

CONTRIBUTION OF TOWER WIND FORCES TO THE BASE MOMENT OF ONSHORE WIND TURBINES

Lucas Teotônio de Souza

Andréa Oliveira de Araújo

lucas.souza@coc.ufrj.br

andrea_araujo@coc.ufrj.br

COPPE, Civil Engineering Program, Universidade Federal do Rio de Janeiro

Centro de Tecnologia–Bloco I–Sala I216, Ilha do Fundão, CEP 21945-970, Rio de Janeiro/RJ, Brazil

Michèle Schubert Pfeil

Ronaldo Carvalho Battista

mpfeil@coc.ufrj.br

battista@coc.ufrj.br

COPPE, Civil Engineering Program, Universidade Federal do Rio de Janeiro

Centro de Tecnologia–Bloco I–Sala I216, Ilha do Fundão, CEP 21945-970, Rio de Janeiro/RJ, Brazil

Abstract. Wind turbines are analyzed and designed according to specific standards such as IEC 61400-1 which provides design requirements for all subsystems. Internal forces in the structural elements are obtained through dynamic analyses of the rotor-tower-foundation coupled system under the action of turbulent wind. This work presents and discusses dynamic analyses of a horizontal axis onshore wind turbine model, representative of large wind turbines: the 5MW NREL Base Wind Turbine, designed by the National Renewable Energy Laboratory (NREL). The simulations are performed using the FAST and TurbSim computational tools, developed and made available by NREL. The design situations cover normal operating and stationary rotor conditions, with wind velocity fields given by the normal turbulence profile, extreme turbulence model and extreme wind velocity model. The results are discussed in terms of the contributions to the base internal forces of the wind forces applied to the tower, showing that these are predominant in analyses with extreme wind speed.

Keywords: Wind turbine, turbulence, dynamic analysis.

1 Introdução

O aumento da demanda global por energia ao longo dos anos tem como reflexo elevadas emissões de gases de efeito estufa, oriundos de muitos setores de geração de energia que utilizam matrizes poluentes. Para mitigar o problema, têm sido implementadas metas em escala mundial visando gerar grandes porcentagens da energia necessária por meio de fontes de energia limpa e renovável. A crescente busca por alternativas de geração de energia tem impulsionado o crescimento do setor eólico mundial nos últimos anos. No entanto, o custo de instalação de turbinas eólicas é grande e diferentes estratégias estão sendo consideradas para redução de custos por MW. Como solução, a indústria vem investindo em turbinas eólicas de eixo horizontal (TEEH) com dimensões cada vez maiores, principalmente na área do disco do rotor e assim, conseqüentemente, no aumento de energia captada por turbina.

As turbinas eólicas operam dentro da camada limite atmosférica, onde estão expostas a efeitos de turbulência do vento e variação ao longo da altura de sua velocidade média (cisalhamento). Quanto maior o diâmetro do rotor maior é a sensibilidade da turbina aos citados efeitos do vento de camada limite atmosférica. A turbulência pode induzir amplitudes de vibrações excessivas na estrutura e o cisalhamento leva a pressões diferentes em um mesmo ponto do rotor conforme sua posição angular. A interação deste campo de velocidades de vento com as pás de rotor da turbina resulta em forças de natureza dinâmica (Luhur *et al* [1]).

Neste contexto, este trabalho apresenta um estudo do efeito do campo de velocidades de vento sobre cargas atuantes em uma turbina eólica de eixo horizontal de grande porte. As análises são realizadas considerando algumas das principais situações de projeto estrutural, em terreno de configuração *onshore*, indicadas por norma internacional específica, a IEC 61400-1 [2]. Para estes casos, avalia-se a contribuição das forças de vento aplicadas à torre para o momento fletor em sua base.

O presente estudo é aplicado a um modelo de turbina eólica amplamente utilizado em pesquisas no setor eólico ao redor do mundo, como em Zuo *et al* [3], Fitzgerald e Basu [4], Eliassen *et al* [5] e Matha [6]. Trata-se da Turbina Eólica de Base NREL 5 MW (Jonkman *et al* [7]), idealizada pelo *National Renewable Energy Laboratory* (NREL). A estrutura possui características representativas de aerogeradores de multimegawatts destinados a parques eólicos terrestres e marítimos, sendo aqui admitida em instalação *onshore*, desconsiderando a interação solo-estrutura para fins de estudo. Os campos de velocidade de vento específicos para cada caso de carga são gerados no programa *TurbSim v 02*, de natureza livre, disponibilizado pelo NREL. A simulação aero-servo-elástica, no domínio do tempo, do sistema acoplado turbina-torre é realizada via Código FAST, desenvolvido e publicado pelo mesmo laboratório, pelo qual são obtidas as forças aerodinâmicas provenientes da interação das pás do rotor com o vento e as respostas da estrutura.

2 Ações ambientais em TEEH *onshore*

Turbinas eólicas estão sujeitas a diversas ações ambientais, que variam de acordo com o local onde está implantada. Aerogeradores cuja configuração é *onshore* estão essencialmente expostos à ação de vento turbulento, que são traduzidas como cargas dinâmicas aplicadas diretamente no rotor e ao longo da torre. Se porventura tratar-se de turbinas *offshore*, além da ação do vento, agem na parte submersa da estrutura as forças de corrente e ondas. Naturalmente, em ambas configurações de aerogeradores há ação também das cargas gravitacionais.

2.1 Modelagem matemática do campo de velocidades de vento turbulento

O cálculo de forças aerodinâmicas está vinculado ao entendimento prévio do comportamento do escoamento de vento a montante da estrutura. Registros mostram que o campo de velocidades de vento é composto por uma componente de velocidade média e outra flutuante aleatória em torno desse valor

médio estático, oriunda do efeito de rajada (ou turbulência) do vento turbulento. Os efeitos de turbulência e variação da velocidade média ao longo da altura z (*wind shear*) podem causar, respectivamente, vibrações e diferentes pressões ao longo da altura do sistema acoplado rotor-torre. Estes efeitos ocorrem apenas dentro da camada limite atmosférica, região compreendida entre a superfície terrestre e uma altura que varia de 100 a 3000m, onde são evidenciadas interações superfície-atmosfera (Blessmann [8]).

A velocidade do vento em um ponto de altura z , num dado instante de tempo t é descrita por:

$$U(x, y, z, t) = \bar{U}(z) + u(x, y, z, t) + v(x, y, z, t) + w(x, y, z, t) \quad (1)$$

onde \bar{U} é a velocidade média e u , v e w são, respectivamente, as parcelas flutuantes nas direções principal de escoamento (direção média), lateral e vertical. Em função do tipo de estrutura analisada, por vezes as duas últimas componentes flutuantes podem ser desprezadas, no entanto, são sempre consideradas no cálculo de forças aerodinâmicas de projeto de aerogeradores.

O campo de velocidade do vento é tratado como um processo aleatório ergódico, isto é, os parâmetros estatísticos calculados ao longo do tempo sobre uma amostra representativa do processo são equivalentes àqueles obtidos sobre um conjunto de registros. Em termos matemáticos, o vento é representado estatisticamente pela média, desvio padrão da parcela flutuante e funções de densidade espectral (ou espectros).

O perfil vertical de velocidade média, $\bar{U}(z)$, é variável em função da rugosidade do terreno, podendo ser descrito segundo duas leis: potencial e logarítmica. A primeira, utilizada no presente trabalho, representa a variação da velocidade média com a altura z através de uma equação puramente empírica.

$$\bar{U}(z) = \bar{U}_{ref} \left(\frac{z}{z_{ref}} \right)^p \quad (2)$$

onde \bar{U}_{ref} é a velocidade média do vento em uma altura de referência z_{ref} e p é o expoente que depende da rugosidade do terreno.

A norma brasileira de vento, NBR 6123 [9], e a norma de projeto de turbinas eólicas IEC 61400-1 [2] utilizam a lei potencial para descrever o perfil de velocidade média do vento. A norma brasileira adota altura de referência igual a 10,0 m, enquanto para aerogeradores o perfil de velocidade média é referenciado ao *hub*. Portanto, de acordo com a categoria de rugosidade do terreno, é selecionado um valor de p correspondente. A Figura 1 mostra a variação da velocidade média do vento com a rugosidade ($p_1 < p_2$), para uma dada altura de referência e sua respectiva velocidade.

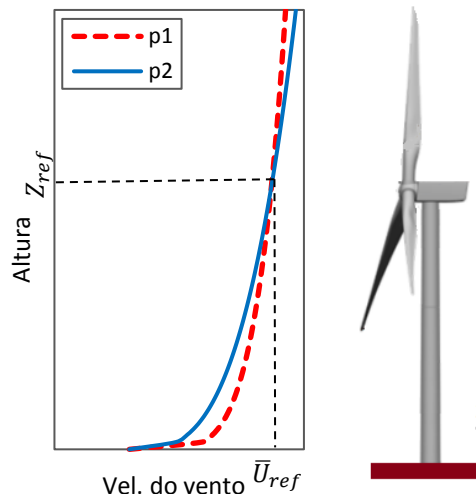


Figura 1. Variação da velocidade do vento com a rugosidade do terreno – Lei Potencial

A intensidade de turbulência será tanto maior quanto menor a altura z , uma vez que maior é a interferência dos obstáculos do terreno no escoamento de vento. A intensidade turbulência na direção de escoamento k (u , v e w), em uma determinada localidade, $I_k(z)$, é definida como a razão entre o desvio padrão das flutuações da velocidade na respectiva direção, $\sigma_k(z)$, e a velocidade média, $\bar{U}(z)$.

$$I_k(z) = \frac{\sigma_k(z)}{\overline{U}(z)} \quad (3)$$

Com base em estudos desenvolvidos por Harris (1970 *apud* Blessmann [8]), sobre uma base de dados experimentais obtida por Davenport, chega-se que a intensidade de turbulência na direção longitudinal é função apenas da rugosidade do terreno, z_0 , e da altura, z .

$$I_u(z) = \frac{1}{\ln\left(\frac{z}{z_0}\right)} \quad (4)$$

Experimentos mostram que nas direções lateral e vertical, a intensidade de turbulência pode ser bem aproximada em função de $I_u(z)$, respectivamente, como:

$$I_v(z) = 0,75 I_u(z) \quad \text{e} \quad I_w(z) = 0,5 I_u(z) \quad (5)$$

Como supracitado, por ser um processo aleatório, a flutuação da velocidade do vento em uma direção k é tratada com parâmetros estatísticos, sendo representada por funções de densidade espectral de potência, $S_k(f)$. Os espectros são interpretados como a distribuição da energia contida nos turbilhões do vento turbulento em função das frequências desses turbilhões. As várias expressões de S_k possuem diversos graus de refinamento, sendo geralmente obtidas de dados experimentais e escritas na forma adimensional $f \cdot S_k / \sigma_k^2$. Dentre estas estão o espectro de Davenport (1961), o espectro de Harris (1970) e o espectro de Kaimal (1972) (Blessmann [8]).

O espectro de Kaimal é amplamente indicado por normas internacionais de projeto de turbinas eólicas. Na forma adimensionalizada é dado por:

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

onde, f é a frequência em Hertz e L_k é o comprimento de correlação ou escala de turbulência em cada direção, definido como a dimensão média dos turbilhões.

Note-se que, para turbinas eólicas, as características da turbulência estão definidas em um ponto específico (altura do *hub*), contudo, podem ser representadas no tempo e no espaço por meio de funções de correlação. A correlação temporal fornece a dependência no tempo entre as rajadas, por meio da introdução de uma defasagem, τ , no sinal. A função de correlação espacial, ou correlação cruzada, considera a não uniformidade da turbulência no espaço (Blessmann [8]). Embora posteriormente utilizadas em simulações, as expressões gerais dessas funções não serão detalhadas neste trabalho, podendo ser encontradas em Dyrbye e Hansen [10].

2.2 Modelos de escoamento de vento para projeto de acordo com a IEC 61400-1

Turbinas eólicas de grande porte e de natureza *onshore* têm o dimensionamento descrito pela IEC 61400-1 [2]. As prescrições normativas determinam que a estrutura deve ser projetada de acordo com uma das seguintes categorias de segurança: normal ou especial. A determinação das ações externas está vinculada à identificação da classe da turbina eólica, definida em termos da velocidade do vento e dos parâmetros de turbulência. A Tabela 1 reproduz as classes apresentadas na IEC 61400-1 [2], para as quais os métodos de projeto da norma consideram um tempo de vida de 20 anos para a estrutura. Nesta tabela tem-se os seguintes parâmetros: V_{ref} é a velocidade de referência, definida como a média da velocidade do vento na altura do *hub* no intervalo de tempo de 10 minutos com período de recorrência de 50 anos; I_{ref} é o valor da intensidade de turbulência associado à velocidade média de 15,0 m/s e A, B e C são, respectivamente, as categorias de elevada, média e baixa turbulência. Ressalta-se que as classes de turbinas eólicas I_A e III_C definidas nesta norma são denominadas classes padrão.

Tabela 1. Parâmetros das classes de turbina eólica (adaptado de IEC 61400-1 [2])

Classe	I	II	III	S
V_{ref} (m/s)	50,0	42,5	37,5	
A - I_{ref} (-)		0,16		Valores especificados pelo projetista
B - I_{ref} (-)		0,14		
C - I_{ref} (-)		0,12		

A IEC 61400-1 [2] especifica 8 situações de projeto, resultando em 22 casos de carregamento. Descreve-se condições normais de projeto, de falhas, além de situações de transporte, instalação e manutenção, associadas às condições externas normais ou extremas apropriadas. Em geral, a literatura apresenta a determinação das cargas para o dimensionamento de turbinas eólicas considerando o Modelo Normal de Turbulência (NTM), Modelo de Velocidade Extrema do Vento (EWM) e Rajada Extrema de Operação (EOG), como em Kim *et al* [11] e Zyl [12]. A seguir serão detalhadas as situações correntes e o Modelo de Turbulência Extrema (ETM), com exceção do EOG, utilizados em análises no presente estudo.

2.2.1 Condições gerais para simulação dos campos de velocidade de vento

As condições de vento incluem a combinação de um escoamento médio permanente associado ou não com turbulência. Nos dois casos, deve-se considerar uma inclinação do escoamento médio de até 8° em relação ao plano horizontal, invariante com a altura. Para as classes padrão de turbina eólica, são especificadas as seguintes situações gerais para o campo de velocidade do vento:

- i. O desvio padrão da velocidade flutuante na direção principal de escoamento, σ_u , deve ser invariante com a altura e os componentes lateral, σ_v , e vertical, σ_w , devem satisfazer as seguintes equações:

$$\sigma_v \geq 0,7 \sigma_u \quad (7)$$

$$\sigma_w \geq 0,5 \sigma_u \quad (8)$$

- ii. O parâmetro de escala longitudinal de turbulência, λ_u , é definido como o comprimento de onda do turbilhão em que a densidade espectral de potência longitudinal adimensional, $f \cdot S_u/\sigma_u^2$, é igual a 0,05. Na altura do *hub* (z_{hub}), λ_u é dado por:

$$\lambda_u = \begin{cases} 0,7 z_{hub} & , z_{hub} \leq 60,0 \text{ m} \\ 42,0 \text{ m} & , z_{hub} > 60,0 \text{ m} \end{cases} \quad (9)$$

- iii. As densidades espectrais de potência nas três direções, $S_u(f)$, $S_v(f)$ e $S_w(f)$, devem aproximar-se assintoticamente das seguintes formas, à medida que a frequência aumenta.

$$S_u(f) = 0,05 \sigma_u^2 \left(\frac{\lambda_u}{U_{hub}} \right)^{-\frac{2}{3}} f^{-\frac{5}{3}} \quad (10)$$

$$S_v(f) = S_w(f) = \frac{4}{3} S_u(f) \quad (11)$$

- iv. Para a componente longitudinal de velocidade do vento, deve ser utilizado um modelo de correlação espacial (coerência) reconhecido por normas.

Para satisfazer simultaneamente as quatro recomendações, a norma apresenta dois modelos de turbulência, um desenvolvido por Mann (1994) e outro por Kaimal (1972). Correntemente o espectro

de Kaimal é empregado em simulações práticas de turbinas eólicas, sendo detalhado em conjunto com o modelo de correlação espacial associado.

2.2.1 Espectro de Kaimal e modelo de correlação espacial

As densidades espectrais de potência das componentes de velocidade do vento nas três direções são obtidas pelo espectro de Kaimal, descrito na forma adimensional pela equação (6). Para turbinas eólicas, os parâmetros σ_k e L_k desta equação são especificados na Tabela 2, conforme a direção da componente de velocidade. O parâmetro de escala, λ_u , é dado pela equação (9) e σ_u varia conforme a condição de vento analisada (especificadas nas seções seguintes).

Tabela 2. Parâmetros do espectro de Kaimal (adaptado IEC 61400-1 [2])

Parâmetro	Componente de velocidade		
	u	v	w
σ_k (m/s)	σ_u	$0,8 \cdot \sigma_u$	$0,5 \cdot \sigma_u$
L_k (m)	$8,1 \cdot \lambda_u$	$2,7 \cdot \lambda_u$	$0,66 \cdot \lambda_u$

Admite-se a existência de correlação cruzada apenas para a componente longitudinal da velocidade do vento, $Coh_{ui,uj}(r, f)$. Portanto, para as direções y e z , a turbulência é a mesma nos distintos pontos, ou seja, é utilizada uma única história de velocidade v e outra de w , respectivamente. Para turbinas eólicas, a coerência $Coh_{ui,uj}(r, f)$, utilizada em conjunto com o espectro de Kaimal, pode ser escrita pela seguinte função de decaimento exponencial:

$$Coh_{ui,uj}(r, f) = e^{-c \sqrt{\left(\frac{f r}{\bar{u}_{hub}}\right)^2 + \left(\frac{0,12 r}{L_u}\right)^2}} \quad (12)$$

onde $Coh_{ui,uj}(r, f)$ é a densidade espectral cruzada adimensionalizada da componente longitudinal da velocidade do vento em dois pontos distintos $i = (y_i, z_i)$ e $j = (y_j, z_j)$, r é a distância entre os pontos ($r = \sqrt{(y_i - y_j)^2 + (z_i - z_j)^2}$), C o coeficiente de decaimento, especificado igual a 12, e L_u é a escala longitudinal de turbulência da correlação espacial, $L_u = 8,1 \lambda_u$.

Note-se que o modelo indicado pela norma IEC 61400-1, equação (12), resulta em valores aproximadamente iguais àqueles propostos por Davenport (*apud* Dyrbye e Hansen [10]). A parcela $\left(\frac{f r}{\bar{u}_{hub}}\right)^2$ é dominante na raiz quadrada da expressão (12), assim, fazendo $\left(\frac{0,12 r}{L_u}\right)^2 \approx 0$, tem-se $Coh_{ui,uj}(r, f) \approx \Psi_u(r, f) = e^{-C r f / \bar{u}_{hub}}$, conforme proposto por Davenport.

2.2.2 Modelo normal de turbulência (NTM)

Para a condição normal, assume-se o perfil de vento definido pela Lei Potencial, equação (2), com expoente de “cisalhamento” $p = 0,2$, $U_{ref} = U_{hub}$ e $z_{ref} = z_{hub}$. O desvio padrão da velocidade flutuante na direção longitudinal é dado pela equação:

$$\sigma_u = I_{ref} (0,75 U_{hub} + b) \quad (13)$$

onde, I_{ref} é função da classe e categoria da turbina eólica, conforme a Tabela 1, e o parâmetro $b = 5,6$ m/s.

2.2.3 Modelo de velocidade extrema do vento (EWM)

O modelo de velocidade extrema do vento pode ser empregado para as condições de escoamento suave e turbulento. O campo de velocidade é descrito em função da velocidade de referência, U_{ref} , e da altura do hub, z_{hub} . Considerando vento suave, os perfis de velocidade média para os períodos de recorrência de 50 anos, U_{e50} , e de 1 ano, U_{e1} , são dados respectivamente, pelas equações (14) e (15). Para a condição de vento extremo suave, a consideração da variação da direção da velocidade média de escoamento é realizada assumindo um desalinhamento do plano do rotor de $\pm 15^\circ$ (ângulo de *yaw*) combinado com a velocidade do vento U_{e50} e $\pm 30^\circ$ para U_{e1} .

$$U_{e50}(z) = 1,4 U_{ref} \left(\frac{z}{z_{hub}} \right)^{0,11} \quad (14)$$

$$U_{e1}(z) = 0,8 U_{e50}(z) \quad (15)$$

No modelo de vento extremo turbulento, os perfis de velocidade média para períodos de recorrência de 50 anos, U_{50} , e de 1 ano, U_1 , são dados pelas equações (16) e (17). Além disso, considera-se o desvio padrão da velocidade flutuante longitudinal fixo, dado pela equação (18). Para o escoamento considerando a turbulência, admite-se um desalinhamento do plano do rotor de $\pm 8^\circ$ (ângulo de *yaw*) combinado com a velocidade do vento U_{e50} e $\pm 20^\circ$ para U_{e1} .

$$U_{50}(z) = U_{ref} \left(\frac{z}{z_{hub}} \right)^{0,11} \quad (16)$$

$$U_1(z) = 0,8 U_{e50}(z) \quad (17)$$

$$\sigma_u = 0,11 U_{hub} \quad (18)$$

2.2.4 Modelo de turbulência extrema (ETM)

O modelo de velocidade do vento considerando turbulência extrema é definido pelo perfil normal de vento, ou seja, equação (2), com expoente de “cisalhamento” $p = 0,2$, $U_{ref} = U_{hub}$ e $z_{ref} = z_{hub}$. O desvio padrão da componente longitudinal dado pela seguinte equação:

$$\sigma_u = c I_{ref} \left[0,0729 \left(\frac{U_{ave}}{c} + 3 \right) \left(\frac{U_{hub}}{c} - 4 \right) + 10 \right] \quad (19)$$

sendo $c = 2,0 \text{ m/s}$ e $U_{ave} = 0,2 U_{ref}$, a velocidade média anual do vento.

3 Estrutura analisada

A turbina eólica NREL 5 MW (Jonkman *et al* [7]) constitui o exemplo de aplicação do programa FAST, com todos os dados fornecidos nos arquivos de entrada. Este trabalho considera a estrutura com instalação em terra. Apresenta-se a seguir uma descrição da turbina e sua modelagem para análise com o FAST.

3.1 Descrição da turbina eólica NREL 5MW

O presente estudo é aplicado à Turbina Eólica de Base NREL 5 MW, projetada e desenvolvida pelo Laboratório Nacional de Energia Renovável (NREL) do Departamento de Energia dos EUA, que documentou as especificações desta turbina em um relatório (Jonkman *et al* [7]). O rotor do modelo da

turbina adotada é constituído por três pás com posicionamento *upwind*, operando com velocidade variável controlada pelo ângulo de passo das pás, as quais são compostas por oito perfis de aerofólios distintos (cada uma). A torre é uma estrutura de aço de seção circular com diâmetro de 6 m e espessura de 0,027 m em sua base, dimensões que diminuem linearmente até 3,87 m e 0,019 m no topo, respectivamente.

Na Figura 2 é mostrado o diagrama de potência do rotor em relação à velocidade média do vento no centro do rotor, enquanto na Tabela 3 estão resumidas as principais propriedades definidas para o aerogerador. Um esquema completo da turbina em estudo é apresentado na Figura 3, onde a inclinação das pás é de $2,5^\circ$ (*Precone*) e do eixo de rotação de $5,0^\circ$ (*ShiftTilt*). Note-se que, o ângulo entre uma pá alinhada com a torre e o eixo vertical é de $7,5^\circ$, assegurando que, com a rotação do rotor e a flexão das pás, não haja interferência pá-torre.

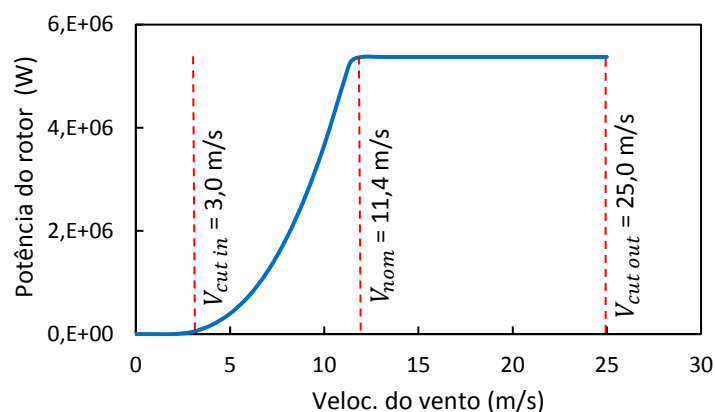


Figura 2. Diagrama de potência do rotor NREL 5 MW

Tabela 3. Propriedades da turbina eólica NREL 5 MW

Caracter. gerais	Classificação (MW)	5
	Orientação do rotor, configuração	Upwind; 3 pás
	Controle	Veloc. Variável; pitch
	Diâmetro do rotor (m)	126
	Vel. do vento: partida, nom., deslig. (m/s)	3,0; 11,4; 25,0
	Veloc. Do rotor: partida, nominal (rpm)	6,9; 12,1
Pás	Comprimento (m)	61,5
	Massa total (kg)	17740
	Taxa de amortecimento estrutural (%)	0,48
Hub e Nacele	Altura do hub, diâmetro do hub (m)	90,0; 3,0
	Massa do hub; massa da Nacele (kg)	56780; 240000
Torre	Altura acima do solo (m)	87,6
	Massa total (kg)	347460
	Taxa de amortecimento estrutural (%)	1,00

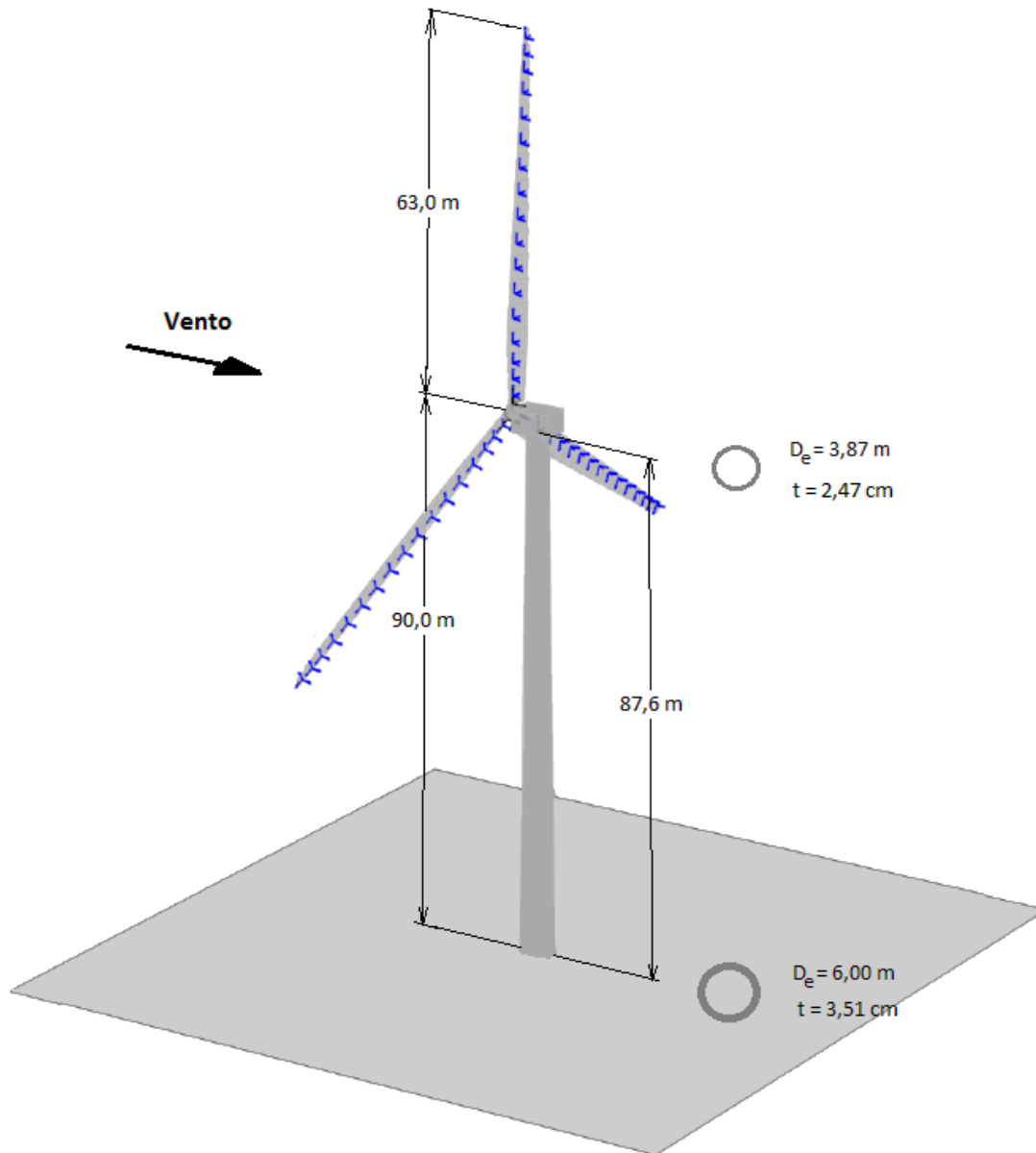


Figura 3. Esquema da turbina eólica NREL 5 MW (adaptado de Jonkman e Jonkman [13])

3.2 Modelo computacional no programa FAST

Atualmente, as turbinas eólicas são projetadas e analisadas com o auxílio de ferramentas de simulação capazes de gerar as ações ambientais e calcular as respostas do sistema acoplado rotor-torre-fundação. Os códigos destinados à análise completa da estrutura de um aerogerador são de natureza aero-hidro-servo-elásticos, isto é, simulam os campos de velocidade do vento, efetuam os cálculos de forças aerodinâmicas (aero) e hidrodinâmicas (hidro), representam os sistemas de controle – passo, *yaw* e elétricos– (servo) e calculam a resposta do sistema via dinâmica estrutural (elástico) no domínio do tempo.

Desenvolvido e disponibilizado pelo NREL, o Código FAST (*Fatigue, Aerodynamics, Structures and Turbulence*) é um programa de código aberto (Jonkman e Jonkman [14] e Jonkman [15]) que reúne modelos aerodinâmicos, hidrodinâmicos, sistemas de controles dinâmicos e elétricos (servo), além de implementações da dinâmica estrutural (elásticos). O programa permite a análise de diversas configurações de turbinas eólicas, incluindo rotor de eixo horizontal de duas ou três pás, sistema de controle de passo (*pitch*) ou estol (*stall*), mecanismo de *yaw*, cubo rígido ou oscilante, rotor *upwind* ou *downwind* e torre treliçada ou tubular. Além disso, o aerogerador pode ser modelado em terra ou mar,

sendo permitidas na configuração *offshore* o emprego de subestruturas de fundo fixo ou flutuante.

Independentemente da natureza da estrutura (*onshore* ou *offshore*), os modelos para cálculos de forças aerodinâmicas usam dados de entrada oriundos de um gerador do campo de velocidade de vento a montante da turbina. São efetuados os cálculos dos efeitos de esteira do rotor e das cargas aerodinâmicas nos elementos de pá, incluindo os efeitos de perdas e inclinações. Os modelos de controle de passo, *yaw* e sistemas elétricos simulam os sensores e atuadores do passo das pás, torque do gerador, guinada da nacela (*yaw*) e outros dispositivos, bem como os componentes do gerador e do conversor de potência do acionamento elétrico (Jonkman [15]).

O modelo de análise adotado (dinâmica de multicorpos) associa corpos rígidos e corpos flexíveis, resultando em um número reduzido de graus de liberdade (GL's). Em função das configurações do aerogerador a ser simulado, serão habilitados ou não os respectivos GL's nos arquivos de entrada do programa. Os GL's de um modelo de turbina eólica com rotor de três pás são apresentados na Figura 4.

Segundo Jonkman e Buhl [16], um modelo de aerogerador com três pás é constituído por nove corpos rígidos (solo, fundação, placa da base da torre, nacela, *armature*, engrenagens, cubo, cauda e estrutura de *furling* com o rotor) e cinco corpos flexíveis (torre, três pás e eixo de transmissão), totalizando 24 GL's. Os graus de liberdade são: 3 de translação e 3 de rotação da plataforma (6 GL's), flexão da torre (4 GL's), giro da nacela (1 GL), velocidades variáveis do gerador e do rotor (2 GL's), flexão das pás (9 GLs), *rotor-furl* (1 GLs) e *tail-furl* (1 GLs).

As pás do rotor são modeladas por três modos de flexão, sendo dois fora do cone de rotação das pás (*flapwise*) e um contido no cone de rotação, responsável pelo terceiro GL (*edgewise*). De maneira similar à conexão entre a torre e a plataforma, as pás são engastadas ao cubo empregando uma conexão *cantilever*, cujos movimentos ocorrem ao longo dos eixos principais locais. Por fim, 2 GL's estão associados aos movimentos do rotor e da cauda em relação ao topo da torre, podendo ser restringidos com o emprego de molas, amortecedores ou uma combinação de ambos. Portanto, tratando-se da modelagem de TEEH de configuração *upwind*, com rotor formado por 3 pás, é possível habilitar até 24 GL's no código FAST.

Como supracitado, os graus de liberdade descritos são intrínsecos às configurações da estrutura de turbina eólica a ser modelada. A correta habilitação dos GL's necessários à representação e simulação do comportamento de um aerogerador específico está condicionada inicialmente ao conhecimento das características geométricas e propriedades mecânicas do modelo utilizado. Uma descrição do *layout* e parametrização de uma turbina eólica com rotor do tipo *upwind* e 3 pás, característico de aerogeradores modernos de multimegawatts presentes em parques eólicos, bem como sua plataforma de suporte é apresentada em Jonkman e Buhl [16].

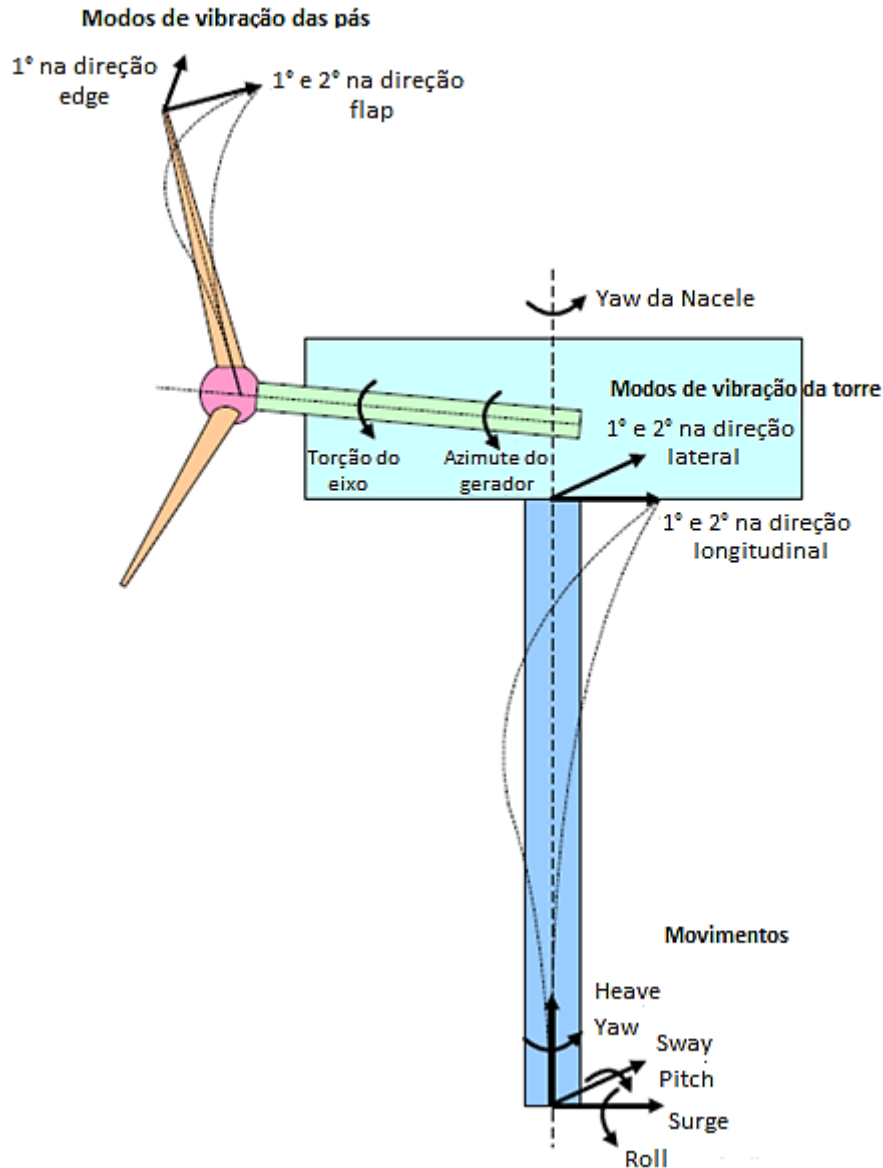


Figura 4. GL's de uma turbina com rotor de 3 pás (adaptado de Jonkman [17])

3.2.1 Cálculo de forças aerodinâmicas

O comportamento dinâmico de turbinas eólicas é essencialmente regido pela interação das pás do rotor em operação com o vento turbulento da camada limite atmosférica. Conseqüentemente, os princípios de uma simulação representativa requerem a geração de campos de velocidades de vento coerentes, sua adequada aplicação na estrutura e o cálculo preciso das forças oriundas da interação aeroelástica. Assim, um dos módulos mais importantes do programa é o AeroDyn, responsável por este cálculo de forças aerodinâmicas nas pás e na torre.

Em virtude da utilidade do módulo, pesquisadores do NREL desenvolveram uma versão autônoma (*standalone*) de seu código, que permite calcular a resposta aerodinâmica da turbina eólica desacoplada do FAST, o AeroDyn v15 (Jonkman *et al* [18]). Quando acoplado, o módulo torna exequível a simulação do aerogerador sob os efeitos de uma atmosfera turbulenta, enquanto a versão autônoma admite apenas que se trabalhe com vento em regime permanente. Ressalta-se que, apenas a solução acoplada pode ser linearizada via pós processamento de dados.

De acordo com Jonkman *et al* [18], o código acoplado ao FAST v8 é dividido em quatro submodelos: indução do rotor, aerodinâmica dos aerofólios das pás, influência local da torre no escoamento em torno das pás e arrasto da torre. Este último é baseado em um modelo de escoamento

potencial e/ou sombra da torre (efeito sombra). A força do vento sobre a torre é calculada em função do diâmetro da estrutura e do coeficiente de arrasto, sendo considerada a velocidade relativa entre o ar em escoamento não perturbado (pela estrutura) e a estrutura, em cada nó de análise da torre. Os efeitos de variação da velocidade média com a altura, turbulência e deslocamento da torre podem ser computados em função dos recursos ativados nos arquivos de entrada.

O cálculo das forças de vento atuando nos perfis aerodinâmicos das pás considera a influência da esteira por meio dos fatores de indução com base na teoria quase-estática do Momento do Elemento de Pá (*Blade Element Momentum* - BEM). Conforme detalham Burton *et al* [19] e Manwell *et al* [20], a teoria é fundamentada nos conceitos do Elemento de Pá e do Momento do Elemento de Pá e requer uma solução não-linear iterativa. É possível incluir os efeitos de perdas na ponta das pás e no *hub* (Prandtl), inclinação do plano do rotor e a existência de ângulos de giro (*yaw*), em função dos recursos selecionados.

A premissa dos cálculos aerodinâmicos no interior do programa é aproximar o escoamento tridimensional em torno do aerofólio por outro bidimensional em suas seções transversais. Assim, as pressões distribuídas e as tensões de cisalhamento resultam nas forças de sustentação, arrasto e momentos de passo (*pitching moments*) atuando no centro aerodinâmico dos aerofólios. Os nós da análise são distribuídos ao longo do comprimento de cada pá e da torre, sendo as forças (2D) e o momento em cada nó computados como cargas distribuídas por unidade de comprimento. As cargas aerodinâmicas totais (3D) são encontradas por meio da integração das cargas distribuídas ao longo do comprimento. Ressalta-se que os nós de análise do AeroDyn acoplado ao FAST podem ser independentes da discretização dos nós nos módulos estruturais.

Trabalhando com o AeroDyn v15 acoplado ao FAST, a simulação é caracterizada por uma interação completamente aeroelástica, uma vez que as forças aerodinâmicas têm influência direta nas deflexões dos elementos estruturais e vice-versa. Em cada passo de tempo, é estabelecido um processo iterativo em que, dadas as respostas da estrutura e o campo de velocidade do vento, o módulo AeroDyn v15 calcula as cargas aerodinâmicas nos nós da pá e da torre e as fornece ao FAST como parte do cálculo aeroelástico. Já no modo *standalone*, as entradas do AeroDyn v15 são prescritas por um código sem acoplamento aeroelástico.

3.2.2 Programa de geração dos campos de velocidade de vento

As séries temporais contendo os dados de velocidade do vento utilizadas nas simulações via código FAST são geradas em um programa específico: TurbSim v2, um simulador de vento turbulento estocástico desenvolvido e disponibilizado publicamente pelo NREL (Kelley e Jonkman [21]). O princípio para a simulação numérica dessas séries temporais é um modelo estatístico com vetores de velocidade de vento de três componentes em uma grade retangular vertical bidimensional fixada no espaço. Além disso, é possível definir pontos sobre a linha de eixo da torre, desde a parte inferior da grade até o nível do solo (ou do mar), para os quais também serão geradas as séries temporais, conforme mostrado na Figura 5.a.

Em cada ponto da grade, primeiramente os dados de vento são calculados em relação a um sistema de coordenadas alinhado com a direção da velocidade média do escoamento (u , v e w , representando as direções longitudinal, transversal e vertical, respectivamente). A seguir, as histórias de vento são rotacionadas para o sistema de coordenadas do referencial inercial (U , V e W , orientados respectivamente na direção positiva de X , Y e Z – referencial inercial na altura do *hub*), sendo exportadas nos arquivos de saída (Jonkman [22]). A Figura 5.b apresenta os sistemas de coordenadas do programa.

Pode ocorrer que a direção principal de escoamento do campo de velocidade de vento venha incidir obliquamente sobre o plano formado pelas pás do rotor (este plano aparece quando os ângulos *ShftTilt* e *Precone* são iguais zero). Esta possibilidade deve ser considerada, sendo, inclusive, um requisito de projeto apresentado por normas. Exatamente para atender a esta necessidade, o TurbSim calcula os dados de vento em relação aos dois sistemas de coordenadas apresentados na Figura 5.b. A obliquidade do escoamento é considerada por meio dos ângulos de fluxo médio *HFlowAng* e *VFlowAng*, que representam as inclinações em relação aos planos XZ (equivalente ao ângulo de *yaw*) e XY , respectivamente. Ou seja, o referencial u , v e w pode ser rotacionando em relação a U , V e W

pelos ângulos de fluxo médio. Portanto, u é sempre paralelo ao vetor velocidade média, \bar{U} , mas somente será paralelo a U quando o escoamento incidir perpendicularmente ao plano do rotor.

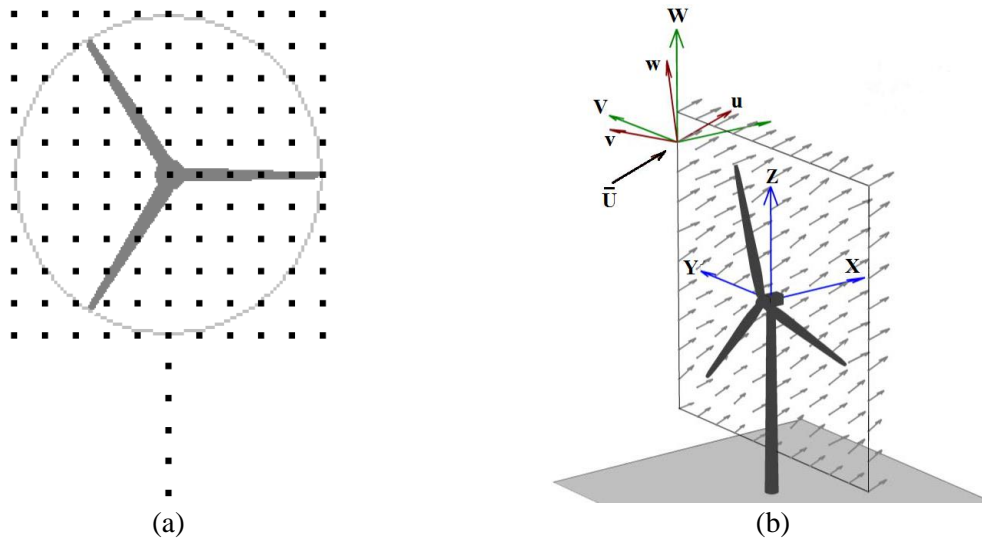


Figura 5. Grade bidimensional com pontos para geração das séries temporais, incluindo pontos na torre (a); Sistemas de coordenadas para geração do campo de velocidade de vento no TurbSim (b) (Jonkman [22])

4 Resultados e discussões

Turbinas eólicas estão sujeitas a diversas ações ambientais, que variam de acordo com o local onde está implantada. Aerogeradores cuja configuração é *onshore* estão essencialmente expostos à ação do vento, traduzidas como cargas dinâmicas aplicadas diretamente no rotor e ao longo da torre.

4.1 Validação das análises

O Embora os arquivos de entrada referentes ao modelo de turbina eólica em estudo sejam disponibilizados pelo NREL especificamente para o programa FAST v8, a análise de cada condição particular está condicionada à correta configuração dos parâmetros da simulação. Em virtude da grande quantidade de variáveis de entrada e dos efeitos de sua inicialização sobre as respostas da estrutura, com o objetivo de tornar a análise confiável, foram adotadas quatro condições de estudo. A turbina eólica foi simulada considerando o cálculo de forças aerodinâmicas no rotor sob ação de vento em regime permanente e uniforme (velocidade constante) de acordo com:

- A Teoria do elemento de pá sem velocidades induzidas;
- Teoria BEM;
- Teoria BEM com perdas;
- Teoria BEM com perdas mais inclinações.

Os resultados foram comparados aos obtidos numericamente, via *AeroDyn v15* autônomo por Araújo [23]. Sob as mesmas condições, a autora obteve resultados similares, calculados analiticamente por meio de planilhas EXCEL. As simulações no código FAST consideram engastamento perfeito na base da torre, campo de vento com velocidade nominal (11,4 m/s) em regime permanente e com expoente da Lei Potencial igual a zero, massa específica do ar $\rho = 1,225 \text{ kg/m}^3$ e velocidade angular do rotor igual a 12,1 rpm.

i. Teoria do Elemento de Pá sem velocidades induzidas (TEPSVI)

Utilizando apenas a Teoria do Elemento de Pá sem o acoplamento das equações da Teoria do Momento. Desse modo, as velocidades induzidas na pá devido à formação de esteira turbulenta pelo giro do rotor não eram consideradas.

A estrutura é considerada ideal, sendo desprezados os efeitos de perdas nas pontas das pás e no hub, inclinações do plano do rotor, das pás e *yaw*. No FAST v8, são feitas as alterações cabíveis frente ao arquivo padrão disponibilizado pelo NREL. Primeiramente é desabilitada a função *WakeMod*, no arquivo do *AeroDyn v15*, de sorte que os fatores de indução axial (a) e tangencial (a') são considerados nulos e as velocidades axial e tangencial são, respectivamente, as velocidades do vento e do rotor. Para desconsiderar os efeitos de perdas na ponta das pás e no hub, *TipLoss* e *HubLoss* são configurados como FALSE. *AFAeroMod* é selecionado como 1, indicando que a simulação considera modelo estável para a aerodinâmica dos aerofólios das pás.

No arquivo do *ElastoDyn*, *YawDOF* é configurado como FALSE inibindo o efeito de giro (*yaw*) da nacela e fixando o ângulo zero (*NacYaw*). *PreCone* e *ShftTilt* são zerados, para desconsiderar a inclinação entre o disco de um rotor plano e o cone varrido pelas pás e a inclinação entre o eixo do rotor e o plano horizontal, respectivamente.

ii. Teoria BEM (TBEM)

A partir das configurações apresentadas no item i), no arquivo do *AeroDyn* é configurada a função *WakeMod* como 1. A análise passa a considerar a Teoria Clássica BEM no cálculo de forças aerodinâmicas, sendo computados os fatores de indução axial (a) e tangencial (a').

iii. Teoria BEM com perdas (TBEM+P)

Em relação às inicializações do item ii), no arquivo do *AeroDyn*, *TipLoss* e *HubLoss* são configurados como TRUE, para contabilizar os efeitos de perdas na ponta das pás e no hub.

iv. Teoria BEM com perdas e inclinações

A partir do item iii), no arquivo do *ElastoDyn*, são inseridas as inclinações das pás, configurando *PreCone* igual a $-2,5^\circ$ e do eixo de rotação, *ShftTilt* igual a -5° (situação denominada TBEM+P+i). Note-se que estes ângulos são negativos.

Normas internacionais prescrevem simulações considerando inclinação do cone de rotação das pás em relação à direção do vento, tendo influência sobre as respostas da estrutura. No *ElastoDyn*, este efeito é considerado com *YawDOF* igual a TRUE, adotando-se um determinado ângulo de giro (*NacYaw*), neste estudo, 20° (situação TBEM+P+i+y).

São comparados os valores de empuxo ($E - RotThrust$), torque ($T - RotTorq$) e potência ($P - RotPwr$) do rotor obtidos para as cinco situações de análise descritas anteriormente pelo *AeroDyn v15* autônomo e pelo programa FAST v8, com a mesma versão do *AeroDyn* acoplada. A Tabela 4 apresenta as respostas desconsiderando a parcela transiente, obtidas pelos dois programas. Note-se que as simulações no programa FAST são de natureza aeroelástica, de modo que as forças de vento afetam o movimento dos elementos, influenciando o empuxo e o torque no rotor. No módulo *AeroDyn* autônomo, os cálculos são de natureza aerodinâmica.

Comparando os resultados obtidos pelos dois programas, observa-se que as maiores diferenças ocorrem quando o cálculo de forças aerodinâmicas é realizado via TEPSVI, com diferenças da ordem de até 15%. Para as outras condições, os valores de torque e potência apresentam diferenças sempre inferiores a 5,0%, enquanto que para o empuxo no rotor esta chega a quase 14,0%. Assim, pode-se considerar que há boa correlação entre os resultados e que no caso desta turbina as configurações deformadas sob ação de vento médio não alteram significativamente as forças aerodinâmicas.

Tabela 4. Comparação entre os valores de empuxo (E), torque (T) e potência (P) no rotor obtidos pelo AeroDyn v15 e FAST 8

Caso	Programa	TEPSVI	TBEM	TBEM+P	TBEM+P+i	TBEM+P+i+Y
E (N)	AeroDyn v 15	9,82E+05	7,73E+05	7,30E+05	7,23E+05	6,61E+05
	FAST v8	1,13E+06	7,17E+05	7,21E+05	8,16E+05	7,53E+05
	Dif. (%)	15,07	-7,24	-1,23	12,86	13,92
T (Nm)	AeroDyn v 15	8,14E+06	4,64E+06	4,22E+06	4,18E+06	3,48E+06
	FAST v8	7,13E+06	4,45E+06	4,20E+06	4,19E+06	3,57E+06
	Dif. (%)	-12,41	-4,09	-0,47	0,24	2,59
P (W)	AeroDyn v 15	1,03E+07	5,88E+06	5,35E+06	5,29E+06	4,41E+06
	FAST v8	9,12E+06	5,68E+06	5,27E+06	5,26E+06	4,42E+06
	Dif. (%)	-11,46	-3,40	-1,50	-0,57	0,23

Os resultados mostram que a análise com a teoria do elemento de pá (TEPSVI) fornece valores de empuxo, torque e potência cerca de 60% e 75% superiores aos obtidos pela teoria BEM com os programas FAST e *AeroDyn*, respectivamente. Isso decorre da não consideração da redução da velocidade de vento induzida pela presença do “disco atuador” e do movimento.

Dentre as recomendações do NREL que precedem análises específicas da turbina eólica em estudo, está a realização de uma série de simulações variando a velocidade média do vento de entrada, desde o acionamento (*cut in*) até a de desligamento (*cut out*) da turbina. O objetivo é reproduzir os diagramas de potência do rotor (*RotPwr*) e do gerador (*GenPwr*), torque (*RotTorq*) e empuxo (*RotThrust*) do rotor, além da velocidade do gerador (*GenSpeed* – referente ao eixo de alta velocidade, ou seja, após a caixa de engrenagens) *versus* velocidade do vento.

Foi realizada uma análise do tipo (TBEM+P+i) agora considerando também os efeitos de turbulência dados pelo Modelo Normal de Turbulência (NTM), tomando-se intervalos discretos de velocidades média no *hub* a cada 2,0 m/s. As respostas são apresentadas na Figura 6 em termos dos valores médios dos seguintes parâmetros: *RotPwr* (potência do rotor), *GenPwr* (potência do gerador), *RotTorq* (torque do rotor), *GenSpeed* (velocidade de giro do rotor) e *RotThrust* (empuxo do rotor). Os valores médios foram calculados sobre o intervalo de tempo de 10 minutos e desprezando os primeiros 100s, de sorte a eliminar completamente os efeitos da aplicação súbita da ação do vento na resposta.

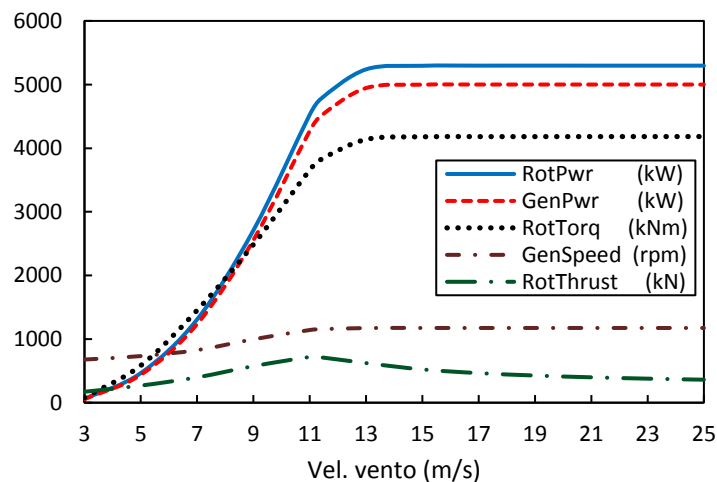


Figura 6. Diagramas de potência, torque, velocidade e empuxo do rotor e do gerador em função da velocidade média do vento na altura do hub

A potência nominal do rotor (5,3 MW) é 6,0% maior que a do gerador (5,0 MW), em virtude da eficiência do gerador, equivalente a 94,0%. Quando a velocidade do vento é superior à nominal, o sistema de controle da turbina ajusta o ângulo de passo das pás. Conseqüentemente, os diagramas da Figura 6 se estabilizam em determinados valores, a exceção do empuxo no rotor, que diminui.

4.2 Geração dos campos de velocidade de vento

As séries temporais contendo os dados de velocidade de vento turbulento utilizados nas simulações via Código FAST foram geradas no programa TurbSim v2. Para a inserção do campo de velocidade do vento no rotor da turbina em operação, admite-se uma grade vertical (ver Figura 5) com 961 pontos (grid 31x31), num plano com dimensão dos lados de 145,0 m. O passo de tempo utilizado na integração numérica é 0,05 s e a altura de referência igual a 90,0 m (altura do *hub*). Os ângulos de inclinação do escoamento do vento nas direções vertical e horizontal, respectivamente, $VFlowAng$ e $HFlowAng$, são considerados nulos no presente estudo.

Na determinação das condições meteorológicas, foram selecionados os parâmetros recomendados pela IEC 61400-1 [2]. Para cada velocidade média do vento aplicada na altura do *hub*, foi usado o modelo de turbulência dado pelo espectro de Kaimal. A classe de turbina eólica em estudo é a III_C, portanto o valor esperado da intensidade de turbulência associado à velocidade média de 15,0 m/s (I_{ref}) é 12,0 %. Os casos simulados utilizam a Lei Potencial na descrição do perfil de velocidade média do vento, levando em conta o efeito de variação ao longo da altura com expoente $p = 0,2$ para o NTM e $p = 0,11$ para o EWM. O comprimento de rugosidade da superfície (z_0) é adotado igual a 0,008 m.

Os dados de vento inseridos são característicos para a altura de referência fornecida. Na geração dos campos de velocidade de vento nos demais pontos da grade são empregadas funções de correlação espacial. Assim, para o modelo de turbulência dado pelo espectro de Kaimal, o programa considera variações apenas na parcela flutuante da direção principal de escoamento (u) e nenhuma correlação para as direções lateral (v) e vertical (w). Logo, é utilizado o modelo de correlação espacial descrito em 2.2.1.

4.3 Contribuição das forças de vento aplicadas na torre para os esforços em sua base

Na análise via código FAST, com o aumento da velocidade do vento a partir de V_{nom} , enquanto o coeficiente de arrasto (C_d) dos aerofólios das pás diminui com a atuação do controle de passo, o C_d da torre não é alterado. Portanto, a contribuição da força de vento na torre para os esforços na base/fundação (F_{xto}) aumenta com a velocidade média do vento. Para mensurar esse efeito, considerando os casos de carregamento (CDC) dados por NTM e ETM com velocidade média igual a 11,4 m/s e os CDC 3EWM1 e 3EWM50, calcula-se F_{xto} subtraindo da força cisalhante na base (F_{xt}) do valor da força cisalhante do topo (F_{xp}) da torre. A Figura 7 apresenta as histórias no tempo para NTM e 3EWM50. Ressalta-se que as séries temporais de ETM e 3EWM1 são semelhantes àquelas dadas por NTM e 3EWM50, apenas com acréscimo e decréscimo de forças, respectivamente.

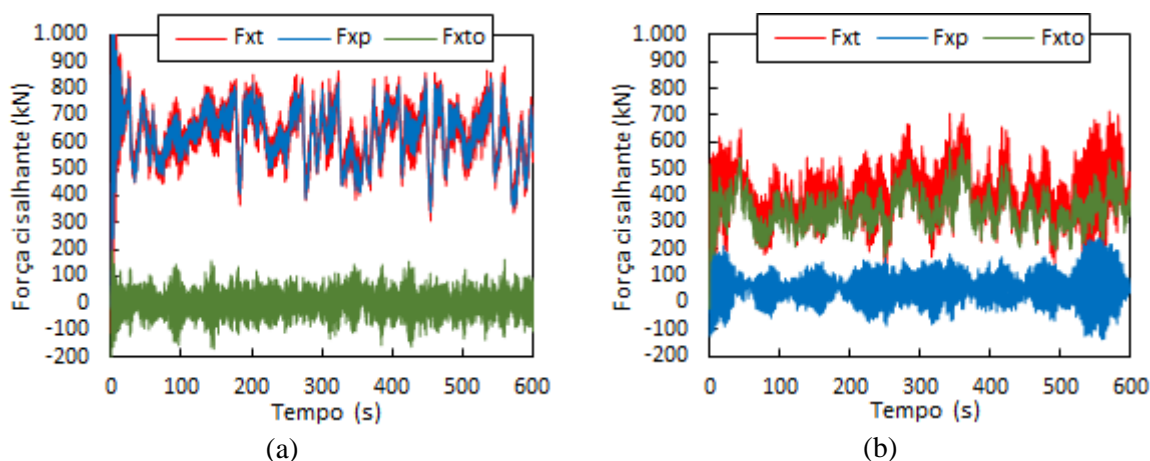


Figura 7. Forças cisalhante no topo, na base e na própria torre considerando campo de velocidade de vento (a) NTM – 11,4 m/s e (b) 3EWM50 – 37,5 m/s

Os resultados mostram que, em condições normais de operação à velocidade nominal, a força cisalhante na base da torre F_{xt} é essencialmente dada pelo empuxo no rotor. Entretanto, em condições

de vento extremo, com o ângulo de passo igual a 90° , o empuxo é pequeno (logo, F_{xp} também o é) e F_{xt} é comandada pela contribuição da força de vento na torre (F_{xto}). Para analisar os resultados quantitativamente, resume-se na Tabela 5 os valores de $F_{xt,máx}$, F_{xp} e F_{xto} , obtidos em cada série temporal, para os CDC supracitados. Ressalta-se que em todas as análises foram tomadas inclinações nulas em ambas direções de escoamento ($HFlowAng$ e $VFlowAng$) e ângulo nulo ($Yaw = 0^\circ$).

Tabela 5. Valores de $F_{xt,máx}$, F_{xp} e F_{xto} em função do CDC analisado

Tipo Vento (m/s)	$F_{xt,máx}$ (kN)	M_{yt} (kNm)	F_{xto} (kN)	F_{xp} (kN)	Tempo (s)
NTM - 11,4	883,00	73180,00	162,80	720,20	559,58
ETM - 11,4	953,20	79760,00	139,70	813,50	408,72
3EWM1 - 30,0	427,80	18880,00	382,85	44,95	357,94
3EWM50 - 37,5	714,90	39720,00	535,30	179,60	569,91

A Tabela 6 apresenta os mesmos parâmetros mostrados na Tabela 5, no entanto, tomados no instante de tempo em que o momento fletor na base é máximo ($M_{yt,máx}$). O par de esforços principais máximos na base da torre, $F_{xt,máx}$ e $M_{yt,máx}$, obtido por cada série temporal, está associado a valores que não ocorre exatamente no mesmo instante de tempo, mas que mantêm-se com a mesma ordem de grandeza. Ou seja, quando ocorre $F_{xt,máx}$, o valor do momento fletor correspondente (M_{yt}) é semelhante a $M_{yt,máx}$ e vice-versa.

Tabela 6. Valores de F_{xt} , F_{xp} e F_{xto} em função do CDC analisado

Tipo Vento (m/s)	F_{xt} (kN)	$M_{yt,máx}$ (kNm)	F_{xto} (kN)	F_{xp} (kN)	Tempo (s)
NTM - 11,4	858,80	76970,00	37,90	820,90	540,03
ETM - 11,4	927,70	80600,00	107,20	820,50	539,39
3EWM1 - 30,0	423,00	23860,00	320,20	102,80	572,30
3EWM50 - 37,5	665,90	40230,00	439,70	226,20	554,72

Observa-se nessas tabelas que, para turbinas eólicas *onshore*, em condições dadas por NTM e ETM, a ação predominante é oriunda da interação das pás do rotor com o campo de velocidade de vento. A força de vento na torre contribui pouco com o acréscimo de cisalhamento e momento fletor na base/fundação. Pela Tabela 5, note-se que para NTM e ETM a torre contribui com 18,5% e 14,66% do valor de $F_{xt,máx}$ e, pela Tabela 6, com 4,41% e 11,56% de F_{xt} (obtida para $M_{yt,máx}$). Em contrapartida, para as condições de vento extremo 3EWM1 e 3EWM50, a Tabela 5 mostra que F_{xto} representa 89,49% e 74,88% do valor de $F_{xt,máx}$ e, pela Tabela 6, com 75,70% e 66,03% de F_{xt} (obtida para $M_{yt,máx}$). Naturalmente, a contribuição de F_{xto} em relação ao momento fletor na base é aproximadamente proporcional ao acréscimo de cisalhamento nesta mesma seção.

As respostas da estrutura são maiores quando esta é submetida aos efeitos de um campo de velocidade de vento do tipo NTM com $U = 11,4 \text{ m/s}$ que em condições extremas (3EWM50). As histórias no tempo contendo os deslocamentos no topo da torre e na ponta da pá são apresentadas na Figura 8 e um resumo dos valores máximos e médios é apresentado na Tabela 7. Observa-se que para NTM o deslocamento máximo no topo da torre U_{xp} é da ordem de 0,47 m, U_{yp} é -0,08 m e da ponta da pá igual a 7,19 m. Em contrapartida, para 3EWM50 esses valores são 0,18 m, 0,13 m e 0,18 m, respectivamente. Em termos médios, as respostas apresentam comportamentos similares aos discutidos para os máximos.

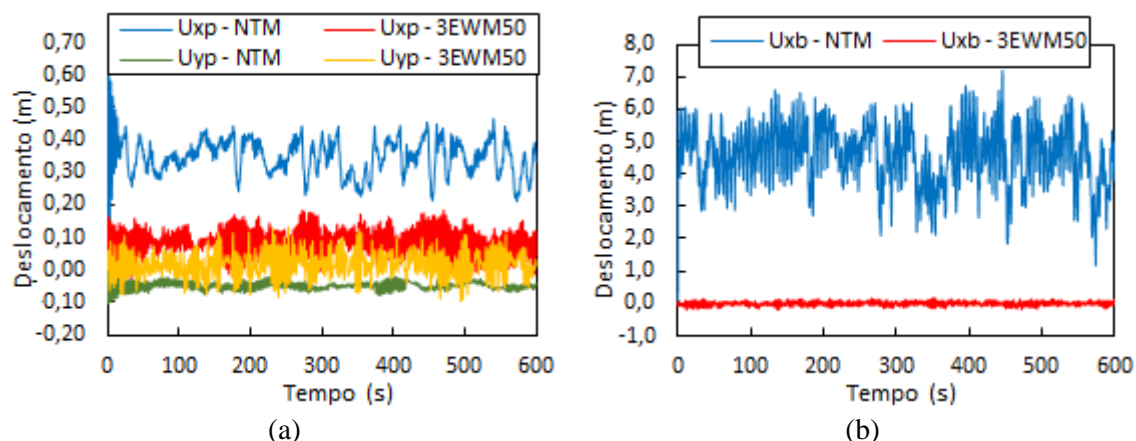


Figura 8. Deslocamentos (a) no topo da torre e (b) na ponta da pá considerando campo de velocidade de vento NTM – 11,4 m/s e 3EWM50 – 37,5 m/s

Tabela 7. Deslocamentos máximo e médio no topo da torre e na ponta da pá considerando campo de velocidade de vento NTM – 11,4 m/s e 3EWM50 – 37,5 m/s

Tipo de Vento (m/s)	Desloc. Máximo (m)			Desloc. Médio (m)		
	U_{xp}	U_{yp}	U_{xb}	U_{xp}	U_{yp}	U_{xb}
NTM – 11,4	0,47	-0,08	7,19	0,35	-0,05	4,58
3EWM50 – 37,5	0,18	0,13	0,18	0,08	0,02	0,00

Para as duas condições de vento discutidas, foram extraídas as acelerações no topo da torre e efetuadas FFT's para obtenção de seus autoespectros. A Figura 9 mostra os sinais de aceleração extraídos. Por meio das FFT's apresentadas na Figura 10, note-se que para a condição 3EWM50 o pico de frequência nas proximidades de 0,30 Hz é o principal, apresentando uma magnitude cerca de duas vezes maior que no caso observado para NTM. Logo, em condições extremas, as forças atuantes excitam efetivamente o 1° modo de vibração do sistema acoplado nas direções longitudinal e lateral. Além disso, não aparecerem picos na região de 0,60 Hz, uma vez que as frequências de autoexcitação 3P ($3 \cdot 12,1 \text{ rpm}/60 \text{ s} \approx 0,60 \text{ Hz}$) não atuam (rotor parado) e os deslocamentos das pás são pequenos, não evidenciando os modos de *flap* do conjunto de pás (com frequências naturais aproximadamente iguais a 0,66 Hz, valores obtidos por Jonkman *et al* [7]).

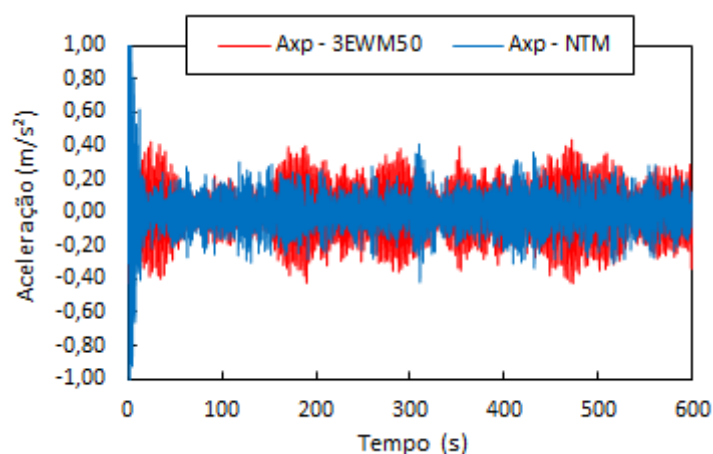


Figura 9. Acelerações no topo da torre considerando campo de velocidade de vento NTM – 11,4 m/s e 3EWM50 – 37,5 m/s

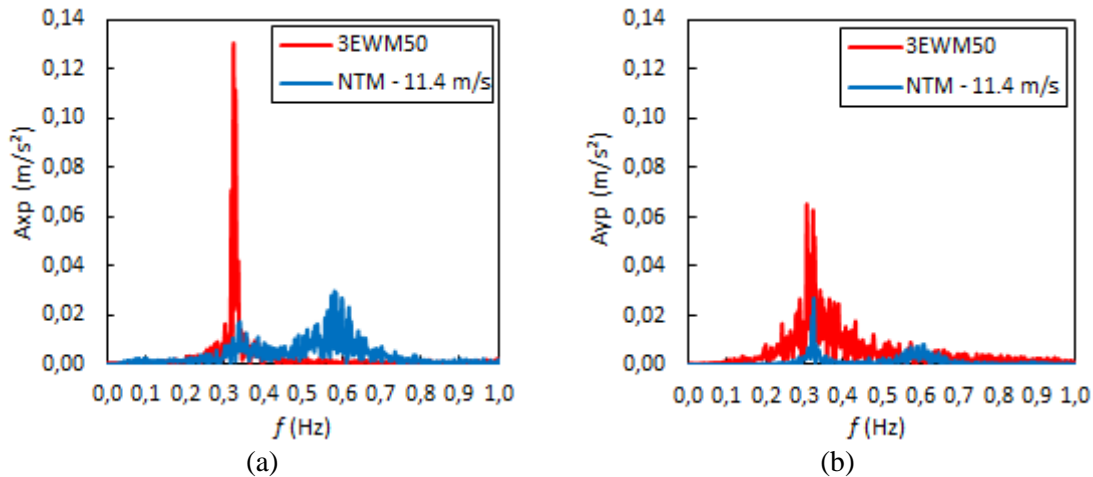


Figura 10. Autoespectros das acelerações A_{xp} (a) e A_{yp} (b) no topo da torre considerando campo de velocidade de vento NTM – 11,4 m/s e 3EWM50 – 37,5 m/s

5 Conclusões

A norma de projeto IEC 61400-1 [2] especifica uma série de situações que envolvem casos de carregamento (CDC) associados às principais condições de exposição de um aerogerador. Foram avaliados os CDC com modelo normal de turbulência (NTM), turbulência extrema (ETM) e ventos extremos com períodos de recorrência de 1 ano (3EWM1) e 50 anos (3EWM50). Para os fins discutidos neste trabalho, os resultados mostram que, em condições normais de operação à velocidade nominal, a força cisalhante na base da torre F_{xt} é essencialmente dada pelo empuxo no rotor. Entretanto, em condições de vento extremo, com o ângulo de passo igual a 90° , o empuxo é pequeno e a força na base é comandada pela contribuição da força de vento na torre (F_{xto}).

Os esforços principais máximos na base da torre, $F_{xt,máx}$ e $M_{yt,máx}$, obtidos por cada série temporal, não ocorrem exatamente no mesmo instante de tempo. Entretanto, mesmo com as defasagens entre os tempos em que se constata $F_{xt,máx}$ e $M_{yt,máx}$, a grandeza dos pares de esforços não se alteram significativamente.

As respostas estruturais são maiores quando a turbina eólica está exposta aos efeitos de um campo de velocidade de vento em condição normal de operação (perfil NTM com velocidade nominal), que em condições extremas com período de retorno de 50 anos. Para o caso 3EWM50, as forças atuantes excitam efetivamente o 1º modo de vibração do sistema acoplado nas direções longitudinal e lateral. Ressalta-se que não aparecem picos na região das frequências de autoexcitação 3P, uma vez que o rotor está parado, nem são evidenciadas as frequências dos modos de *flap* do conjunto de pás, visto que os deslocamentos das pás são pequenos. Em contrapartida, em análises do tipo NTM, com o rotor em funcionamento, as pás são muito excitadas pelo vento, apresentando grandes deslocamentos.

Agradecimentos

O presente trabalho foi realizado com apoio da Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior - Brasil (CAPES) - Código de Financiamento 001.

Referências

- [1] Luhur, M. R., Manganhar, A. L., Solangi, K. H., Jakhrani, A. Q., Mukwana, K. C., Samo, S. R., 2016. A review of the state-of-the-art in aerodynamic performance of horizontal axis wind turbine. *Wind and Structures*, Vol. 22, No. 1.
- [2] International Electrotechnical Commission, IEC 61400-1, 2005. Wind turbines-Part 1: Design requirements. 3. Ed. Geneva, Switzerland.
- [3] Zuo, H.; Bi, K.; Hao, H., 2018. Dynamic analyses of operating offshore wind turbines including soil structure interaction. *Engineering Structures* 157 (2018) 42 – 62.
- [4] Fitzgerald, B., Basu, B., 2014. Cable connected active tuned mass dampers for control of in-plane vibrations of wind turbine blades. *Journal of Sound and Vibration* 333 (2014) 5980–6004.
- [5] Eliassen, L., Jakobsen, J., Krokstad, J., 2015. The effect of turbulent wind field on loads of wind turbine rotors with increasing size. *ICWE 2014*, Porto Alegre, Brasil.
- [6] Matha, D., 2010. Model Development and Loads Analysis of an Offshore Wind Turbine on a Tension Leg Platform with a Comparison to Other Floating Turbine Concepts. United States: N. p., 2010.
- [7] Jonkman, J., Butterfield, S., Musial, W., Scott, G., 2009. Definition of a 5-MW Reference Wind Turbine for Offshore System Development. Technical Report NREL/TP-500-38060. *National Renewable Energy Laboratory (NREL)*.
- [8] Blessmann, J., 2013. O Vento na Engenharia Estrutural. 1ª edição. Porto Alegre. Editora da Universidade, UFRGS.
- [9] Associação Brasileira de Normas Técnicas, 1988. ABNT NBR 6123 - Força devidas ao vento em edificações. Rio de Janeiro, Brasil.
- [10] Dyrbye, C., Hansen, S. O., 1997. Wind Loads on Structures, New York: John Wiley & Sons.
- [11] Kim, B., Jin, J., Bitkina, O. e Kang, K., 2015. Ultimate load characteristics of NREL 5-MW offshore wind turbines with different substructures. *International Journal of Energy Research*. Published online in Wiley Online Library (wileyonlinelibrary.com).
- [12] Zyl, W. S., 2014. Concrete wind turbine towers in southern Africa. Master Thesis, University of Stellenbosch, Southern Africa.
- [13] Jonkman, B., Jonkman, J., 2013. Addendum to the User's Guides for FAST, A2AD, and AeroDyn Released March 2010. *National Renewable Energy Laboratory (NREL)*.
- [14] Jonkman, J., Jonkman, B., 2016. FAST v8.16.00a-bjj. *National Renewable Energy Laboratory (NREL)*.
- [15] Jonkman, J., 2018. NWTC Information Portal (FAST) I. Última modificação: 04 de janeiro de 2018. Acesso em 10 de janeiro de 2018, disponível em: <https://nwtc.nrel.gov/FAST>.
- [16] Jonkman, J. M., Buhl, M. L., 2005. FAST User's Guide. *National Renewable Energy Laboratory (NREL)*.
- [17] Jonkman, J., 2015. FAST: A Developer-Community Environment for Wind Turbine Multi-Physics Engineering Modeling. NAWEA 2015 Symposium.
- [18] Jonkman, J., Hayman, G. J., Jonkman, B. J., Damiani, R.R., 2016. AeroDyn v15 User's Guide and Theory Manual. *National Renewable Energy Laboratory (NREL)*.
- [19] Burton, T, Jenkins, N., Sharpe, D., Bossaniy, E., 2011. Wind Energy Handbook. 2. ed. United Kingdom: John Wiley & Sons, Ltd.
- [20] Manwell, J. F., MCGowan, J. G., Rogers, A. L., 2009. Wind energy explained: theory, design and application. 2. ed. United Kingdom: John Wiley & Sons, Ltd.
- [21] Kelley, N. e Jonkman, B., 2016. NWTC Information Portal (TurbSim). Disponível em: <https://nwtc.nrel.gov/TurbSim>. Última modificação: 14 de junho de 2016; Acesso em 11 de janeiro de 2018.
- [22] Jonkman, B. J., 2016. TurbSim User's Guide v2.00.00. *National Renewable Energy Laboratory (NREL)*.
- [23] Araújo, A. O., 2017. Aerodinâmica de Turbinas Eólicas de Eixo Horizontal. Qualificação ao Doutorado, COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.