



UM ESTUDO COMPARATIVO DE PROCEDIMENTOS DE ANÁLISE ESTRUTURAL PARA TORRES EÓLICAS DE CONCRETO ARMADO

Nertan Fonseca Barroso Filho

Antônio Macário Cartaxo de Melo

Tereza Denyse Pereira de Araújo

nertan_barroso@hotmail.com

macario@ufc.br

denyse@ufc.br

Universidade Federal do Ceará

Campus Universitário do Pici – Bloco 710, CEP 60455-760, Ceará, Fortaleza, Brasil.

Abstract. *O estudo de soluções econômicas para estruturas de aerogeradores eólicos tem despertado o interesse devido ao apelo ambiental desta fonte de energia renovável. As torres eólicas de aço têm sido bastante estudadas tanto no que concerne à análise quanto à otimização estrutural. Entretanto, limitações nas dimensões devido ao transporte têm sido um fator importante para o emprego de torres de concreto armado. Na otimização, um passo crítico é o processo de análise. Nas análises buscam-se, em geral, respostas em termos de resistência, estabilidade, rigidez e frequência fundamental. Os recursos computacionais modernos têm permitido a aplicação de procedimentos numéricos refinados de análise estrutural, mas computacionalmente caros. Uma linha tem optado por substituição deste processo por metamodelos ou modelos substitutos. Outra alternativa é a adoção de procedimentos simplificados, em geral conservadores, e muito usados em projetos preliminares. Pretende-se, neste trabalho, estudar e comparar modelos de análise de torres eólicas de concreto armado. Os modelos são comparados com relação ao tipo de elemento e são avaliadas as influências de não linearidades.*

Keywords: *Análise, torre eólica, concreto armado, elementos finitos.*

1 INTRODUÇÃO

O movimento mundial para gerar grandes quantidades de eletricidade com turbinas eólicas levou a um aumento significativo na capacidade de geração de energia. A capacidade das turbinas aumentou de um par de kW na década de 1970 para qualquer coisa entre 2000 e 7500 kW atualmente (Zyl, 2014). Uma forma de aumentar a capacidade das turbinas eólicas é aumentar a velocidade média anual do vento a qual as turbinas estarão expostas. Isto pode ser conseguido escolhendo um local com uma alta velocidade média anual do vento, assim como aumentando a altura do rotor da turbina. O efeito da rugosidade da superfície diminui com a altura, assim uma velocidade mais constante do vento pode ser conseguida colocando a turbina numa posição mais elevada.

Portanto, a torre padrão de 80-90 m não é mais adequada se a capacidade da turbina for aumentada. O diâmetro da base de uma torre de aço é limitado a aproximadamente 5,0 m devido à logística de transporte. As limitações de diâmetro tornam as torres de aço antieconômicas para alturas de rotores maiores que aproximadamente 80-90 m. Uma solução para a limitação de altura é usar torres de concreto. As torres de turbinas eólicas de concreto podem ser pré-moldadas e montadas no local, ou concretadas por deslizamento no local com fôrmas deslizantes. Isto tem a vantagem de que os segmentos da torre podem ser suficientemente pequenos e, se necessário, divididos em segmentos menores para serem transportados por caminhões normais ou a torre pode ser produzida no local. Isto supera a limitação no tamanho máximo de transporte da torre e, portanto, elimina a limitação na altura da torre.

O projeto da torre pode ser obtido pela aplicação de técnicas numéricas de otimização (Feijó, 2010; Lima, 2011; Sousa, 2016). Buscam-se soluções que maximizam um dado desempenho e satisfazem restrições, em geral, de comportamento e de boa prática de projeto. Nesta estratégia, um passo crítico é o processo de análise, necessário para avaliação das restrições. Nas análises buscam-se, em geral, respostas em termos de resistência, estabilidade, rigidez e frequência fundamental. Os recursos computacionais modernos têm permitido a aplicação de procedimentos numéricos refinados de análise estrutural, mas, em contrapartida, são computacionalmente caros. Uma estratégia que tem sido investigada na comunidade de otimização é a substituição da análise por metamodelos ou modelos substitutos (Mendonça *et al.*, 2016). Uma alternativa é a adoção de procedimentos simplificados, em geral conservadores, e muito usados em projetos preliminares.

Vários aspectos merecem destaque e carecem de estudos na análise das torres de concreto armado, tais como: tipo de elemento finito usado (viga ou casca); modelagem da ação do vento (estático ou dinâmico); consideração das não linearidades física e geométrica; e modelagem da interação solo-estrutura. O principal interesse tem sido a avaliação do efeito desses elementos nas deflexões e frequências naturais de vibração.

Neste trabalho, modelos de análise de torres eólicas de concreto armado são estudados e comparados com relação ao tipo de elemento e combinações de carga. Um modelo que usa uma análise não linear (Zyl, 2014) é usado para calibrar um modelo que considera o método P-Delta e a rigidez secante para o concreto na tentativa de incorporar efeitos não lineares e obter um procedimento menos caro computacionalmente.

2 TORRES EÓLICAS DE CONCRETO ARMADO

2.1 Características

A torre sob investigação possui formato em tronco de cone com a espessura da parede e com o diâmetro da torre variando linearmente com a altura. Um anel de aço é colocado no topo da torre para simular o efeito do enrijecimento provocado pela estrutura de aço da turbina que se conecta à torre nesta seção. Este modelo tem sido estudado na literatura (Lanier, 2004; Lewin, 2010; Zyl, 2014)

2.2 Cargas

Ao contrário das estruturas de edificações onde o carregamento predominante é o peso próprio da estrutura e de outros componentes, e as cargas acidentais, nas turbinas eólicas as cargas acidentais sobre as torres são insignificantes. Em vez disso, o carregamento dominante nas turbinas é a ação do vento, diretamente na torre e na própria turbina e o peso próprio da estrutura é, neste caso, benéfico para resistir às cargas do vento (Zyl, 2014).

Atualmente não existem normas específicas descrevendo o processo de projeto de torres de turbinas eólicas de concreto armado (Zyl, 2014). Várias normas de projeto podem ser usadas para obter as cargas de vento final direto na torre. As cargas de vento na turbina são fornecidas pelos fabricantes. Neste trabalho as cargas de vento diretamente impostas à estrutura da torre são calculadas usando três normas diferentes de acordo com (Zyl, 2014). A IEC (*International Electrotechnical Commission*) 61400-1 (2005) é usada para o cálculo da velocidade básica do vento; a ASCE (*American Society of Civil Engineers*) 7-10 (2010) para o cálculo da pressão do vento; e finalmente a SANS (*South African National Standards*) 10160-3 (2011) para o cálculo da distribuição da pressão circunferencial.

2.2.1 Velocidade básica do vento de acordo com a IEC 61400-1

A IEC 61400-1 (2005) especifica a velocidade de projeto do vento e apresenta um modelo de vento adequado para um gerador de turbinas eólicas (WTG: *Wind turbine generator*). As turbinas eólicas são separadas em três classes (classe I, II, III) em função do ambiente de exposição ao vento. As classes são subdivididas em categorias de acordo com as características de turbulência do vento, podendo ser: A (turbulência elevada), B (turbulência média) e C (turbulência baixa). Uma quarta classe, denominada S, é usada quando a turbina é exposta a condições de vento não cobertas pelas outras classes, como furacões.

Os parâmetros para as classes padrão de turbinas eólicas são apresentadas na Tabela 1. V_{ref} é a velocidade média de referência do vento com duração de 10 minutos para um período de retorno de 50 anos e I_{ref} é o valor esperado da intensidade de turbulência para ventos de 15 m/s. A intensidade de turbulência é definida pela razão entre o desvio padrão da velocidade do vento e a velocidade média do vento para uma dada amostra de velocidades do vento, referidas a um período de tempo especificado.

Tabela 1 - Classes de turbinas eólicas padrão

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

* Todos os valores são aplicados na altura do cubo (*hub*).

Diferentes condições de vento são especificadas a partir de valores da velocidade de referência do vento e da intensidade de turbulência. Para análise de carga e da segurança os regimes de vento são divididos em condições normais e condições de vento extremo. As primeiras referem-se a condições frequentemente presentes durante a operação da turbina e as extremas são as que têm um período de recorrência de um ano ou 50 anos. A IEC 61400-1 (2005) especifica 8 diferentes modelos de vento, sendo duas condições normais e seis condições extremas. Em geral, os fabricantes fornecem cargas de turbina apenas para o Modelo de Vento Extremo (EWM - *Extreme Wind Model*) e o de Rajada de Operação Extrema (EOG – *Extreme Operating Gust*). Os modelos EWM e EOG e parâmetros definidos em outros modelos, necessários nesses primeiros, são apresentados a seguir de acordo com a IEC 61400-1 (2005).

Modelo do perfil de vento normal (NWP)

Para as classes padrão de turbinas de vento, o perfil normal da velocidade do vento $V(z)$ é definido pela velocidade média do vento em função da altura z acima do solo e usa a lei de potência

$$V(z) = V_{cubo} \left(\frac{z}{z_{cubo}} \right)^{\alpha} \quad (1)$$

onde V_{cubo} é a velocidade do vento na altura do cubo z_{cubo} , especificada pelos fabricantes de turbinas, e o expoente α é uma função da rugosidade do solo. A IEC 61400-1 (2005) utiliza $\alpha = 0,11$ para condições extremas e $\alpha = 0,2$ para condições normais.

Modelo de turbulência normal (NTM)

Neste modelo, define-se o valor representativo do desvio padrão da turbulência, σ_1 , como o 90º percentil de uma dada velocidade do vento na altura do cubo (IEC, 2005). Para as classes de turbina padrão tem-se

$$\sigma_1 = I_{ref}(0,75V_{cubo} + b) \quad (2)$$

onde $b = 5,6$ m/s e I_{ref} é a intensidade de turbulência dada na Tabela 1.

Modelo de velocidade extrema do vento (EWM)

Este modelo pode ser aplicado na modelagem de um vento constante ou turbulento e, por ser uma condição não operacional, a turbina está parada. As velocidades extremas de vento constante V_{e50} e V_{e1} , com períodos de recorrência de 50 anos e um ano, respectivamente, avaliadas para rajadas de vento de 3 segundos e numa altura z acima do solo, são

$$V_{e50}(z) = 1,4V_{ref}\left(\frac{z}{z_{ref}}\right)^{0,11} \quad (3)$$

$$V_{e1}(z) = 0,8V_{e50}(z). \quad (4)$$

O modelo de vento turbulento é usado quando uma análise dinâmica for realizada.

Rajada de operação extrema (EOG)

A magnitude da rajada na altura do cubo V_{gust} é dada, para as classes de turbinas eólicas padrão (IEC,2005), pela expressão

$$V_{gust} = \min \left\{ \begin{array}{l} 1,35(V_{e1} - V_{cubo}) \\ 3,3\left(\frac{\sigma_1}{1+0,1\left(\frac{D}{\Lambda_1}\right)}\right) \end{array} \right. \quad (5)$$

onde σ_1 é dado na Eq. (2), Λ_1 é o parâmetro da escala de turbulência longitudinal, suposto, de acordo com Zyl (2014), igual a 42 m quando $z_{cubo} \geq 60$ m e D é o diâmetro do rotor da turbina.

A velocidade do vento para uma altura z e no tempo t é dada por

$$V(z, t) = \begin{cases} V(z) - 0,37V_{gust}\sin\left(\frac{3\pi t}{T}\right)\left(1 - \cos\left(\frac{2\pi t}{T}\right)\right) & \text{para } 0 \leq t \leq T \\ V(z) & t > T \end{cases} \quad (6)$$

onde $V(z)$ é definida na Eq. (1) para a condição NWP e $T=10,5$ s.

A condição EOG pode ser usada como um modelo estático adotando-se para a velocidade estática de rajada de vento de 3 segundos o valor de pico máximo obtido na Eq. (6).

2.2.2 Pressão de vento de acordo com ASCE 7-10

A ASCE 7-10 (2010) é publicada pela Sociedade Americana de Engenheiros Civis e é uma norma de projeto credenciada pelo Instituto Nacional de Normas Americanas (ANSI: *American National Standards Institute*), que faz referência às cargas mínimas de projeto para edifícios e outras estruturas. A norma SANS 10160-3 (2011) não é usada para determinar a carga do vento, devido ao fato de que não leva em consideração a interação dinâmica entre uma estrutura esbelta e o vento. A ASCE 7-10 (2010) leva isso em conta utilizando o método do fator de rajada, que faz uma estimativa de uma carga estática equivalente induzida por uma carga dinâmica do vento. A norma distingue entre estruturas rígidas com frequência natural maior que 1 Hz e estruturas esbeltas com frequência natural menor de 1 Hz. As torres de turbinas eólicas de concreto de 100 m de altura normalmente têm uma primeira frequência natural na faixa de 0,4 Hz de acordo com Zyl (2014).

É comum na indústria de turbinas eólicas adotar-se a velocidade de vento de referência (V_{ref}) a altura do cubo da turbina. A ASCE 7-10 (2010), como a maioria das outras normas de projeto, usa uma velocidade de vento de referência ou velocidade básica do vento a altura de 10 m. A velocidade básica do vento também é necessária por ser uma velocidade de vento de rajada de 3 segundos. A velocidade do vento de referência calculada usando a IEC 61400-1 (2005) é uma velocidade de vento de rajada de 3 segundos à altura do cubo e, portanto, tem de ser convertida para uma velocidade de vento a 10 m. A lei de potência dada na Eq. (1) é usada para converter a velocidade do vento.

O processo apresentado pela ASCE 7-10 (2010) para calcular a pressão de vento de projeto na torre de turbina eólica, é apresentado. Nesse caso, a pressão dinâmica do vento em função da altura da torre é dada por:

$$q(z) = 0,613K_zK_{zt}K_dV^2IG \quad (7)$$

onde K_z é um coeficiente de exposição e é função da rugosidade da superfície e da altura da estrutura. É descrito por:

$$K_z = \begin{cases} 2,01\left(\frac{z}{z_g}\right)^\alpha & \text{para } 4,01 < z < z_g \\ 2,01\left(\frac{4,6}{z_g}\right)^\alpha & \text{para } z < 4,6 \end{cases} \quad (8)$$

onde z é a altura de interesse, $\alpha = 11,5$ de acordo com a Tabela 2 e $z_g = 213,36$ m.

As categorias de exposição usadas pela ASCE 7-10 (2010) são semelhantes às categorias usadas pelo SANS 10160-3 (2011). A categoria de exposição D, adotada por Zyl (2014), é utilizada para terreno plano, sem obstáculos e superfícies aquáticas fora de regiões sujeitas a furações.

Na equação (7), K_{zt} é o fator topográfico e leva em conta o efeito de aceleração do vento em colinas e montanhas onde a topografia da paisagem muda bruscamente, podendo ser tomado como 1,0 para terreno plano; K_d é o fator de direcionalidade e leva em consideração a forma da estrutura, sendo igual a 0,95 para torres circulares; V é a velocidade básica do vento (m/s) com um tempo médio de 3 segundos a uma altura de 10 m; I é o fator de importância que leva em conta o risco para os seres humanos no caso de falha estrutural. Seu valor pode ser tomado como 1,0 porque as turbinas de vento são construídas geralmente em áreas rurais abertas, onde os seres humanos não estão nas proximidades da estrutura. G é o fator de efeito de rajada que, para estruturas sensíveis flexíveis ou dinâmicas, é calculado com a seguinte equação:

$$G_f = 0,925 \left(\frac{1+1,7I_{\bar{z}}\sqrt{g_Q^2Q^2+g_R^2R^2}}{1+1,7g_vI_{\bar{z}}} \right) \quad (9)$$

As variáveis g_Q e g_v são os fatores de pico para a resposta de fundo e do vento, respectivamente. Seus valores são iguais e é 3,4. A intensidade da turbulência na altura $\bar{z}$ é dada por:

$$I_{\bar{z}} = c\left(\frac{10}{\bar{z}}\right)^{\frac{1}{6}} \quad (10)$$

$$Q = \sqrt{\frac{1}{1+0,63\left(\frac{B+h}{L_z}\right)^{0,63}}} \quad (11)$$

$$L_{\bar{z}} = l\left(\frac{\bar{z}}{10}\right)^{\bar{\epsilon}} \quad (12)$$

O fator de pico para a ressonância g_R é dado por:

$$g_R = \sqrt{2 \ln(3600n_1)} + \frac{0,577}{\sqrt{2 \ln(3600n_1)}} \quad (13)$$

onde, n_1 é a frequência fundamental da torre em Hz. O fator de resposta ressonante R é dado por:

$$R = \sqrt{\frac{1}{\beta} R_n R_h R_B (0,53 + 0,47 R_L)} \quad (14)$$

$$R_n = \frac{7,47 N_1}{(1+10,3 N_1)^{\frac{5}{3}}} \quad (15)$$

$$R_n = \frac{7,47 N_1}{(1+10,3 N_1)^{\frac{5}{3}}} \quad (15)$$

$$N_1 = \frac{n_1 L_{\bar{z}}}{\bar{V}_{\bar{z}}} \quad (16)$$

$$\bar{V}_{\bar{z}} = \bar{b}\left(\frac{\bar{z}}{10}\right)^{\bar{\alpha}} V \quad (17)$$

$$R_h = \frac{1}{4,6 n_1 \frac{h}{\bar{V}_{\bar{z}}}} - \frac{(1 - e^{-2(4,6 n_1 \frac{h}{\bar{V}_{\bar{z}}})})}{2(4,6 n_1 \frac{h}{\bar{V}_{\bar{z}}})^2} \quad (18)$$

$$R_B = \frac{1}{4,6 n_1 \frac{B}{\bar{V}_{\bar{z}}}} - \frac{\left(1 - e^{-2\left(4,6 n_1 \frac{B}{\bar{V}_{\bar{z}}}\right)}\right)}{2\left(4,6 n_1 \frac{B}{\bar{V}_{\bar{z}}}\right)^2} \quad (19)$$

$$R_L = \frac{1}{15,4 n_1 \frac{L}{\bar{V}_{\bar{z}}}} - \frac{(1 - e^{-2(15,4 n_1 \frac{L}{\bar{V}_{\bar{z}}})})}{2(15,4 n_1 \frac{L}{\bar{V}_{\bar{z}}})^2} \quad (20)$$

onde, $\bar{z} = 0,6h$; h é a altura da torre; V é a velocidade básica do vento (m/s); B é a largura da torre medida perpendicularmente à direção do vento, sendo, portanto, igual ao diâmetro da torre; L é a dimensão da torre paralela a direção do vento, sendo também igual ao diâmetro da torre. Os valores de todas as constantes utilizadas são mostradas na Tabela 2.

Tabela 2 – Constantes do vento

Exposição	A	$z_g(m)$	$\hat{a}$	$\hat{b}$	$\bar{a}$	$\bar{b}$	c	$l(m)$	$\bar{\epsilon}$	$z_{min}(m)$
B	7,0	365,76	$\frac{1}{7}$	0,84	$\frac{1}{4,0}$	0,45	0,30	97,54	$\frac{1}{3,0}$	9,14
C	9,5	274,32	$\frac{1}{9,5}$	1,00	$\frac{1}{6,5}$	0,65	0,20	152,40	$\frac{1}{5,0}$	4,57
D	11,5	213,36	$\frac{1}{11,5}$	1,07	$\frac{1}{9,0}$	0,80	0,15	198,12	$\frac{1}{8,0}$	2,13

2.2.3 Distribuição da pressão circunferencial de acordo com SANS 10160-3

A SANS 10160-3 (2011) é publicada pelo Departamento de Normas da África do Sul (SABS: *South African Bureau of Standards*) e fornece orientação sobre a determinação de ações de vento natural para o projeto estrutural de edifícios e indústrias (SANS 10160-3, 2011). A distribuição da pressão circunferencial é fortemente influenciada pelo número de Reynolds que descreve o regime de fluxo do vento. A SANS 10160-3 (2011) fornece os coeficientes de pressão externa para diversos números de Reynolds. A Figura 1 é baseada numa rugosidade equivalente de $k/b < 5 \times 10^{-4}$, onde k é a rugosidade de protusão e b é o diâmetro do cilindro. A torre de turbina eólica de concreto utilizada nesta pesquisa está em conformidade com este limite.

Os coeficientes de pressão crítica da Figura 1 são apresentados na Tabela 3, em que α_{min}^a é a posição da pressão mínima, expressa em graus; $C_{p0,min}^b$ é o valor do coeficiente de pressão mínimo; α_A^c é a posição da separação de fluxo, expressa em graus; $C_{p0,h}^d$ é o coeficiente de pressão base.

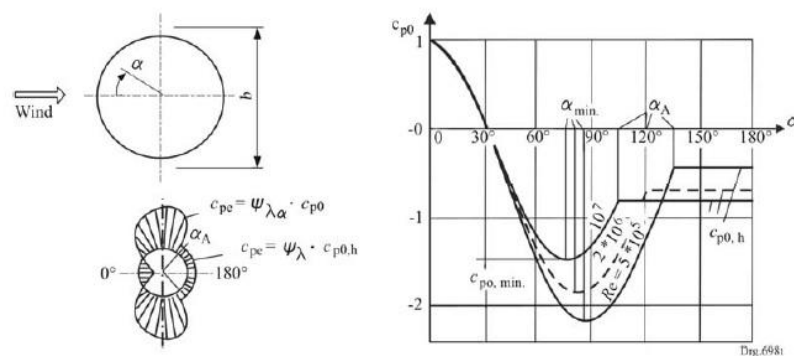


Figura 1 - Distribuição de pressão para cilindros com diferentes números de Reynolds (Zyl, 2014)

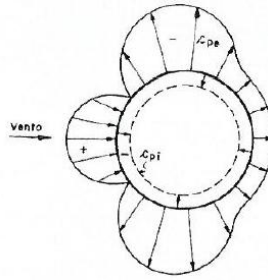


Figura 2 - Nomenclatura do coeficiente de pressão externa (Zyl, 2014)

Tabela 3 - Coeficiente de pressão externa (Zyl, 2014)

1	2	3	4	5
Re	α_{min}^a	$C_{p0,min}^b$	α_A^c	$C_{p0,h}^d$
5×10^5	85	-2,2	135	-0,4
2×10^6	80	-1,9	120	-0,7
10^7	75	-1,5	105	-0,8

2.3 Cargas da turbina

A pressão do vento sobre as pás, cubo e nacelle é transferida para o topo da torre. Essas forças são conhecidas como cargas de turbina e são as maiores cargas impostas à torre. A determinação das cargas de turbina é complexa e requer um conhecimento profundo de aerodinâmica. Por esta razão, as cargas de turbina são dadas pelos fabricantes de turbinas para uma turbina específica em um ambiente eólico específico. Essas cargas são segredos comerciais e, portanto, não estão livremente disponíveis.

Um estudo feito por engenheiros de Berger-Abam para o Laboratório Nacional de Energia Renovável (NREL: *National Renewable Energy Laboratory*) no Colorado, listou as cargas de turbina, obtidas pelo uso da dinâmica de fluidos computacional (CFD).

Essas cargas são usadas por Zyl (2014) porque as cargas reais da turbina são protegidas por direitos autorais. As especificações da turbina utilizadas pelo Laboratório Nacional de Energia Renovável (NREL: *National Renewable Energy Laboratory*, 2002) são apresentadas na Tabela 4. As cargas de turbina são indicadas para duas condições de vento IEC, a saber: EWM e EOG. As velocidades de vento com duração de 3 segundos usadas para os modelos EWM e EOG foram 59,5 m/s e 35,0 m/s, respectivamente. As cargas da turbina a uma altura de cubo de 100 m são dadas na Tabela 5.

Tabela 4 - Especificações da Turbina

Especificação	Valor
Potência	3,6 MW
Velocidade do rotor	13,2 rpm
Diâmetro do rotor	108,4 m
Massa da turbina (incluindo nacelle, cubo e pás)	314912 kg
Altura do cubo	100 m
Classe IEC	IIB

Tabela 5 - Cargas de Turbina

	Força de impulso (kN)	Momento de tombamento (kNm)	Força de compressão axial na torre (kN)	Momento torçor (kNm)
EWM	1086	16767	3155	5961
EOG	1199	9913	3129	1597

2.4 Coeficientes parciais e combinações de carga

Ações provenientes do vento que atua tanto na turbina eólica quanto diretamente na torre possuem a mesma origem. Deste modo, é possível considerar apenas uma ação variável, o vento, enquanto as demais ações são permanentes, direta e indireta: peso próprio (Gama, 2015).

Como é visto em Zly (2014) o método dos estados limites é usado para o projeto da torre. Os coeficientes de carga parciais no estado limite último são prescritos pela ASCE, mas são feitas modificações para atender a IEC. Essa norma especifica um coeficiente parcial de segurança de 1,35 para cargas de turbina induzidas pelo vento. A ASCE utiliza um coeficiente parcial de carga de 1,6 em todas as cargas induzidas pelo vento. A pressão do vento de projeto na torre é calculada de acordo com a ASCE e assim, para ser compatível com a norma, foi utilizado um fator de 1,6 para a pressão direta do vento sobre a torre. Na indústria, as cargas da turbina são calculadas de acordo com a IEC e, portanto, um fator de carga parcial de 1,35 foi usado para todas as cargas de turbina induzidas pelo vento. Em relação a carga permanente o coeficiente parcial utilizado é de 0,9 de acordo com a ASCE.

O estado limite de serviço para uma turbina eólica deve ser uma condição de operação sob condições de vento normais. O modelo EOG é o único modelo de vento operacional para o qual estão disponíveis cargas de turbina. O modelo simula uma condição extrema com um período de recorrência de 1 ano. O uso das cargas de turbina com o modelo EOG superestimarão consideravelmente as cargas operacionais normais da turbina e levará a um projeto antieconômico. Os fabricantes de turbinas recomendam que na ausência de cargas operacionais, 60% da carga característica extrema possa ser usada (Zly, 2014). Então:

$$0,9D + 1,6W + 1,35TWL \quad \text{para o ELU} \quad (21)$$

$$0,6(1,0D + 1,0W + 1,0TWL) \quad \text{para o ELS} \quad (22)$$

onde D é a carga permanente, W é a carga direta do vento na torre e TWL é a carga de turbina induzida pelo vento;

2.5 Propriedades dos materiais utilizados na modelagem de Zyl (2014)

As características do concreto utilizadas na torre modelada por Zyl (2014) estão resumidas na Tabela 6.

Tabela 6 - Propriedades de concreto obtidas usando a Norma Modelo CEB-FIB (2010).

Propriedade	Valor
f_{ck}	80 MPa
$f_{ctk,min}$	3,4 MPa
G_F	163,4 N/m
E_c	44,4 GPa
ν_c	0,2

f_{ck} é a resistência característica à compressão (MPa), $f_{ctk,min}$ é o limite inferior para a resistência característica à tração, G_F é a energia de fratura do concreto, E_c é o módulo de elasticidade do concreto com 28 dias em Mpa e ν_c é o coeficiente de Poisson.

As características da armadura utilizadas na torre modelada por Zyl (2014) estão resumidas na Tabela 7.

3 ANÁLISE ESTRUTURAL

Neste seção são apresentados os modelos das torres a serem estudadas e são discutidos os resultados obtidos com o programa de análise estrutural SAP 2000 e comparados com os resultados de Zyl (2014).

Zyl (2014) analisou uma torre tronco de cone de 100 m de altura, tendo o diâmetro inferior 7,10 m, o diâmetro intermediário 5,55 m, diâmetro superior 4,00 m, a espessura da parede inferior 0,40 m, a espessura da parede intermediária 0,35 m e a espessura superior 0,30

m. Tanto a espessura da parede quanto o diâmetro da torre variam linearmente com a altura. Um anel de aço é colocado no topo da torre para simular o efeito do enrijecimento provocado pela estrutura de aço da turbina que se conecta à torre neste ponto. A torre foi modelada como elemento de casca com tamanho de malha de 0,5 m na direção vertical e um ângulo de 10 graus na direção circunferencial usando o programa Diana.

Tabela 7 – Propriedades da armadura

Propriedade	Valor
Densidade	7850 kg/ m ³
Módulo de elasticidade	200 GPa
Coeficiente de Poisson	0,3
Resistência ao escoamento	450 MPa
Modelo do material	Idealmente plástico
Armadura vertical	5068 mm ² /m por camada
Armadura horizontal	1636 mm ² /m por camada
Quantidade de camadas horizontal	2
Quantidade de camadas vertical	2
Recobrimento do concreto	0,04 m

O modelo de viga proposto foi modelado no programa de análise estrutural SAP 2000 com 200 elementos. O modelo de casca proposto foi modelado no programa de análise estrutural SAP 2000 com tamanho de malha de 0,5 m na direção vertical e um ângulo interno 10° na direção circunferencial, sendo composto de 7236 elementos de casca. Em relação à modelagem do vento foi considerado o efeito da pressão circunferencial.

3.1 Deflexão no estado limite de serviço

As deflexões são tradicionalmente calculadas para o estado limite de serviço (ELS). Grandes deflexões no topo da torre no ELS farão com que a eficiência da turbina diminua e, portanto, essas deflexões devem ser limitadas. A deflexão máxima no ELS é apresentada na Tabela 8.

Os fabricantes de turbinas eólicas geralmente especificam a deflexão máxima da torre sob cargas de serviço. Estes limites não podem ser obtidos junto aos fabricantes, sendo assim

utilizada a norma ACI 307-98. Essa norma especifica que a deflexão lateral máxima permitida no topo da torre de concreto antes da aplicação de fatores de carga, deve ser

$$Y_{MAX} = 3,33 h \text{ (mm)} \quad (23)$$

onde h é a altura da torre em m.

A deflexão da torre no momento em que o concreto começa a fissurar é apresentada na Tabela 8 para o ELS. Este é um parâmetro importante, porque, até este ponto, o concreto armado se comportou como um material homogêneo. À medida que o concreto fissura, ele perde sua resistência à tração e o material deixa de se comportar como um material homogêneo.

Tabela 8: Deflexão no topo da torre para o ELS (mm)

	Elemento de casca Zyl (2014)	Presente trabalho **		Diferença (%)	
		Elemento de casca	Elemento de viga	Elemento de casca	Elemento de viga
No início da fissuração – 75% da carga	168	174	166	-3,57	1,19
100% da carga	549 *	232	221	57,74	59,74
100% da carga e $0,41 E_c$	-	567	540	-3,28	1,64

* Considera a fissuração da seção.

** Análise elástica linear (sem fissuração)

A rigidez de uma seção de concreto completamente fissurada no seu lado tracionado é reduzida drasticamente, variando, segundo McCormac & Brown (2014), entre um terço e três quartos da rigidez da seção bruta não fissurada. Observando o gráfico da carga de vento aplicada $\times$ deflexão máxima para o estado limite de serviço apresentado em Zyl (2014), concluímos que o módulo de elasticidade secante que fornece o mesmo resultado da análise de Zyl (2014) é da ordem de 0,41 do módulo de elasticidade na origem. Resultados da análise linear com este módulo de elasticidade são mostrados na última linha da Tab.8.

Analisando a Tabela 8, observa-se que a deflexão obtida, tanto no modelo de casca como de viga, excede a deflexão lateral máxima prescrita pelo ACI 307-98, que é 333 mm, quando se considera 100 % da carga e a rigidez de $0,41E_c$. Como era esperado, a aplicação de 100 % da carga nos modelos lineares produz deslocamentos bem inferiores ao modelo com seção fissurada de Zyl (2014). A redução da rigidez para 41 % do valor inicial, isto é, a adoção de um módulo secante reproduz com boa precisão o resultado da seção fissurada.

3.2 Deflexão no estado limite último (ELU)

Não há limite de deflexão para o estado limite último, desde que a estrutura tenha resistência suficiente para evitar o colapso. As deflexões máximas no ELU são apresentadas na Tabela 9 para os elementos de viga e casca e comparadas com Zyl (2014).

Analisando os resultados da Tabela 9, observa-se que a consideração do concreto fissurado no modelo de Zyl (2014) apresenta resultado discrepante em relação aos elementos de casca e de viga quando da aplicação de 100 % da carga. Entretanto se for adotado 33,0 % da rigidez original, a deflexão no ELU é calculada com diferença de 0,66 % para o elemento de casca e 6,14 % para o elemento de viga em relação ao resultado obtido por Zyl (2014).

Tabela 9: Deflexão no topo da torre para o ELU (mm)

	Elemento de casca Zyl (2014)	Presente trabalho **		Diferença (%)	
		Elemento de casca	Elemento de viga	Elemento de casca	Elemento de viga
No início da fissuração - 30% da carga	155	178	168	-14,84	-8,39
100% da carga	1808 *	593	560	67,20	69,03
100% da carga e 0,33 Ec	-	1796	1697	0,66	6,14

* Considera a fissuração da seção.

** Análise elástica linear

4 ANÁLISE NÃO LINEAR

Estruturas delgadas que sofrem deformações relativamente grandes são propensas ao efeito de segunda ordem. Um dos efeitos de segunda ordem mais comuns, é o efeito P-Delta, que ocorre em todas as estruturas que são submetidas a cargas axiais de compressão. Quando uma estrutura sofre grandes deformações, a carga axial pode apresentar excentricidades, dando origem a momentos de segunda ordem. Esses momentos podem ser significativos em estruturas esbeltas submetidas a grandes forças axiais. Uma torre de turbinas eólicas é delgada e é submetida a uma grande força axial, causada pelo peso da turbina no topo da torre. O peso próprio da torre de concreto também causará momentos de segunda ordem no estado deformado.

O momento de tombamento adicional do peso da turbina e do próprio peso da torre é calculado usando a deflexão máxima da torre e a curva de deflexão da torre. Matematicamente, esse momento pode ser calculado pela seguinte equação:

$$M_{add} = \int_0^h w(y)\Delta(y) dy + P\Delta \quad (24)$$

onde, $w(y)$ é a função que descreve o peso próprio da torre, $\Delta(y)$ é a função de deflexão e P é o peso da turbina.

4.1 Deflexão ELU

A magnitude dos efeitos de segunda ordem na torre é determinada pelo efeito P-Delta considerando a não-linearidade geométrica. Analisando os resultados da Tabela 10, observa-se que a consideração do concreto fissurado no modelo de Zyl (2014) apresenta resultado discrepante em relação aos elementos de casca e de viga quando da aplicação de 100 % da carga com a rigidez da seção não fissurada. Entretanto se for adotado 33,0 % da rigidez original, a deflexão no ELU é calculada com diferença de 0,41 % para o elemento de casca e 5,39 % para o elemento de viga em relação ao resultado obtido por Zyl (2014).

Tabela 10: Deflexão no topo da torre para o ELU com os efeitos de 2ª ordem (mm).

	Elemento de casca Zyl (2014)	Presente trabalho **		Diferença (%)	
		Elemento de casca	Elemento de viga	Elemento de casca	Elemento de viga
100% da carga	1930 *	608	573	68,50	70,31
100% da carga e 0,33 Ec	-	1938	1826	-0,41	5,39

* Considera a fissuração da seção.

** Análise elástica linear

5 ANÁLISE DE VIBRAÇÃO LIVRE

A frequência natural da torre foi calculada usando os elementos de viga e de casca no programa de análise estrutural SAP 2000, considerando uma massa distribuída ao longo da torre e uma massa concentrada na parte superior da estrutura representando a massa da turbina. A frequência fundamental obtida na análise modal considerando o estado não fissurado foi de 0,415 Hz para o elemento de casca e 0,425 para o elemento de viga, apresentando uma diferença de 6,74 % para o elemento de casca e 4,49% para o elemento de viga quando comparados com o resultado de Zyl (2014), que foi 0,445 Hz. A solução analítica para um elemento de viga e massa concentrada no topo é de 0,43 Hz. Assim, o elemento de viga apresentou diferença de apenas 1,16 % enquanto o elemento de casca apresentou diferença 3,49 %.

Para analisar o efeito da fissuração na frequência fundamental, são consideradas as duas situações anteriores com reduções na rigidez para 41 % e 33 % da original, respectivamente para o ELS e ELU. Considerando o ELU, a frequência obtida foi de 0,238 Hz para o elemento de casca e 0,244 para o elemento de viga, apresentando uma diferença de 4,39% para o elemento de casca e 7,02% para o elemento de viga quando comparados com o resultado de Zyl (2014), que foi 0,228 Hz. Em relação ao ELS a frequência obtida na análise modal foi 0,265 Hz para o elemento de casca e 0,272 Hz para o elemento de viga, apresentando uma diferença de 9,96% para o elemento de casca e 12,86% para o elemento de viga quando comparados com o resultado de Zyl (2014), que foi 0,241 Hz.

Analisando os resultados, observa-se que a frequência fundamental da torre é significativamente reduzida pela formação de fissuras no concreto e a redução apropriada na rigidez fornece bons resultados.

6 CONCLUSÕES

Os resultados indicam que o modelo de viga produziu resultados satisfatórios para a sua utilização em um modelo de otimização de projeto preliminar de torres de concreto armado. A não linearidade geométrica pode ser representada pelo efeito P-delta e a do material pela redução da rigidez. Por ser mais simples, a sua utilização não tornará a otimização tão onerosa computacionalmente. Obviamente que a solução obtida deverá ser avaliada com um modelo mais refinado de análise. Os elementos também produziram resultados satisfatórios, mas apresentam um custo computacional mais elevado.

Na otimização usando algoritmos bio-inspirados, como os algoritmos genéticos, muitas análises são necessárias. O uso de um modelo mais simples de análise pode ser útil e evitaria a necessidade de utilização de modelos substitutos.

AGRADECIMENTOS

Ao Laboratório de Mecânica Computacional e Visualização da Universidade Federal do Ceará (LMCV/UFC).

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ACI 307. (1998). *Design and Construction of Reinforced Concrete Chimneys*. 1998.
- ASCE 7-10. *Minimum Design Loads for Buildings and Other Structures*. 2010.
- Associação Brasileira de Normas Técnicas. *NBR 6123: Forças devido ao vento em edificações*. Rio de Janeiro, 1988. 66p.
- Blessmann, J. *Aerodinâmica das construções*. Editora da Universidade, 1983. 255p.
- Brasil, R.M.L.R.F.; Pauletti, R.M.O.; Carril Jr, C.F.; Lazzanha, E.C. *Efeito do vento sobre uma torre de telecomunicações em concreto pré-moldado*. Universidade de São Paulo. São Paulo, 2000. 16p.

- Brasil, R.M.L.R.F.; Silva, M.S.P. *Análise dinâmica não-linear de torres em concreto armado submetidas ao vento sintético*. Universidade de São Paulo. São Paulo, 2016. 16p.
- Computers & Structures Inc. *SAP 2000's CSI Analysis Reference Manual*. Berkeley, 2005. 415p.
- Feijó, B. P. *Otimização de torres de aço para geradores eólicos*. Universidade Federal do Ceará. Fortaleza, 2010. 85p.
- Franco, M. *Direct along-wind dynamic analysis of tall structures*. Universidade de São Paulo. São Paulo, 1993. 35p.
- Gama, P. V. C. N. *Contribuições ao dimensionamento de torres eólicas de concreto*. Universidade de São Paulo. São Paulo, 2015. 231p.
- Gazetas, G. *Analysis of machine foundation vibrations: state of the art*. Rensselaer Polytechnic Institute. Troy, 1984. 41p.
- Hau, E. *Wind Turbines: Fundamentals, Technologies, Application, economics*. 2a. Ed. Krailling-Germany: Springer, 2006. 783p.
- International Electrotechnical Commission. *Wind Turbines - Part 1: Design Requirements (61400-1)*. Genebra – Suíça, 2005. 85p.
- Jammes, F. X. *Design of Wind Turbines with Ultra-High Performance Concrete*. Massachusetts Institute of Technology. Cambridge, 2009. 73p.
- Lanier, M.W. *LWST Phase I Project Conceptual Design Study: Evaluation of Design and Construction Approaches for Economical Hybrid Steel/Concrete Wind Turbine Towers*. National Renewable Energy Laboratory. Washington, 2004. 698p.
- Lewin, T. J. *An Investigation of design alternatives for 328-ft (100-m) tall wind turbine towers*. Iowa State University. Ames, 2010. 181p.
- Lima, J. B. C. A. *Contribuições para otimização estrutural de torres tubulares de aço para turbinas eólicas*. Universidade Federal do Ceará. Fortaleza, 2011. 150p.
- Mendonça, J. A. F. ; Parente Junior, E. ; Melo, A. M. C. ; Barroso, E. S. ; Paiva, A. C. . *Aplicação de Redes Neurais Artificiais na Otimização de Placas Laminadas*. In: XXXVII Iberian Latin-American Congress on Computational Methods in Engineering (CILAMCE 2016), 2016, Brasília. vol. 1, pp. 1-16.
- Protendidos Dymidag LTDA. *Parques Eólicos no Rio Grande do Norte*. Disponível em: <<https://www.dywidag.com.br/projetos/protendidos-dywidag-projetos/parques-eolicos-no-rio-grande-do-norte-brasil.html>>. Acessado em 06/06/2017.
- REVISTA ECOTURISMO. *BRASIL SOBE NO RANKING MUNDIAL DE CAPACIDADE INSTALADA DE ENERGIA EÓLICA EM 13/02/2017*. Disponível em: <<http://revistaecoturismo.com.br/turismo-sustentabilidade/brasil-sobe-no-ranking-mundial-de-capacidade-instalada-de-energia-eolica/>>. Acessado em 06/05/2017.
- Revista Ibracon Concreto e Construções. *Setor Eólico – Contribuições do Concreto para fundações e torres de aerogeradores*. Disponível em: <http://www.ibracon.org.br/publicacoes/revistas_ibracon/rev_construcao/pdf/Revista_Concreto_75.pdf>. Acessado em 06/05/2017.

SANS 10160-3. *Basis of structural design and actions for buildings and industrial structures Part 3: Wind actions*. SABS, 2011. 78p.

Sousa, J. R. *Um modelo refinado para a otimização de torres de aço de turbinas eólicas*. TCC Eng. Civil. Universidade Federal do Ceará. Fortaleza, 2016. 82p.

Zyl, W. S. V. *Concrete Wind turbine towers in Southern Africa*. Faculty of Engineering at Stellenbosch University. Stellenbosch, 2014. 129p.