



## INSTABILIDADE AEROELÁSTICA DE TURBINAS EÓLICAS SOB CONDIÇÕES ESTACIONÁRIAS

### Aerolastic Instability of Parked Wind Turbines

Alexander Alves Cavalcanti (1); José Guilherme da Silva Santos (2)

(1) Aluno de Mestrado, Universidade do Estado do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro - RJ, Brasil.

(2) Professor Doutor, Universidade do Estado do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro - RJ, Brasil.

E-mail para correspondência: alexander.cavalcanti@gmail.com; jgss@uerj.br

**Resumo:** A instabilidade aeroelástica em turbinas eólicas é um fenômeno ainda recente e pouco compreendido. Tal fenômeno não deve ser confundido com a ressonância, sendo caracterizado pelo o aumento exponencial das amplitudes de oscilação com efeitos potencialmente mais destrutivos. Os primeiros estudos sobre o assunto indicam que a instabilidade aeroelástica é mais propensa a ocorrer sob ventos intensos, quando, por segurança, a turbina deixa de operar e passa a uma condição estacionária. O objetivo deste trabalho é investigar a ocorrência de instabilidade aeroelástica em turbinas eólicas onshore sob essas condições. Para tanto, faz-se uso do simulador aeroelástico FAST v8, desenvolvido pelo National Renewable Energy Laboratory (NREL), e considera-se a turbina conceitual NREL 5 MW. Devido à complexidade da análise modal em sistemas com amortecimento não proporcional, optou-se pela realização de uma análise não linear no domínio do tempo variando-se a orientação da nacelle e o azimute das pás. Os resultados indicam as condições em que a ocorrência de instabilidade é mais provável e os principais fatores de influência, bem como possíveis estudos futuros.

*Palavras chaves:* Aeroelasticidade; Instabilidade; Torres eólicas.

**Abstract:** Aeroelastic instability in wind turbines is a phenomenon that is still recent and little understood. Such phenomenon should not be confused with resonance, being characterized by the exponential increase of oscillation amplitudes with potentially more destructive effects. The first studies on the subject indicates that aeroelastic instability is more probable to occur under intense winds, when, for safety, the turbine ceases to operate and stays in a parked (idling) condition. The objective of this work is to investigate the occurrence of aeroelastic instability in onshore wind turbines under these conditions. In order to do this, is utilized the FAST v8 aeroelastic simulator, developed by the National Renewable Energy Laboratory (NREL), and the NREL 5 MW reference wind turbine is considered. Due to the complexity of the modal analysis in systems with non-proportional damping, a non-linear analysis in the time domain was chosen varying the nacelle yaw angle and the azimuth of the blades. The results indicate the most likely instability conditions and the main influencing factors, as well as possible future studies.

*Keywords:* Aeroelasticity; Instability; Wind turbines.

## 1 INTRODUÇÃO

No início da década de 1990 a potência média das turbinas eólicas era de 500 kW e os rotores tinham entre 30 e 50 metros de diâmetro (Holierhoek, 2008). Desde então, as dimensões das turbinas eólicas têm crescido de forma expressiva, com as turbinas mais modernas ultrapassando os 9 MW de potência e os 160 metros de diâmetro. O aumento de escala contribuiu com a redução do custo da energia eólica, porém introduziu efeitos aeroelásticos que não eram significativos em turbinas menores do passado. Como exemplo, Hansen (2003) cita que até 1990 ainda não haviam sido observados problemas com vibrações induzidas por estol (separação do fluxo de ar).

A estabilidade de turbinas eólicas de grandes dimensões deve considerar a interação entre as forças aerodinâmicas, elásticas e inerciais (aeroelasticidade). Devido aos efeitos aeroelásticos, por exemplo, pode ocorrer a interação entre dois ou mais modos naturais alterando bruscamente a forma de vibração da estrutura, causando instabilidade. Holierhoek (2008) frisa que à medida que novas turbinas são desenvolvidas podem surgir instabilidades ainda não conhecidas. Nesse sentido, a tendência é que o projeto de turbinas eólicas passe a ser guiado pela estabilidade e não mais pelas cargas (Bir e Jonkman, 2007).

Por questões de eficiência, turbinas eólicas são projetadas para operarem com uma velocidade de rotação dentro de uma faixa delimitada. A maioria das turbinas eólicas modernas regulam a velocidade de rotação, e conseqüentemente a quantidade de energia produzida, rotacionando as pás em torno de seus respectivos eixos longitudinais, aumentando-se o chamado ângulo de passo das pás com o aumento da velocidade do vento. Acima da velocidade máxima de operação, as pás se alinham com o vento, reduzindo o torque gerado pelas cargas aerodinâmicas. Assim, o rotor deixa de girar e é cessada a produção de energia, o que protege a estrutura quando submetida a ventos intensos. O objetivo deste artigo é a investigação da estabilidade aeroelástica de turbinas eólicas nessa condição. Resultados preliminares indicam que a orientação da nacelle em relação ao vento e o azimute das pás possuem grande influência na estabilidade aeroelástica.

## 2 INSTABILIDADE AEROELÁSTICA

Nesta seção são apresentados aspectos importantes relativos à instabilidade aeroelástica de turbinas eólicas. No item 2.1 é dada a definição de instabilidade aeroelástica e suas principais características. Em seguida, no item 2.2, são tratados assuntos relativos à aerodinâmica, deduzindo-se uma relação entre as forças aerodinâmicas e o amortecimento aerodinâmico. Por último, no item 2.3, é abordada a questão da complexidade da análise modal de sistemas com amortecimento não proporcional.

### 2.1 Definição de instabilidade aeroelástica

A aeroelasticidade pode ser resumida como a interação significativa entre forças aerodinâmicas, elásticas e inerciais. As forças aerodinâmicas, que contribuem com a deformação da estrutura, dependem fundamentalmente da velocidade do ar passando pela

estrutura e seu ângulo de ataque. Por sua vez, a variação da deformação da estrutura no tempo também altera esses fatores, alterando, portanto, as forças aerodinâmicas. As forças de inércia desenvolvem um papel importante na correlação entre essas forças e as acelerações resultantes. Devido a essa interação, a estrutura pode começar a oscilar. Se essa oscilação tiver uma amplitude crescente, a estrutura se torna instável (Holierhoek, 2008).

Segundo Bir e Jonkman (2007), a instabilidade aeroelástica tem duas características essenciais: a) é auto-excitada e b) a oscilação cresce exponencialmente. Por auto-excitada entende-se que a oscilação é induzida pelo próprio movimento. Bir e Jonkman (2007) utilizam o seguinte sistema com um único grau de liberdade para ilustrar essas duas características:

$$m\ddot{x} + c\dot{x} + kx = f(t) \quad (1)$$

Em que  $m$ ,  $c$  e  $k$  são, respectivamente, as constantes de massa, amortecimento e rigidez. O deslocamento e suas derivadas no tempo (velocidade e aceleração) são representados por  $x$ ,  $\dot{x}$  e  $\ddot{x}$ , respectivamente. A força aplicada no tempo é representada por  $f(t)$ . Agora, considere que essa força, tal qual as forças aerodinâmicas, seja função da velocidade do sistema. Por simplicidade, consideremos  $f(t) = b\dot{x}$ , em que  $b$  é apenas uma constante de proporcionalidade. A equação resultante do movimento é ilustrada pela Eq. (2), na qual, caso o parâmetro  $b$  seja maior que  $c$ , o amortecimento efetivo será negativo e, portanto, o movimento crescerá exponencialmente, resultando em instabilidade.

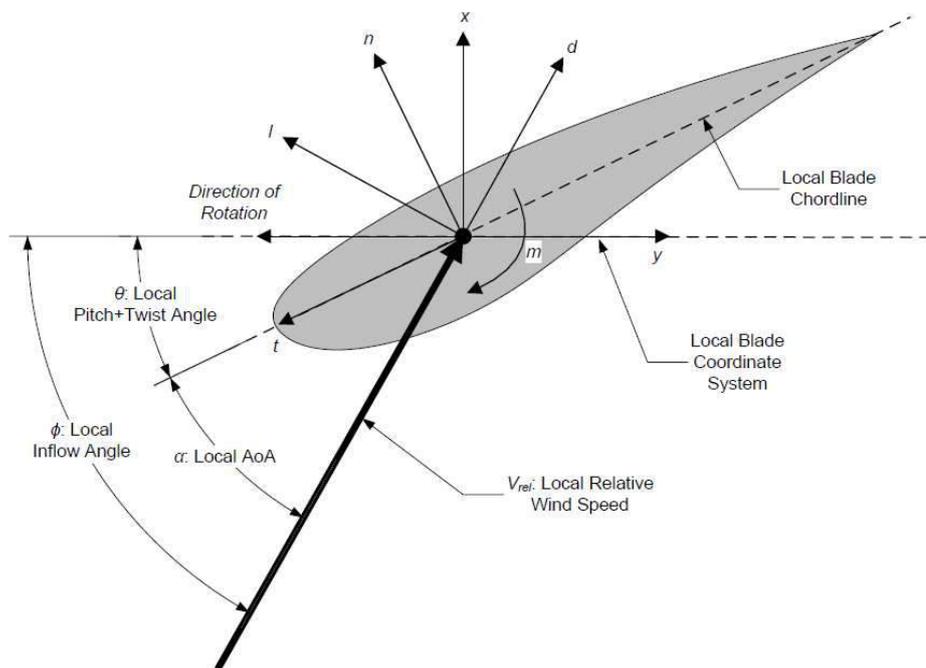
$$m\ddot{x} + (c - b)\dot{x} + kx = f(t) \quad (2)$$

Bir e Jonkman (2007) frisam que essas duas características diferem a instabilidade aeroelástica da ressonância. Na ressonância os movimentos crescem linearmente e há uma excitação externa. Além disso, na ressonância a frequência da excitação externa deve coincidir com uma das frequências naturais do sistema, o que, conforme Holierhoek (2008), não é um requisito para ocorrência de instabilidade.

Na prática, à medida que a oscilação cresce, a tendência é que a não linearidade do sistema se torne significativa causando uma oscilação constante de grande amplitude. Dessa forma, a estrutura pode falhar ou enfrentar problemas com vibrações excessivas e fadiga.

## 2.2 Aerodinâmica

As cargas aerodinâmicas nas turbinas eólicas são usualmente calculadas aproximando-se o fluxo tridimensional ao redor das pás por fluxos bidimensionais ao redor de suas seções transversais. Assim, a pá é dividida em vários elementos ao longo do comprimento e são calculadas as forças bidimensionais (empuxo, arrasto e momento) em cada nó, computando-as como se fossem cargas distribuídas nos respectivos elementos. As forças tridimensionais totais são calculadas pela integração dessas forças ao longo do comprimento da pá. A Figura 1 ilustra o sistema de coordenadas de uma seção transversal da pá.



**Figura 1. Sistema de coordenadas de um elemento de pá**

**Fonte: AeroDyn v15 User's Guide and Theory Manual (Jonkman et al, 2015)**

A seção transversal de uma pá pode ser considerada um aerofólio bidimensional, cujos coeficientes das forças aerodinâmicas (empuxo, arrasto e momento) em função do ângulo de ataque são tabelados, o que permite o cálculo direto das forças nodais em uma dada seção transversal. Esses coeficientes são obtidos por meio de testes em túneis de vento considerando-se efeitos aeroelásticos estáveis. Para consideração de efeitos instáveis, o que inclui, por exemplo, o estol dinâmico, podem ser aplicadas correções em relação aos coeficientes citados. Desse modo, o empuxo (lift) e o arrasto (drag) por unidade de comprimento podem ser calculados na forma da Eq. (3) e Eq. (4).

$$dL = \frac{1}{2} \rho V_{rel}(r)^2 c(r) c_L(r, \alpha) \quad (3)$$

$$dD = \frac{1}{2} \rho V_{rel}(r)^2 c(r) c_D(r, \alpha) \quad (4)$$

Em que  $\rho$  é a densidade do ar,  $V_{rel}(r)$  é a velocidade relativa do ar,  $c(r)$  o comprimento da corda da seção transversal,  $c_L(r, \alpha)$  o coeficiente de empuxo,  $c_D(r, \alpha)$  o coeficiente de arrasto, e  $r$  e  $\alpha$  denotam que são funções dependendes da posição do elemento ao longo do comprimento radial na pá e do ângulo de ataque local. No caso de turbinas eólicas com o rotor parado, a velocidade relativa do ar é calculada na forma da Eq. (5).

$$V_{rel} = \sqrt{V_y^2 + V_x^2} \quad (5)$$

Em que  $V_y$  é a componente da velocidade relativa do ar na direção tangencial ao plano do rotor e  $V_x$  é a componente normal. As forças de empuxo e arrasto também podem ser projetadas nessas direções mediante a transformação dada pela Eq. (6).

$$\begin{Bmatrix} F_y^R \\ F_x^R \end{Bmatrix} = \begin{bmatrix} \sin \phi & -\cos \phi \\ \cos \phi & \sin \phi \end{bmatrix} \begin{Bmatrix} dL \\ dD \end{Bmatrix} \quad (6)$$

Em que  $F_y^R$  é a força na direção tangencial e que  $F_x^R$  é a força na direção na direção normal. Linearizando essas forças em torno de uma condição qualquer dada por  $V_{x0}$  e  $V_{y0}$ , obtemos a Eq. (7).

$$\begin{Bmatrix} F_y^R \\ F_x^R \end{Bmatrix} = \begin{Bmatrix} F_{y0}^R \\ F_{x0}^R \end{Bmatrix} + \begin{bmatrix} \frac{\partial F_{y0}^R}{\partial \Delta V_y} & \frac{\partial F_{y0}^R}{\Delta V_x} \\ \frac{\partial F_{x0}^R}{\partial \Delta V_y} & \frac{\partial F_{x0}^R}{\Delta V_x} \end{bmatrix} \begin{Bmatrix} \Delta V_y \\ \Delta V_x \end{Bmatrix} \quad (7)$$

$$\Delta V_y = -\dot{y} \quad (8)$$

$$\Delta V_x = -\dot{x} \quad (9)$$

Em que  $F_{y0}^R$  e  $F_{x0}^R$  são as forças na condição inicial analisada e  $\Delta V_y$  e  $\Delta V_x$  são incrementos de velocidade e podem ser expressos em termos da derivada dos deslocamentos da estrutura no tempo,  $\dot{y}$  e  $\dot{x}$ , na forma da Eq. (8) e da Eq. (9), respectivamente. Substituindo-se tais incrementos de velocidade na Eq. (7), obtemos a Eq. (10) e a Eq. (11).

$$\begin{Bmatrix} F_y^R \\ F_x^R \end{Bmatrix} = \begin{Bmatrix} F_{y0}^R \\ F_{x0}^R \end{Bmatrix} - \begin{bmatrix} \frac{\partial F_{y0}^R}{\partial \Delta V_y} & \frac{\partial F_{y0}^R}{\Delta V_x} \\ \frac{\partial F_{x0}^R}{\partial \Delta V_y} & \frac{\partial F_{x0}^R}{\Delta V_x} \end{bmatrix} \begin{Bmatrix} \dot{y} \\ \dot{x} \end{Bmatrix} \quad (10)$$

$$\{F_\alpha^R\} = \{F_{\alpha 0}^R\} - [c_{\alpha 0}^R] \{\dot{u}\} \quad (11)$$

Em que  $\{F_\alpha^R\}$  é o vetor final das forças,  $\{F_{\alpha 0}^R\}$  é o vetor inicial das forças,  $[c_{\alpha 0}^R]$  representa o amortecimento aerodinâmico para a condição analisada e  $\{\dot{u}\}$  é o vetor de derivadas dos deslocamentos da estrutura no tempo.

### 2.3 Análise modal

O estudo da resposta dinâmica de estruturas flexíveis pode ser feito através da utilização do método da superposição modal. Esse método considera que a resposta global do sistema é a soma da contribuição individual de cada modo, como representado pela Eq. (12).

$$\mathbf{w}(t) = \mathbf{q}_1 r_1(t) + \mathbf{q}_2 r_2(t) + \mathbf{q}_3 r_3(t) + \dots + \mathbf{q}_n r_n(t) \quad (12)$$

Em que  $\mathbf{w}(t)$  é o vetor com a resposta de cada grau de liberdade do sistema,  $\mathbf{q}_i$  é o vetor que descreve o  $i$ -ésimo modo de vibrar,  $r_i(t)$  é a contribuição desse modo e  $n$  é o número de graus de liberdade do modelo. Em sistemas conservativos, os modos de vibrar são encontrados por meio do problema de autovalores e autovetores dado pela Eq. (13).

$$\lambda \mathbf{M} \mathbf{q} + \mathbf{K} \mathbf{q} = 0 \quad (13)$$

Em que  $\lambda$  são os autovalores,  $\mathbf{q}$  os autovetores,  $\mathbf{M}$  é a matriz de massa e  $\mathbf{K}$  é matriz de rigidez do sistema. Em problemas não conservativos com amortecimento não proporcional às matrizes de massa e rigidez, como é o caso do amortecimento aerodinâmico, o problema de autovalores e autovetores assume a forma da Eq. (14), significativamente mais complicada.

$$\lambda \bar{\mathbf{M}} \mathbf{q} + \bar{\mathbf{K}} \mathbf{q} = 0 \quad (14)$$

$$\bar{\mathbf{M}} = \begin{bmatrix} \mathbf{C} & \mathbf{M} \\ \mathbf{M} & \mathbf{0} \end{bmatrix} \quad (15)$$

$$\bar{\mathbf{K}} = \begin{bmatrix} \mathbf{K} & \mathbf{0} \\ \mathbf{0} & -\mathbf{M} \end{bmatrix} \quad (16)$$

Em que  $\bar{\mathbf{M}}$  e  $\bar{\mathbf{K}}$  são matrizes que não possuem significado de massa ou rigidez, introduzidas apenas por conveniência, e  $\mathbf{C}$  é a matriz de amortecimento. Esse problema tem como solução autovetores complexos, sendo os modos de vibrar denominados modos complexos (Mamede, 2008). Em relação ao problema conservativo, uma diferença fundamental é que, para determinado modo, os graus de liberdade possuem fases de vibração diferentes, embora a frequência seja a mesma. Assim, a forma do modo muda no tempo dentro de um período modal. Além disso, observa-se que não somente a forma dos modos, mas também os próprios modos (autovetores) estão em constante mudança, uma vez que dependem da matriz de amortecimento.

### 3 DESCRIÇÃO DA TURBINA EÓLICA DE REFERÊNCIA

Considera-se nesse artigo a turbina eólica “NREL offshore 5-MW baseline wind turbine” desenvolvida pelo National Renewable Energy Laboratory (NREL) dos Estados Unidos, doravante denominada apenas por NREL 5 MW. Esse modelo, cujas características são representativas de turbinas eólicas de larga escala instaladas tanto em terra quanto no mar, tem sido utilizado para estabelecer as especificações de referências de um grande número de projetos de pesquisa patrocinados pelo U.S. DOE’s Wind & Hydropower Technologies Program. Além disso, o projeto de pesquisa integrado denominado European Union UpWind e o projeto de colaboração da Agência Internacional de Energia Wind Annex XXIII Subtask 2713 Offshore Code Comparison Collaboration (OC3) também adotaram a turbina eólica NREL 5 MW como modelo de referência. Desde então, esse modelo vem sendo amplamente utilizado por pesquisas de



todo mundo, contribuindo para a especificação de dados padronizados e a validação de modelos. A Tabela 1 resume as características básicas do modelo em questão.

**Tabela 1. Características básicas da turbina eólica de referência NREL 5 MW (Adaptada de Jonkman et al, 2009)**

|                                   |                                       |
|-----------------------------------|---------------------------------------|
| Potência                          | 5 MW                                  |
| Tipo de turbina, número de pás    | Eixo horizontal contra o vento, 3 pás |
| Tipo de controle                  | Passo das pás regulado coletivamente  |
| Diâmetro do rotor e do cubo       | 126 m, 3 m                            |
| Altura do cubo                    | 90 m                                  |
| Velocidade de partida e de corte  | 3 m/s, 25 m/s                         |
| Velocidade nominal do rotor       | 12.1 rpm                              |
| Velocidade nominal da ponta da pá | 80 m/s                                |
| Balanço (overhang)                | 5 m                                   |
| Inclinação do eixo de transmissão | 5°                                    |
| Pré-flexão das pás                | 2,5°                                  |
| Massa do rotor                    | 110.000 kg                            |
| Massa da nacelle                  | 240.000 kg                            |
| Massa da torre                    | 347.460 kg                            |

A Tabela 2 apresenta os modos naturais de vibração, e suas respectivas frequências, obtidos por Jonkman et al (2009), tendo sido utilizados os códigos FAST e ADAMS. A descrição dos modos leva em consideração os graus de liberdade dominantes. Por simplicidade e padronização, adota-se a nomenclatura em língua inglesa usualmente utilizada em outros estudos, denominando-se flapwise a deformação na direção de menor inércia das pás e edgewise a deformação na direção de maior inércia das pás. Por progressivo e regressivo denominam-se, respectivamente, os modos em que o centro de massa gira no mesmo sentido ou em sentido contrário ao sentido usual de rotação das pás. Os dados foram obtidos considerando-se o rotor impedido de girar, as pás com ângulo de passo de 0°, o azimute de uma das pás a 0° e desprezando-se os efeitos aerodinâmicos.

**Tabela 2. Modos naturais de vibração e respectivas frequências em Hertz  
(Adaptada de Jonkman et al, 2009)**

| Modo | Descrição                           | FAST   | ADAMS  |
|------|-------------------------------------|--------|--------|
| 1    | 1º da torre para frente e para trás | 0,3240 | 0,3195 |
| 2    | 1º da torre para os lados           | 0,3120 | 0,3164 |
| 3    | 1º de torsão do eixo de transmissão | 0,6205 | 0,6094 |
| 4    | 1º assimétrico regressivo flapwise  | 0,6664 | 0,6296 |
| 5    | 1º assimétrico progressivo flapwise | 0,6675 | 0,6686 |
| 6    | 1º coletivo flapwise                | 0,6993 | 0,7019 |
| 7    | 1º assimétrico regressivo edgewise  | 1,0793 | 1,0740 |
| 8    | 1º assimétrico progressivo edgewise | 1,0898 | 1,0877 |
| 9    | 2º assimétrico regressivo flapwise  | 1,9337 | 1,6507 |
| 10   | 2º assimétrico progressivo flapwise | 1,9223 | 1,8558 |
| 11   | 1º coletivo edgewise                | 2,0205 | 1,9601 |
| 12   | 2º da torre para frente e para trás | 2,9003 | 2,8590 |
| 13   | 2º da torre para os lados           | 2,9361 | 2,9408 |

## 4 METODOLOGIA DESENVOLVIDA

Conforme Kwan (2017), uma das grandes dificuldades em se determinar os valores de amortecimento aerodinâmico de turbinas eólicas é a resposta altamente não linear do sistema, que faz com que o amortecimento esteja constantemente variando. De fato, do exposto em 2.2 e 2.3, não só o amortecimento, mas também os próprios modos naturais de vibração da estrutura se alteram. Dessa forma, a análise modal da estrutura em determinado instante, embora possa fornecer informações importantes, não é suficiente para análise de sua estabilidade, sendo necessária uma análise não linear da resposta no domínio do tempo.

Nesse sentido, é utilizado neste artigo a ferramenta computacional desenvolvida pelo NREL denominada FAST v8, cuja uma das funcionalidades é a análise não linear no domínio do tempo de turbinas eólicas sob diferentes configurações, mediante o acoplamento de modelos aerodinâmicos, hidrodinâmicos (para estruturas offshore), estruturais e de sistemas elétricos e de controle da turbina. O FAST é dividido em módulos cujos dados de entrada e saída são intercambiáveis entre si. Como exemplo, as cargas aerodinâmicas são calculadas por meio de um módulo próprio de aerodinâmica, sendo utilizadas pelo módulo estrutural para cálculo das deformações da estrutura. Por sua vez, a deformada da estrutura é utilizada para o cálculo das cargas aerodinâmicas em um novo ciclo. Esse processo de troca de dados, denominado acoplamento, é realizado em intervalos de tempo específicos. Neste estudo, esse intervalo de tempo foi especificado em 0,00625 segundos, conforme recomendações de Jonkman e Jonkman (2016).

Considerou-se a turbina eólica NREL 5 MW instalada em terra (onshore), com a torre rigidamente engastada na base. São ativados 15 graus de liberdades do sistema, listados na Tabela 3. Com referência aos graus de liberdade das pás foi considerado um amortecimento estrutural de 2,5%, estando esse valor no limite superior da faixa de valores de amortecimento de pás feitas de materiais compósitos. No que tange aos graus de liberdade da torre considerou-se um amortecimento estrutural de 1%. Esses valores de amortecimento foram obtidos de Bir e Jonkman (2007).

**Tabela 3. Graus de liberdade**

| nº | Descrição                                   |
|----|---|
| 1  | 1º modo de flexão da torre para frente/trás |
| 2  | 2º modo de flexão da torre para frente/trás |
| 3  | 1º modo de flexão da torre para os lados    |
| 4  | 2º modo de flexão da torre para os lados    |
| 5  | Rotação da nacelle                          |
| 6  | Torsão do eixo de transmissão               |
| 7  | 1º modo de flexão flapwise da pá nº 1       |
| 8  | 2º modo de flexão flapwise da pá nº 1       |
| 9  | 1º modo de flexão edgewise da pá nº 1       |
| 10 | 1º modo de flexão flapwise da pá nº 2       |
| 11 | 2º modo de flexão flapwise da pá nº 2       |
| 12 | 1º modo de flexão edgewise da pá nº 2       |
| 13 | 1º modo de flexão flapwise da pá nº 3       |
| 14 | 2º modo de flexão flapwise da pá nº 3       |
| 15 | 1º modo de flexão edgewise da pá nº 3       |

Os graus de liberdade das pás são relativos a modos de flexão em torno dos eixos de menor e maior inércia das seções transversais (flapwise e edgewise respectivamente). Importante destacar que esses eixos sofrem uma rotação ao longo do comprimento das pás. Isso ocorre visando a otimização da captação de energia do vento, tendo em vista que, em operação, a componente da velocidade relativa do ar no plano do rotor se altera ao longo do comprimento das pás devido ao movimento angular, quanto mais próxima da ponta da pá maior é essa componente. Dessa forma, uma flexão da pá, seja ela relativa ao eixo de maior ou menor inércia das seções transversais, sempre resulta em deslocamentos tanto no plano do rotor quanto fora dele, qualquer que seja o ângulo de passo das pás.

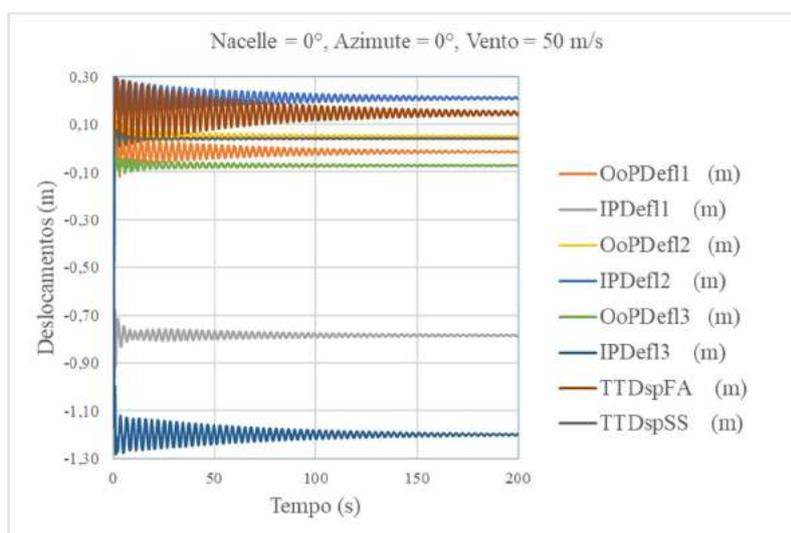
São testadas diversas configurações da turbina eólica em questão, variando-se o azimute (0°, 30°, 60° e 90°) e a orientação da nacelle em relação ao vento (-60°, -30°, 0°, 30°, 60°). Considera-se que um azimute de 0° significa que uma das pás está alinhada

com a vertical e apontando para cima. O ângulo de passo das pás é mantido sempre a  $90^\circ$  e o rotor é impedido de girar. Para cada combinação desses fatores, submete-se a estrutura a um vento constante com velocidade de 50 m/s na altura do cubo, sendo observados os deslocamentos da torre e das pás (dentro e fora do plano do rotor) ao longo de um período suficiente para o desaparecimento dos efeitos transientes.

## 5 ANÁLISE E DISCUSSÃO DOS RESULTADOS

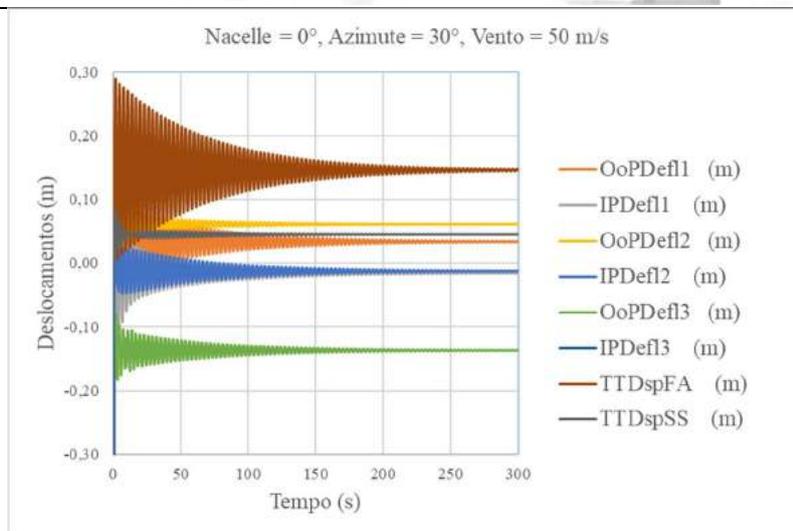
Inicialmente, foi investigada a ocorrência de instabilidade para uma orientação da nacelle em relação ao vento de  $0^\circ$ , ou seja, com o rotor perpendicular ao vento. Foram testados os azimutes de  $0^\circ$ ,  $30^\circ$ ,  $60^\circ$  e  $90^\circ$ . Nessas condições não foram observadas quaisquer instabilidades, com o sistema alcançando uma posição de equilíbrio e deixando de vibrar após o desaparecimento dos efeitos transientes. A Figura 2, por exemplo, mostra o comportamento da estrutura no tempo para um ângulo da nacelle de  $0^\circ$ , um azimute de  $0^\circ$  e vento de 50 m/s.

Na Figura 2 e nas seguintes, “OoPDefl i” significa o deslocamento da i-ésima pá fora do plano do rotor (Out of Plane Deflection), “IPDefl i” o deslocamento da i-ésima pá no plano do rotor (In Plane Deflection), “TTDspFA” o deslocamento da torre para frente e para trás (Tower Displacement Fore-Aft) e “TTDspSS” o deslocamento da torre para os lados (Tower Displacement Side-to-Side).



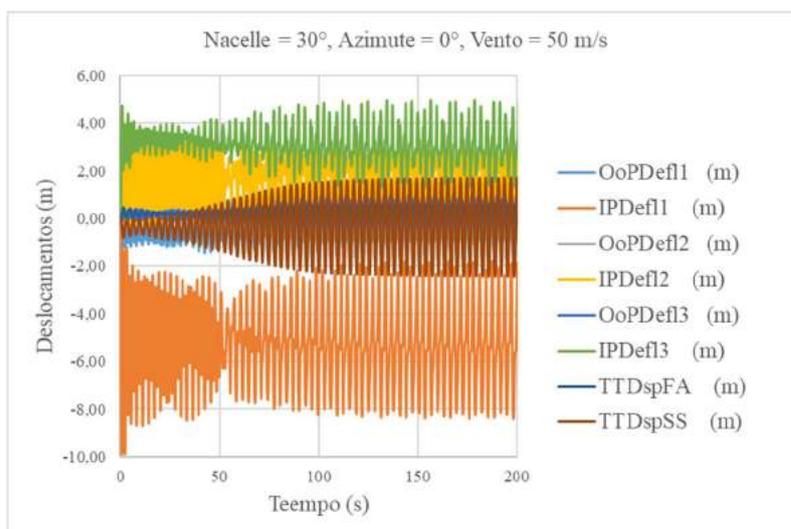
**Figura 2. Deslocamentos no tempo (Nacelle =  $0^\circ$ , Azimute =  $0^\circ$ , Vento = 50 m/s)**

Ainda nessa condição (nacelle a  $0^\circ$ , azimute variável e vento de 50 m/s), as maiores deformações foram observadas para um azimute de  $60^\circ$ , especialmente a relativa ao deslocamento da pá nº 3 no plano do rotor, que alcançou cerca de 1,90 metros. Para um azimute de  $30^\circ$  houve redução significativa tanto das deformações nas pás quanto na torre, ficando todas abaixo dos 0,20 metros, conforme a Figura 3, o que indicou uma influência significativa do azimute das pás.

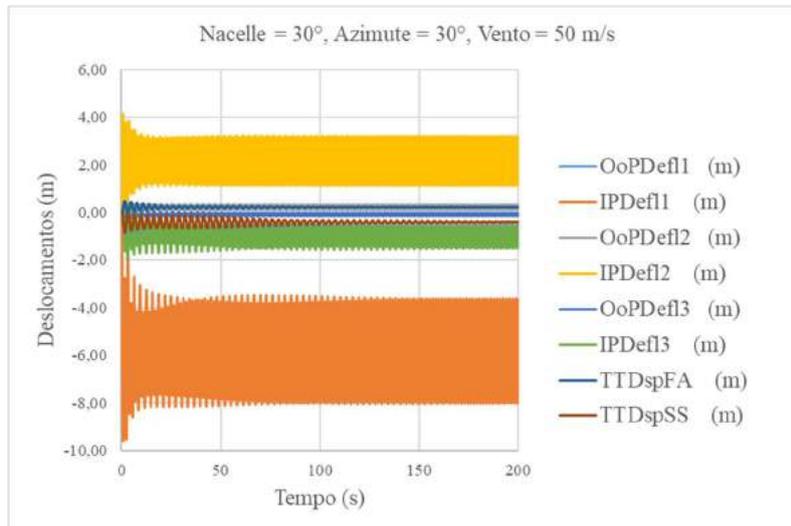


**Figura 3. Deslocamentos no tempo (Nacelle = 0°, Azimute = 30°, Vento = 50 m/s)**

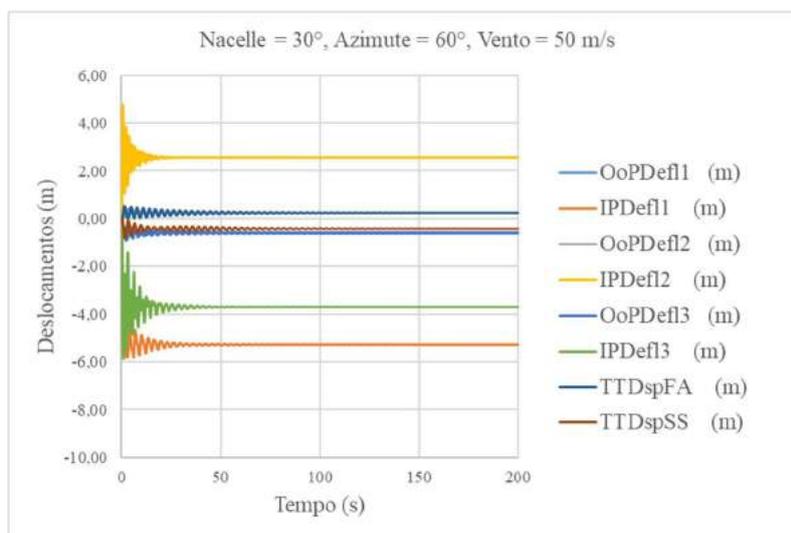
A estrutura apresentou os piores casos de instabilidade com a orientação da nacelle formando um ângulo de 30° com a direção do vento. Nessa condição, para um azimute de 0°, é interessante notar que a instabilidade das pás parece ocasionar a instabilidade lateral da torre, conforme mostra a Figura 4 a seguir. Alterando-se apenas o azimute para 30°, a torre deixa de apresentar instabilidade lateral, apesar das pás ainda apresentarem deformações excessivas, conforme mostra a figura 5. Tal fato mostra a complexidade dos modos de vibração da estrutura. Por fim, alterando-se, novamente, o azimute, dessa vez para 60°, a estrutura torna-se estável, embora as deformações continuem excessivas, conforme mostra a Figura 6.



**Figura 4. Deslocamentos no tempo (Nacelle = 30°, Azimute = 0°, Vento = 50 m/s)**

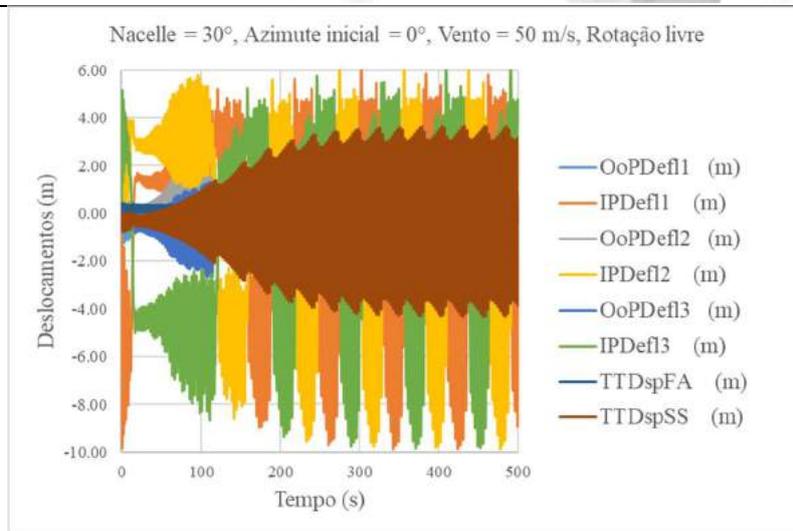


**Figura 5. Deslocamentos no tempo (Nacelle = 30°, Azimute = 30°, Vento = 50 m/s)**



**Figura 6. Deslocamentos no tempo (Nacelle = 30°, Azimute = 60°, Vento = 50 m/s)**

O aumento da estabilidade com a variação do azimute, conforme Figuras 4, 5 e 6, suscitou a hipótese de que, deixando-se o rotor livre para girar, o sistema poderia encontrar uma posição de equilíbrio. Essa possibilidade foi testada para uma orientação da nacelle de 30°, azimute inicial de 0° e vento de 50 m/s. Observou-se que o rotor manteve-se em rotação praticamente constante, a uma velocidade muito baixa, inferior a uma rotação por minuto, não atingido uma posição de equilíbrio – Bir e Jonkman (2007) também obtiveram resultados semelhantes. Na verdade, conforme mostra a Figura 7, com o tempo, praticamente todos os deslocamentos monitorados se tornaram instáveis. Um resultado praticamente idêntico foi obtido considerando-se um azimute inicial de 60°.

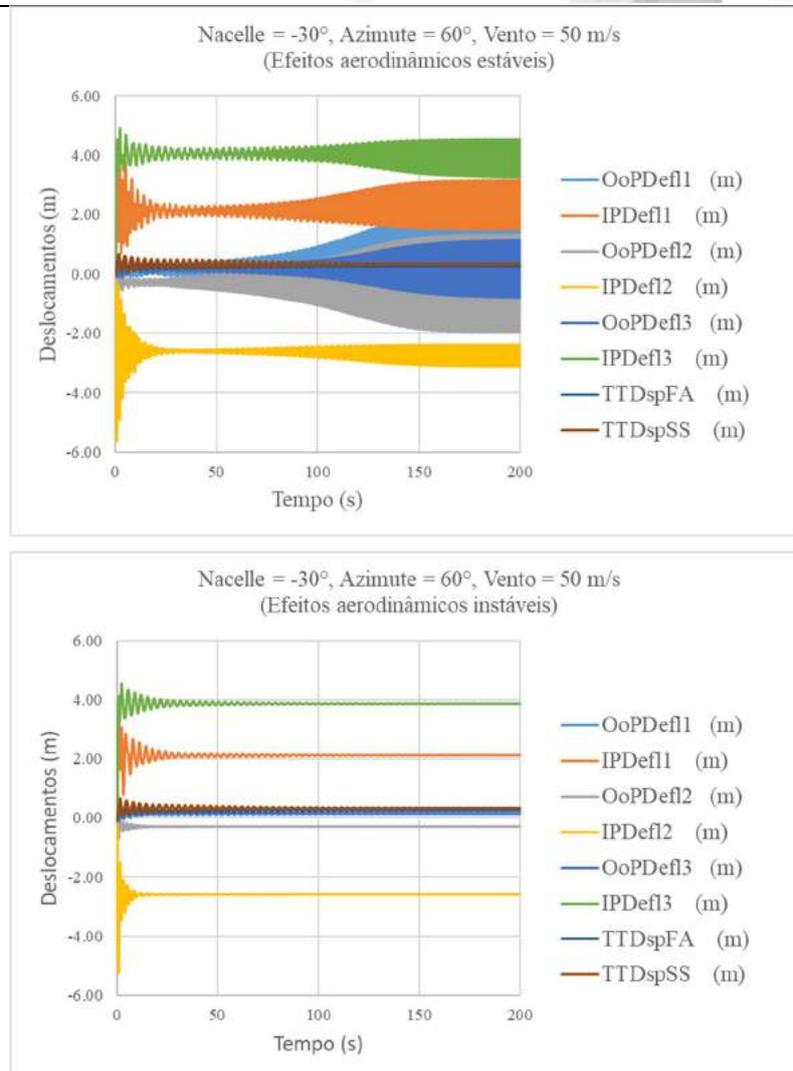


**Figura 7. Deslocamentos no tempo (Nacelle = 30°, Azimute inicial = 0°, Vento = 50 m/s, Rotação livre)**

Com referência às situações investigadas nas quais foram assumidos ângulos de orientação da nacelle de 60° ou -60° não foram verificadas instabilidades, com as vibrações cessando após um breve período de efeitos transientes. Com ângulo da nacelle de -30°, verificou-se instabilidade das pás nos azimutes de 30°, 60° e 90°, sem comprometimento da estabilidade da torre.

Embora não fosse o objetivo deste estudo, para as instabilidades verificadas com ângulos da nacelle de 30° e -30°, verificou-se que a consideração de efeitos aerodinâmicos instáveis resultou no aumento do amortecimento efetivo, o que tornou o sistema estável ou ao menos reduziu drasticamente as amplitudes de oscilação – essa constatação é coerente com os resultados relatados por Kwan (2017). A Figura 8 exemplifica um caso (nacelle a -30°, azimute a 60° e vento de 50 m/s) em que a consideração dos efeitos aerodinâmicos instáveis tornou o sistema estável. Em nenhum caso analisado a consideração de efeitos aerodinâmicos instáveis induziu instabilidades na estrutura, embora a literatura preveja existir essa possibilidade em turbinas eólicas de grandes dimensões (Hansen, 2003).

Por fim, a verificação da estabilidade por meio da análise modal da estrutura se revelou inviável, uma vez que, devido ao movimento da estrutura, os modos naturais de vibração e os coeficientes de amortecimento apresentavam grandes variações a todo instante, não sendo possível atribuir a causa de determinada instabilidade a um modo específico ou à interação entre determinados modos. Por outro lado, os resultados apresentados aqui mostram que a análise não linear no domínio do tempo constitui-se em uma abordagem prática para avaliação da estabilidade de turbinas eólicas de grandes dimensões, permitindo a simulação de um grande número de configurações.



**Figura 8. Deslocamentos no tempo (Nacelle = -30°, Azimute inicial = 60°, Vento = 50 m/s, Efeitos aerodinâmicos estáveis e instáveis)**

## 6 CONCLUSÃO

Os resultados obtidos mostram a possibilidade de instabilidades aeroelásticas em turbinas eólicas estacionárias. Devido à resposta altamente não linear do sistema, a verificação da estabilidade por meio da análise modal revelou-se de extrema complexidade, não servindo aos propósitos práticos deste estudo, tendo sido os resultados obtidos por meio de uma análise não linear da dinâmica no domínio do tempo. O azimute das pás e a orientação da nacelle em relação ao vento revelaram ter grande influência sob a estabilidade do sistema. A consideração de efeitos aerodinâmicos instáveis eliminou as instabilidades ou ao menos contribuiu significativamente com a redução das amplitudes de vibração.

Observou-se também que o desalinhamento da nacelle aumentou significativamente as deformações da estrutura, mesmo quando não observada instabilidade. O



desalinhamento altera o ângulo de ataque do vento, com o consequente aumento das cargas aerodinâmicas. Nesse sentido, planeja-se como trabalho futuro uma forma de mitigação dos efeitos causados pelo desalinhamento da nacelle mediante a regulação do ângulo de passo das pás. Outros interesses de futuros estudos incluem: a influência do amortecimento estrutural dos diferentes componentes e graus de liberdade, a consideração de turbulência, a interação solo-estrutura, sistemas offshore etc.

## **AGRADECIMENTOS**

Ao CNPQ e CAPES pelas bolsas de estudo concedidas e a todos os docentes, discentes e colaboradores do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Civil da Universidade Estadual do Rio de Janeiro (PGECIV - UERJ).

## **REFERÊNCIAS**

- Bir, G., Jonkman, J. M., 2007. *Aeroelastic Instabilities of Large Offshore and Onshore Wind Turbines*. Journal of Physics: Conference Series, 75, 12069.
- Hansen, M. H., 2003. *Improved Modal Dynamics of Wind Turbines to Avoid Stall-Induced Vibrations*. Wind Energy, vol. 6, pp. 179-195.
- Holierhoek, J., 2008. *Aerolasticity of Large Wind Turbines*. PhD Thesis, Delft University of Technology.
- Kwan, G. Y., 2017. *Investigation of Idling Instabilities in Wind Turbine Simulations*. Master of Science Thesis, Delft University of Technology.
- Jonkman, J., Butterfield, S., Musial, W., Scott, G., 2009. *Definition of a 5-MW reference wind turbine for offshore system development*. National Renewable Energy Laboratory Technical Report: NREL/TP-500-38060.
- Jonkman, J. M., Hayman, G. J., Jonkman, B. J., 2015. *AeroDyn v15 User's Guide and Theory Manual*. NREL Draft Report.
- Jonkman, B., Jonkman, J., 2016. *ReadMe File for FAST v8.16.00a-bjj*. National Renewable Laboratory.
- Mamede, A.L.G.Z., 2008. *Simulações de Modelos Dinâmicos com Amortecimento Não-Proporcional*. Dissertação de Mestrado, Universidade de São Paulo.