instn Mech. Engrs Part K: Multy-body Dynamics*, vol. 218, pp. 159-167, 2004.
- [19] D. Vamvatsikos y C. A. Cornell, «Incremental Dynamic Analysis,» *Earthquake Engineering & Structural Dynamics*, vol. 3, n° 31, pp. 491-514, 2002.
- [20] K. Nasserasadi, M. Ghafory-Ashtiany, S. Eshghi y M. R. Zolfaghari, «Developing seismic fragility function of structures by stochastic approach,» *Asian Journal of Civil Engineering (Building and Housing)*, vol. 10, n° 2, pp. 183-200, 2009.
- [21] I. Prowell, M. Veletzos, A. Elgamal y J. Restrepo, «Experimental and Numerical Seismic Response of a 65 kW Wind Turbine,» *Journal of Earthquake Engineering*, vol. 13, n° 8, pp. 1172-1190, 2009.
- [22] E. Nuta, C. Christopoulos y J. A. Packer, «Methodology for seismic risk assessment for tubular steel wind turbine towers: application to Canadian seismic environment,» *Canadian Journal of Civil Engineering*, vol. 38, n° 3, pp. 293-304, 2011.
- [23] M. Ozbek y D. J. Rixen, «Operational modal analysis of a 2.5 MW wind turbine using optical measurement techniques and strain gauges,» *Wind Energy*, 2012.
- [24] American Institute of Steel Construction, Specification for Structural Steel Buildings, Chicago, Estados Unidos: AISC, 2010.
- [25] American Society of Mechanical Engineers, ASME STS-1-2006, Steel Stacks, Nueva York, Estados Unidos: ASME, 2006.
- [26] American Society of Civil Engineers / American Wind Energy Association, Recommended Practice for Compliance of Large Land-based Wind Turbine Support Structures, Washington, Estados Unidos: ASCE / AWEA, 2011.
- [27] H.-B. Sim, I. Prowell, A. Elgamal y C.-M. Uang, «Flexural Tests Associated Study of a Full-Scale 65-kW Wind Turbine Tower,» *Journal of Structural Engineering*, vol. 140, n° 5, pp. 04013110-1 - 04013110-9, 2014.

- [28] M.-A. Asareh, W. Schonberg y J. Volz, «Fragility analysis of a 5-MW NREL wind turbine considering aero-elastic and seismic interaction using finite element method,» *Finite Elements in Analysis and Design*, vol. 120, n° 2016, pp. 57-67, 2016.
- [29] J. D. Holmes, *Wind Loading of Structures*, Boca Raton, Estados Unidos: CRC Press, 2015.
- [30] Comisión Federal de Electricidad, Instituto de Investigaciones Eléctricas, *Manual de Diseño de Obras Civiles: Diseño por Viento*, Ciudad de México, México: CFE, IIE, 2008.
- [31] International Electrical Commission, *International Standard IEC 61400-1, Wind turbines - Part 1: Design requirements*, Ginebra, Suiza: IEC, 2005.
- [32] J. Mann, «Wind field simulation,» *Prob. Engng. Mech*, vol. 13, n° 4, pp. 269-282, 1998.
- [33] L. Kristensen y S. Frandsen, «Model for power spectra of the blade of a wind turbine measured from the moving frame of reference,» *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, vol. 10, n° 1982, pp. 249-262, 1982.
- [34] J. R. Cornell, «The spectrum of wind speed fluctuations encountered by a rotating blade of a wind energy conversion system,» *Solar Energy*, vol. 29, n° 5, pp. 363-375, 1982.
- [35] R. Rossi, M. Lazzari y R. Vitaliani, «Wind field simulation for structural engineering purposes,» *International Journal for Numerical Methods in Engineering*, vol. 61, n° 2004, pp. 738-763, 2004.
- [36] M. O. L. Hansen, *Aerodynamics of Wind Turbines*, Nueva York, Estados Unidos: Routledge, 2015.
- [37] A. Ahlström, «Aeroelastic Simulation of Wind Turbine Dynamics,» *Doctoral Thesis from Royal Institute of Technology, Department of Mechanics*, Estocolmo, Suecia, 2005.
- [38] Federal Emergency Management Administration y National Institute of Building Sciences, *HAZUS Multi-hazard Loss Estimation Methodology - Technical Manual*, Washington, Estados Unidos: FEMA, 2003.
- [39] Applied Technology Council, «ATC-13 Earthquake damage evaluation data for California,» *ATC - FEMA*, Redwood, Estados Unidos, 1985.
- [40] K. Pitilakis, H. Crowley y A. M. Kaynia, *SYNER-G: Typology Definition and Fragility Functions for Physical Elements at Seismic Risk*, Tesalónica, Grecia: Springer, 2014.
- [41] E. Berny, *Influencia del daño por fatiga en la confiabilidad de aerogeneradores*, Ciudad de México: Universidad Nacional Autónoma de México, 2015.
- [42] Risø DTU, «Endelig rapport for Risø DTU's undersøgelsen af mølleha-varier på Vestas møller den 22. og 23. februar 2008.,» *Risø DTU*, Copenhagen, 2008.

- [43] J. C. Nicholson, Design of wind turbine tower and foundation systems: optimization approach, Iowa City: University of Iowa, 2011.
- [44] L. Dueñas-Osorio y B. Basu, «Unavailability of wind turbines due to wind-induced accelerations,» *Engineering Structures*, vol. 30, n° 2008, pp. 885-893, 2008.
- [45] K. A. Porter, A. S. Kiremidjian y J. S. LeGrue, «Assembly-Based Vulnerability of Buildings and Its Use in Performance Evaluation,» *Earthquake Spectra*, vol. 17, n° 2, pp. 291-312, 2001.
- [46] P. Brøndsted y R. P. L. Nijssen, Advances in wind turbine blade design and materials, Cambridge, Reino Unido: Woodhead Publishing Limited, 2013.
- [47] M. Shinozuka, M. Q. Feng, T. Uzawa y T. Ueda, «Statistical Analysis of Fragility Curves,» Department of Civil and Environmental Engineering, University of Southern California, Los Angeles, Estados Unidos, 2003.
- [48] Y. Guo, T. Parsons, R. King, K. Dykes y P. Veers, «An Analytical Formulation for Sizing and Estimating the Dimensions and Weight of Wind Turbine Hub and Drivetrain Components,» National Renewable Energy Laboratory, Denver, Estados Unidos, 2015.
- [49] H. J. T. Kooijman, C. Lindenburg, D. Winkelaar y E. L. van der Hoof, «Aero-elastic modeling of the DOWEC 6 MW pre-design in PHATAS,» Energy Center of the Netherlands, Petten, Holanda, 2003.
- [50] Sandia National Laboratories, «Cost Study for Large Wind Turbine Blades: WindPACT Blade System Design Studies,» Sandia National Laboratories, Albuquerque, Estados Unidos, 2003.
- [51] A. Ortigón y A. Pozos-Estrada, «Génesis SimVT y SVTpro,» Instituto de Ingeniería UNAM, 2017. [En línea]. Available: <https://proyectos.iingen.unam.mx/genessimvt-svtpro/es-mx/Paginas/default.aspx>. [Último acceso: 17 Abril 2017].
- [52] W. A. Timmer, «Aerodynamic characteristics of wind turbine blade aerfoils at high angles-of-attack,» de *The Science of Making Torque from Wind*, Creta, Grecia, 2010.
- [53] W. Tong, Wind Power Generation and Wind Turbine Design, Ashurst, Southampton: WIT Press, 2010.