



XII CONGRESSO BRASILEIRO  
de PONTES e ESTRUTURAS  
7 a 11 de junho de 2021 - Congresso Virtual

## **Análise Comparativa de Métodos de Avaliação de Carga de Vento em Turbinas Eólicas**

**Carolina Ribeiro Fernandes<sup>1</sup>, Sergio Hampshire de Carvalho Santos<sup>2</sup>, Gabriel Nogueira<sup>3</sup>**

<sup>1</sup> Universidade Federal do Rio de Janeiro / Departamento de Estruturas / carolfernandes\_civil@poli.ufrj.br

<sup>2</sup> Universidade Federal do Rio de Janeiro / Departamento de Estruturas / sergiohampshire@gmail.com

<sup>3</sup> Universidade Federal do Rio de Janeiro / Departamento de Engenharia Civil LACEO / gabriel.nogueira@laceo.coppe.ufrj.br

### **Resumo**

Turbinas eólicas têm a capacidade de converter a energia cinética do vento em energia elétrica e, assim, apresentam-se como uma solução para a geração de energia limpa em todo o mundo. Essas possuem geometria favorável, altura propícia à captação do vento e podem ser implantadas sobre diversos tipos de fundações, nos mais variados tipos de solo, para resistir às ações dinâmicas impostas pelo ambiente. O método proposto pela norma brasileira NBR 6123 (1988) para o cálculo da ação do vento em edificações, apesar de prever cálculos dinâmicos do vento para estruturas esbeltas, não é comumente utilizado no Brasil para turbinas eólicas. A prática entre as empresas é utilizar *softwares* especializados para essa análise ou empregar normas internacionais. Esse trabalho compara as cargas atuantes no topo de uma fundação de uma turbina eólica, calculadas através de programas computacionais, com os valores calculados através da norma brasileira. Para isso, analisou-se uma turbina de 5 MW sob condições reais de vento através dos *softwares* TurbSim e SIMA-RIFLEX e, depois, realizaram-se os cálculos previstos na norma. Após isso, foram dimensionadas as estacas de uma fundação profunda com auxílio do programa SAP2000, associando, portanto, conhecimentos de geotecnia e estruturas de fundações. Os resultados indicam que a NBR 6123 (1988) fornece esforços menores que os encontrados pelos *softwares*, visto que não considera algumas condições relativas às turbinas eólicas. Deste modo, as estacas são dimensionadas para os esforços máximos encontrados pelo TurbSim e SIMA-RIFLEX.

### **Palavras-chave**

Turbinas Eólicas; Vento; Norma Brasileira; SIMA-RIFLEX; Estacas; Fundações.

### **1. Introdução**

A primeira turbina eólica ligada a uma rede elétrica foi instalada em 1976 na Dinamarca. Já no Brasil, essa tecnologia chegou alguns anos depois, em 1992, com a primeira instalação em Fernando de Noronha (ANEEL, 2005).

Nos anos seguintes, pouco se avançou na consolidação da energia eólica no país. Entretanto, durante a crise energética de 2001, o governo criou políticas incentivadoras impulsionando o desenvolvimento das fontes renováveis de energia. Desde então, o Brasil tem mostrado um grande potencial para esse tipo de energia, ficando entre os 10 países com maior produção de energia eólica do mundo (ABEEólica, 2018).

Devido a esse grande potencial, bem como por se tratar de uma fonte de energia limpa e renovável, muito tem a acrescentar o desenvolvimento de turbinas eólicas cada vez mais modernas, as quais apresentam alto desempenho com custos reduzidos. Nesse contexto, ressalta-se a importância das fundações no custo total do projeto e, conseqüentemente, os estudos relacionados às fundações e aos avanços nessa área.

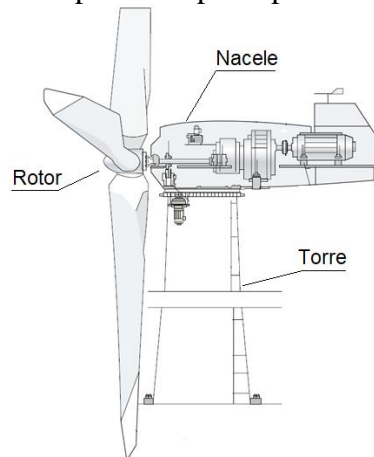
As turbinas eólicas trabalham dentro dos limites da camada atmosférica, estando assim sujeitas à ação do vento e ao seu caráter dinâmico. Dessa forma, a atual norma brasileira de vento NBR 6123 (1988) reserva um capítulo para o cálculo da resposta dinâmica do vento em estruturas esbeltas ou com período natural maior que 0,5s. Entretanto, é comum a utilização de normas internacionais para o cálculo dos esforços gerados pelo vento por parte de empresas brasileiras para o projeto de turbinas eólicas e suas fundações.

A consideração de como esse esforço age sobre a turbina causa impactos diretos no projeto da mesma, visto que a turbulência pode induzir grandes amplitudes de vibrações na estrutura e esforços maiores do que os previstos para um vento constante.

## 2. Turbinas Eólicas de Eixo Horizontal (TEEH)

Segundo a ANEEL (2005), denomina-se energia eólica a energia gerada através do aproveitamento das massas de ar em movimento (vento). A geração ocorre com o emprego de turbinas eólicas, também chamadas de aerogeradores, as quais são capazes de converter a energia cinética do vento em energia mecânica e, posteriormente, através de um gerador, transformá-la em energia elétrica.

No decorrer do tempo, consolidou-se o projeto de aerogeradores conforme mostrado na Figura 1. Nesse modelo, percebe-se a importância de três componentes principais: rotor, nacele e torre.



**Figura 1 - Desenho esquemático de uma turbina eólica moderna (ANEEL, 2005).**

O rotor é um conjunto formado pelas pás, as quais retardam o fluxo de vento e giram com a força das massas de ar, e pelo *hub*, peça que une as pás e conecta esse sistema ao eixo principal da turbina. A nacele é um compartimento instalado no topo da torre que abriga os principais elementos de conversão da energia mecânica em energia elétrica. É nesta seção que se encontra o sistema de controle da turbina. A torre, por sua vez, tem a função de sustentar o rotor e a nacele em altura adequada para o aproveitamento do vento e de transmitir os carregamentos atuantes na TEEH para a fundação.

No Brasil, a norma NBR 6122 (ABNT, 2010) trata da segurança em relação às fundações, adotando critérios e padrões para essas estruturas em geral. No caso de turbinas eólicas, as fabricantes também fornecem especificações técnicas com critérios de rigidez, de forma que complementem as informações da norma (FARIA E NORONHA, 2013).

Para esta pesquisa, será analisada uma fundação profunda do tipo estacas raiz ancoradas em um bloco de coroamento, que é uma estrutura rígida a qual possui a função de solidarizar, em um único elemento, o topo das estacas, recebendo e distribuindo as cargas da TEEH (VALERIANO, 2017).

Segundo Faria e Noronha (2013), as cargas atuantes na fundação de turbinas eólicas em terra (*onshore*) são, basicamente, o peso próprio da estrutura e as cargas devidas à ação do vento. O peso próprio da estrutura geralmente é determinado pelo fabricante de acordo com as dimensões e materiais empregados na turbina eólica. Entretanto, para as cargas de vento, são necessárias algumas considerações para melhor determiná-las.

Os carregamentos aqui considerados nas fundações, portanto, estão divididos em:

- *Dead*: referente ao peso próprio da fundação, incluindo bloco e estacas;
- *Peso Próprio*: referente ao peso próprio da TEEH;
- *Vento*: devido à força do vento que incide na TEEH.

Apenas duas combinações são necessárias: uma no Estado Limite Último (ELU), utilizada no dimensionamento estrutural das estacas e do bloco de fundação, e uma no Estado Limite de Serviço (ELS), equações (1) e (2), respectivamente.

$$ELU = 1,4 (Dead + Peso Próprio + Vento) \quad (1)$$

$$ELS = Dead + Peso Próprio + Vento \quad (2)$$

### 3. O Vento

O vento é um fenômeno meteorológico caracterizado pelo movimento de massas de ar na atmosfera. Entende-se que o vento real é composto por duas parcelas: uma estática e uma dinâmica. A parcela estática do fluxo, também chamada de “vento médio”, varia lentamente no decorrer de um período de 24 horas; já a parcela dinâmica do fluxo, chamada de turbulência do vento, consiste em rajadas que variam em questão de segundos, distribuídas aleatoriamente no espaço e com períodos e tamanhos igualmente aleatórios (BARLTROP e ADAM, 1991).

As contribuições da parcela estática ( $U_m$ ) e dinâmica do vento ( $u_{turb}(t)$ ) podem ser somadas para obter uma quantidade vetorial  $U(t)$  que varia aleatoriamente em magnitude e direção, dada na equação (3).

$$U(t) = U_m + u_{turb}(t) \quad (3)$$

A seguir são sintetizadas as informações fornecidas por Nogueira (2019) e NBR 6123 (1988).

#### 3.1 Parcela Estática do Vento: Perfil do Vento Médio

Segundo Burton *et al.* (2011), o perfil do vento médio poderá ser analisado através dos efeitos que mais o influenciam na camada limite: força do vento geostrófico, rugosidade da superfície, efeito de Coriolis, o qual ocorre devido a rotação da Terra, e efeitos térmicos.

Além disso, pode-se representar o perfil do vento médio em relação à uma altura de referência  $z_{ref}$ , definida como 90 metros, através da lei potencial. Essa definição de perfil será utilizada neste estudo, visto que o programa utilizado para a análise do vento, TurbSim, oferece essa opção, dada pela equação (4), onde  $\alpha$  (igual a 0,056) é chamado de expoente da Lei Potencial.

$$U_m(z) = U_m(z_{ref}) \left( \frac{z}{z_{ref}} \right)^\alpha \quad (4)$$

#### 3.2 Parcela Dinâmica do Vento ou Turbulência

A turbulência é formada por redemoinhos de comportamento duplamente aleatório (tempo e espaço), o que torna a parcela dinâmica do vento real um carregamento complexo o qual deve ser avaliado através de parâmetros estatísticos.

Uma importante ferramenta para a representação da turbulência é o modelo espectral. O espectro pode ser dividido em faixas de frequência para que seja feita uma transformada de Fourier inversa, criando uma série temporal aleatória que simula o vento de forma realística e, assim, possibilita avaliar as cargas aerodinâmicas que agem sobre a turbina eólica. A DNV-OS-J101 (2014), norma norueguesa de projetos de torres eólicas, sugere o uso do espectro de Kaimal (IEC 61400-1, 2005).

#### 3.3 Carregamentos Aerodinâmicos

Para o cálculo das cargas aerodinâmicas atuando sobre o rotor de uma turbina eólica, utiliza-se o BEM (*Blade Element Momentum*). De maneira resumida, esta teoria trata da compatibilização das teorias de conservação de momentum axial e angular com os eventos locais que se desenvolvem nos diversos elementos que compõem a geometria da pá. A teoria do BEM tem sido amplamente utilizada para o cálculo das velocidades induzidas e das forças agindo sobre turbinas eólicas. A descrição completa desta compatibilização se encontra em Hansen (2008), bem como correções fundamentais para que apresente resultados realísticos.

#### 3.4 Velocidade Crítica do Vento

Apesar da velocidade do vento variar no tempo, no caso de estudos de turbinas eólicas nem sempre os esforços máximos são encontrados na maior velocidade possível de vento atingida em certa localidade. Serão analisadas aqui duas hipóteses.

A primeira hipótese considera, segundo Jonkman *et al.* (2009), que a velocidade crítica de vento ocorre em 11 m/s na altura do *hub*. Isso ocorre pois, no caso de ventos com velocidade acima desse valor, a turbina reduz a captação do vento ao rotacionar suas pás em torno do próprio eixo para evitar danos. Assim, a força de propulsão máxima e os esforços críticos para a turbina de 5 MW, podem ser encontrados com esse valor de velocidade do vento.

A segunda hipótese considera o fenômeno de desprendimento de vórtices, particularmente nocivos em torres cilíndricas metálicas. Os vórtices desprendidos ocorrem devido à divisão do fluxo do ar quando esse entra em contato com a superfície da estrutura, gerando uma distribuição assimétrica de pressão, a qual resulta em forças transversais que incidem à medida em que esses vórtices se desprendem (IGLESIA, 2018). A velocidade crítica é, portanto, a velocidade para a qual a frequência natural da estrutura coincide com a frequência de desprendimento de um par de vórtices, de forma que possam existir condições de ressonância. Essa velocidade crítica ( $V_{cr}$ ) está prevista na NBR 6123 (ABNT, 1988) e é expressa segundo a equação (5).

$$V_{cr} = \frac{f \cdot L1}{St} \quad (5)$$

Onde  $f$  é a frequência natural da estrutura,  $L1$  é o diâmetro da estrutura e  $St$  o número de Strouhal, relacionado ao número de Reynolds. Utilizando os valores correspondentes da estrutura, chegou-se ao valor de velocidade crítica de 7 m/s. Dessa forma, serão verificados os esforços na base da TEEH para os dois valores de velocidade do vento, 7 m/s e 11 m/s, e serão analisadas as respectivas variações de esforços.

### 3.5 TurbSim e SIMA-RIFLEX

Para a avaliação das turbinas eólicas *onshore* sob a ação de carregamentos realísticos serão utilizados os *softwares*: TurbSim quanto aos aspectos dinâmicos do vento, e o SIMA-RIFLEX, um programa de análise estrutural que avaliará a turbina com os carregamentos de vento dados pelo TurbSim e fornecerá os esforços na base exigidos para o dimensionamento da fundação, de acordo com as teorias mostradas anteriormente.

### 3.6 Consideração do Vento Segundo NBR 6123 (1988)

Segundo a NBR 6123 (ABNT, 1988) e conforme explicado anteriormente, o módulo e a orientação da velocidade instantânea do ar apresentam flutuações em torno da velocidade média. Dessa forma, faz-se necessário calcular a resposta dinâmica total, ou seja, a superposição das respostas média e flutuante.

Para isso, pode-se utilizar o modelo simplificado da NBR 6123 (ABNT, 1988). Primeiramente calcula-se a pressão dinâmica de vento ( $q$ ) em N/m<sup>2</sup>, obtida pela expressão (6), a qual depende da velocidade de vento estudada ( $V_p$ ), para depois calcular a variação da pressão dinâmica com a altura com a equação (7).

$$q = 0,613 \cdot V_p^2 \quad (6)$$

$$q(z) = q \cdot b^2 \left[ \left( \frac{z}{z_r} \right)^{2p} + \left( \frac{h}{z_r} \right)^p \left( \frac{z}{h} \right)^\gamma \frac{1+2\gamma}{1+\gamma+p} \xi \right] \quad (7)$$

Sendo  $q(z)$  a variação da pressão dinâmica com a altura (N/m<sup>2</sup>);  $z$  a altura do elemento sobre o nível do terreno (m);  $z_r$  a altura de referência, igual a 10 m;  $h$  a altura da edificação acima do terreno;  $b$  e  $p$  coeficientes que dependem da categoria de rugosidade do terreno;  $\gamma$  o coeficiente para a determinação de efeitos dinâmicos e  $\xi$  o coeficiente de amplificação dinâmica. Os coeficientes da equação (7) são encontrados a partir dos ábacos e tabelas presentes da NBR 6123 (ABNT, 1988).

A força estática equivalente  $F(z)$  pode ser calculada através da equação (8).

$$F(z) = q(z) \cdot L1 \cdot C_a \quad (8)$$

Onde  $L_1$  é o diâmetro da edificação (m) e  $C_a$  o coeficiente de arrasto encontrado a partir da NBR 6123 (ABNT, 1988). Para o cálculo da resposta dinâmica transversal ao vento através das forças efetivas na direção do fluxo médio, a norma em questão sugere considerar que 1/3 dos esforços atuantes na direção do vento seja transmitido à direção transversal.

#### 4. Considerações quanto às Estacas

A TEEH desse estudo estará localizada em um solo predominantemente arenoso. A reação lateral do solo na estaca é modelada através de molas distribuídas a cada metro linear da estaca. Para encontrar os coeficientes de rigidez horizontal ( $K_h$ ), utiliza-se a curva de molas p-y não-lineares, definidas na API-RP2A-WSD (2000). O valor proposto foi  $K_h = 48.000 \text{ kN/m}^2$ . E para molas verticais, os coeficientes de rigidez vertical ( $K_v$ ) serão 60% de  $K_h$ , isto é  $K_v = 30.000 \text{ kN/m}^2$ .

##### 4.1 Dimensionamento das Estacas Raiz

Para o dimensionamento da estaca utilizada, pode-se adotar um dos diâmetros comerciais ( $d$ ) sugeridos entre 120mm, 150mm, 160mm, 200mm, 250mm, 310mm, 410mm, 450mm e 500mm, de acordo com a carga axial atuante no topo da estaca em questão.

Segundo Santos (2019), para o cálculo da armadura necessária, pode-se utilizar o método de dimensionamento a flexão composta reta, com auxílio de ábacos adimensionais, de acordo com os esforços impostos no topo da estaca. Os parâmetros para entrada nos ábacos são o esforço normal adimensionalizado ( $\eta$ ) e o momento adimensionalizado ( $\mu$ ). Os resultados são dados em termos da taxa mecânica de armadura ( $\omega$ ), válidos para CA-50. Estes parâmetros são definidos pelo conjunto de equações (9). Enfim, pode-se encontrar a área de aço requerida ( $A_s$ ). Conhecida a quantidade de armadura necessária na estaca, pode-se escolher a bitola e a quantidade das barras, conforme os valores comerciais disponíveis.

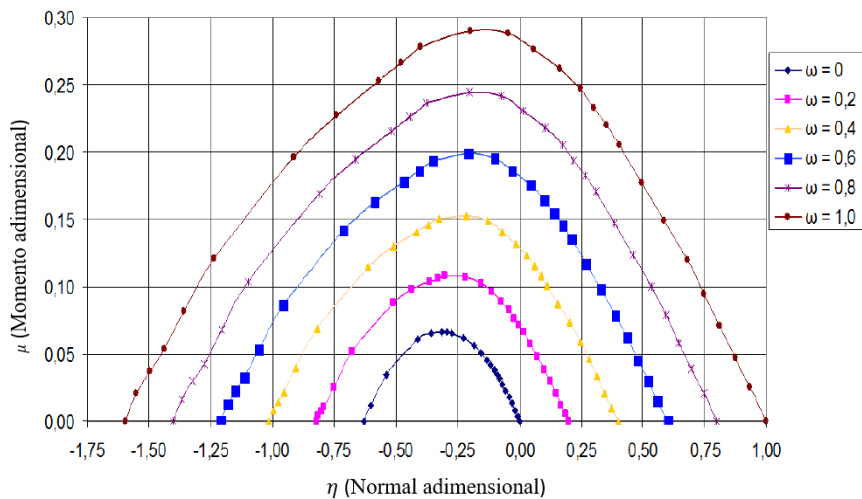


Figura 2 - Ábaco adimensional 13 para Seção Tipo 4 (Santos, 2019).

$$\eta = \frac{N_d}{d^2 \cdot f_{cd}} \quad \mu = \frac{M_d}{d^3 \cdot f_{cd}} \quad \omega = \frac{A_s \cdot f_{yd}}{d^2 \cdot f_{cd}} \quad (9)$$

onde  $N_d$  é o esforço normal atuante de projeto;  $M_d$  é o momento fletor atuante de projeto;  $f_{cd}$  é a resistência de cálculo do concreto, igual a 14286 kPa para concreto C20; e  $f_{yd}$  é a resistência de cálculo do aço, igual a 434,8 MPa para aço CA-50.

Nesse estudo, escolheu-se o ábaco adimensional 13 (SANTOS, 2019), reproduzido na Figura 2, correspondente à seção circular da estaca. A lista completa com os ábacos para todas as seções encontra-se em Santos, 2019.



#### 4.2 Verificação da Capacidade Geotécnica de Carga na Estaca

Para a determinação da capacidade geotécnica de carga na estaca raiz será utilizado o método Aoki-Velloso (1975). Este é um método semi-empírico que envolve duas parcelas de resistência: resistência de ponta e resistência por atrito lateral da estaca, dado pela equação (10).

$$Q_{ult} = A_p \cdot \frac{k \cdot N_{SPT}}{F_1} + U \cdot \sum \frac{\alpha \cdot k \cdot N_{SPT}}{F_2} \cdot \Delta L \quad (10)$$

onde  $Q_{ult}$  é a carga última de ruptura do solo (kN);  $A_p$  é a área da seção transversal da ponta da estaca ( $m^2$ );  $k$  é o coeficiente empírico definido em função do tipo de solo ( $kN/m^2$ ) (definido como 730 para todo o perfil de solo);  $N_{SPT}$  é o número de golpes no ensaio SPT na profundidade da estaca, obtido no boletim de sondagem;  $\alpha$  é o coeficiente empírico que depende do perfil de solo (definido como 1,4% para todo o perfil de solo);  $U$  é o perímetro do trecho em questão (m);  $\Delta L$  é o comprimento do trecho em questão (igual a 1 m); já  $F_1$  e  $F_2$  são coeficientes empíricos que dependem do tipo de estaca utilizado ( $F_1 = 2,2$  e  $F_2 = 2,4$  para estacas raiz).

No método original de Aoki-Velloso (1975) são estabelecidos  $F_1$  e  $F_2$  e os parâmetros  $\alpha$  e  $k$  para cada tipo de solo. Os parâmetros desse método passaram por revisões e consideração de outros tipos de estacas. Nesse trabalho é utilizada a atualização de Monteiro (1997) para tais parâmetros.

Como o método estima a carga última de ruptura do solo ( $Q_{ult}$ ), deve-se aplicar um fator de segurança global ( $FS_g = 2,0$ ) para se definir a capacidade de carga geotécnica ( $Q_{adm}$ ).

#### 5. Modelagem da Fundação

Para esta pesquisa, estudou-se o modelo acadêmico proposto pela NREL, *National Renewable Energy Laboratory*, de uma turbina *onshore* de 5 MW. Os principais dados são apresentados na Tabela 1.

**Tabela 1 - Dados principais da turbina *onshore* de 5 MW (JONKMAN *et al.*, 2009).**

Comprimento da torre	87,6 m
Diâmetro do rotor	126,0 m
Altura do <i>hub</i> em relação ao solo	90,0 m
Frequência natural da estrutura	0,31 Hz
Diâmetro externo no topo da torre	3,87 m
Diâmetro externo na base da torre	6,00 m
Módulo de elasticidade do aço	210 GPa
Módulo de cisalhamento do aço	80,8 GPa
Orientação e configuração do rotor	3 pás, <i>upwind</i>
Massa do rotor	110000 kg
Massa da nacelle	240000 kg
Massa da torre	347460 kg

Os esforços no topo da fundação, provenientes do peso próprio da estrutura e das ações de vento incidentes na TEEH, serão analisados por dois métodos diferentes: através do programa computacional TurbSim e SIMA-RIFLEX, e pelas considerações na Norma NBR 6123 (ABNT, 1988), para os valores de velocidade de 7 m/s e 11 m/s, conforme explicado previamente.

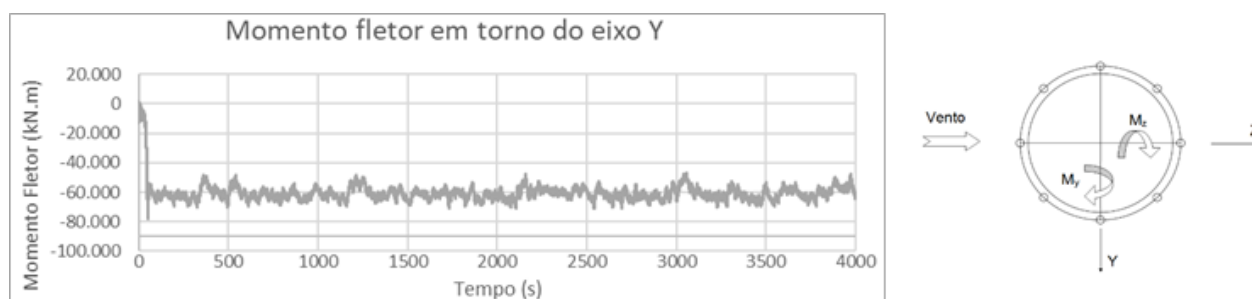
#### 5.1 Análise do vento segundo os *softwares* TurbSim e SIMA-RIFLEX

Exportando-se o vento realístico gerado do TurbSim para o SIMA-RIFLEX, e supondo que a torre se encontra ancorada na fundação, sendo, portanto, a base engastada no solo, os esforços máximos obtidos no topo da fundação estão apresentados nas Tabela 2.

A Figura 3 mostra as variações do principal esforço gerado no topo da fundação (momento fletor em torno do eixo y) devido à presença de cargas aerodinâmicas produzidas pela ação do vento. A Figura mostra também a orientação adotada de acordo com a direção e o sentido do vento.

**Tabela 2 - Esforços máximos atuantes no topo da fundação, segundo softwares.**

Esforços no Topo da Fundação	Velocidade crítica de 11m/s	Velocidade crítica de 7m/s
Força Axial (kN)	-6704	-6650
Momento Torçor (kN.m)	-2591	-1411
Momento em torno de Y (kN.m)	-71050	-35158
Momento em torno de Z (kN.m)	-7461	-2857
Cortante em Y (kN)	40	17
Cortante em Z (kN)	807	409



**Figura 3 - Gráfico de variação do momento fletor em torno de y no topo da fundação.**

Notou-se também, através do estudo destes esforços que, apesar dos valores serem dinâmicos, não houveram variações significativas em torno da resposta máxima, sendo possível analisar os resultados segundo seus valores máximos.

## 5.2 Análise do Vento Segundo a NBR 6123 (1988)

Segundo a NBR 6123 (ABNT, 1988), utilizando-se as equações apresentadas no item 3.6, tem-se os esforços de vento atuantes na base da turbina eólica dadas na Tabela 3.

**Tabela 3 - Esforços atuantes no topo da fundação, segundo NBR6123 (1988).**

Esforços no Topo da Fundação	Vento 11m/s	Vento 7m/s	Peso Próprio	Total (Vento 11m/s)	Total (Vento 7m/s)
Força Axial (kN)	-	-	-6840	-6840	-6840
Momento Torçor (kN.m)	-930	-378	-	-930	-378
Momento em torno de Y (kN.m)	-15687	-6373	940	-14747	-5433
Momento em torno de Z (kN.m)	-5229	-2124	-	-5229	-2124
Cortante em Y (kN)	60	24	-	60	24
Cortante em Z (kN)	179	73	-	179	73

É importante comentar que esses cálculos, segundo a Norma Brasileira, foram feitos considerando as pás estáticas, assumindo que a posição crítica de captação do vento é de uma pá na vertical para cima e duas pás nas diagonais para baixo. Para complementar esse método, se faz necessária a avaliação referente ao peso próprio da torre e sua distribuição de massa, de forma que somado aos esforços originários do vento, se obtenham os esforços totais no topo da fundação, também apresentados na Tabela 3.

### 5.3 Comparação entre os Métodos

Verifica-se, portanto, pelas Tabelas 2 e 3, que o vento com a velocidade crítica de 7 m/s não causa esforços superiores ao vento máximo de 11 m/s suportado pela turbina eólica em estudo. Dessa forma, assume-se que a velocidade crítica do vento será de 11 m/s com a turbina em operação. Assim, a seguir, é feita a comparação entre os dois métodos apresentados para essa velocidade de vento, conforme a Tabela 4.

**Tabela 4 - Comparação dos esforços no topo da fundação segundo os dois métodos abordados.**

Esforços no Topo da Fundação	TurbSim e SIMA-RIFLEX	NBR6123
Força Axial (kN)	-6704	-6840
Momento Torçor (kN.m)	-2591	-930
Momento em torno de Y (kN.m)	-71050	-14747
Momento em torno de Z (kN.m)	-7461	-5229
Cortante em Y (kN)	40	60
Cortante em Z (kN)	807	179

No caso dos esforços principais gerados pelo vento, o momento fletor em torno do eixo y e cortante no eixo z encontrados pelos *softwares* TurbSim e o SIMA-RIFLEX, apresentaram valores cerca de cinco vezes maiores do que os valores calculados segundo as considerações da Norma.

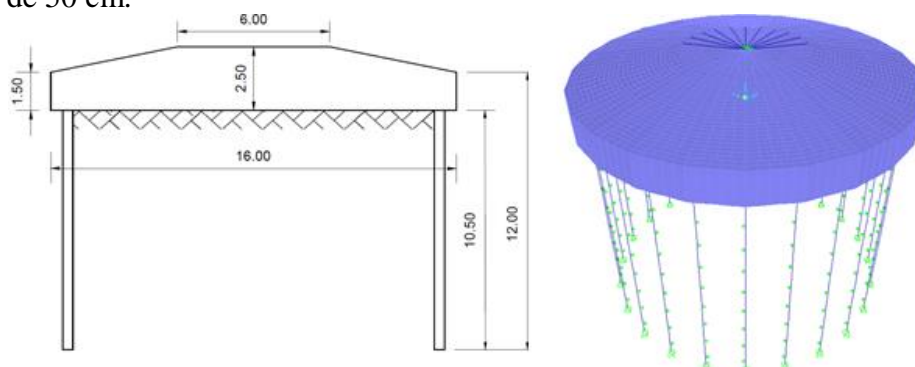
Um fator que pode gerar essa diferença é o fato de que, apesar da NBR 6123 (1988) calcular os efeitos dinâmicos no vento, esta não considera o efeito da rotação das pás. Esta rotação induz na estrutura esforços maiores que precisam ser suportados pela fundação (esforços estes explicados pela teoria do BEM).

Outro fator importante para essa diferença são as aproximações necessárias que foram feitas para o cálculo com as ponderações da NBR 6123, já que a norma prevê parâmetros para geometrias mais simples, o que cria a necessidade de assumir critérios ao se fazer os cálculos, gerando erros maiores. Por ser um programa sofisticado de elementos finitos, o SIMA-RIFLEX, apresenta grande nível de precisão por conseguir representar geometrias complexas, como por exemplo o aerofólio (forma das pás).

Portanto, verifica-se que não há completa garantia ao dimensionar uma TEEH e suas fundações a partir dos critérios da NBR 6123 (1988) para cálculos da ação de vento, uma vez que a estrutura poderá ser mal dimensionada. Portanto, essa Norma não é aplicável a esse tipo de estrutura. Essa pesquisa seguirá a análise da fundação com os resultados previamente fornecidos pelos *softwares* utilizados para o vento de 11 m/s.

### 5.4 Modelagem da Fundação no Programa SAP2000

Para a realização das análises necessárias, foi utilizado um modelo de fundação com geometria e dimensões ilustradas na Figura 4. Também é apresentado o modelo 3D em elementos finitos da estrutura da fundação, utilizado para análise no programa SAP2000. A malha está discretizada em elementos finitos de dimensões da ordem de 50 cm.



**Figura 4 - Seção transversal da fundação (Dimensões em metros) e modelo analisado no SAP2000.**





XII CONGRESSO BRASILEIRO  
de PONTES e ESTRUTURAS  
7 a 11 de junho de 2021 - Congresso Virtual

O bloco de coroamento foi modelado com elementos de casca, em concreto armado (aço CA-50 e concreto  $f_{ck} = 20\text{MPa}$ ), com forma tronco-cônica. Desse bloco, ramificam-se 24 estacas raiz, modeladas como elementos de barra também em concreto armado, com restrição ao deslocamento axial na ponta e molas verticais e horizontais, a cada metro, para representação da interação solo-estaca.

### 5.5 Definição das Estacas

As cargas utilizadas para os cálculos foram obtidas com o programa de análise estrutural em elementos finitos SAP2000. Os esforços máximos no topo das estacas para as combinações ELU foram -2883 kN para esforço normal e -31 kN.m para momento fletor, e para o ELS encontrou-se -2060 kN para esforço normal e -22 kN.m para momento fletor.

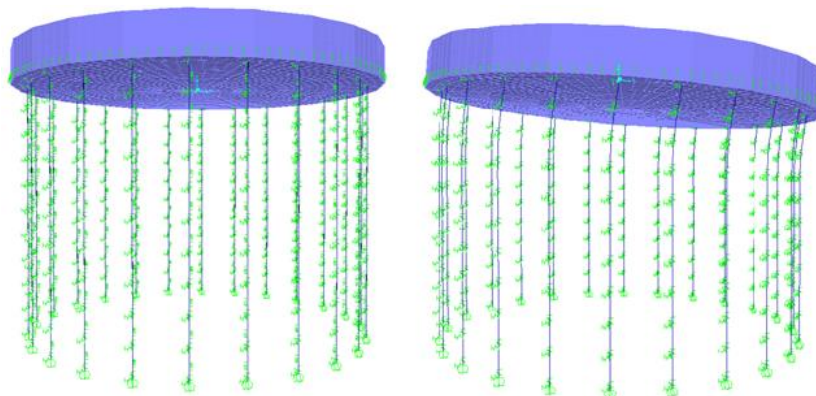
Adotando uma seção transversal comercial de 500 mm, e fazendo uso das equações (9), chega-se a uma área de aço necessária igual a 25 cm<sup>2</sup>. Pode-se adotar, portanto, armadura longitudinal igual a 8 barras de aço CA-50 com  $\phi = 20\text{mm}$ . O estribo utilizado será composto por barras com 8 mm espaçadas a cada 15 cm.

Para verificação da capacidade geotécnica, em função do tipo e das dimensões da fundação, chega-se ao valor de capacidade de carga geotécnica igual a 2283 kN. Dessa forma, possui segurança em relação aos critérios geotécnicos quanto ao esforço normal solicitante de 2060 kN.

### 5.6 Resultados Obtidos

Assim, após a modelagem da estrutura com as cargas de vento previamente calculadas e após a verificação das estacas, verifica-se seu comportamento estrutural na deformada da estrutura, na Figura 5.

Nota-se que, apesar do esforço axial aplicado no topo do bloco ser distribuído igualmente entre as estacas, a carga de momento fletor devido ao vento em torno do eixo y é significativa e sobrecarrega as estacas que estão do lado direito da fundação deformada na Figura 5, enquanto que alivia as estacas do lado esquerdo da Figura, as quais estão tracionadas. Isso acontece, pois, o bloco se comporta de maneira rígida, transformando o momento fletor recebido em binários de forças axiais de compressão e tração nas estacas.



**Figura 5 - Deformada da fundação.**

Para o propósito dessa pesquisa, as análises realizadas tanto para o bloco de concreto armado, quanto para as estacas, foram suficientes. Entretanto, é importante ressaltar que em uma situação real, seria necessário o dimensionamento do bloco, devido a importante função que este elemento tem na fundação. Quanto às estacas, se dimensionadas em situação real, recomenda-se a análise da fadiga, devido aos carregamentos dinâmicos impostos, bem como o estudo dos efeitos de grupo.

## **6. Conclusões**

Esse trabalho tratou de avaliar, para um modelo de turbina eólica de 5 MW, os esforços de vento gerados em uma fundação profunda, a partir de informações reais do local.



XII CONGRESSO BRASILEIRO  
de PONTES e ESTRUTURAS  
7 a 11 de junho de 2021 - Congresso Virtual

Concluiu-se que, para a velocidade crítica de 7 m/s associada ao efeito de desprendimento de vórtice, os esforços foram menores quando comparados aos esforços causados pelo vento de 11 m/s. Essa conclusão foi atingida pelos dois métodos de análise, tanto pelos *softwares* quanto pelas considerações da NBR 6123.

Outra conclusão obtida foi quanto aos métodos de avaliação de carga do vento na TEEH. Verifica-se que os esforços calculados pelo SIMA-RIFLEX com auxílio do TurbSim, foram superiores em cinco vezes aos valores segundo as proposições da NBR 6123. Seja pelo fato da não consideração da rotação das pás pela norma, ou pelas diferentes ponderações geométricas entre os métodos. Sendo assim, pode-se concluir que a NBR 6123 não é aplicável ao projeto de turbinas eólicas.

A partir dessas considerações, foi possível dimensionar as estacas de uma fundação e analisar suas respostas aos esforços impostos. Para a obtenção dos esforços no topo da estaca e visualização gráfica do seu comportamento, utilizou-se o programa SAP2000. Constatou-se que os esforços preponderantes nessa situação foram, além da força axial, o momento fletor em torno de y (causado pelo vento) aplicado no topo do bloco, o qual gerou uma distribuição desigual de cargas de compressão e tração nas estacas.

## Referências

- ABEEólica, Associação Brasileira de Energia Eólica. Boletim Anual de Geração Eólica. Brasil, 2018.
- ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. Atlas de Energia Elétrica do Brasil. 2ª Edição. Brasília, Brasil, 2005.
- AOKI, N., VELLOSO, D. A. Approximate Method to Estimate the Bearing Capacity. In: Congresso Panamericano de Mecânica dos Solos e Engenharia de Fundações, V, 1975, Buenos Aires, Anais, p.367-376.
- AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. API-RP2A-WSD: Recommended Practice for Planning, Designing and Constructing Fixed Offshore Platforms - Working Stress Design.. Washington, EUA, 2000.
- ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. ABNT NBR 6122 - Projeto e Execução de Fundações. Rio de Janeiro, Brasil, 2010.
- ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. ABNT NBR 6123 – Forças Devidas ao Vento em Edificações. Rio de Janeiro, Brasil, 1988.
- BARLTROP, N. D. P., ADAMS, A. J. Dynamics of fixed marine structures. 3ª Edição. Butterworth-Heinemann, 1991.
- BURTON, T. et al. Wind Energy Handbook. Wiley, 2011.
- COMPUTERS AND STRUCTURES, INC. SAP2000 20.2, Structural Analysis Program, 2018.
- DET NORSKE VERITAS. Design of offshore wind turbine structures. Standard: DNV-OS-J101. Noruega, 2014.
- FARIA, P. O, NORONHA, M. Fundações de Torres Eólicas – Estudo de Caso. Conferência GEOSUL, 2013.
- FERNANDES, C. R. Análise Comparativa de Métodos de Avaliação de Carga de Vento em Turbinas Eólicas. Projeto de Graduação – UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, 2020.
- HANSEN, M. O. L. Aerodynamics of Wind Turbines. 2ª Edição. Earthscan, 2008.
- IGLESIA, S. M. 2018. Efeitos do vento em edifícios altos: o que você precisa saber. Alto QI Mais Engenharia. Disponível em: <<https://maisengenharia.altoqi.com.br/construtoras/efeitos-do-vento-em-edificios-altos/>>. Acesso em 10 fevereiro 2020.
- INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. IEC 61400-1 Wind turbines- Part 1: Design requirements, 3ª Edição, 2005.
- JONKMAN, J. M., BUTTERFIELD, S., MUSIAL, W. SCOTT, G., Definition of a 5-MW Reference Wind Turbine for Offshore System Development, National Renewable Energy Laboratory, Technical Report NREL/TP-500-38060, 2009.
- JONKMAN, B. J., KILCHER, L. TurbSim user's guide: version 1.06.00. Versão preliminar. Colorado, EUA: National Renewable Energy Laboratory – NREL, 2012.
- MONTEIRO, P. F. Capacidade de carga de estacas. Relatório interno de Estacas Franki Ltda, 1997.
- NOGUEIRA, G. Avaliação do comportamento de turbinas eólicas offshore fixas do tipo monopile, Dissertação de Mestrado, COPPE – UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, 2019.
- SANTOS, S. H. C. Fundamentos de Concreto Armado II, Escola Politécnica, UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, 2019.
- TEMPEL, J. Design of support structures for offshore wind turbines. Delft, Holanda: Technische Universiteit, 2006.
- VALERIANO, R. Notas de Aula – Fundações Profundas. UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, 2017.