



## ASPECTOS DO COMPORTAMENTO DE TORRES DE TURBINAS EÓLICAS

### Behavioral Aspects of Wind Turbine Towers

Andréa Oliveira de Araújo (1) (P); Lucas Teotônio de Souza (2); Michèle Schubert Pfeil (3);  
Ronaldo Carvalho Battista (4);

(1) Enga. Civil, M.Sc., Doutoranda, Instituto COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, Brasil.

(2) Eng. Civil, Mestrando, Instituto COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, Brasil.

(3) Enga. Civil, D.Sc., Profa. Titular, POLI-COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, Brasil.

(4) Eng. Civil, PhD, Diretor Controllato Ltda., Prof. Titular, Instituto COPPE/ UFRJ, Rio de Janeiro, Brasil.

Email para correspondência: andrea\_araujo@coc.ufrj.br; (P) Apresentador

**Resumo:** O projeto de torres e fundações de turbinas eólicas é regido pela ação de vento no rotor em operação, além de condições de parada e manutenção da turbina. O cálculo analítico das forças aerodinâmicas atuantes no rotor é usualmente desenvolvido pela teoria clássica BEM (*Blade Element Momentum*), considerando a velocidade do vento constante. Para avaliação dos efeitos da turbulência do vento, é necessário efetuar análises dinâmicas do sistema acoplado rotor - torre - fundações. Com este objetivo este trabalho apresenta e discute de maneira breve os resultados de um estudo do comportamento dinâmico estrutural de uma turbina eólica de eixo horizontal de grande porte sob os efeitos da camada limite atmosférica. Considera-se a influência do efeito tridimensional na ponta das pás, bem como a existência dos ângulos de inclinação do plano do rotor no cálculo das forças aerodinâmicas aplicadas no topo da torre. Com o auxílio da ferramenta computacional *FAST v8*, o estudo foi aplicado a um modelo numérico de turbina eólica de 5MW. Os resultados demonstram a importância das premissas e parâmetros considerados no cálculo das forças aerodinâmicas, principalmente aquelas relativas a turbulência do vento.

*Palavras chaves:* Turbina Eólica; Forças Aerodinâmicas; Turbulência.

**Abstract:** The design of wind turbine's towers and foundations is governed by the wind action on the operating rotor, in addition to the turbine shutdowns and maintenance conditions. The analytical calculation of the aerodynamic forces acting on the rotor is usually developed on the basis of the classic BEM theory, considering constant wind speed. To evaluate the effects of wind turbulence, it is necessary to perform dynamic analyzes of the rotor - tower - foundations coupled system. With this objective this work presents and discusses the results from a study of the structural dynamic behavior of a large horizontal axis wind turbine under the effects of the atmospheric boundary layer. The influences of blade tip losses, as well as the rotor plane yaw and inclination angles are considered in the calculation of the aerodynamic forces applied to the top of the tower. With the aid of the computational tool *FAST v8*, the behavior of a 5MW wind turbine was analyzed. The results demonstrate the importance of the aspects and parameters accounted for in the calculation of the aerodynamic forces, especially those related to the wind turbulence.

**Keywords:** Wind Turbine; Aerodynamic Forces; Turbulence.



## 1 INTRODUÇÃO

A crescente busca por alternativas de geração de energia de fontes renováveis e sustentáveis, devido às alterações climáticas e aquecimento global, 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 grandes amplitudes de vibrações na estrutura e o cisalhamento leva a pressões diferentes em um mesmo ponto do rotor conforme sua posição angular. Segundo LUHUR (2016) a interação de tal vento complexo e dinâmico com as pás de rotor de turbina leva a forças altamente dinâmicas.

Neste contexto, este trabalho apresenta um estudo do efeito do campo de vento sobre as cargas atuantes no eixo do rotor de uma turbina eólica de eixo horizontal de grande porte em duas situações: vento de velocidade constante ao longo do tempo e vento turbulento. No caso do vento turbulento, estuda-se a influência do efeito tridimensional na ponta das pás e da existência dos ângulos de inclinação do plano do rotor e das pás no cálculo das forças aerodinâmicas aplicadas no eixo do rotor.

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, BI e HAU (2018), FITZGERALD e BASU (2014), ELIASSEN (2014) e MATHA (2010). 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.

## 2 MODELAGEM DAS AÇÕES DE VENTO E DA ESTRUTURA

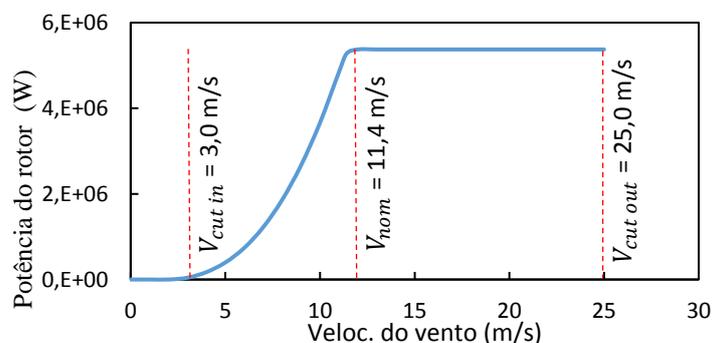
Para avaliar os efeitos da turbulência e cisalhamento do vento atuante na estrutura do presente estudo, foram efetuadas análises dinâmicas do sistema acoplado rotor-torre à Turbina Eólica de base NREL 5MW. O campo de velocidades do vento atuante no rotor da turbina eólica em estudo foi gerado pelo programa *TurbSim v2* (JONKMAN, 2016) e as forças aerodinâmicas pelo programa *FAST v8 – Fatigue, Aerodynamics, Structures, and Turbulence* (JONKMAN, J. e JONKMAN, B., 2016), o qual possui um módulo aerodinâmico no domínio do tempo que permite a simulação aeroelástica da turbina eólica de eixo horizontal em operação. Ambos os programas são disponibilizados publicamente na internet, conforme será melhor especificado no decorrer deste trabalho. Os esforços e deslocamentos gerados na estrutura da torre ao longo do tempo pelas forças aerodinâmicas foram obtidos a partir de um modelo numérico em elementos finitos com auxílio da ferramenta computacional comercial SAP2000.

## 2.1 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, 2009). 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. As principais propriedades definidas para turbina estão resumidas na Tabela 1. Na Figura 1 é mostrado o diagrama de potência do rotor e em relação à velocidade média do vento no centro do rotor.

**Tabela 1. 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 (m)	90,0
	Diâmetro do hub (m)	3,0
	Massa do hub (kg)	56780
	Massa da Nacele (kg)	240000
Torre	Altura acima do solo (m)	87,6
	Massa total (kg)	347460
	Taxa de amortecimento estrutural (%)	1,00



**Figura 1. Diagrama de potência do rotor NREL 5 MW**



## 2.2 Forças Aerodinâmicas

O escoamento de vento que incide na área varrida pelo rotor gera forças aerodinâmicas nos aerofólios, fazendo com que as pás girem o rotor e assim, o eixo da turbina, acoplado a uma caixa multiplicadora, alcance altas rotações. O cálculo dessas forças é usualmente desenvolvido pela teoria *Blade Element Momentum* (BEM) levando em consideração a influência da esteira turbulenta, formada pelo giro do rotor, por meio de fatores de indução.

A teoria clássica BEM, desenvolvida por Betz e Glauert (GLAUERT, 1935), combina as teorias de Momento e de Elemento de pá de forma que permita o cálculo das características de desempenho de uma seção anular do rotor e as características para todo o rotor são então obtidas integrando os valores de cada uma das seções. O acoplamento das duas teorias resulta em um procedimento iterativo que relaciona as expressões das forças tangenciais e axiais para serem determinados os fatores de indução tangencial e axial. A partir destes fatores, pode-se obter o ângulo de ataque e a velocidade do vento em relação à cada elemento da pá, e calcular as forças aerodinâmicas e o torque no rotor bem como a potência da turbina.

No entanto, a teoria original BEM apresenta algumas limitações por considerar o rotor como um disco ideal com número infinito de pás e a velocidade relativa constante ao longo do tempo e da altura. Para obter bons resultados é necessário considerar correções aos cálculos originais. Desta forma, as séries temporais das forças turbulentas atuantes no plano do rotor da turbina foram calculadas pelo programa *FAST v8* (JONKMAN, J. e JONKMAN, B., 2016), simulador aeroelástico capaz de prever as ações extrema e de fadiga de TEEHs de duas ou três pás, disponibilizado pelo site do Laboratório Nacional de Engenharia Renovável do Departamento de Energia dos EUA.

As forças aerodinâmicas aplicadas à estrutura, foram calculadas através do módulo *AeroDyn v15* no programa *FAST v8*. Este módulo possui uma série de rotinas escritas para realizar os cálculos aerodinâmicos dos nós da pá e da torre e os devolve ao programa principal como parte do cálculo aeroelástico (MORIARTY e HANSEN, 2005). Para os rotores em operação, o módulo aerodinâmico calcula a influência da esteira por meio de fatores de indução baseados na teoria BEM, que requer uma solução iterativa não linear. O cálculo da indução, das velocidades e ângulos resultantes são baseados no escoamento local para cada nó de análise de cada pá, com base na velocidade relativa entre o vento e a estrutura. Correções podem ser aplicadas opcionalmente. Essas correções incluem modelos de perda de ponta e *hub* para contabilizar os vórtices lançados nesses locais e corrigir a suposição de um número infinito de pás, a correção de Glauert para contabilizar grandes velocidades induzidas ( $a > 0,4$ ) e correção de esteira inclinada para modelar os efeitos do escoamento incidente que não é perpendicular ao plano do rotor. Ainda, para evitar a proximidade entre as pás e a torre à medida que o rotor gira em ventos fortes, o plano do rotor deve ser inclinado em relação a vertical e as pás dispostas em formato de cone.

A Figura 2 apresenta o gráfico de empuxo e torque, força e momento na direção  $x$  conforme eixos mostrados na Figura 4, gerados para Turbina Eólica de Base NREL 5 MW para ação do escoamento constante e turbulento ao longo do tempo. Foram também gerados componentes de força e momento nas demais direções, mas não apresentadas suas histórias no tempo. A fim de eliminar a parcela transiente da resposta gerada e permitir a suavização da carga aplicada à estrutura modelada no SAP2000, foi adicionada uma rampa dos primeiros 100 s de simulação.

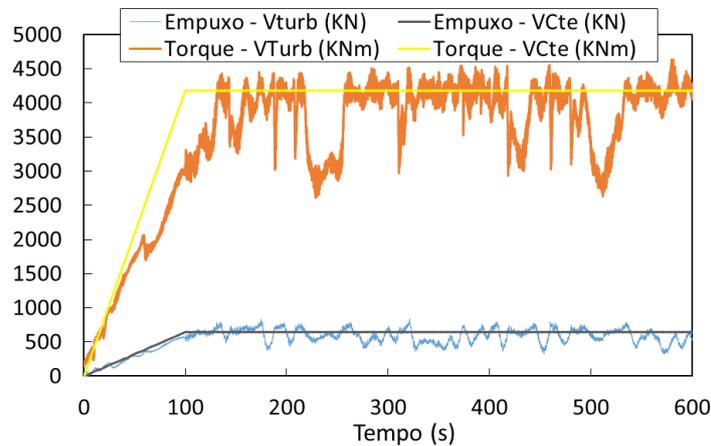


Figura 2. Forças aerodinâmicas calculadas pela teoria BEM com vento constante e turbulento.

### 2.3 Modelo do Escoamento Turbulento

De forma simplificada, podemos considerar que a velocidade do vento é composta por flutuações devido à turbulência do escoamento em torno do valor médio conforme a Eq. (1):

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

onde a parcela  $\bar{U}$  corresponde ao valor médio, variável apenas na altura, e  $u$  a parcela flutuante em torno da média. Existem também componentes flutuantes nas duas direções ortogonais à direção principal do escoamento, a componente lateral  $v(x, y, z, t)$  e vertical  $w(x, y, z, t)$ .

A velocidade média varia ao longo da altura acima do solo em função do perfil de rugosidade do terreno, podendo ser representada pela Lei Potencial, que permite calcular a velocidade média do vento a partir de uma altura ( $z_{ref}$ ) cuja velocidade é conhecida ( $\bar{U}_{ref}$ ) levando em consideração as condições da rugosidade do terreno pelo do parâmetro  $p$ , conforme a Eq.(2):

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

Para classificar a situação do vento é utilizado o fator de intensidade de turbulência, o qual é definido como a relação entre o desvio padrão da componente flutuante  $\sigma_k$  e a velocidade média, Eq. (3).

$$I = \frac{\sigma_k}{\bar{U}}, \quad k = u, v, w \quad (3)$$

A flutuação da velocidade do vento pode ser caracterizada através de uma função de densidade espectral  $S_k$ , ou simplesmente espectro, que descreve o conteúdo em frequência do processo. Para turbinas eólicas, o espectro de Kaimal é um dos principais recomendados nas normas internacionais, como a IEC 61400-1 (2005), 3ª edição (2014), e IEC 61400-3 (2006), dado pela Eq. (4).

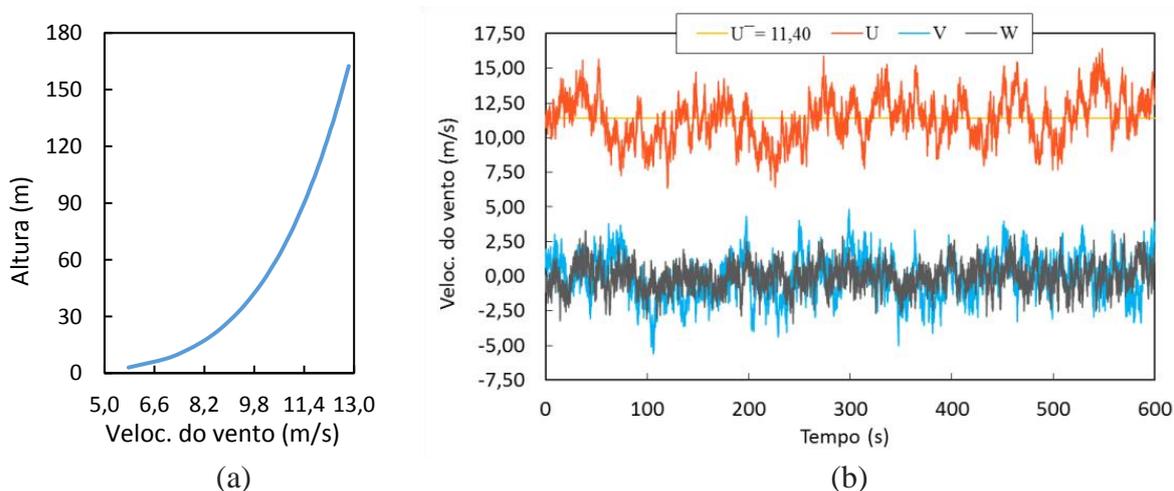
$$S_k = \frac{\sigma_k^2}{f} \cdot \frac{4fL_k/U(z)}{(1 + 6fL_k/U(z))^{5/3}}, \quad k = u, v, w \quad (4)$$

onde  $f$  é a frequência em Hertz,  $k$  é o índice referente à direção da componente de velocidade,  $\sigma_k$  é o desvio padrão dessa componente e  $L_k$  a escala de turbulência estimada com base em valores experimentais.

O campo de escoamento turbulento utilizado no trabalho foi simulado pelo programa *TurbSim v2*, também desenvolvido e disponibilizado pela NREL. O programa utiliza um modelo estatístico para simular numericamente séries temporais de vetores de velocidade do vento de três componentes em pontos de uma grade retangular vertical bidimensional que é fixada no espaço. Para calcular o perfil de velocidade média, pela lei de potência, o *TurbSim v2* usa a velocidade do vento e altura do *Hub* como referência.

Para a inserção das séries temporais contendo os dados de velocidade de vento turbulento no rotor da turbina em operação, foi criada uma grade vertical quadrada com 961 pontos (grid 31x31), cuja dimensão do lado é 145,0 m. Para esta grade, adotou-se a velocidade média do vento igual à velocidade nominal de operação da turbina, 11,4 m/s, altura de referência de 90,0 m e modelo de turbulência dado pelo espectro de Kaimal, considerando a correlação espacial. Na simulação das condições meteorológicas, foram selecionados os parâmetros recomendados pela IEC 61400-1 (2005), 3ª edição (2014), com intensidade de turbulência característica conforme a categoria “B” desta norma e vento com modelo normal de turbulência.

A Figura 3 (a) apresenta o perfil de velocidade média do vento, levando em conta o efeito de cisalhamento com expoente  $p = 0,2$ . Já na Figura 3 (b) são mostradas as histórias no tempo das componentes de vento turbulento nas três direções principais e velocidade média constante na altura do *Hub*.



**Figura 3. Perfil de velocidade média do vento ao longo da altura (a) e história no tempo das componentes turbulentas e velocidade média na altura do hub (b)**

## 2.4 Modelo Numérico da Estrutura

A análise da estrutura foi realizada com o auxílio do programa SAP2000, utilizando modelo numérico com elementos de barra para os elementos estruturais e links rígidos para suas ligações. A estrutura da torre em aço foi considerada engastada ao nível da fundação e modelada por elementos de barra de seção cônica vazada, discretizada em 11 elementos de mesmo

comprimento, cujas propriedades distribuídas foram adotadas conforme tabela 6-1 do relatório da NREL. Cada pá foi discretizada em 49 elementos de barra de seção genérica constante que compõe a rigidez e massa das seções. Para isso, foi adotado o peso específico do material constituinte ( $\gamma_{pá}$ ) igual a  $1850 \text{ kg/m}^3$ , correspondente a um tipo de poliéster empregado em pás de turbinas eólicas apresentado por BURTON et al (2011). As demais propriedades da seção foram calculadas em função de  $\gamma_{pá}$  e de daquelas apresentadas em JONKMAN *et al*, (2009).

O modelo da torre com as massas e momentos de inércia de massa aplicados é apresentado na Figura 4. A nacele é considerada como uma massa concentrada aplicada em seu centro de massa, a 1,75 m acima do topo da torre e 1,90 m contabilizados a partir de sua linha central, no sentido do vento. É adicionado o momento de inércia de massa da nacele em torno do eixo  $z$ , transferido do eixo de  $yaw$  da torre, em torno do qual equivale  $2.607.890 \text{ kgm}^2$  (JONKMAN et al, 2009), para o CM da nacele usando o teorema dos eixos paralelos. Também é especificado o momento de inércia de massa do gerador em torno do eixo de alta velocidade (considerada aplicada no ponto de pivô do eixo do rotor), cujo valor é  $534.116 \text{ kgm}^2$ . A massa do hub é aplicada no seu centro de massa, isto é, a 2,40 m acima do topo da torre e a 5,00 m de sua linha central, no sentido contrário ao do vento. A inércia de massa do hub sobre o eixo de baixa velocidade (eixo do rotor) é especificada no manual da turbina, sendo igual a  $115.926 \text{ kgm}^2$ .

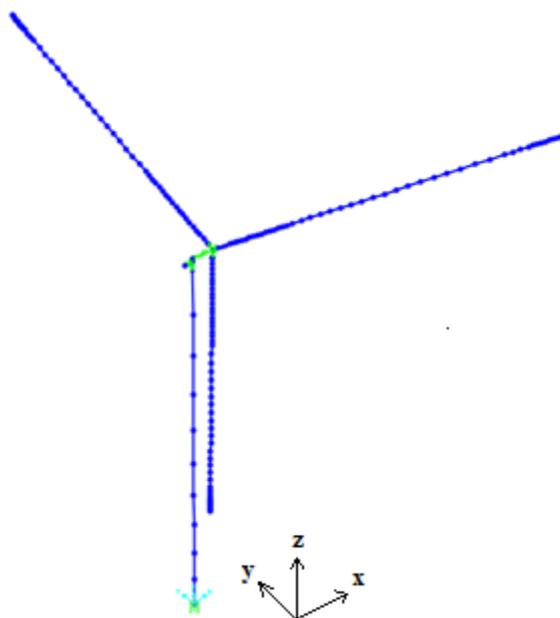


Figura 4. Modelo numérico no programa SAP2000

## 3 ANÁLISE DOS RESULTADOS

### 3.1 Validação do modelo adotado

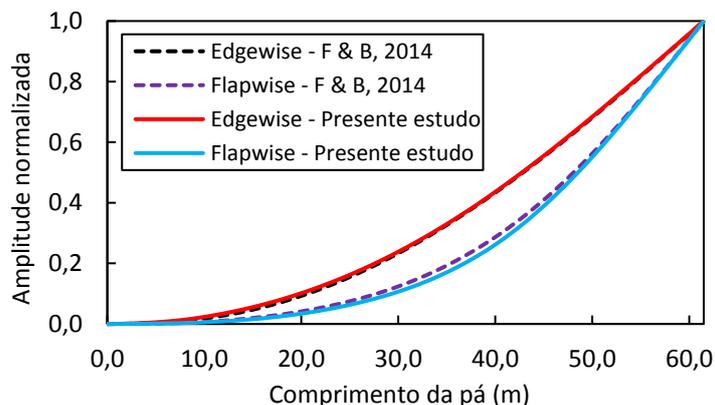
Existem possíveis imprecisões inerentes à obtenção das propriedades das pás, uma vez que estas raramente são bem definidas na literatura. A acurácia do modelo é então verificada inicialmente por meio da comparação da forma modal do primeiro modo fundamental nas direções *flapwise* (neste caso, fora do plano de rotação) e *edgewise* (neste caso, no plano de rotação) das pás modeladas no presente estudo com as funções de forma definidas por FITZGERALD e BASU (2014), Eq. (5) e Eq. (6). Os modos são representados pelos seguintes polinômios de sexta ordem:

$$\phi_{\text{no plano}}(\bar{x}) = -0,6893 \cdot \bar{x}^6 + 2,3738 \cdot \bar{x}^5 - 3,6043 \cdot \bar{x}^4 + 2,5737 \cdot \bar{x}^3 + 0,3461 \cdot \bar{x}^2 \quad (5)$$

$$\phi_{\text{fora plano}}(\bar{x}) = -2,4766 \cdot \bar{x}^6 + 5,1976 \cdot \bar{x}^5 - 3,4820 \cdot \bar{x}^4 + 1,7085 \cdot \bar{x}^3 + 0,0525 \cdot \bar{x}^2 \quad (6)$$

onde  $\bar{x} = x/L$ ,  $\phi_{\text{no plano}}(1) = 1$ ,  $\phi_{\text{fora plano}}(1) = 1$  e  $L = 61,5$  m.

Com o programa SAP2000 as formas modais foram obtidas por meio da análise de vibração livre de uma das pás do modelo numérico da Figura 4, consideradas isoladamente. Para a comparação, apresentada na Figura 5, as amplitudes das formas modais de interesse foram normalizadas. A comparação mostrou que as pás foram devidamente modeladas, uma vez que a forma entre os modos de referência e deste estudo são aproximadamente coincidentes.



**Figura 5. Forma do primeiro modo de flexão das pás nas direções *flap* e *edge***

A Tabela 2 apresenta a correlação das frequências naturais de vibração do modelo numérico adotado com os valores apresentados no relatório da NREL. A descrição dos respectivos modos segue a padronização apresentada neste relatório. Por “*yaw*” e “*pitch*” deve-se entender como a flexão das pás acoplada ao movimento de *yaw* (guinada) e *pitch* (cabeceio) da nacele. Pequenas diferenças são encontradas devido ao fato da nacele não ser modelada como elemento de corpo rígido (somente como massa) neste estudo. A Figura 6 mostra as representações gráficas encontradas no SAP2000 das formas modais apresentadas na Tabela 2.

Tabela 2. Frequências fundamentais da turbina eólica NREL 5 MW

Modo	Descrição	Frequência natural (Hz)		
		Jonkman et al (2009)	Presente estudo	Dif. (%)
1	1º torre na direção lateral	0,312	0,295	-5,40
2	1º torre na direção longitudinal	0,324	0,320	-1,23
3	1º pás <i>flapwise</i> ( <i>yaw</i> )	0,666	0,644	-3,29
4	1º pás <i>flapwise</i> ( <i>pitch</i> )	0,668	0,673	0,89
5	1º pás <i>flap</i> coletivo	0,669	0,695	3,81
6	1º pás <i>edgewise</i> ( <i>yaw</i> )	1090	1,185	8,78
7	-	-	1,216	-
8	1º pás <i>edgewise</i> ( <i>pitch</i> )	1,079	1,267	17,42
9	2º pás <i>flapwise</i> ( <i>yaw</i> )	1,934	1,716	-11,27
10	2º pás <i>flapwise</i> ( <i>pitch</i> )	1,922	1,924	0,08
11	2º pás <i>flap</i> coletivo	2,021	1,943	-3,83
12	2º torre na direção lateral	2,936	2,807	-4,38
13	2º torre na direção longitudinal	2,900	2,848	-1,80

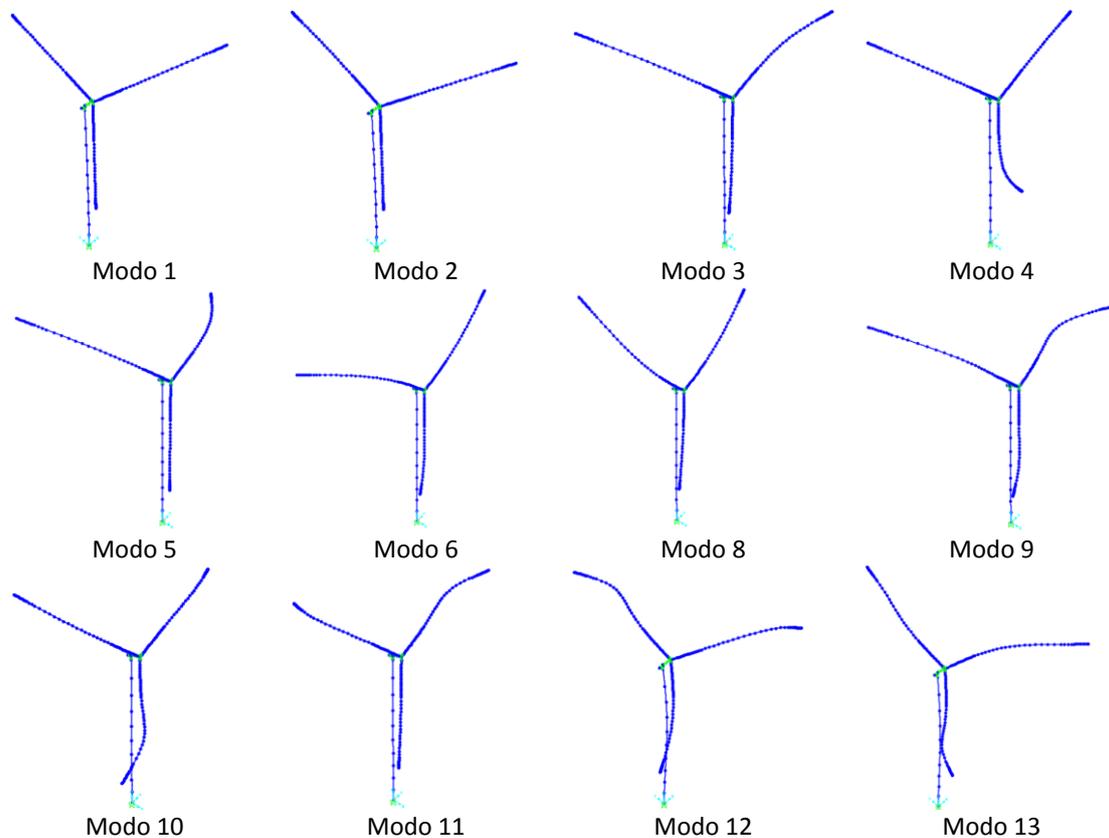
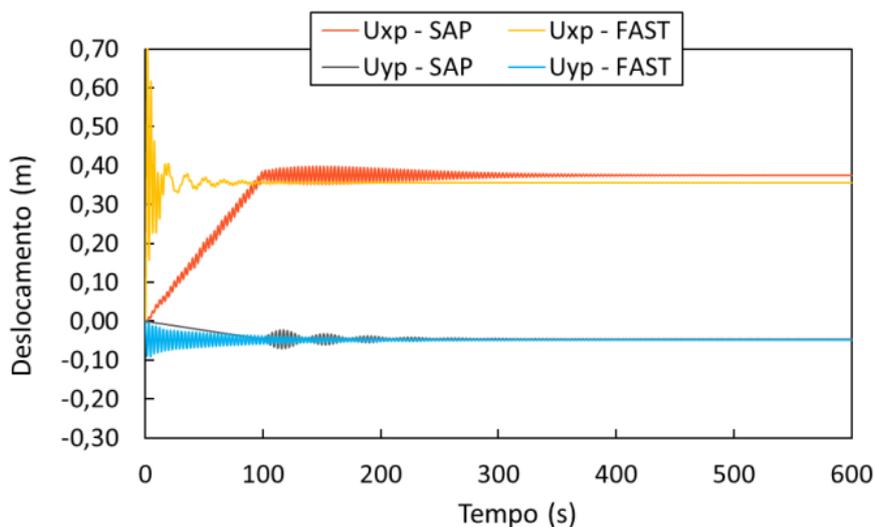


Figura 6. Formas modais da turbina eólica NREL 5 MW

Além da verificação dos modos de vibração da estrutura, pela análise de vibração livre, foram correlacionadas as respostas de deslocamento do topo da torre entre o modelo numérico desenvolvido no SAP2000 e o programa *FAST v8*, a fim de validar o modelo adotado. Para esta correlação, foi considerada a turbina submetida às forças aerodinâmicas calculadas pela teoria *BEM* para a condição de vento constante ao longo do tempo,  $U = 11,4$  m/s. Na Figura 7 podemos ver que os deslocamentos nas direções  $x$  e  $y$  apresentam boa correlação no tempo entre os resultados obtidos com os dois programas. Entre 300 e 600 s o valor máximo de deslocamento obtido pelo *FAST* em  $x$  é 0,36 m e 0,38 m pelo SAP2000, computando uma diferença de 5,56%, enquanto em  $y$  apresentam os mesmos valores. Os resultados estão resumidos na Tabela 3.



**Figura 7. Deslocamentos no topo da torre considerando vento constante: FAST vs SAP2000**

**Tabela 3. Deslocamentos máximos no topo da torre considerando vento constante: FAST vs SAP2000**

Programa	Desloc. (m)	
	$U_{xp}$	$U_{yp}$
FAST	0,36	-0,05
SAP	0,38	-0,05
Dif. (%)	5,56	0,00

### 3.2 Vento Constante vs turbulento

O modelo numérico adotado foi então submetido aos efeitos de turbulência e cisalhamento do vento. A Figura 8 apresenta as respostas em deslocamento no tempo do topo da torre para o rotor sob a ação do vento turbulento em comparação ao vento constante. As condições para o vento constante são as mesmas apresentadas no item anterior, já para o vento turbulento as forças aerodinâmicas foram calculadas com a teoria *BEM* considerando simulação temporal do campo de velocidades, obtida a partir do espectro de Kaimal (conforme item 2.3). A Tabela 4 apresenta resumo dos valores máximos encontrados ao longo do tempo para cada direção. Observa-se que as flutuações de velocidade de vento conduzem a expressivas variações de

deslocamento na direção do vento. A frequência predominante da resposta  $u_x$  é aquela associada ao primeiro modo de flexão da torre na direção longitudinal ( $\approx 0,30$  Hz).

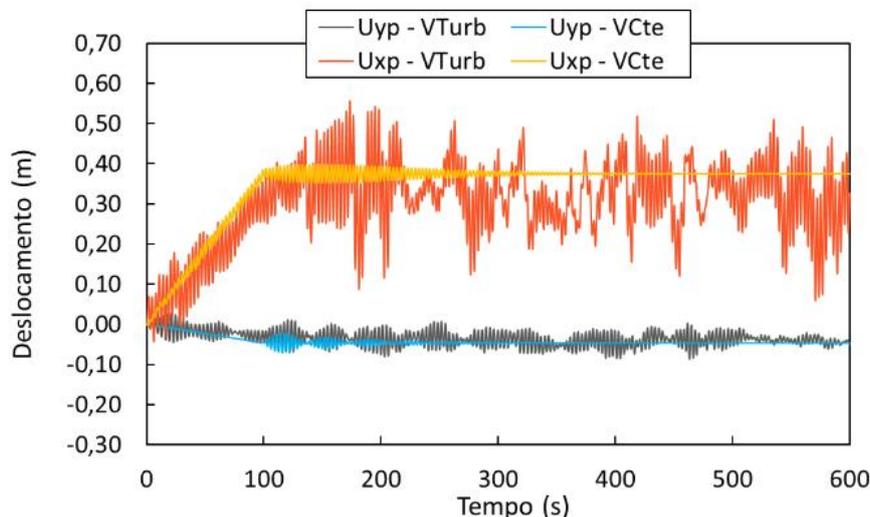


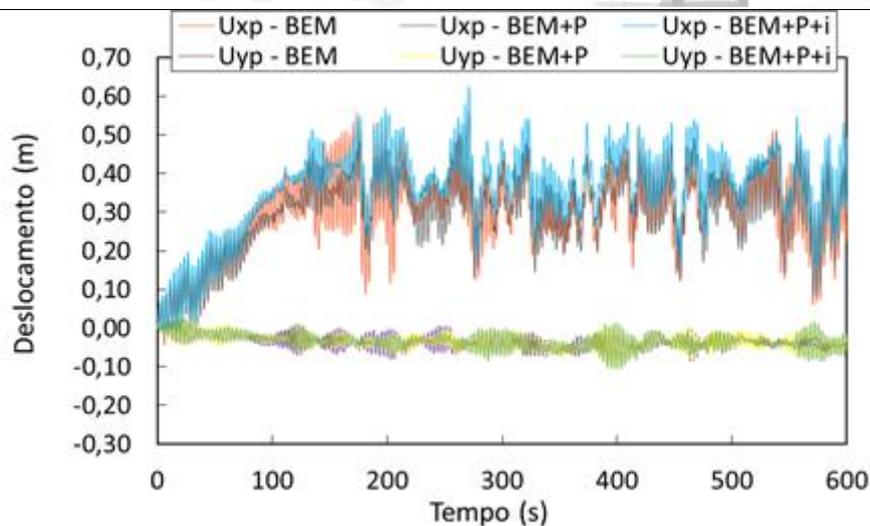
Figura 8. Deslocamentos no topo da torre: vento constante vs turbulento

Tabela 4. Deslocamentos máximos no topo da torre: vento constante vs turbulento

Vento	Desloc. (m)	
	$U_{xp}$	$U_{yp}$
Constante	0,38	-0,05
Turbulento	0,56	-0,09
Dif. (%)	47,36	80,00

### 3.3 Influência dos Efeitos de Perdas nas Pás e Inclinações no Plano do Rotor

Para ação do vento turbulento, foram aplicadas correções no cálculo original das forças aerodinâmicas calculadas pela teoria BEM, buscando representar a estrutura de forma mais condizente com a realidade. As correções foram feitas em duas etapas, primeiro foi considerado apenas o fator de perdas (BEM+P) e posteriormente foi acrescentada junto as perdas a consideração da inclinação de  $5^\circ$  do plano do rotor, em relação ao plano vertical, e a disposição das pás em forma de cone, inclinando  $2,5^\circ$  a ponta da lâmina (BEM+P+i). A Figura 9 apresenta comparações em termos de deslocamento do topo da torre nas direções  $x$  e  $y$ , da estrutura nas três situações descritas e sob ação de vento turbulento. A Tabela 5 apresenta o resumo dos valores máximos encontrados ao longo do tempo para cada direção. Observa-se que as correções em termos de perdas nas pás e ângulos de inclinação do plano do rotor e de cone não alteram significativamente as respostas da estrutura da torre.



**Figura 9. Deslocamentos no topo da torre: efeitos de perdas e inclinações**

**Tabela 5. Deslocamentos máximos no topo da torre: efeitos de perdas e inclinações**

Teoria	Desloc. (m)	
	$U_{xp}$	$U_{yp}$
BEM	0,56	-0,09
BEM+P	0,56	-0,11
BEM+P+i	0,63	-0,11

## 4 CONCLUSÃO

Este trabalho apresentou e discutiu de forma breve um estudo sobre o comportamento dinâmico da Turbina Eólica de base NREL 5MW submetida às forças aerodinâmicas calculadas para vento constante e turbulento. Para o caso do vento turbulento, as influências do efeito tridimensional nas pontas das pás e no hub e a existência dos ângulos de inclinação do plano do rotor e das pás foram sistematicamente investigadas.

Para avaliar os efeitos do campo de velocidades de vento atuante na turbina eólica em estudo, foram efetuadas análises dinâmicas do sistema acoplado rotor-torre através do programa *FAST v8*, onde foram geradas as forças aerodinâmicas que foram aplicadas a um modelo numérico em elementos finitos desenvolvido no programa comercial *SAP2000*.

Buscou-se estabelecer um modelo numérico que pode ser adotado como representativo da Turbina eólica apresentada no relatório de Jonkman et al, 2009. Em função da representação da nacelle como massa, o modelo numérico adotado apresentou pequenas diferenças nos modos naturais de vibração da estrutura, principalmente aqueles referentes ao conjunto das pás.



Entretanto, os resultados dinâmicos se mostraram bastante satisfatórios, visto que a resposta é comandada pelas primeiras frequências de flexão da torre que apresentaram um ajuste ótimo.

Os resultados do estudo demonstraram a importância da consideração do campo de velocidades de vento turbulento atuando no plano do rotor. Foi possível observar nas respostas uma diferença significativa entre os máximos valores encontrados para deslocamento do topo da estrutura, nos casos de vento constante e turbulento. A análise da estrutura sob ação de vento turbulento permite a verificação de segurança em relação aos danos por fadiga. As considerações de perdas nas pás e de ângulos de inclinação do rotor e de cone conduziram a pequenas variações de comportamento da torre.

## **AGRADECIMENTOS**

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



## REFERÊNCIAS

- Burton, T, Jenkins, N., Sharpe, D., Bossaniy, E., 2011. *Wind Energy Handbook*. 2. ed. United Kingdom: John Wiley & Sons, Ltd.
- 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.
- 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.
- Glauert, H., 1935. *Airplane Propellers, in Aerodynamic Theory* (Ed. W. F. Durand), Div. L. Chapter XI, Springer Verlag, Berlin (reprinted by Peter Smith (1976) Gloucester, MA).
- IEC 61400-1, 2005. *Wind turbines-Part 1: Design requirements*. 3. Ed. Geneva, Switzerland: International Electrotechnical Commission (Ed. 3.1 - 2014).
- IEC 61400-3, 2006. *Wind turbines - Part 3: Design requirements for offshore wind turbines*. Draft 1. Ed. Geneva, Switzerland: International Electrotechnical Commission, January 2006.
- Jonkman, J., Jonkman, B., 2016. *FAST v8.16.00a-bjj*. National Renewable Energy Laboratory.
- Jonkman, B. J., Kilcher, L., 2012. *TurbSim User's Guide*. National Renewable Energy Laboratory.
- Jonkman, B. J., 2016. *TurbSim User's Guide v2.00.00*. National Renewable Energy Laboratory.
- Jonkman, J. M., Buhl, M. L., 2005. *FAST User's Guide*. National Renewable Energy Laboratory.
- 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).
- Jonkman, J., Jonkman, B., 2016. *FAST v8.16.00a-bjj*. National Renewable Energy Laboratory.
- 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.
- 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.
- Moriarty, P. J., Hansen, A. C., 2005. *AeroDyn Theory Manual*. National Renewable Energy Laboratory.
- Zuo, H.; Bi, K.; Hao, H., 2018. *Dynamic analyses of operating offshore wind turbines including soil structure interaction*. Engineering Structures 157 (2018) 42 – 62.