

ATUALIZAÇÃO DE UM MODELO NUMÉRICO EM ELEMENTOS FINITOS DE UMA TORRE EÓLICA PARA AVALIAÇÃO DE PERFORMANCE ESTRUTURAL

Aurelio C. Feliciano

aureliocfeng@gmail.com

Centro Universitário de Anápolis – UniEVANGÉLICA

Av. Universitária, Km 3,5, Cidade Universitária, 75083-515, Anápolis/GO, Brasil

Guilherme S. Alencar

guilherme.alencar@fe.up.pt

guilherme.alencar@ifg.edu.br

Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto – FEUP – Portugal

Rua Dr. Roberto Frias, s/n, 4200-465, Porto, Portugal

José Guilherme S. da Silva

jgss@uerj.br

Universidade do Estado do Rio de Janeiro – UERJ – Rio de Janeiro

Av. São Francisco Xavier, 524, 20550-900, Rio de Janeiro/RJ

Abstract. Wind towers installed around the world have a particular behavior according to their mechanical properties due to their ability to answer these questions in relation to their structural performance. Consisting of steel elements and with a unique cross section, each tower has its own design parameters and state variables that induce other analytical characteristics to be studied. From these we can find a real model of a wind tower and from this, develop numerical analytical studies, encourage and monitor the execution conditions and structural behavior. This paper presents a calibration of an experimental model of a wind tower studied by Christophe Thierry Loraux in 2018 in Switzerland. Hoping to determine the optimized natural frequencies of the structure, take the numerical-experimental model as a future research tool for static and dynamic analysis. The numerical optimization performed was based on the Powell Subproblem Approximation method proposed in 1964, where the limitation of inaccurate parameters of the tower rotor set mass and the rigidity of the soil-structure interaction is restricted in the motivation to determine the values. of the unlimited natural frequencies of the experimental model.

Keywords: Wind towers, Numerical analytical, Optimized natural frequencies

1 Introdução

A consideração da energia eólica como fonte de energia renovável e limpa referente a produção e consumo humano, apresenta-se como uma alternativa energética que carrega consigo inúmeras vantagens a efeito de exploração. Em países europeus e até em alguns outros países localizados no continente americano já estão se desenvolvendo estudos e aplicando-os na expectativa de revolucionar seus meios de produção de energia e amadurecer o consumo dos mesmos na intenção de incentivar programas internacionais de conservação do meio ambiente e novas tecnologias de produção de energia.

A partir desta ideia, o desenvolvimento da energia eólica evoluiu significativamente nas últimas décadas, transformando os moinhos de ventos do século XVII, para estruturas esbeltas atuais que suportam aerogeradores com peso da ordem de 100 tf [7]. Isto fez-se necessário para promover uma maior capacidade de geração de energia.

Os primeiros parques eólicos, destinados à comercialização de energia elétrica em larga escala, passaram a operar nos EUA e na Europa Ocidental a partir da década de 1980. Já nos anos 2000, boa parte do países europeus ocidentais já utilizava a energia eólica *onshore* [9].

No Brasil, a fonte eólica tem ampliado sua participação na matriz energética brasileira, ultrapassando valores de 6 %. E de acordo com a Associação Brasileira de Energia Eólica até 2020, a participação da fonte eólica na matriz nacional de energia deve alcançar os 12% [9].

No campo de atuação do estudos na Europa, os desenvolvedores europeus de projetos eólicos instalarão anualmente uma média de 17 GW de capacidade, afirmou o grupo de lobby Wind Europe em seu relatório Perspectiva para 2022 [3]. Isto é, a capacidade de energia eólica instalada nos países europeus poderá alcançar 258 GW, o que representa 25 % de toda produção mundial nos próximos 5 anos. Posteriormente a essa data, as dúvidas em relação a política energética dos governos e a ausência de pretensão na produção podem dificultar progressos de investimentos até 2030.

As intensas pesquisas sobre a exploração do vento tem sido obtidas devido a instalação em larga escala de inúmeras torres eólicas ao redor do mundo. Estas estruturas agora possuem um caráter moderno, compostas de suportes estruturais muito altos juntamente com longas pás caracterizando um sistema dinâmico diferenciado. Juntamente com elementos mecânicos instalados no topo das mesmas com a finalidade de convergir energia mecânica em energia elétrica pela incidência dos ventos continentais e marítimos.

A frequência natural destas torres é um parâmetro que indica o comportamento modal do elemento estrutural e que está diretamente ligado aos parâmetros de análises dinâmicas na mesma. Comportamento dinâmico que se dá pela consideração de cargas atuantes como o vento, temperatura e em outras situações, até a neve.

Sabe-se que as torres de aerogeradores estão sujeitas a cargas estáticas e dinâmicas além de outras propriedades que devem ser levadas em consideração. Através de processos de otimização é possível tratar problemas desta magnitude [6]. A otimização a ser aplicada no projeto e execução destas estruturas está além da possibilidade de economia e redução de peso próprio das torres, como redução do peso do material utilizado e de suas propriedades físicas e geométricas. Pode-se propor por meio da invariabilidade destas mesmas propriedades, a otimização dos efeitos dinâmicos a fim de ser prever para toda e qualquer torre eólica um limiar de comportamento estrutural que seja seguro e realista.

O objetivo deste trabalho apresenta-se pela proposta de aplicar um processo de otimização das frequências naturais existentes no trabalho experimental de Loraux intitulado de *Long-term monitoring of existing wind turbine towers and fatigue performance of UHPFRC under compressive stresses* em 2018, o qual expõe por meio de dados obtidos in situ da análise do modelo da torre eólica V90-2MWTM

da Vestas Company localizada na Suíça. A turbina é atualmente produzida pela JUVENT SA e operada pela BKW Energy AG.

2 Descrição geométrica estrutural da torre eólica

A torre eólica V90 possui um rotor de 90 m de diâmetro com 3 lâminas e possui uma capacidade de geração de energia de 2 MW. Este modelo é projetado geralmente para regiões com condições de ventos modestas desde que esta seja otimizada para resistir a condições médias de ventos e turbulências baixas incidentes. As lâminas da turbina eólica tem 44 m de comprimento são feitas de fibra de vidro reforçadas com epóxi e fibras de carbono com um peso aproximado de 6,7 toneladas cada uma [10]. A estrutura de suporte da torre possui 95 m de altura em uma forma cônica constituída de aço S355 de acordo com a EN 100024, aparafusada em uma estrutura de concreto em sua fundação. Esta é composta por 4 segmentos de torre ligados uns aos outros. O diâmetro da estrutura da torre é de 4,20 m a 2,70 m. O peso total da torre é de aproximadamente 207 toneladas. A geração de energia elétrica aumenta gradativamente com ventos de 4 m/s a 13 m/s e, se estabiliza com uma incidência de 21 m/s.

Conforme o estudo de Loraux (2018), os fabricantes em seu estudo não dispuseram dos projetos estruturais da torre eólica [4]. Com isso, os dados geométricos foram identificados em in situ. Tão como, a exata espessura das placas de aço e o diâmetro da torre. O uso dos medidores de tensão (*strain gauges*) se fizeram necessários para mensurar experimentalmente os efeitos de tensão e esforços atuantes na torre. O diâmetro interno foi mensurado com o auxílio de um laser ao longo da altura da torre nos níveis da ligações soldadas radiais entre cada placa [4]. Para o primeiro segmento tubular, o diâmetro é constante e as placas estão de aproximadamente 3 m de altura. Do segundo ao quarto segmento, apresentam-se tubos cônicos com diâmetros internos variando entre 4,11 m a 2,46 m, com placas em média de 2,85 m de altura.

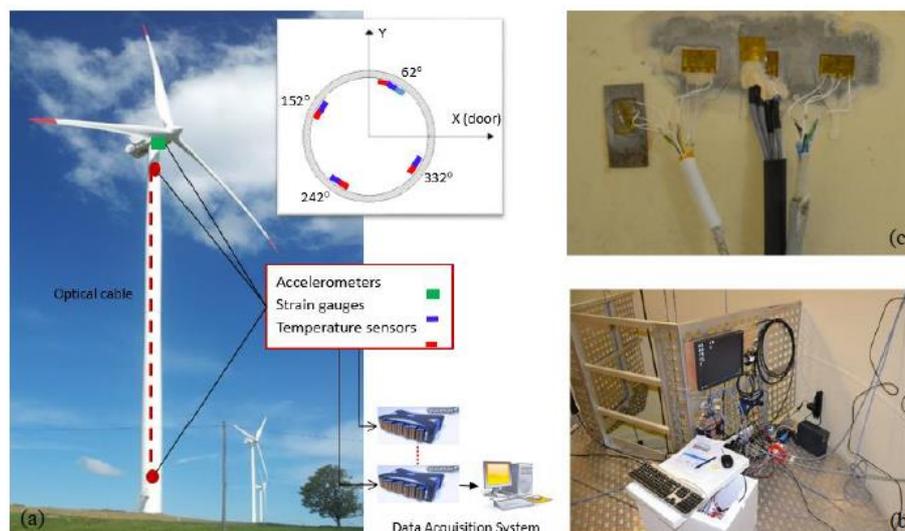


Figura 1 – (a) Localização do medidores de tensão (*strain gauges*) e sensores de temperatura na torre; (b) Instalação do sistema de monitoramento das tensões; (c) Instalação dos sensores [5]

Ainda conforme Loraux (2018), a espessura pôde ser mensurada com o auxílio de aparelho ultrassônico (PCE-TG 200 2017), em que este foi utilizado na verificação por quase todas as 32 placas constituintes da altura total da torre. A espessura das placas varia entre 42 mm na base até 12 mm no topo da estrutura [4]. A estratégia de medida in situ da torre foi determinante na criação de uma modelagem numérica em elementos finitos (MEF) da torre e exame realístico das forças de vento atuantes na mesma [4].

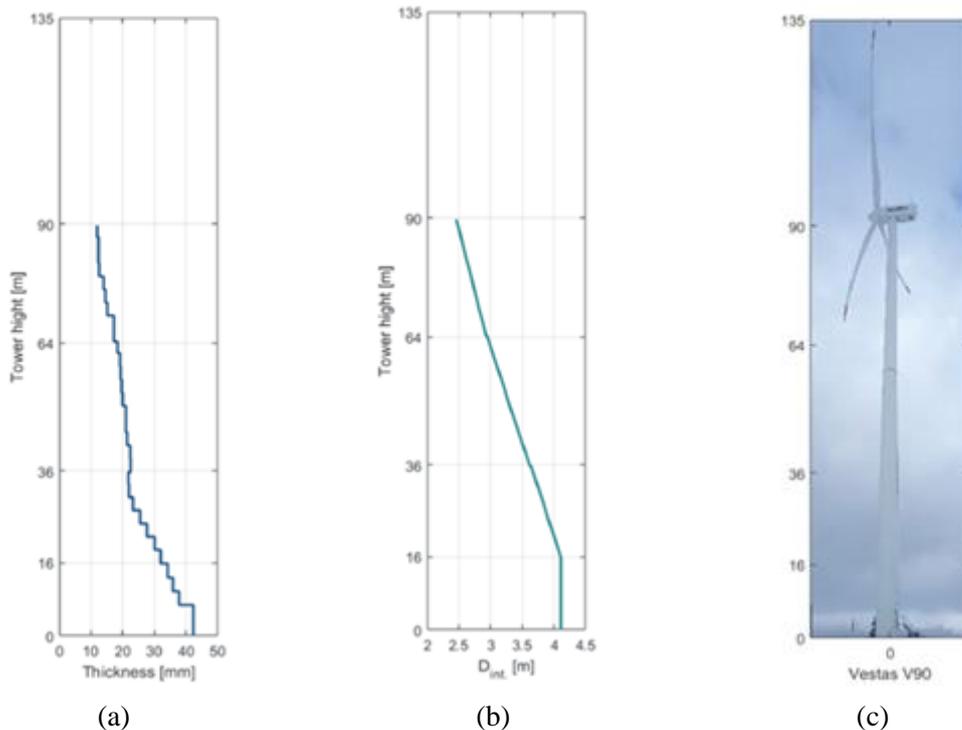


Figura 2 – (a) espessura da placas metálicas da torre; (b) diâmetro interno variável da torre; (c) torre eólica construída [4].

3 Descrição numérica estrutural da torre eólica

Antes de se compreender numericamente o comportamento de movimentação de uma torre eólica, faz-se necessário o conhecimento matemático que caracteriza a estrutura. Assim, a equação dinâmica que governa o problema para SMGL (Sistemas de Múltiplos Graus de Liberdade) pode ser expressada pelo equilíbrio dos efeitos das forças associadas a cada grau de liberdade (componentes de deslocamento) referente a discretização da estrutura, considerando que esta discretização evidencia a visualização mais apurada dos fatores físicos envolvidos.

Usualmente utiliza-se de quatro tipos de forças envolvidas em qualquer ponto i : A força $p_i(t)$ é a força atuante e, as forças de resistência ao movimento são a força inercial f_{iI} que está relacionada a presença da massa m , a força de amortecimento f_{iD} e a força elástica relacionada a rigidez da mola f_{iS} , evidentemente, levando-se em conta os inúmeros graus de liberdade do equilíbrio dinâmico.

$$f_I + f_D + f_S = p(t) \quad (1)$$

Cada uma das funções à esquerda da equação é um função de deslocamento em função do tempo ou pelas suas respectivas derivadas. Com isso pode-se apresenta a seguinte forma, representando matricialmente:

$$m\ddot{v}(t) + c\dot{v}(t) + kv(t) = p(t) \quad (2)$$

A ordem das matrizes correspondentes representa o número de graus de liberdade usada na discretização dos deslocamentos da estrutura.

Na expectativa da calibração dos dados obtidos por Loraux (2018), a inserção dos medidores de tensão deram-se em pontos estratégicos da torre para medição da tensões atuantes na mesma e dos momentos fletores atuantes na estrutura como por exemplo, a consideração dos efeitos causados na torre pela ação

do peso próprio do hub e do *nacelle*. Leva-se em conta também, a influência dinâmica que as cargas excitadoras como vento e a neve podem influenciar no comportamento estático e dinâmico da estrutura, não necessariamente destacados neste trabalho. Assim, usam-se como referência os dados experimentais referenciais, pela consideração dos efeitos estáticos e modais da identificação dos mesmos com a utilização dos medidores de tensão (*strain gauges*) instalados a 7,80 m, 36 m e a 87,20 m da fundação da torre.

Na modelagem numérica, utilizou-se por meio do auxílio da ferramenta computacional ANSYS 18.2, com todos os dados geométricos e físicos identificados na medição *in situ* e com o auxílio dos catálogos comerciais de identificação da torre V90-2MWTM disponíveis no mercado. Assim, considerou-se uma torre de inércia variável de 4.20 m a 2.46 m de diâmetro e uma variação de espessura das placas de aço instaladas entre 42 mm e 12 mm precisamente localizadas de acordo com a Figura 2.1 (a). A modelagem da torre foi realizada a partir dos elementos SHELL181 que possuem como característica quatro nós com seis graus de liberdade em cada nó e translações nos eixos *x*, *y* e *z*, em que estes foram dispostos a cada metro de comprimento total da torre acima da superfície, de 90 m. A partir desta modelagem verificou-se que a massa da estrutura é equivalente a massa total da torre de 207 t conforme dados de catálogo comercial. Mediante a relação entre o peso específico do aço e do volume identificado pelo cálculo numérico da torre no software utilizado.

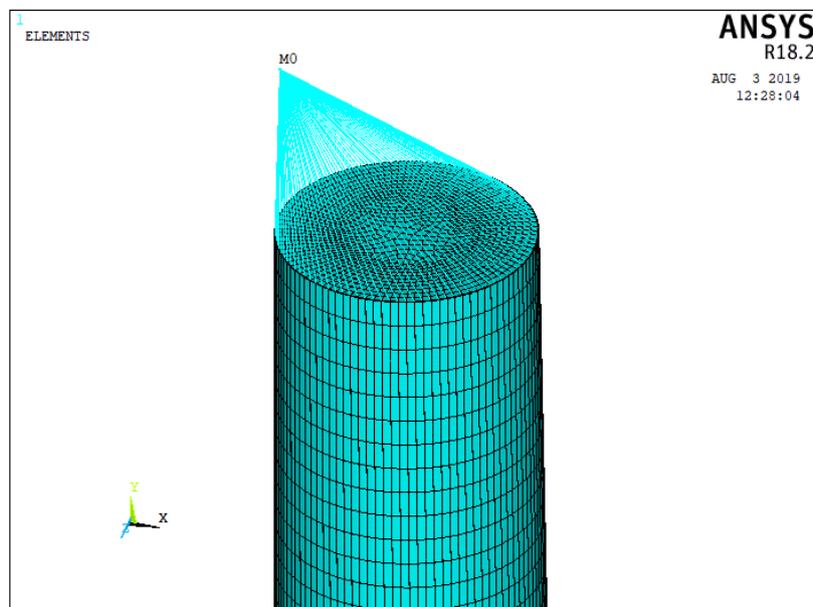


Figura 3 – Modelagem numérica com a presença da simulação da massa concentrada pelos elementos construtivos do rotor da torre

De acordo com os catálogos comerciais de fabricantes de torres eólicas, o modelo em estudo apresenta-se com as medidas estipuladas dos principais elementos construtivos constituintes do rotor da torre em estudo. O *nacelle* possui uma massa de 67 t, o hub está estimado em 36 t e cada pá constituinte do rotor possui 6,7 t. O sistema acoplado das pás e do hub pode ser interpretado como todo o sistema de rotor da torre eólica. Totalizando uma massa atuante no topo da torre de 103 t.[2].

Considerando evidentemente a influência da massa do rotor na torre eólica que está relacionada diretamente com a frequência natural da estrutura e com as tensões identificadas nos pontos relevantes destacados anteriormente na presença dos medidores de tensão, na expectativa de simular a influência desta na análise modal e estática, utilizou-se da função de inserção de massa não inercial MASS21 que apresenta seis graus de liberdade sendo três na translações e três rotações nos eixos *x*, *y* e *z* na discretização do modelo e, ainda com o auxílio de LINKS RÍGIDOS MPC184 na tentativa de chegar-se ao mais próximo na modelagem numérica do modelo real estudado. A partir disso, pode-se observar de antemão, a atuação do peso próprio dos elementos construtivos do rotor da torre e suas propriedades físicas influentes na estrutura.

De acordo com Loraux (2018) que é o trabalho que apresenta os dados in situ explorados neste desenvolvimento científico, não há a finalidade apresentar a análise modal da estrutura. Entretanto, as torres eólicas em inúmeros outros estudos desenvolvidos, tem por objetivo apresentar esta análise juntamente com outras observações relevantes. Na intenção de minimamente colaborar com estes estudos, o presente trabalho apresenta a identificação das próximas frequências naturais desta torre em estudo por meio do processo de otimização das mesmas em um processo de “tentativa e erro” da influência da massa concentrada no topo da torre e da rigidez dos elementos constituintes da estrutura como um todo, incluindo a fundação. Fundação da torre a qual não apresentou grandes parâmetros em destaque no estudo-referência.

De posse dessa informação, apresenta-se assim a consideração do elemento COMBIN14 que possui dois nós e três graus de liberdade por nó em todos os 100 nós constituintes da malha discreta na modelagem numérica na cota 0 da torre, na proposta de simular a rigidez vertical em y por toda superfície em contato com a fundação, o qual caracteriza a representação da rigidez da ligação da estrutura por meio de molas, ao que pode-se considerar a conexão da estrutura a fundação da torre na interação solo-estrutura. Vale destacar que como trate-se de uma modelagem numérica em 3D, a rigidez rotacional pode ser considerada como o conjugado de comportamentos de rigidez verticais simétricos em y em todos os nós da discretização espalhados na constituição do elemento circular inicial na torre, conforme Figura 4 a seguir.

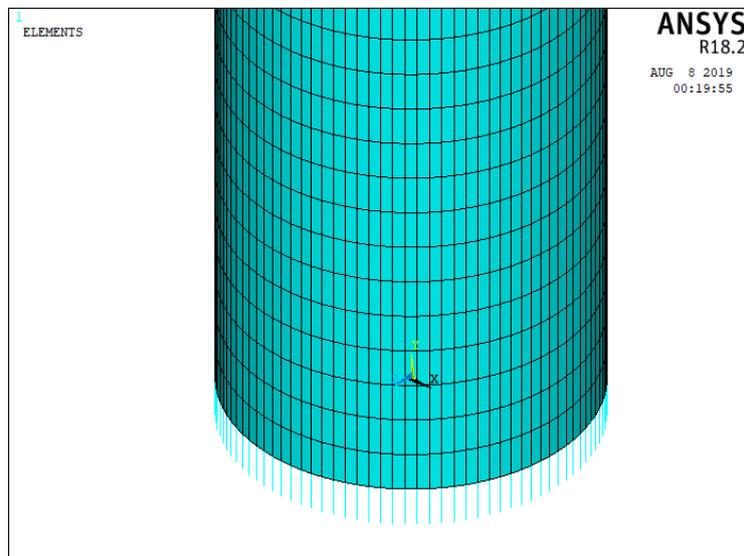


Figura 4 – Identificação das molas inseridas nas condições de contorno da estrutura na modelagem numérica.

A frequência natural obtida no estudo de Loraux (2018) pela utilização de acelerômetros juntamente instalados aos medidores de tensão puderam detectar no topo da torre o primeiro modo de vibração de 0,27 Hz [4] conforme a Figura 5 a seguir.

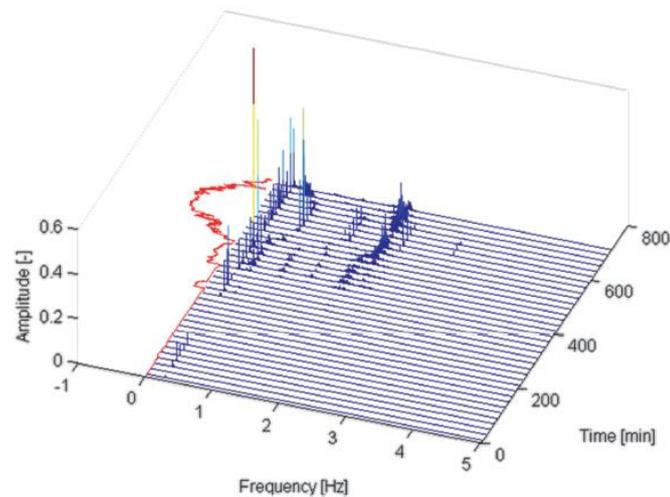


Figura 5 – Densidade espectral mensurada in situ [4]

Pela imprecisão dos dados físicos relacionados a massa concentrada no topo da torre devido a inúmeros materiais que constituem o sistema de geração de energia eólica e a imensa variabilidade que a interação solo-estrutura pode apresentar pela constituição do próprio material do solo o qual a torre foi construída, a rigidez do elemento estrutural faça-se perfeitamente relativa e diretamente relacionada a capacidade de movimentação e deslocamento da torre eólica observada no comportamento dos modos de vibração da mesma.

A partir da análise modal da torre eólica em estudo pode-se observar as seguintes frequências naturais e seus comportamentos de deformação modal.

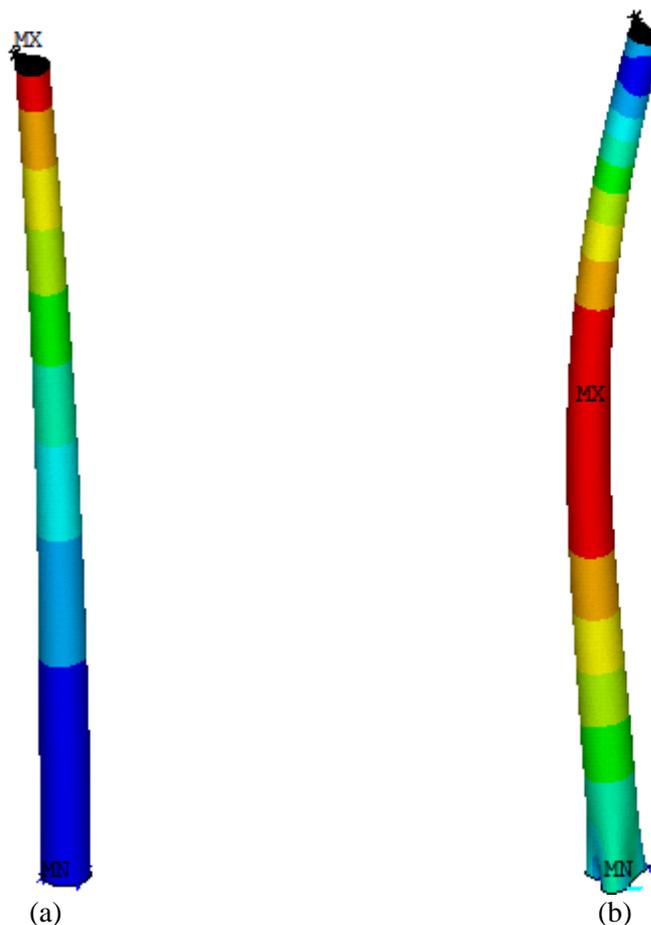


Figura 6 – Deformadas modais do primeiro e segundo modo de vibração

Tabela 1 - Valores das frequências naturais experimentais e numéricas

	Frequências naturais (Hz)	
	Valores experimentais (OMA)	Valores numéricos (FEM)
f_{01}	0,27	0,29
f_{02}	1,98	1,83

4 Otimização dos parâmetros do modelo numérico estrutural da torre eólica por meio de análise modal

A abordagem teórica do método de otimização da Aproximação por Subproblemas que esteve implementado no programa ANSYS em versões anteriores tem como principal o Método das Direções Conjugadas, apresentado por Powell (1964).

O método de Powell é uma técnica que resolve problema de otimização não linear sem restrição e sem a utilização de derivada. Este é conhecido também por método de ordem-zero. Métodos de ordem-zero são usados quando o valor da função é obtido com precisão pobre, e, portanto, os valores das derivadas (ou gradientes) não são confiáveis e não devem ser utilizados. [1]

No método de Powell, em cada iteração a função é minimizada é aproximada localmente por uma função quadrática, do tipo:

$$f(x) = \frac{1}{2}x^T Qx + b^T x + c \quad (3)$$

Em que:

- $f(x)$ – função a ser minimizada (função objetivo)
- x – vetor de variáveis independentes

Considerando que um conjunto de direções $s_i, i = 1, 2, \dots, Q$ -conjugadas linearmente independentes, ou seja:

$$s_i^T Q s_j = 0 \quad (4)$$

Pode ser mostrado que: “Se f for minimizada ao longo de cada direção s definida acima, então o mínimo de f será encontrado no $n^{\text{ésimo}}$ passo independentemente do ponto inicial, dado que os erros de arredondamento não sejam acumulados, em que n é o número de variáveis [8].

A otimização de aproximação por subproblema implementado no programa ANSYS pode ser apresentado como o método de Powell, em que o problema de minimização restrito é convertido em um problema de minimização irrestrita através do uso de funções de penalidade [1], ou seja, funções de finalização da solução do problema por meio de iterações ilimitadas em condições determinadas.

A partir da ciência de todo método e da existência das variáveis de projeto e variáveis de estado aplicadas ao estudo em questão, ou seja, a consideração da estimativa da massa do conjunto (*nacelle* + rotor) e a estimativa da rigidez da interação solo-estrutura e, as frequências naturais da torre eólica, respectivamente, tem-se por finalidade obter os melhores resultados dos parâmetros construtivos e de execução da torre frente a obtenção da otimização das frequências naturais experimentais encontradas no estudo de Loraux (2018).

Assim, pela calibração numérica dos resultados obtidos experimentalmente, com a utilização do ANSYS apresenta-se, primeiramente, a otimização das frequências naturais um modelo unifilar em 2D da torre eólica e a consideração de todos os parâmetros geométricos obtidos in situ como: espessura variável

localizada nas chapas metálicas da constituição da torre, a altura relativa de cada peça estrutural conforme a Figura 2(a) apresentada e a estimativa da massa aplicada no topo da torre representada pelo conjunto *nacelle* e rotor.

Juntamente como esses parâmetros, estima-se por meio de uma primeira tentativa os valores da massa aplicada na ponta e a rigidez de cada mola inserida no modelo numérico na expectativa de restringir os deslocamentos de translação e rotação em x e z , respectivamente. Para a massa, atribui-se o valor de $108 t$ e para a rigidez das molas, considerando uma rigidez translacional no eixo x com $K = 2 \times 10^9 Nm$ e uma rigidez rotacional no eixo z de $K = 2 \times 10^{11} Nm/rad$ com a utilização do elemento BEAM3 na apresentação numérica unifilar da estrutura com 3 graus de liberdade sendo duas translações e uma rotação.

Tabela 2 - Parâmetros iniciais de projeto em 2D

	Rigidez vertical em y (Nm)	Rigidez rotacional em z (Nm/rad)	Massa do conjunto (nacelle+rotor) (Kg)
2D	2.00E+09	2E+11	1.08E+05

Apresenta-se a partir de todas as condições estabelecidas por meio de elaboração de um código de programação interno no software ANSYS, devido a inatividade do mesmo na versão 18.2 da ferramenta/função direta de otimização, os parâmetros restritos da massa localizada no topo da torre entre $80 t$ e $125 t$, de rigidez de translação limites entre $K_{min} = 1 \times 10^9 Nm$ e $K_{max} = 9 \times 10^9 Nm$ e por fim, de rigidez de rotação no intervalo de $K_{min} = 2 \times 10^{10} Nm/rad$ e $K_{max} = 2 \times 10^{12} Nm/rad$.

Tabela 3 – Variáveis de projeto – Entrada de dados e parametrização em 2D

	Rigidez vertical em y (Nm)	Rigidez rotacional em z (Nm/rad)	Massa do conjunto (nacelle+rotor) (Kg)
2D	Mínima	1.00E+09	8.00E+05
	Máxima	9.00E+09	1.25E+05

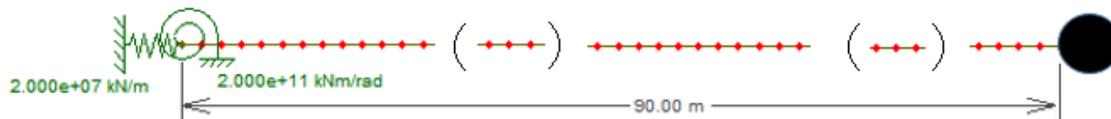


Figura 7 – Representação unifilar em 2D da torre eólica

Assim, após o processo de otimização realizado pelo software, as frequências naturais determinadas na modelagem numérica se apresentaram em:

Tabela 4 – Valores das frequências naturais experimentais e numéricas após a otimização em 2D

	Frequências naturais (Hz)	
	Valores experimentais (OMA)	Valores numéricos (FEM)
f_{01}	0,27	0,275
f_{02}	1,98	1,977
f_{03}	-	5,654
f_{04}	-	11,649
f_{05}	-	19,883

Com isso obteve-se os seguintes parâmetros ótimos:

Tabela 5 - Parâmetros ótimos de projeto em 2D

	Rigidez vertical em y (Nm)	Rigidez rotacional em z (Nm/rad)	Massa do conjunto (nacelle+rotor) (Kg)
2D	5.55E+09	2.47E+10	1.25E+05

As seguintes deformadas modais encontradas após o processo numérico:

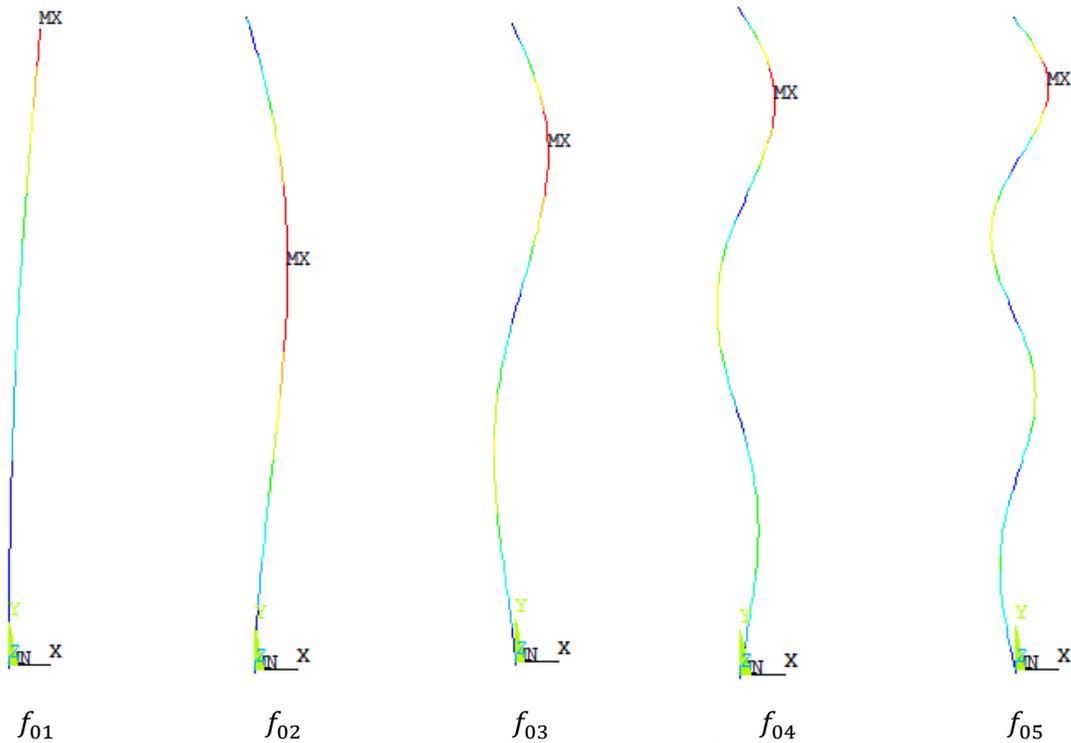


Figura 8 – Deformadas modais na modelagem numérica da torre em 2D

A partir da calibração dos resultados numéricos encontrados frente aos resultados experimentais obtidos no trabalho de Loraux (2018), pode-se concluir previamente que as próximas frequências naturais e suas respectivas deformadas modais são as apresentadas na modelagem numérica perante a consideração de todos os parâmetro físicos e geométricos apresentados no estudo-referência.

Entretanto, como o modelo experimental trata-se de uma estrutural real instalada e em atividade, uma modelagem numérica em 3D faça-se necessária para verificação mais precisa dos possíveis parâmetros modais existentes na torre europeia para por fim, validar o estudo proposto da representação numérica do modelo original.

Tabela 2 - Parâmetros iniciais de projeto em 3D

	Rigidez vertical em y (Nm)	Rigidez rotacional em z (Nm/rad)	Massa do conjunto (nacelle+rotor) (Kg)
3D	5.55E+09	-	1.25E+05

Como descrito anteriormente, a partir dos parâmetros geométricos obtidos no local, no processo de otimização em 3D da torre, inicia-se o mesmo processo realizado na modelagem em 2D. Porém, agora com a limitação da massa instalada no topo da torre em um intervalo de 120 t a 125 t e uma rigidez translacional limitada entre $K_{min} = 6 \times 10^7 Nm$ e $K_{max} = 7 \times 10^7 Nm$.

Tabela 3 – Variáveis de projeto – Entrada de dados e parametrização em 3D

	Rigidez vertical em y (Nm)	Rigidez rotacional em z (Nm/rad)	Massa do conjunto (nacelle+rotor) (Kg)	
3D	Mínima	6.00E+07	-	1.20E+05
	Máxima	7.00E+07	-	1.25E+05

Decorrido o processo de otimização da modelagem numérica da torre, obteve-se as seguintes frequências naturais na estrutura:

Tabela 3 – Valores das frequências naturais experimentais e numéricas após a otimização em 2D e 3D

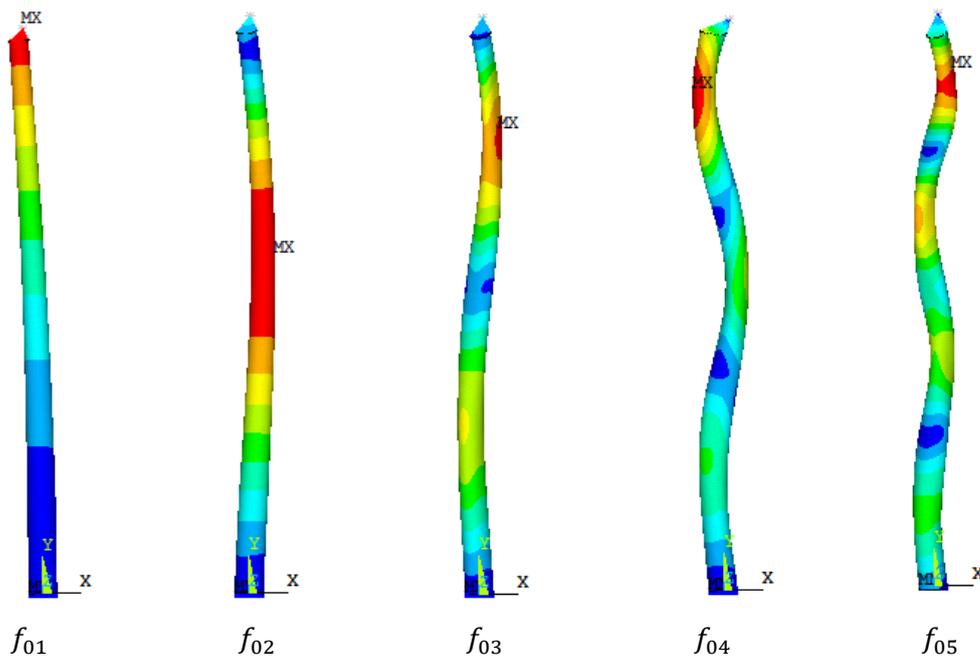
	Frequências naturais (Hz)		
	Valores experimentais (OMA)	Valores numéricos (FEM)	Valores numéricos (FEM)
f_{01}	0,27	0,275	0,292
f_{02}	1,98	1,977	1,976
f_{03}	-	5,654	5,656
f_{04}	-	11,649	11,531
f_{05}	-	19,883	19,741
		2D	3D

Com isso, obteve-se os seguintes parâmetros ótimos:

Tabela 5 - Parâmetros ótimos de projeto em 3D

	Rigidez vertical em y (Nm)	Rigidez rotacional em z (Nm/rad)	Massa do conjunto (nacelle+rotor) (Kg)
3D	6.31E+07	-	1.25E+05

As seguintes deformadas modais encontradas após o processo numérico:

**Figura 9 – Deformadas modais na modelagem numérica da torre em 3D**

5 Resultados e discussão

Como Após a realização da otimização das frequências naturais como variáveis de estado por meio da consideração das variáveis de projeto (massa do conjunto *nacelle*-rotor e da rigidez das molas inseridas nos eixos x e z), pode-se observar que a proposta de minimizar a função objetivo por intermédio dos parâmetros iniciais estabelecidos previamente nas condições restritas determinou as condições de minimização irrestrita através da obtenção dos autovalores infinitos representados pelas deformadas modais juntamente como cada frequência natural particular. Dentre os parâmetros ótimos encontrados após a otimização, destaca-se o valor da massa encontrada em aproximadamente $124 t$ e a rigidez vertical em y estabelecida, no valor de $6,3 \times 10^8 Nm$ no modelo 3D.

Esse processo se mostrou eficiente e satisfatório, em que por meio da obtenção dos parâmetros modais experimentais pode-se verificar a legitimidade do valores numéricos encontrados na modelagem, sobretudo pela comparação da calibração dos resultados e similaridade dos mesmos em 2D e 3D.

6 Conclusão

No desenvolvimento deste trabalho, pode-se concluir que a proposta de calibração do modelo experimental pela verificação da compatibilidade dos resultados de frequências naturais na modelagem numérica dos primeiros dois modos de vibração indica certamente que o modelo numérico é uma ferramenta eficaz na identificação do comportamento de vibração livre da torre eólica em estudo e, possibilita a efeitos de futuras pesquisas, uma confiabilidade em análises estáticas e dinâmicas que possam vir a serem feitas no monitoramento da durabilidade e resistência da estrutura perante possíveis efeitos estruturais ao longo da sua vida útil.

Referências

- [1] ARAÚJO , Aldecir Alves de. **Ajuste de Modelos Numéricos de Elementos Finitos Usando Métodos de Otimização**. 2007. Dissertação (Mestrado em Engenharia Mecânica) - UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS, Campinas - SP, 2007. Disponível em: repositorio.unicamp.br/jspui/bitstream/REPOSIP/.../1/Araujo_AldecirAlvesde_M.pdf. Acesso em: 17 jul. 2019.
- [2] BAUER , Lucas; MATYSIK, Silvio. **Vestas V90**. [S. l.], 2011. Disponível em: <https://en.wind-turbine-models.com/turbines/16-vestas-v90>. Acesso em: 8 jul. 2019.
- [3] HODGES, Jeremy. **Europa terá um quarto da energia eólica global em 5 anos**. [S. l.], 14 set. 2018. Disponível em: <https://www.bloomberg.com.br/blog/europa-tera-um-quarto-da-energia-eolica-global-em-5-anos/>. Acesso em: 15 jul. 2019.
- [4] LORAUX, Christophe Thierry. **Long-term monitoring of existing wind turbine towers and fatigue performance of UHPFRC under compressive stresses**. 2018. Tese (Doutorado em ciências) - École Polytechnique Fédérale de Lausanne, Suíça, 2018. Disponível em: https://infoscience.epfl.ch/record/234540/files/EPFL_TH8404.pdf. Acesso em: 29 jun. 2019.
- [5] LORAUX, Christophe Thierry; BRÜHLWILER, Brühlwiler. The use of long term monitoring data for the extension of the service duration of existing wind turbine support structures. **Journal of Physics: Conference Series**, [S. l.], 1 jun. 2019. Disponível em: <https://iopscience.iop.org/article/10.1088/1742-6596/753/7/072023>. Acesso em: 10 jul. 2019.
- [6] MENDONÇA, Fernando Gonçalves; SOEIRO, Francisco José da Cunha Pires; SILVA, José Guilherme Santos da. OTIMIZAÇÃO ESTRUTURAL DE TORRES METÁLICAS PARA SUPORTE DE TURBINAS EÓLICAS UTILIZANDO A INTERFACE MATLAB-ANASYS. **Cilamce 2017**, Florianópolis - SC, 5 nov. 2017. Disponível em:

- <https://ssl4799.websiteseuro.com/swge5/PROCEEDINGS/PDF/CILAMCE2017-0494.pdf>.
Acesso em: 12 ago. 2019.
- [7] OLIVEIRA, Leandro Rocha Machado de; BURGOS, Rodrigo Bird; SILVA, José Guilherme Santos da. AVALIAÇÃO DO COMPORTAMENTO DINÂMICO DE TORRES DE AÇO PARA SUPORTE DE TURBINAS EÓLICAS. **XIII SIMMEC - Simpósio de Mecânica Computacional**, Vitória - ES, 29 out. 2018. Disponível em: <https://doity.com.br/media/doity/submissoes/artigo-53a5a5b7555b28ed4739a1fa70ae91fc6e214437-arquivo.pdf>. Acesso em: 11 jul. 2019.
- [8] SILVA, Emílio Carlos Nelli. **MÉTODOS NUMÉRICOS APLICADOS EM PROBLEMAS DE OTIMIZAÇÃO DE ENGENHARIA**. [S. l.], 2019. Disponível em: https://edisciplinas.usp.br/pluginfile.php/2594254/mod_resource/content/1/a2-5215.pdf. Acesso em: 18 jul. 2019.
- [9] TRALDI, Mariana. OS IMPACTOS SÓCIOECONÔMICOS E TERRITORIAIS RESULTANTES DA IMPLANTAÇÃO E OPERAÇÃO DE PARQUES EÓLICOS NO SEMIÁRIDO BRASILEIRO. **Revista Electrónica de Geografía y Ciencias Sociales Universitat de**
- [10] VESTAS. **Technical Specifications**. Denmark, 2019. Disponível em: https://www.vestas.com/en/products/2-mw-platform/v90-2_0_mw#!related-products. Acesso em: 8 jul. 2019.