UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO
ESCOLA DE ENGENHARIA DE SÃO CARLOS

Daniel Garcia Ribeiro

**Análise paramétrica da geometria de *winglets* na
eficiência aerodinâmica para uma pá de gerador eólico de
eixo horizontal**

São Carlos

2020

Daniel Garcia Ribeiro

**Análise paramétrica da geometria de *winglets* na
eficiência aerodinâmica para uma pá de gerador eólico de
eixo horizontal**

Dissertação apresentada à Escola de Engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo, para obtenção do título de Mestre em Ciências - Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica.

Área de concentração: Aeronáutica

Orientador: Prof. Dr. Hernán Dário Cerón
Muñoz

**São Carlos
2020**

AUTORIZO A REPRODUÇÃO TOTAL OU PARCIAL DESTE TRABALHO,
POR QUALQUER MEIO CONVENCIONAL OU ELETRÔNICO, PARA FINS
DE ESTUDO E PESQUISA, DESDE QUE CITADA A FONTE.

Ficha catalográfica elaborada pela Biblioteca Prof. Dr. Sérgio Rodrigues Fontes da
EESC/USP com os dados inseridos pelo(a) autor(a).

R484a	<p>Ribeiro, Daniel Garcia</p> <p>Análise paramétrica da geometria de winglets na eficiência aerodinâmica para uma pá de gerador eólico de eixo horizontal / Daniel Garcia Ribeiro; orientador Hernan Dario Cerón-Muñoz. São Carlos, 2020.</p> <p>Dissertação (Mestrado) - Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica e Área de Concentração em Aeronáutica -- Escola de Engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo, 2020.</p> <p>1. Eficiência de turbinas eólicas de eixo horizontal (HAWT). 2. Vórtices de ponta de pá. 3. Fluidodinâmica computacional (CFD). 4. Winglets. I. Título.</p>
-------	---

FOLHA DE JULGAMENTO

Candidato: Bacharel **DANIEL GARCIA RIBEIRO.**

Título da dissertação: "Análise paramétrica da geometria de winglets na eficiência aerodinâmica para uma pá de gerador eólico de eixo horizontal"

Data da defesa: 09/09/2020

Comissão Julgadora

Prof. Dr. **Hernan Dario Ceron Muñoz**
(Orientador)

(Escola de Engenharia de São Carlos/EESC-USP)

Prof. Dr. **Leandro Dantas de Santana**
(University of Twente/UT)

Prof. Dr. **Vinicius Malatesta**
(Instituto Tecnológico de Aeronáutica/ITA)

Resultado

APROVADO

APROVADO

APROVADO

Coordenador do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica:
Prof. Associado **Carlos de Marqui Junior**

Presidente da Comissão de Pós-Graduação:
Prof. Titular **Murilo Araujo Romero**

Dedico esta dissertação à ciência e que ela sirva como contribuição para pesquisas futuras e para o desenvolvimento de tecnologias que melhoram a qualidade de vida do ser humano, tendo sempre em consideração o meio ambiente e a ética.

AGRADECIMENTOS

Gostaria de agradecer igualmente a todas as pessoas com as quais tive contato durante essa fase de minha vida e também àquelas que, de alguma maneira, contribuíram no passado para que eu estivesse aqui hoje. Também agradeço a todas as experiências que pude vivenciar, como os aprendizados oriundos de apresentações em congressos e o imensurável aprendizado humano que tive com a falecida cachorra de estimação de minha família.

Quero reconhecer toda a orientação dada a mim pelo Prof. Dr. Hernán Dário Cerón Muñoz, a qual foi inestimável para a conclusão deste trabalho. Também reconheço todo o auxílio dado pelos amigos de laboratório, de pós-graduação e por toda ajuda de diversos professores e técnicos-administrativos. Não caberia aqui listar todas essas pessoas, mas saibam o quanto agradecido estou. Gostaria também de agradecer ao Prof. Dr. William da Universidade Militar de Nueva Granada, Colombia, pela colaboração nas simulações computacionais.

Pelo amor e apoio incondicional durante toda minha vida, gostaria de agradecer a minha família, aos meus pais Zulene e Eliana e ao meu irmão Israel.

O presente trabalho foi realizado com apoio da Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior - Brasil (CAPES) – Código de Financiamento 001 e do Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (CNPq). Portanto, agradeço às duas fundações por esse apoio. Além disso, agradeço à Universidade de São Paulo (USP) pela imensa oportunidade de realizar um mestrado.

Os dados experimentais utilizados neste trabalho foram fornecidos pelo consórcio que realizou o projeto EU FP5 Mexico: *Model rotor EXperiments In COntrolled conditions*. O consórcio recebeu suporte adicional para realizar as medidas da fase *New Mexico* dos projetos EU ESWIRP e INNWIND.EU. Agradeço pelo compartilhamento dos dados.

“A ciência de hoje é a tecnologia de amanhã”

Edward Teller

“Não existe nada mais fatal para o pensamento que o ensino das respostas certas. Para isto existem as escolas: não para ensinar as respostas, mas para ensinar as perguntas. As respostas nos permitem andar sobre terra firme. Mas somente as perguntas nos permitem entrar pelo mar desconhecido.”

Rubem Alves

“The mind once enlightned cannot again become dark”

Thomas Paine

RESUMO

RIBEIRO, D. G. **Análise paramétrica da geometria de *winglets* na eficiência aerodinâmica para uma pá de gerador eólico de eixo horizontal.** 2020. 167p. Dissertação (Mestrado) - Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2020.

A conversão de energia cinética do vento em energia elétrica, numa turbina eólica de eixo horizontal, é limitada por diversas perdas e, dentre elas, existem as perdas aerodinâmicas que ocorrem na ponta da pá em razão dos vórtices criados nesta mesma região. Embora existam diversos estudos sobre aplicação de dispositivos de ponta para a redução de tais vórtices e o aumento da eficiência de turbinas eólicas, ainda se fazem necessários estudos sobre determinados parâmetros de winglets e como eles influenciam nos coeficientes de potência e empuxo. Assim, este trabalho objetiva analisar, no software CFD ANSYS CFX[®], o efeito da utilização de winglets e da variação do seu afilamento e da corda de sua raiz nos coeficientes aerodinâmicos de uma turbina eólica de eixo horizontal. As equações RANS são resolvidas em regime permanente, utilizando o modelo de turbulência $\kappa - \omega$ SST e com a metodologia *moving reference frame*. As simulações são validadas e comparadas com os resultados experimentais de um consórcio internacional denominado "IEA Wind Task 29 Mexnext". Foram estabelecidas 12 configurações diferentes de winglets e os resultados mostram que quanto maior o afilamento e menor a corda da raiz, maior é o aumento no coeficiente de potência e menor o aumento no coeficiente de empuxo, com valores máximos de 2,98% e 4,87% respectivamente, além de que tais alterações dependem do regime de operação da turbina. Ademais, foi observado que essas alterações ocorrem em razão do enfraquecimento dos vórtices de ponta de pá.

Palavras-chave: Eficiência de turbinas eólicas de eixo horizontal (HAWT). Vórtices de ponta de pá. Fluidodinâmica computacional (CFD). Winglets.

ABSTRACT

RIBEIRO, D. G. **Parametric analysis of winglets geometry on aerodynamic efficiency of an horizontal axis aerogenerator blade**. 2020. 167p. Dissertação (Mestrado) - Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2020.

Converting kinetic energy into electrical energy is limited by many losses in a horizontal axis wind turbines. Some of these losses are the aerodynamic ones and they occur at blades tips due to vortex structures that are shed away from this region. Although there are many studies about the effects of blade tip devices on wind power augmentation, it is still necessary to study more about some specific winglet parameters and how they influence power and thrust coefficient. Therefore, this research aims to analyse the effects of using winglets and how its tapered ratio and root chord exert influence on a horizontal axis wing turbine aerodynamic coefficients. The RANS equations are numerically solved in steady state, with $\kappa - \omega$ SST turbulence model and moving reference frame methodology. The simulations are computed in CFD ANSYS CFX[®] software, validated and compared with experimental results from the "IEA Wind Task 29 Mexnext" international consortium. Twelve different configurations of winglets were designed and the results showed that the bigger the tapered ratio and the smaller the root chord are, the bigger the power coefficient increase becomes and the smaller the thrust coefficient becomes. Maximum obtained values were 2,98% and 4,87% respectively. Besides that, the changes in aerodynamic coefficients depends on the wind turbine operation condition. Furthermore, it was concluded that these changes occur due to the weakening of tip vortices.

Keywords: Horizontal axis wind turbines performance. Blade tip losses. Computational Fluid Dynamics (CFD). Winglets.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Evolução da geração de energia eólica em GWh	34
Figura 2 – Oferta interna de energia elétrica (OIEE) per capita e PIB do Brasil de 2008 a 2017	35
Figura 3 – Principais componentes de uma turbina eólica do tipo HAWT	36
Figura 4 – Tubo de vazão e modelo de disco atuador para uma turbina eólica . . .	40
Figura 5 – Modelo de análise de uma turbina eólica rotacional	42
Figura 6 – Coeficiente de potência máximo para uma turbina ideal sem e com rotação na esteira	44
Figura 7 – Forças, ângulos e velocidades que uma seção de pá de uma turbina eólica HAWT está submetida	45
Figura 8 – Formação de vórtice de ponta	48
Figura 9 – Comportamento típico do fator de perda de ponta de pá	49
Figura 10 – Efeito dos vórtices de ponta nos carregamentos aerodinâmicos de um aerofólio	50
Figura 11 – Experimento New Mexico	60
Figura 12 – Representação simplificada da turbina eólica do projeto Mexnext. Unidades em mm	61
Figura 13 – Representação da pá e da distribuição dos perfis aerodinâmicos	62
Figura 14 – Distribuição da corda (c), ângulo de torção (θ_T) e dos perfis aerodinâmicos em função do raio do rotor (r/R)	62
Figura 15 – Fotografia do intradorso da pá mostrando a localização da fita zigue-zague	63
Figura 16 – Distribuição e localização das forças normal, tangencial, empuxo e do torque	64
Figura 17 – Distribuição da força normal ao longo do span da pá	64
Figura 18 – Distribuição da força tangencial ao longo do span da pá	65
Figura 19 – Empuxo resultante no rotor para cada velocidade de vento	65
Figura 20 – Torque resultante no rotor para cada velocidade de vento	66
Figura 21 – Parâmetros geométricos de uma winglet	66
Figura 22 – Convenção de sinais para os ângulos de incidência da raiz e de torção .	71
Figura 23 – Vistas da winglet referência	74
Figura 24 – Desenho de um terço do rotor da turbina eólica	78
Figura 25 – Representação do domínio rotacional	79
Figura 26 – Representação do domínio fixo	79
Figura 27 – Contorno de y^+ na superfície do cubo com $U_\infty = 24,05$ m/s	80
Figura 28 – Contorno de y^+ na superfície da pá com $U_\infty = 24,05$ m/s	81
Figura 29 – Malha tetraédrica do domínio fixo. A) vista isométrica e b) vista lateral	81

Figura 30 – Malha tetraédrica do domínio rotacional. A) vista isométrica e b) vista de corte lateral	82
Figura 31 – Espelho das malhas nas superfícies de periodicidade. A) domínio fixo e b) domínio rotacional	83
Figura 32 – Regiões de refino de malha	83
Figura 33 – Inflation sobre a superfície da pá	84
Figura 34 – Condições de contorno das simulações	84
Figura 35 – Convergência do torque e empuxo, respectivamente, em uma simulação	85
Figura 36 – Estudo de independência de malha	86
Figura 37 – Comparação entre o torque obtido computacionalmente e experimentalmente	87
Figura 38 – Comparação entre o empuxo obtido computacionalmente e experimentalmente	87
Figura 39 – Representação de winglets do bloco 1 (A) e do bloco 2 (B)	89
Figura 40 – Detalhe da pá com a winglet referência	90
Figura 41 – Coeficiente de potência da turbina com a pá original, pá estendida e com as winglets do bloco 1 e $\lambda = 10,0$	92
Figura 42 – Coeficiente de potência da turbina com a pá original, pá estendida e com as winglets do bloco 1 e $\lambda = 6,7$	92
Figura 43 – Coeficiente de potência da turbina com a pá original, pá estendida e com as winglets do bloco 1 e $\lambda = 4,2$	93
Figura 44 – Diferença percentual no coeficiente de potência para as winglets do bloco 1 em relação a pá original	94
Figura 45 – Coeficiente de empuxo da turbina com a pá original, pá estendida e com as winglets do bloco 1 e $\lambda = 10,0$	94
Figura 46 – Coeficiente de empuxo da turbina com a pá original, pá estendida e com as winglets do bloco 1 e $\lambda = 6,7$	95
Figura 47 – Coeficiente de empuxo da turbina com a pá original, pá estendida e com as winglets do bloco 1 e $\lambda = 4,2$	95
Figura 48 – Diferença percentual no coeficiente de empuxo para as winglets do bloco 1 em relação a pá original	96
Figura 49 – Coeficiente de potência da turbina com a pá original, pá estendida e com as winglets do bloco 2 e $\lambda = 10,0$	97
Figura 50 – Coeficiente de potência da turbina com a pá original, pá estendida e com as winglets do bloco 2 e $\lambda = 6,7$	97
Figura 51 – Coeficiente de potência da turbina com a pá original, pá estendida e com as winglets do bloco 2 e $\lambda = 4,2$	98
Figura 52 – Diferença percentual no coeficiente de potência para as winglets do bloco 2 em relação a pá original	98

Figura 53 – Coeficiente de empuxo da turbina com a pá original, pá estendida e com as winglets do bloco 2 e $\lambda = 10,0$	99
Figura 54 – Coeficiente de empuxo da turbina com a pá original, pá estendida e com as winglets do bloco 2 e $\lambda = 6,7$	100
Figura 55 – Coeficiente de empuxo da turbina com a pá original, pá estendida e com as winglets do bloco 2 e $\lambda = 4,2$	100
Figura 56 – Diferença percentual no coeficiente de empuxo para as winglets do bloco 2 em relação a pá original	101
Figura 57 – Diferença percentual do coeficiente de potência para as winglets comparáveis do bloco 1 e 2 em relação a pá original	102
Figura 58 – Diferença percentual do coeficiente de empuxo para as winglets comparáveis do bloco 1 e 2 em relação a pá original	103
Figura 59 – Linhas de corrente do escoamento ao redor da ponta da pá original (a), com winglet referência (b), winglet B1K0.1 (c) e B2C40 (d)	104
Figura 60 – Linhas de corrente nas superfícies próximas a ponta da pá original. A) vista do intradorso e B) do extradorso	105
Figura 61 – Linhas de corrente nas superfícies próximas a ponta da pá com winglet referência. A) vista do intradorso e B) do extradorso	105
Figura 62 – Linhas de corrente nas superfícies próximas a ponta da pá com winglet B1K0.1. A) vista do intradorso e B) do extradorso	106
Figura 63 – Linhas de corrente nas superfícies próximas a ponta da pá com winglet B2C40. A) vista do intradorso e B) do extradorso	107
Figura 64 – Isosuperfícies de vorticidade próximas a ponta da pá original com $Q_V = 2500s^{-2}$	107
Figura 65 – Isosuperfícies de vorticidade próximas a ponta da pá com winglet referência e com $Q_V = 2500s^{-2}$	108
Figura 66 – Isosuperfícies de vorticidade próximas a ponta da pá com winglet B1K0.1 e com $Q_V = 2500s^{-2}$	108
Figura 67 – Isosuperfícies de vorticidade próximas a ponta da pá com winglet B2C40 e com $Q_V = 2500s^{-2}$	109
Figura 68 – Contorno de pressão no extradorso da pá original	110
Figura 69 – Contorno de pressão no extradorso da pá com winglet referência	110
Figura 70 – Contorno de pressão no extradorso da pá com winglet B1K0.1	110
Figura 71 – Contorno de pressão no extradorso da pá com winglet B2C40	111
Figura 72 – Representação esquemática dos planos criados para os contornos de velocidade	111
Figura 73 – Vista do software CFD dos planos criados para os contornos de velocidade	112
Figura 74 – Contorno de velocidade no plano azimutal de 30° para a turbina com pá original. $U_\infty = 15,04$ m/s	113

Figura 75 – Contorno de velocidade no plano azimutal de 15° para a turbina com pá original. $U_{\infty} = 15,04$ m/s	113
Figura 76 – Contorno de velocidade no plano azimutal de 0° para a turbina com pá original. $U_{\infty} = 15,04$ m/s	114
Figura 77 – Contorno de velocidade no plano azimutal de 30° para a turbina com winglet referência. $U_{\infty} = 15,04$ m/s	114
Figura 78 – Contorno de velocidade no plano azimutal de 15° para a turbina com winglet referência. $U_{\infty} = 15,04$ m/s	115
Figura 79 – Contorno de velocidade no plano azimutal de 0° para a turbina com winglet referência. $U_{\infty} = 15,04$ m/s	115
Figura 80 – Contorno de velocidade no plano azimutal de 30° para a turbina com winglet B1K0.1. $U_{\infty} = 15,04$ m/s	116
Figura 81 – Contorno de velocidade no plano azimutal de 15° para a turbina com winglet B1K0.1. $U_{\infty} = 15,04$ m/s	116
Figura 82 – Contorno de velocidade no plano azimutal de 0° para a turbina com winglet B1K0.1. $U_{\infty} = 15,04$ m/s	117
Figura 83 – Contorno de velocidade no plano azimutal de 30° para a turbina com winglet B2C40. $U_{\infty} = 15,04$ m/s	117
Figura 84 – Contorno de velocidade no plano azimutal de 15° para a turbina com winglet B2C40. $U_{\infty} = 15,04$ m/s	118
Figura 85 – Contorno de velocidade no plano azimutal de 0° para a turbina com winglet B2C40. $U_{\infty} = 15,04$ m/s	118
Figura 86 – Vistas das winglets do bloco 1	141
Figura 87 – Vistas das winglets do bloco 2	142

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Produção e consumo de energia elétrica no Brasil em TWh	31
Tabela 2 – Capacidade elétrica instalada no Brasil até janeiro de 2020	32
Tabela 3 – Produção [TWh e %], consumo [%] e capacidade instalada [GW] de energia elétrica nas regiões brasileiras em 2017	32
Tabela 4 – Capacidade instalada de fontes alternativas* nos dez maiores produtores globais em GW	33
Tabela 5 – Bandeiras tarifárias de novembro de 2017 a maio de 2019	34
Tabela 6 – Informações gerais da turbina eólica Mexnext	61
Tabela 7 – Posicionamento das fitas zigue-zigue	63
Tabela 8 – Configuração dos ensaios em túnel de vento	63
Tabela 9 – Bibliografia sobre o efeito do ângulo de inclinação de winglets na performance de turbinas eólicas	67
Tabela 10 – Bibliografia sobre o efeito do raio de curvatura de winglets na performance de turbinas eólicas	69
Tabela 11 – Bibliografia sobre o efeito do comprimento de winglets na performance de turbinas eólicas	69
Tabela 12 – Bibliografia sobre o efeito do ângulo de varredura de winglets na performance de turbinas eólicas	70
Tabela 13 – Bibliografia sobre o efeito do tamanho da corda da raiz e do afilamento de winglets na performance de turbinas eólicas	71
Tabela 14 – Bibliografia sobre o efeito do ângulo de incidência da raiz e de torção de winglets na performance de turbinas eólicas	72
Tabela 15 – Especificações geométricas da winglet de referência	74
Tabela 16 – Código das winglets e seus respectivos parâmetros	90
Tabela 17 – Pesquisa sobre CFD em HAWT. A primeira página apresenta os dados relacionados ao modelo CAD; a segunda sobre a geração de malha e as duas últimas sobre a modelagem em software CFD.	132
Tabela 18 – Tamanho da primeira camada do inflation (Δs) em diversas seções da pá para $U_\infty = 10,05$ m/s	138
Tabela 19 – Tamanho da primeira camada do inflation (Δs) em diversas seções da pá para $U_\infty = 15,04$ m/s	139
Tabela 20 – Tamanho da primeira camada do inflation (Δs) em diversas seções da pá para $U_\infty = 24,05$ m/s	140
Tabela 21 – Potência e torque da turbina eólica em todos os casos simulados	143
Tabela 22 – Coeficientes de eficiência da turbina eólica em todos os casos simulados	143
Tabela 23 – Coordenadas dos aerofólios DU91-W2-250 e NACA64-418	148

Tabela 24 – Dados geométricos da pá da turbina Mexnext	149
Tabela 25 – Coeficientes aerodinâmicos do aerofólio DU-W2-250 com $Re = 0,5 \text{ E}+06$ e transição forçada	150
Tabela 26 – Coeficientes aerodinâmicos do aerofólio DU-W2-250 com $Re = 0,7 \text{ E}+06$ e transição forçada	153
Tabela 27 – Coeficientes aerodinâmicos do aerofólio NACA64-418 com $Re = 0,3 \text{ E}+06$ e transição forçada	156
Tabela 28 – Coeficientes aerodinâmicos do aerofólio NACA64-418 com $Re = 0,7 \text{ E}+06$ e transição forçada	159
Tabela 29 – Coeficientes aerodinâmicos do aerofólio NACA64-418 com $Re = 0,3 \text{ E}+06$ e transição livre	162
Tabela 30 – Coeficientes aerodinâmicos do aerofólio NACA64-418 com $Re = 0,7 \text{ E}+06$ e transição livre	165

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BEM	Teoria de quantidade de movimento de elemento de pá (<i>Blade element momentum</i>)
CAD	Desenho assistido por computador (<i>Computer Aided Design</i>)
CFD	Fluidodinâmica computacional (<i>Computational Fluid Dynamics</i>)
DNW	<i>German Dutch Wind Tunnel</i>
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
HAWT	Turbina eólica com eixo horizontal (<i>Horizontal axis wind turbine</i>)
IBGE	Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística
IEA	<i>International Energy Agency</i>
MRF	<i>Moving Reference Frame</i>
NREL	<i>National Renewable Energy Laboratory</i>
OIEE	Oferta interna de energia elétrica
PIB	Produto Interno Bruto
PIV	Velocimetria por imagem de partículas (<i>Particle Image Velocimetry</i>)
RANS	<i>Reynolds-Average Navier-Stokes</i>
RMS	Média quadrática (<i>Root mean square</i>)
SRF	<i>Single Reference Frame</i>
TSR	Razão de velocidade de ponta de pá (<i>Tip speed ratio</i>)
TKE	Energia cinética turbulenta (<i>Turbulent kinetic energy</i>)
VAWT	Turbina eólica com eixo vertical (<i>Vertical axis wind turbine</i>)

LISTA DE SÍMBOLOS

T	Empuxo	$[N]$
$\dot{m}$	Vazão mássica	$[kg.s^{-1}]$
U	Velocidade do vento	$[m.s^{-1}]$
ρ	Densidade do ar	$[kg.m^{-3}]$
A	Área do rotor	$[m^2]$
a	Fator de indução axial	
P	Potência	$[W]$
C_p	Coeficiente de potência	
C_t	Coeficiente de empuxo	
r	Raio	$[m]$
dr	Elemento diferencial do raio	
ω	Velocidade rotacional do escoamento após rotor	$[rad.s^{-1}]$
Ω	Velocidade rotacional da turbina	$[rad.s^{-1}]$
a'	Fator de indução angular	
dT	Elemento diferencial do empuxo	
λ_r	Razão de velocidade de ponta local	
λ	Razão de velocidade de ponta	
R	Raio do rotor	$[m]$
Q	Torque	$[N.m]$
dQ	Elemento diferencial do torque	
dP	Elemento diferencial da potência	
$d\lambda_r$	Elemento diferencial da razão de velocidade de ponta local	
N	Número de elementos de pá	
U_{rel}	Velocidade relativa do vento	$[m.s^{-1}]$

θ_p	Ângulo de passo da pá	$[^{\circ}]$
θ_T	Ângulo de torção da pá	$[^{\circ}]$
α	Ângulo de ataque	$[^{\circ}]$
φ	Ângulo da velocidade relativa do vento	$[^{\circ}]$
dF_L	Elemento diferencial da força de sustentação	
dF_D	Elemento diferencial da força de arrasto	
dF_N	Elemento diferencial da força normal	
dF_T	Elemento diferencial da força tangencial	
c_l	Coefficiente de sustentação	
c_d	Coefficiente de arrasto	
B	Número de pás do rotor	
σ'	Solidez local	
c	Corda do aerofólio/seção da pá	$[m]$
F	Fator de correção de perda de ponta de pá	
w	Velocidade induzida	$[m.s^{-1}]$
ϕ	Ângulo de inclinação de winglet	$[^{\circ}]$
r_w	Raio de curvatura de winglet	$[m]$
γ_w	Ângulo de varredura de winglet	$[^{\circ}]$
l	Comprimento de winglet	$[m]$
$c_{w,r}$	Corda da raiz de winglet	$[m]$
k_w	Afilamento de winglet	
$\theta_{w,r}$	Ângulo de incidência da raiz de winglet	$[^{\circ}]$
$\theta_{T,w}$	Ângulo de torção de winglet	$[^{\circ}]$
M_f	Momento fletor	$[N.m]$
y^+	Distância da parede adimensionalizada	
U_{∞}	Velocidade do escoamento livre	$[m.s^{-1}]$

Q_V	Vorticidade pelo critério Q	$[s^{-2}]$
Δ	Variação de algum parâmetro	
Re_c	Número de Reynolds de um aerofólio	
μ	Viscosidade dinâmica de um fluido	$[Pa.s]$
C_f	Coefficiente de fricção	
τ_{wall}	Tensão de cisalhamento na parede	$[Pa]$
U_{fric}	Velocidade de fricção na parede	$[m.s^{-1}]$
Δs	Tamanho da primeira camada do inflation	$[m]$
c_m	Coefficiente de momento	
c_{dp}	Coefficiente de arrasto de pressão	

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	29
2	DELINEAMENTO DO PROBLEMA	31
2.1	Conjuntura do sistema elétrico brasileiro	31
2.1.1	Panorama da energia elétrica no Brasil	31
2.1.2	Energias renováveis no Brasil e no mundo	32
2.1.2.1	Energia eólica	33
2.1.3	Bandeiras tarifárias	33
2.1.4	Energia elétrica e desenvolvimento econômico	35
2.2	Contexto tecnológico e científico de turbinas eólicas	36
2.3	Justificativa	37
2.4	Objetivos	38
3	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	39
3.1	Fundamentos teóricos	39
3.1.1	Momento linear e limite de Betz	39
3.1.2	Rotor ideal com rotação na esteira	41
3.1.3	Teoria do elemento de pá	44
3.1.4	Teoria da quantidade de movimento de elemento de pá	46
3.1.5	Perdas aerodinâmicas na ponta de pás	47
3.1.6	Comportamento aerodinâmico de winglets	49
3.2	Histórico de dispositivos de ponta de pás e o Estado da Arte	49
4	MATERIAIS E MÉTODOS	59
4.1	Projeto Mexnext	59
4.1.1	Geometria da turbina	60
4.1.1.1	Pás	60
4.1.2	Resultados experimentais	61
4.2	Design das winglets	64
4.2.1	Ângulo de inclinação	67
4.2.2	Raio de curvatura	68
4.2.3	Comprimento	69
4.2.4	Ângulo de varredura	70
4.2.5	Corda da raiz e afilamento	70
4.2.6	Ângulos de incidência da raiz e de torção	71
4.2.7	Perfil aerodinâmico	73

4.2.8	Parâmetros estudados neste trabalho	73
4.3	Análise computacional (CFD)	74
4.3.1	Domínio	75
4.3.2	Malha e condições de contorno	76
4.3.3	Modelos de turbulência e critérios de convergência	76
4.3.4	Metodologia CFD deste trabalho	77
4.4	Validação da metodologia	78
5	RESULTADOS E DISCUSSÃO	89
5.1	Geometria das winglets	89
5.2	Coeficientes de eficiência	90
5.2.1	Coeficientes do Bloco 1	91
5.2.2	Coeficientes do Bloco 2	96
5.3	Visualização do escoamento	103
6	CONCLUSÕES	119
7	CONSIDERAÇÕES FINAIS	121
	REFERÊNCIAS	123
	APÊNDICES	129
	APÊNDICE A – BIBLIOGRAFIA SOBRE CFD EM HAWT	131
	APÊNDICE B – CÁLCULO DA ESPESSURA DA PRIMEIRA CAMADA DO <i>INFLATION</i>	137
	APÊNDICE C – WINGLETS ESTUDADAS	141
	APÊNDICE D – COEFICIENTES DE EFICIÊNCIA	143
	ANEXOS	145
	ANEXO A – DADOS DO PROJETO MEXNEXT	147

1 INTRODUÇÃO

A problemática do impacto ambiental da atividade humana tem sido bastante discutida ao longo das últimas décadas. Aliado a isto, o aumento do custo de produção de energia elétrica por meio de combustíveis fósseis tem impulsionado projetos para produzir energia elétrica a partir de energias renováveis e limpas. Assim, dentro desta realidade, a energia eólica se apresenta como uma importante fonte de energia. O estágio tecnológico das turbinas eólicas está bem desenvolvido, no entanto, empresas e centros de pesquisa continuam a desenvolver tecnologias para aumentar a geração de energia, seja por meio do tamanho das turbinas ou pela eficiência das mesmas, tornando-as mais competitivas economicamente.

Analogamente a outros diversos processos, a conversão de energia cinética dos ventos em energia elétrica é limitada por alguns fatores. Dentre eles, existem fenômenos aerodinâmicos que diminuem as forças atuantes nas pás de turbinas eólicas de eixo horizontal, reduzindo, conseqüentemente, a potência disponível no eixo das mesmas. Esses fenômenos são chamados de vórtices de ponta de pá e são criados pela interação entre o escoamento do vento e a ponta da pá.

Diversos estudos já alteraram a geometria da ponta ou adicionaram dispositivos na mesma região com o objetivo de alterar tais vórtices e diminuir o efeito prejudicial causado pelos mesmos. Um dos dispositivos mais estudado é do tipo winglet por já apresentar uma boa aplicação e eficiência em aviões e também por ter apresentado melhores resultados em turbinas eólicas. No entanto, ainda existe a necessidade de mais estudos para uma maior compreensão de como esses dispositivos atuam na formação dos vórtices de ponta de pás eólicas. Assim, esta pesquisa aborda a questão de como aumentar a eficiência de uma turbina eólica por meio da utilização de dispositivos de ponta de pá. Ressalta-se uma possível consequência deste aumento de eficiência, a qual seria a diminuição do custo de energia elétrica nas residências brasileiras. Entretanto, essa pesquisa não contempla, em sua metodologia, de ferramentas que poderiam analisar essa implicação.

Ao longo deste trabalho, são apresentadas diversas informações, resultados e discussões que abordam as questões acima. Na seção 2, discute-se a conjuntura do sistema brasileiro de energia elétrica, onde pontos importantes de produção, consumo e capacidade instalada de energia elétrica são apresentados, além do panorama geral de energia eólica. As questões tecnológicas e científicas do tema também são estudadas nesta seção, além dos motivos desta dissertação e dos objetivos implícitos no processo de pesquisa. A seção 3 contém uma extensa revisão bibliográfica, onde os fundamentos teóricos e o estado da arte são descritos. Para a realização da pesquisa, utilizou-se como referência os dados experimentais da turbina eólica do projeto Mexnext. Esses dados foram, então, comparados

com resultados computacionais, obtidos no software CFD Ansys CFX[®], da mesma turbina utilizando diversas winglets. Esta metodologia é detalhada na seção 4, seguidos pelos resultados e discussões pertinentes na seção 5. Por fim, as conclusões e considerações finais são apresentadas no final deste trabalho.

2 DELINEAMENTO DO PROBLEMA

O motivo da realização deste trabalho é apresentado neste capítulo. Para tanto, são definidas as informações necessárias para se entender os contextos abordados, além dos objetivos específicos.

2.1 Conjuntura do sistema elétrico brasileiro

O sistema elétrico brasileiro é muito grande e possui diversas características que o definem. Nesta seção, são apresentadas aquelas que servem como referência para a justificativa da dissertação.

2.1.1 Panorama da energia elétrica no Brasil

O cotidiano de muitas pessoas, sejam elas residentes no Brasil ou não, envolve diversas atividades, desde básicas até complexas, que necessitam de energia elétrica para a sua realização. Além disso, pelo contexto histórico do desenvolvimento humano, diversas atividades, que hoje utilizam outra forma de energia, serão reformuladas e utilizarão energia elétrica como força motriz, assim como pode ser observado nos atuais automóveis elétricos e nas pesquisas sobre aviões elétricos. Logo, é racional esperar que o consumo de energia elétrica cresça desde que o local apresente condições favoráveis.

A produção e o consumo de eletricidade no Brasil cresceram muito desde o ano de 1970 até 2018, assim como é mostrado pelos dados da Empresa de Pesquisa Energética (EPE) presentes na Tab. 1 (EPE, 2020). Isto ocorre por diversos fatores, como crescimento populacional, crescimento do Produto Interno Bruto (PIB) e outros.

Tabela 1: Produção e consumo de energia elétrica no Brasil em TWh

Ano	1970	1980	1990	2000	2010	2018
Produção	45,7	139,4	222,8	348,9	515,8	601,4
Consumo	39,7	122,7	217,7	331,8	464,7	535,4

Fonte: adaptado de EPE (2020).

Para proporcionar esse aumento vertiginoso, o país teve também que aumentar sua capacidade instalada, sendo este aumento de 94,8 GW (139%) do ano de 1999 até 2018 (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, 2019a). Atualmente, a potência outorgada em operação no Brasil é de 171,7 GW e está previsto um acréscimo de 26,9 GW nos próximos anos (ANEEL, 2020a). Os valores de capacidade instalada no país para diferentes tipos de geração são apresentados na Tab. 2.

Tabela 2: Capacidade elétrica instalada no Brasil até janeiro de 2020

Tipo	Quantidade	Potência Outorgada [kW]	Potência Fiscalizada [kW]	%
Central Geradora Hidrelétrica	726	780.164	779.978	0,46
Central Geradora Undi-elétrica	1	50	50	0,00
Central Geradora Eólica	629	15.396.749	15.377.853	9,04
Pequena Central Hidrelétrica	422	5.363.780	5.289.363	3,11
Central Geradora Solar Fotovoltaica	3.870	2.481.532	2.473.532	1,45
Usina Hidrelétrica	217	102.964.008	102.998.876	60,56
Usina Termelétrica	3.038	42.751.419	41.166.941	24,20
Usina Termonuclear	2	1.990.000	1.990.000	1,17
Total	8.905	171.727.702	170.076.593	100

Os valores de porcentagem são referentes a Potência Fiscalizada. A Potência Outorgada é igual a considerada no Ato de Outorga. A Potência Fiscalizada é igual a considerada a partir da operação comercial da primeira unidade geradora.

Fonte: adaptado de [ANEEL \(2020a\)](#).

Produção, consumo e capacidade instalada estão divididos diferentemente pelo Brasil, concentrando-se, aparentemente, em regiões mais demográficas e com maior concentração de indústria, assim como se observa na Tabela 3.

Tabela 3: Produção [TWh e %], consumo [%] e capacidade instalada [GW] de energia elétrica nas regiões brasileiras em 2017

Região	Produção (2017)	Produção (%) (2017)	Consumo	Capacidade instalada
Norte	94,8	16,1	7,4	28,3
Nordeste	96,0	16,3	17,1	32,5
Centro-oeste	65,6	11,2	7,6	19,2
Sudeste	183,5	31,2	49,8	45,2
Sul	148,2	25,2	18,2	31,9

Fonte: adaptado de [ANEEL \(2019b; 2019c\)](#).

2.1.2 Energias renováveis no Brasil e no mundo

Dentro do apresentado acima, de maneira geral, as energias renováveis estão ganhando maior participação na matriz energética brasileira e na mundial. Alguns aspectos se apresentam como causa: preço dos combustíveis fósseis, pressão popular por questões ambientais, pressão internacional por acordos firmados e outros. A evolução da capacidade instalada de fontes renováveis/alternativas de energia para os dez maiores produtores globais, onde é observado a tendência acima comentada, é apresentada na Tab. 4.

Tabela 4: Capacidade instalada de fontes alternativas* nos dez maiores produtores globais em GW

Ano	2011	2012	2013	2014	2015	Δ [%] (2015/2014)	Part. [%] (2015)
Mundo	381,3	461,9	542,0	639,0	758,3	18,7	100,0
China	56,3	72,6	101,1	132,0	182,5	38,2	24,1
Estados Unidos	61,2	77,2	82,6	97,9	112,7	15,0	14,9
Alemanha	62,9	73,1	80,7	87,7	94,9	8,2	12,5
Itália	10,2	12,0	19,1	29,1	40,3	38,3	5,3
Espanha	20,4	24,0	27,2	31,0	35,9	15,5	4,7
Índia	23,7	29,5	31,6	32,2	32,9	2,4	4,3
Japão	28,2	30,7	31,3	31,4	31,4	0,1	4,1
Reino Unido	10,8	13,9	18,1	22,9	28,6	24,8	3,8
França	10,5	11,8	13,8	17,2	20,9	21,3	2,8
Brasil	12,4	14,4	15,9	17,7	20,0	13,0	2,6
Outros	84,7	102,7	120,7	139,7	158,2	13,3	20,9

*Fontes alternativas: geotérmica, eólica, solar, das marés, das ondas, biomassa e resíduos. Não são apresentados os valores de fontes hidrelétricas.

Fonte: adaptado de [ANEEL \(2019c\)](#).

2.1.2.1 Energia eólica

A energia eólica é aquela proveniente da conversão da energia cinética dos ventos em energia elétrica e é uma das energias renováveis que mais tem crescido nos últimos anos. Inclusive, o Nordeste já chegou a ter mais de 60% de sua energia elétrica consumida oriunda da energia eólica, o que demonstra sua importância na geração elétrica brasileira ([OLIVEIRA, 2017](#)). A geração de energia eólica no Brasil de 2007 a 2018, segundo a [ANEEL \(2020b\)](#), é apresentada na Fig. 1.

2.1.3 Bandeiras tarifárias

As bandeiras tarifárias são artifícios utilizados pela ANEEL desde 2015 para indicar as condições de produção de energia e se haverá ou não acréscimo no valor da energia ao consumidor final. Elas são divididas em: verde, amarela e vermelha patamares 1 e 2. Basicamente, o nível verde indica que as condições de produção estão favoráveis, ou seja, reservatórios de água de hidrelétricas cheios e custos dentro do previsto. Do nível amarelo ao vermelho patamar 2, as condições ficam cada vez mais desfavoráveis e as usinas termelétricas são ativadas, as quais possuem um custo maior por energia produzida.

Por meio da série histórica de bandeiras tarifárias apresentada na Tab. 5, pode-se observar que há uma tendência de bandeiras vermelhas 2 nos períodos de seca, ressaltando a dependência da matriz energética brasileira quanto à energia hidráulica.

Figura 1: Evolução da geração de energia eólica em GWh

Fonte: elaborado pelo autor com os dados de [ANEEL \(2020b\)](#).

Tabela 5: Bandeiras tarifárias de novembro de 2017 a maio de 2019

Mês	Bandeira tarifária
nov/17	Vermelha 2
dez/17	Vermelha 1
jan/18	Verde
fev/18	Verde
mar/18	Verde
abr/18	Verde
mai/18	Amarela
jun/18	Vermelha 2
jul/18	Vermelha 2
ago/18	Vermelha 2
set/18	Vermelha 2
out/18	Vermelha 2
nov/18	Amarela
dez/18	Verde
jan/19	Verde
fev/19	Verde
mar/19	Verde
abr/19	Verde
mai/19	Amarela

Fonte: [ANEEL \(2019d\)](#).

2.1.4 Energia elétrica e desenvolvimento econômico

As mais diversas atividades econômicas, que compõem o PIB de um país, necessitam de energia elétrica para seu funcionamento. Indústrias e serviços operam por meio da utilização de máquinas que utilizam a eletricidade como energia. Assim, imagina-se que quanto maior o PIB de um local, maior será seu consumo de energia elétrica. Além disso, obviamente, quanto maior a população de um país, também será o seu consumo de energia, no entanto, isso está atrelado com seu poder aquisitivo, ou seja, de maneira geral, com o PIB. Isso ocorre porque, quanto mais rica uma família, ela terá, usualmente, mais dispositivos que utilizam energia elétrica em sua residência. Logo, pode-se inferir que quanto maior a oferta de energia elétrica e a demanda, maior o desenvolvimento de um local e vice-versa. Os dados sobre a oferta interna de energia elétrica (OIEE) per capita e o PIB do Brasil nos anos de 2008 a 2018 ([ANEEL, 2020b](#)) são apresentados na Fig. 2. Observa-se que a oferta possui uma tendência de acompanhar o PIB. De fato, os dados apresentados possuem uma correlação de Pearson igual a 0,94, o que indica uma forte correlação positiva. No entanto, esta correlação não implica numa causalidade, pois esta requeriria um estudo dedicado para ser afirmada, o que não está no escopo deste trabalho.

Figura 2: Oferta interna de energia elétrica (OIEE) per capita e PIB do Brasil de 2008 a 2017

Fonte: elaborado pelo autor com os dados de [ANEEL \(2020b\)](#).

2.2 Contexto tecnológico e científico de turbinas eólicas

A conversão de energia cinética do vento em energia elétrica é realizada por meio de uma máquina denominada turbina eólica ou aerogerador. Atualmente, uma turbina eólica possui diversos componentes para poder extrair, o mais eficientemente possível, energia do vento e não cabe a este trabalho descrever todos estes elementos e os processos que ocorrem. No entanto, uma breve apresentação é feita para que se tenha uma visão geral de como é uma turbina eólica.

Resumidamente, existem duas classes de turbinas eólicas, as com eixo de rotação horizontal ao solo (HAWT, do inglês *Horizontal Axis Wind Turbines*) e as turbinas com eixo de rotação vertical ao solo (VAWT, do inglês *Vertical Axis Wind Turbines*), sendo as turbinas do tipo HAWT as mais usuais e o tema desta dissertação.

Os principais componentes de uma HAWT são apresentados na Fig. 3, sendo eles: o rotor, com pás e cubo; a nacelle, a qual contém mecanismos de controle e de guinada, elementos de transmissão de potência e o gerador; torre e fundação. O primeiro conjunto é um dos mais importantes, pois ele é responsável pela conversão de energia cinética do vento em potência de eixo, sendo responsável, portanto, por boa parcela da eficiência de um aerogerador. Mais especificamente, ao haver a interação do vento com as pás, as quais possuem um determinado formato aerodinâmico, forças são criadas que tendem a movimentar o rotor.

Figura 3: Principais componentes de uma turbina eólica do tipo HAWT

Assim como diversos outros tipos de processos, a conversão de energia cinética do vento em energia elétrica está sujeita a diversos fatores que diminuem o valor teórico. Pode-se citar desde perdas no gerador elétrico, na transmissão, no multiplicador de velocidades e perdas aerodinâmicas no rotor eólico. Sendo que estas últimas perdas são o foco deste trabalho. Perdas aerodinâmicas no rotor podem ocorrer de algumas maneiras e, dentre elas, existem as perdas na ponta das pás. Elas ocorrem em razão de dois fatores, primeiro, pelo fato de o número de pás ser finito, existe uma massa de ar que passa pelo rotor sem sofrer influência das pás, ou seja, sua energia cinética não é aproveitada. Este fato é evidente nas posições radiais mais próximas as pontas das pás, pois é onde existe uma distância maior entre as mesmas. Além disso, os vórtices criados nas pontas diminuem a sustentação gerada nessa região, consequentemente, também diminuem o torque do rotor, além de intensificarem a esteira da turbina, o que é prejudicial às turbinas localizadas a jusante de outra (BURTON et al., 2011; MANWELL; MCGOWAN; ROGERS, 2009). Portanto, diminuir a perda aerodinâmica causada pelos vórtices de ponta é de grande interesse para aumentar o desempenho dos aerogeradores. De fato, alguns autores já estudaram esse fenômeno, assim como é explicado na seção 3, mas ainda se fazem necessários estudos para compreender como determinados parâmetros de dispositivos de ponta de pá atuam no controle dos vórtices criados nas pontas.

2.3 Justificativa

O cenário da energia elétrica no Brasil foi apresentado com o intuito de contextualizá-la e de servir como uma das justificativas para este trabalho. Mostrou-se que o consumo de energia elétrica vem aumentando nos últimos anos (Tab. 1) e isso ocorre, majoritariamente, em razão de fatores econômicos e demográficos, inclusive o Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE) estima um aumento de 19,5% (38 milhões de pessoas) na população brasileira até 2050 quando comparada com o censo de 2010 (IBGE, 2019). Além disso, espera-se que o PIB brasileiro também aumente nos próximos anos, indicando uma necessidade de aumentar a geração interna de energia elétrica (SECRETARIA DE POLÍTICA ECONÔMICA, 2020).

Para que ocorra o aumento de geração, é necessário expandir a capacidade instalada de energia no país. Uma boa escolha seria por meio de fontes limpas e renováveis de energia, pois elas não poluem o meio ambiente durante a produção e têm apresentado custos menores de geração. Inclusive, em um dos leilões realizados em 2018, o preço de geração foi 66% e 40% menor, para centrais eólicas e usinas fotovoltaicas respectivamente, em relação às termelétricas, as quais não são, geralmente, renováveis (ANEEL, 2019e).

Outro caminho para possibilitar uma maior geração de energia elétrica é por meio do aumento da eficiência dos processos empregados. Como descrito anteriormente, existem perdas aerodinâmicas no rotor eólico e mecanismos que diminuem estas perdas podem

resultar em uma maior produção de energia. Isto pode ser possível com a utilização de winglets, as quais são um tipo de dispositivo de ponta de pá, porque elas podem promover uma dissipação dos vórtices criados na mesma região, um aproveitamento maior do escoamento e uma alteração na esteira.

Portanto, este trabalho é justificado por três fatores: investigação do aumento da eficiência de turbinas eólicas com a utilização de dispositivos de ponta de pá em razão da falta de informações suficientes sobre este processo; pelo cenário de aumento de consumo de energia elétrica nos próximos anos e pela importância ambiental e econômica que as fontes de energia renováveis apresentam, sendo a energia eólica o foco aqui. Ademais, é possível esperar que a utilização desta possa dificultar o estabelecimento de bandeiras tarifárias mais caras, já que ela possui um custo de geração menor quando comparadas às termelétricas.

2.4 Objetivos

O objetivo principal deste trabalho é verificar os efeitos da utilização de winglets sobre a eficiência aerodinâmica de uma turbina eólica de eixo horizontal. Para tanto, determinadas atividades foram realizadas, sendo elas apresentadas nos seguintes objetivos específicos:

- i. Geometria do dispositivo de ponta: determinar, utilizando a literatura, qual geometria a ser utilizada;
- ii. Determinação da turbina e modelagem CAD: determinar a geometria da turbina e desenhar, em software CAD, a mesma sem e com dispositivos;
- iii. Modelagem CFD: realizar simulações em software CFD para estimar a potência e empuxo da turbina;
- iv. Formação de recursos humanos e aplicação da metodologia científica: Formar e aprimorar recursos humanos na área acadêmica por meio de diversas atividades e aplicar conceitos de metodologia científica.

3 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Esta seção apresenta uma revisão da literatura, onde é apresentado, de maneira sucinta, as teorias e equações que descrevem o comportamento aerodinâmico do rotor duma turbina eólica de eixo horizontal e, de maneira pormenorizada, o estado da arte referente ao efeito da utilização de dispositivos de ponta em pás eólicas.

3.1 Fundamentos teóricos

Os conceitos, aqui apresentados, são encontrados em diversas referências da literatura, sendo que foi utilizado, neste trabalho, duas obras principais: a de [Burton et al. \(2011\)](#) e [Manwell, McGowan e Rogers \(2009\)](#).

3.1.1 Momento linear e limite de Betz

O primeiro modelo utilizado para determinar a potência de uma turbina eólica é atribuído a Betz e foi desenvolvido há mais de 100 anos para, primeiramente, descrever o desempenho de hélices propulsoras de navios. Ele se baseia na aplicação da conservação da quantidade de movimento linear num volume de controle que contenha um disco atuador, o qual representa a região do rotor. A Figura 4 representa esse volume de controle por um tubo de vazão, onde o escoamento atravessa o mesmo apenas pelas extremidades frontal e traseira.

Aplicando-se a conservação do momento linear para um escoamento unidimensional, incompressível e permanente, obtém-se uma equação para o empuxo no rotor (Eq. 3.1) e, como nenhum trabalho é aplicado, pode-se usar a equação de Bernoulli em um volume de controle de cada lado do disco atuador e obter-se outra equação para o empuxo (Eq. 3.2). Assim, combinando-as, tem-se:

$$T = \dot{m}(U_1 - U_4), \quad (3.1)$$

$$T = \frac{1}{2}\rho A(U_1^2 - U_4^2), \quad (3.2)$$

$$U_2 = \frac{U_1 + U_4}{2}, \quad (3.3)$$

onde T é o empuxo $[N]$, $\dot{m}$ é a vazão mássica $[kg/s]$, U_i é a velocidade do vento $[m/s]$ em cada seção, sendo que i varia de 1 a 4, ρ é a densidade do ar $[kg/m^3]$ e A é a área do rotor $[m^2]$, conforme apresentado na Fig. 4.

Figura 4: Tubo de vazão e modelo de disco atuador para uma turbina eólica

Fonte: adaptado de [Burton et al. \(2011\)](#) e [Manwell, McGowan e Rogers \(2009\)](#).

A velocidade a jusante do rotor, U_4 , é menor do que a do escoamento livre, logo, depreende-se da Eq. 3.1 que o empuxo é positivo ao longo do escoamento e vice-versa. Além disso, para se obter a Eq. 3.3, considera-se que $p_1 = p_4$ e $U_2 = U_3$, logo a velocidade, no plano do rotor, é a média das velocidades a sua montante e a sua jusante.

Define-se um parâmetro denominado de fator de indução axial, a , que representa a razão de decréscimo da velocidade do vento entre o escoamento livre e o plano do rotor. Com ele, pode-se expressar as velocidades U_2 e U_4 por meio das Eqs. 3.4 e 3.5. Ademais, a potência, P [W], é dada pelo produto do empuxo e velocidade, logo:

$$U_2 = U_1(1 - a), \quad (3.4)$$

$$U_4 = U_1(1 - 2a), \quad (3.5)$$

$$P = \frac{1}{2}\rho A(U_1^2 - U_4^2)U_2 = \frac{1}{2}\rho AU^3 4a(1 - a)^2, \quad (3.6)$$

onde U_1 foi substituído por U .

A eficiência de uma turbina eólica é caracterizada por um parâmetro adimensional denominado coeficiente de potência. Ele representa a razão entre a potência extraída do vento e a potência disponível no mesmo (Eq. 3.7).

$$C_p = \frac{P}{\frac{1}{2}\rho U^3 A} = 4a(1 - a)^2 \quad (3.7)$$

Seu valor máximo é obtido diferenciando-o em relação ao fator de indução axial e igualando-o a zero, o que resulta em $a = \frac{1}{3}$ e $C_p = \frac{16}{17} = 0,5926$. Ou seja, o valor máximo teórico que uma turbina pode extrair do vento é de 59,26% da energia disponível. Este valor é conhecido como limite de Betz.

Combinando-se as Eqs. 3.2, 3.4 e 3.5, o empuxo é obtido. Também pode-se definir um coeficiente adimensional para o mesmo (coeficiente de empuxo), sendo estas relações dadas por:

$$T = \frac{1}{2}\rho AU^2[4a(1 - a)] \quad (3.8)$$

$$C_t = \frac{T}{\frac{1}{2}\rho U^2 A} = 4a(1 - a) \quad (3.9)$$

C_t apresenta o valor máximo igual a 1 quando $a = 0,5$ e é igual a $\frac{8}{9}$ quando $a = \frac{1}{3}$. Esta teoria apresenta algumas limitações e passa a não ser mais válida quando $a \geq 0,5$, pois padrões complexos de escoamento aparecem na esteira e correções experimentais se tornam necessárias, assim como as dadas por Glauert (1926), as quais não são apresentadas aqui.

A teoria do momento linear considera um escoamento incompressível em regime permanente, ausência de arrasto, um número infinito de pás, empuxo uniforme em toda área do disco atuador, uma esteira não rotacional e que as pressões a montante e a jusante (1 e 4) são iguais à pressão estática ambiente, logo o valor do limite de Betz representa um caso ideal. Na prática, este valor será menor em razão, principalmente, da rotação da esteira, dum número finito de pás, das perdas nas pontas das pás e da presença de arrasto.

3.1.2 Rotor ideal com rotação na esteira

A subseção apresentada acima utilizou uma variação da quantidade de movimento linear para obter uma equação que representasse o empuxo no rotor de uma turbina eólica causada pelo decréscimo de velocidade do escoamento do ar no mesmo e, consequentemente, obteve-se o cálculo da potência. No entanto, para uma descrição mais realista, é necessário considerar que o rotor proporciona um momento angular ao escoamento, o qual pode ser relacionado com o torque gerado. Assim, esta seção apresenta a aplicação da conservação da quantidade de movimento angular na análise do escoamento numa turbina eólica.

A presença de uma energia cinética rotacional na esteira irá resultar em uma menor extração de energia pela turbina da qual seria esperada pelo apresentado anteriormente e, de maneira geral, a energia cinética rotacional será maior quanto maior for o torque gerado. Logo, uma turbina com baixa velocidade rotacional e alto torque possui maiores perdas na rotação da esteira do que uma turbina com alta velocidade e baixo torque. Este fato é ilustrado no final desta subseção. A Figura 5 é uma versão da Fig. 4 para o modelo desta subseção, onde são apresentados os parâmetros envolvidos na análise. Nela, o plano do rotor é discretizado em regiões anulares com raio r e espessura dr para que a pressão, rotação da esteira e fatores de indução sejam considerados em função do raio. Além disso, considera-se que a velocidade rotacional imposta ao escoamento, ω , seja pequena quando comparada com a velocidade rotacional da turbina, Ω , para que a pressão a uma região distante a jusante seja igual à do escoamento livre.

Figura 5: Modelo de análise de uma turbina eólica rotacional

Fonte: adaptado de [Manwell, McGowan e Rogers \(2009\)](#).

Analogamente à subseção anterior, é possível aplicar a equação de energia em volumes de controle antes e depois do rotor para se obter uma equação da variação de pressão através do mesmo e relacioná-la ao empuxo gerado. Definindo o fator de indução angular como a metade da razão entre a velocidade rotacional imposta ao escoamento e a da turbina ($a' = \frac{\omega}{2\Omega}$), pode-se obter a seguinte equação para o empuxo:

$$dT = 4a'(1 + a') \frac{1}{2} \rho \Omega^2 r^2 2\pi r dr \quad (3.10)$$

Além disso, o empuxo também pode ser calculado pela análise do momento linear apresentada anteriormente, assim, igualando-se a Eq. 3.8 e 3.10, obtém-se:

$$\frac{a(1 - a)}{a'(1 + a')} = \frac{\Omega^2 r^2}{U^2} = \lambda_r^2, \quad (3.11)$$

onde λ_r é denominado razão de velocidade de ponta local. Utilizando o resultado da Eq. 3.11 na Eq. 3.10, tem-se:

$$dT = \rho U 4a(1-a)\pi r dr \quad (3.12)$$

A razão de velocidade de ponta (TSR , do inglês tip speed ratio), λ , é definida como a razão entre a velocidade rotacional da ponta da pá da turbina e a velocidade do vento ($\lambda = \frac{\Omega R}{U}$), assim temos que:

$$\lambda_r = \frac{\Omega r}{U} = \frac{r}{R} \lambda \quad (3.13)$$

Pode-se obter o torque, Q , no rotor, aplicando-se a conservação de quantidade de movimento angular, onde o torque deve-se igualar à variação da quantidade de movimento angular do escoamento. Assim, para uma seção anular, tem-se:

$$dQ = 4a'(1-a)\frac{1}{2}\rho U \Omega r^2 2\pi r dr \quad (3.14)$$

Sabendo-se que a potência em cada seção anular pode ser dada pelo produto do torque e velocidade angular e utilizando-se a expressão de λ_r , tem-se:

$$dP = \frac{1}{2}\rho A U^3 \left[\frac{8}{\lambda^2} a'(1-a) \lambda_r^3 d\lambda_r \right] \quad (3.15)$$

Logo, a potência de cada região anular é uma função dos fatores de indução e da velocidade de ponta de pá. O coeficiente de potência é obtido por meio da razão entre a integral da Eq. 3.15 e a potência disponível do vento, para tanto, são necessárias expressões que relacionem a , a' e λ_r e é necessário, também, fazer uma mudança de variáveis. Este procedimento pode ser encontrado em [Manwell, McGowan e Rogers \(2009\)](#). Desta forma, obtém-se:

$$C_{P,max} = \frac{8}{729\lambda^2} \left\{ \frac{64}{5}x^5 + 72x^4 + 124x^3 + 38x^2 - 63x - 12[\ln(x)] - 4x^{-1} \right\}_{x=(1-3a_2)}^{x=0,25} \quad (3.16)$$

Onde a_2 é o fator de indução axial na ponta da pá. Os valores teóricos máximos para C_p , segundo a Eq. 3.16, em função da razão de velocidade de ponta de pá são apresentados na Fig. 6. Também é mostrado o limite de Betz para uma turbina ideal da subseção 3.1.1. Observa-se que quanto maior a razão de velocidade de ponta da pá, mais próximo o coeficiente de potência fica do limite teórico máximo.

Figura 6: Coeficiente de potência máximo para uma turbina ideal sem e com rotação na esteira

Fonte: elaborada pelo autor.

3.1.3 Teoria do elemento de pá

A teoria apresentada nas subseções anteriores utilizou uma análise por volume de controle para descrever as forças no rotor por meio da conservação da quantidade de movimento linear e angular. No entanto, não foi dada nenhuma atenção à geometria do rotor, ou das pás que o compõem, assim, esta subseção apresenta a teoria do elemento de pá que analisa as forças em cada seção da pá em razão de sua geometria. Para tanto, a pá é dividida em N elementos e são utilizadas as seguintes hipóteses: não há influência aerodinâmica entre os elementos e as forças nas pás são determinadas apenas pelas características aerodinâmicas do aerofólio da seção.

A condição em que uma seção de pá de uma turbina eólica está submetida, no sentido da ponta a base, é apresentada na Fig 7. Observa-se que a velocidade relativa do vento, U_{rel} , ou vento incidente, é oriundo da soma vetorial da velocidade do vento no rotor, dada por $U(1-a)$, e da velocidade do vento em razão da rotação do rotor, dada por $\Omega r(1+a')$. θ_p é o ângulo de passo da seção, definido como o ângulo entre a linha de corda e o plano de rotação; $\theta_{p,0}$ é o ângulo de passo na ponta da pá; θ_T é o ângulo de torção; α é o ângulo de ataque, definido como o ângulo entre a linha de corda e a velocidade relativa do vento; φ é o ângulo da velocidade relativa; dF_L é o incremento de força de sustentação; dF_D é o incremento de força de arrasto; dF_N é o incremento de força normal ao plano de rotação e dF_T é o incremento de força tangencial ao rotor.

Figura 7: Forças, ângulos e velocidades que uma seção de pá de uma turbina eólica HAWT está submetida

Fonte: adaptado de [Manwell, McGowan e Rogers \(2009\)](#).

Pela Fig. 7, é possível obter as seguintes relações:

$$\tan(\varphi) = \frac{U(1-a)}{\Omega r(1+a')} = \frac{1-a}{(1+a')\lambda_r}, \quad (3.17)$$

$$U_{rel} = \frac{U(1-a)}{\sin \varphi}, \quad (3.18)$$

$$dF_l = \frac{1}{2}\rho U_{rel}^2 c_l c dr, \quad (3.19)$$

$$dF_d = \frac{1}{2}\rho U_{rel}^2 c_d c dr, \quad (3.20)$$

$$dF_n = dF_l \cos \varphi + dF_d \sin \varphi, \quad (3.21)$$

$$dF_t = dF_l \sin \varphi - dF_d \cos \varphi, \quad (3.22)$$

onde os ângulos são dados em radianos ou graus, as forças em newtons e os coeficientes aerodinâmicos são adimensionais. Além disso, se o rotor possui B pás e sabendo que o torque é dado pelo produto da força tangencial pelo raio, têm-se:

$$dF_n = \frac{1}{2} B \rho U_{rel}^2 (c_l \cos \varphi + c_d \sin \varphi) c dr \quad (3.23)$$

$$dQ = \frac{1}{2} B \rho U_{rel}^2 (c_l \sin \varphi - c_d \cos \varphi) c dr \quad (3.24)$$

Assim, obtêm-se mais duas equações, uma para o empuxo (Eq. 3.23) e outra para o torque (Eq. 3.24), em uma seção anular do rotor em função das características do escoamento e da geometria da pá. Observa-se que o efeito do arrasto é de diminuir o torque, conseqüentemente a potência, e de aumentar o empuxo.

3.1.4 Teoria da quantidade de movimento de elemento de pá

Até esta subseção, obteve-se quatro equações, duas para o empuxo e duas para o torque, pela aplicação da teoria da quantidade de movimento e de elemento de pá. Logo, como elas exprimem as mesmas variáveis, elas devem ser iguais. Por conveniência, as Eqs 3.12 e 3.14 são repetidas abaixo e, combinando a Eq. 3.18 com as Eqs. 3.23 e 3.24, obtêm-se:

$$dT = \rho U 4a(1-a)\pi r dr \quad (3.12 \text{ repetida})$$

$$dQ = 4a'(1-a)\frac{1}{2}\rho U \Omega r^2 2\pi r dr \quad (3.14 \text{ repetida})$$

$$dF_n = \sigma' \pi \rho \frac{U^2(1-a)^2}{\sin^2 \varphi} (c_l \cos \varphi + c_d \sin \varphi) r dr \quad (3.25)$$

$$dQ = \sigma' \pi \rho \frac{U^2(1-a)^2}{\sin^2 \varphi} (c_l \sin \varphi - c_d \cos \varphi) r^2 dr \quad (3.26)$$

onde σ' é denominado de solidez local e é dado por:

$$\sigma' = \frac{Bc}{2\pi r} \quad (3.27)$$

Igualando-se as equações do empuxo (Eqs. 3.12 e 3.25), as do torque (Eqs. 3.14 e 3.26), considerando um $c_d = 0$, o que introduz erros desprezíveis, e seguido por uma manipulação algébrica com a Eq. 3.17, obtêm-se as seguintes relações:

$$c_l = 4 \sin \varphi \frac{(\cos \varphi - \lambda_r \sin \varphi)}{\sigma'(\sin \varphi + \lambda_r \cos \varphi)} \quad (3.28)$$

$$\frac{a'}{1+a'} = \frac{\sigma' c_l}{4 \cos \varphi} \quad (3.29)$$

$$\frac{a}{a'} = \frac{\lambda_r}{\tan \varphi} \quad (3.30)$$

$$a = \frac{1}{1 + \frac{4 \sin^2 \varphi}{\sigma' c_l \cos \varphi}} \quad (3.31)$$

$$a' = \frac{1}{\frac{4 \cos \varphi}{\sigma' c_l} - 1} \quad (3.32)$$

Com as equações acima, é possível calcular os fatores de indução e, após a obtenção dos mesmos, o coeficiente de potência do rotor pode ser obtido pela seguinte equação:

$$C_p = \frac{8}{\lambda^2} \int_{\lambda_r}^{\lambda} \lambda_h^3 a' (1-a) \left[1 - \frac{c_d}{c_l} \cot \varphi\right] d\lambda_r, \quad (3.33)$$

onde λ_h é a razão de velocidade de ponta na extremidade do cubo. O coeficiente de potência também pode ser dado por:

$$C_p = \frac{8}{\lambda^2} \int_{\lambda_h}^{\lambda} \sin^2 \varphi (\cos \varphi - \lambda_r \sin \varphi) (\sin \varphi + \lambda_r \cos \varphi \left[1 - \frac{c_d}{c_l} \cot \varphi\right] \lambda_r^2 d\lambda_r \quad (3.34)$$

Note que, mesmo o coeficiente de arrasto tendo sido omitido no cálculo dos fatores de indução, ele é utilizado para calcular o coeficiente de potência. A obtenção dessas equações pode ser encontrada em [Manwell, McGowan e Rogers \(2009\)](#).

O cálculo do formato da pá para um rotor ideal com rotação na esteira pode ser realizado por meio da derivada parcial da Eq. 3.34 em relação a φ e igualando-a a zero. Por este procedimento, é possível obter as seguintes equações:

$$\varphi = \frac{2}{3} \tan^{-1} \left(\frac{1}{\lambda_r} \right) \quad (3.35)$$

$$c = \frac{8\pi r}{B c_l} (1 - \cos \varphi) \quad (3.36)$$

Com estes valores, os fatores de indução podem ser calculados.

3.1.5 Perdas aerodinâmicas na ponta de pás

Analogamente ao que ocorre na ponta das asas de aviões, existe um fenômeno que ocorre na ponta das pás de turbinas eólicas. A pressão do ar no extradorso é menor do que a

no intradorso em um aerofólio, logo o ar possui a tendência de escoar da superfície inferior a superior. Este efeito cria vórtices nessa região, reduzindo a sustentação e, consequentemente, a potência da turbina. A Figura 8 ilustra a formação de um vórtice de ponta genérico.

Figura 8: Formação de vórtice de ponta

Fonte: adaptado de Bertin, Cummings e Reddy (2014).

Dentre os métodos propostos para se considerar os efeitos de ponta de pá, a abordagem mais direta é a de Prandtl. Ela propõe a utilização de um fator de correção de perda de ponta de pá, F , nas equações previamente discutidas. Este fator é apresentado na Eq. 3.37 e mostra-se que ele depende do número de pás, da posição radial e do ângulo do vento relativo.

$$F = \frac{2}{\pi} \cos^{-1} \left\{ \exp \left[- \left(\frac{\frac{B}{2} \left(1 - \frac{r}{R} \right)}{\frac{r}{R} \sin \varphi} \right) \right] \right\}, \quad (3.37)$$

onde o ângulo é dado em radianos. Esse fator varia de 0 a 1 e representa a redução nas forças em razão da perda de ponta de pá. Deve-se multiplicá-lo pelas equações obtidas na teoria de quantidade de movimento (Eqs. 3.12 e 3.14) e realizar o mesmo procedimento da teoria de quantidade de movimento de elemento de pá (subseção 3.1.4). Com as devidas correções, pode-se reescrever as Eqs. 3.33 e 3.34 da seguinte maneira:

$$C_p = \frac{8}{\lambda^2} \int_{\lambda_h}^{\lambda} F \lambda_r^3 a' (1 - a) \left[1 - \frac{c_d}{c_l} \cot \varphi \right] d\lambda_r \quad (3.38)$$

$$C_p = \frac{8}{\lambda^2} \int_{\lambda_h}^{\lambda} F \sin^2 \varphi (\cos \varphi - \lambda_r \sin \varphi) (\sin \varphi + \lambda_r \cos \varphi) \left[1 - \frac{c_d}{c_l} \cot \varphi \right] \lambda_r^2 d\lambda_r \quad (3.39)$$

O comportamento típico do fator de correção de perda de ponta de pá em função da posição radial é apresentado na Fig. 9.

Existem, também, perdas aerodinâmicas na base da pá, as quais são consideradas por meio de um fator de correção de perda de base de pá. Este fator não é apresentado aqui por não ser estudado neste trabalho, mas mais detalhes podem ser encontrados em [Burton et al. \(2011\)](#).

Figura 9: Comportamento típico do fator de perda de ponta de pá

Fonte: adaptado de [Burton et al. \(2011\)](#).

3.1.6 Comportamento aerodinâmico de winglets

A utilização de winglets em ponta de pás de turbinas eólicas ou em asas de aviões objetiva diminuir o efeito do arrasto induzido provocado pelos vórtices de ponta de pá. O efeito dos vórtices de ponta de pá nos esforços aerodinâmicos de uma seção da pá próxima a ponta é apresentado na Fig. 10. Uma velocidade, w , é induzida e diminui o ângulo de ataque do vento, α_{eff} , alterando o ângulo do escoamento, φ_{eff} . Consequentemente, os esforços aerodinâmicos são rotacionados e suas componentes alteram de magnitude ([HOUGHTON; CARPENTER, 2003](#)). Pode-se observar que a componente tangencial da força de sustentação diminuiu, enquanto sua componente normal aumentou. Além disso, observa-se que a componente tangencial da força de arrasto, a qual é contrária ao sentido de rotação, aumentou. Assim, os vórtices da ponta de pá diminuem o torque na turbina e aumentam o empuxo no rotor, o que não é desejável. Dessa maneira, utilizam-se winglets para diminuir este efeito prejudicial à eficiência de uma turbina eólica.

3.2 Histórico de dispositivos de ponta de pás e o Estado da Arte

Esta seção apresenta o histórico dos estudos de manipulação geométrica da ponta de pás de turbinas eólicas com o intuito de verificar sua influência na eficiência da turbina.

Figura 10: Efeito dos vórtices de ponta nos carregamentos aerodinâmicos de um aerofólio

Fonte: adaptado de [Manwell, McGowan e Rogers \(2009\)](#).

Além disso, o estado da arte sobre o assunto é apresentado mais ao final do texto, onde recentes trabalhos são discutidos.

O estudo de diferentes formatos de ponta de pás ou da utilização de dispositivos aerodinâmicos na ponta das mesmas é relativamente recente. As primeiras abordagens foram realizadas por volta de 1980 com alguns anos de espaçamento entre elas até o tema ser mais estudado nos últimos anos, assim como pode ser observado nesta seção.

Um dos primeiros estudos foi realizado por [Gyatt e Lissaman \(1985\)](#) e, por meio de um código computacional baseado na teoria de linha de sustentação e ensaios experimentais, foi avaliado a influência da utilização de uma winglet simples, uma multi-winglet com duas lâminas e uma ponta da pá com formato shark fin. Selecionou-se parâmetros geométricos iniciais por meio do estudo de trabalhos anteriores que obtiveram determinado sucesso em asas de avião e, em seguida, alterou-se esses parâmetros de acordo com os resultados obtidos, i.e., se determinadas variações resultassem em um aumento de eficiência, mais análises eram feitas sobre aquele parâmetro e aquelas que mostraram um decréscimo de eficiência eram descartadas. Por fim, uma configuração de cada dispositivo ou formato foi selecionada para ensaios experimentais. Os resultados computacionais das geometrias selecionadas mostraram que as três configurações aumentavam a eficiência da turbina

eólica estudada, sendo o melhor resultado apresentado pela winglet (aumento de 4% do C_p no TSR de projeto), seguida pela multi-winglet e pela ponta *shark fin*. Além disso, a eficiência destes casos aumentava com a velocidade do vento e eram quase imperceptíveis em velocidades próximas as de partida. Os ensaios experimentais foram realizados em uma fazenda eólica com uma turbina de 25 kW de potência nominal e cada configuração foi estudada por cerca de 2 semanas. Os resultados, no entanto, mostraram que nenhuma das configurações aumenta a eficiência da turbina. Justificou-se tal fato por um aumento excessivo do arrasto nas pontas ou porque as configurações não geraram a sustentação predita. Além disso, discutiu-se que um melhor código computacional era necessário, já que o utilizado não possuía confiabilidade o suficiente para descrever determinadas alterações nos parâmetros dos dispositivos utilizados. Ademais, os formatos estudados representam uma pequena parcela da inúmera quantidade possível, logo, geometrias promissoras devem existir. Os resultados obtidos anteriormente por [van Holten \(1978\)](#) contribuem para esta hipótese de que devem haver geometrias de winglets que possam melhorar a eficiência, já que o estudo teórico de um dispositivo de ponta de pá (*tip vane*) obteve resultados de melhora na eficiência.

[van Bussel \(1990\)](#) aplicou a teoria da quantidade de movimento em uma HAWT utilizando dispositivos de ponta e concluiu que o aumento obtido na eficiência foi em razão de uma mudança na vorticidade da esteira e pelo aumento da área da esteira quando o dispositivo era posicionado a jusante da turbina.

Novos estudos sobre a influência da utilização de dispositivos aerodinâmicos foram realizados em 1994 quando [Shimizu, Yoshikawa e Matsumura \(1994a\)](#) ensaiaram uma turbina eólica em um túnel de vento de seção aberta. Foram utilizadas duas palhetas na ponta da pá, analogamente a uma endplate em asas de avião, com inclinações distintas e categorizou-se o estudo em dois tipos de dispositivos. Diversos parâmetros foram alterados, numa abordagem de tentativa e erro, para ver o efeito sobre a eficiência da turbina. Os resultados mostraram que quase todas as configurações levaram a um aumento do coeficiente de potência com valores de até 25%. Deduziu-se que o ocorrido foi em razão dum aumento da vazão mássica pelo rotor e porque os dispositivos enfraqueceram os vórtices da ponta das pás. Consequentemente, o arrasto induzido também foi reduzido.

Em sequência, [Shimizu, Yoshikawa e Matsumura \(1994b\)](#) reportaram os resultados de visualização de fluxo de um dos dispositivos utilizado no trabalho anterior em um determinado regime de operação da turbina. Os ensaios com tufts mostraram que o escoamento na superfície da pá, sem os dispositivos, possui uma característica aleatória, enquanto, com os dispositivos, o escoamento se apresenta mais alinhado e organizado ao longo da corda na ponta da pá. Já os ensaios com fumaça possibilitaram ver o comportamento do escoamento ao interagir com o rotor e eles mostraram que, ao se utilizar os dispositivos de ponta de pá, a geração dos vórtices é dificultada e estes possuem uma menor intensidade.

Além disso, também foi possível observar uma expansão da esteira.

Outro estudo foi realizado para caracterizar o escoamento após a interação com o rotor de uma turbina eólica em 1995. Para tanto, [Shimizu et al. \(1995\)](#) determinaram, por meio de sensores a fio quente, a distribuição de velocidade nas três direções ao redor da ponta da pá de uma turbina eólica com e sem um determinado dispositivo similar ao estudado anteriormente pelos mesmos autores ([SHIMIZU; YOSHIKAWA; MATSUMURA, 1994a; 1994b](#)). O efeito do dispositivo estudado foi aumentar em 15% o coeficiente de potência da turbina. Além disso, foi observado que variações bruscas, após o rotor, nas componentes de velocidade diminuíram; a circulação aumentou nas regiões próxima a ponta da pá; o campo de velocidade axial não foi alterado consideravelmente, no entanto, observou-se o alargamento da esteira, o campo de velocidade radial foi bastante reduzido e, como sabe-se que esta velocidade está intimamente relacionada com os vórtices de ponta, pôde-se concluir que os vórtices foram enfraquecidos com a utilização do dispositivo.

Poucos anos depois, [Imamura, Hasegawa e Kikuyama \(1998\)](#) utilizaram o *Vortex lattice method* com *free wake model* para analisar numericamente o escoamento ao redor de uma HAWT, já que este método pode ser aplicado em rotores e pás de formato arbitrário e não necessita de dados experimentais do formato da esteira. Foram utilizadas winglets com o mesmo aerofólio da pá (NACA0012), mesmo tamanho de corda, um comprimento específico e ângulos de inclinação diferentes. Diversos resultados foram calculados, entre eles: a velocidade axial induzida diminui, ao longo do span das pás, com maiores ângulos de inclinação, especialmente perto das pontas; expansão da esteira com a utilização de winglets; um aumento considerável da circulação na região da ponta da pá com a utilização das winglets em razão do deslocamento dos vórtices de ponta para a ponta da winglet e aumento do coeficiente da componente tangencial da sustentação, especialmente para maiores ângulos de inclinação. Por fim, os coeficientes de eficiência da turbina também foram calculados. Obteve-se que os coeficientes de potência e de empuxo aumentam com a utilização das winglets, especialmente com ângulos de inclinação maiores. Além disso, o momento fletor na base das pás também aumenta, no entanto o acréscimo é menor para ângulos de inclinação maiores. Logo, obteve-se um aumento de eficiência da turbina, ao utilizar-se winglets, especialmente para grandes ângulos de inclinação, em razão do aumento da vazão mássica pelo rotor e da componente tangencial da sustentação. Assim, esses resultados estão de acordo com aqueles encontrados anteriormente por [Shimizu, Yoshikawa e Matsumura \(1994b\)](#) e [Shimizu et al. \(1995\)](#).

A primeira abordagem por meio de um software de fluidodinâmica computacional (CFD, do inglês *Computational Fluid Dynamics*), que é de conhecimento do autor, foi realizada em 2006 por [Johansen e Sørensen \(2006\)](#). Eles analisaram o efeito da utilização de cinco winglets diferentes nas cargas aerodinâmicas de um determinado rotor eólico com o software CFD interno denominado EllipSys3D e as compararam com a pá original

e um formato de ponta de pá retangular. Dentre os dispositivos de ponta, variou-se o ângulo de torção e quatro deles foram posicionados a montante da turbina, enquanto outro foi a jusante da mesma. Foram obtidos resultados sobre potência, forças, momentos, pressão e vorticidade. Os mesmos mostraram que o ângulo de torção possui influência sobre tais variáveis, onde melhores resultados foram encontrados para pequenos ângulos negativos e para velocidades de vento maiores nas winglets posicionadas a montante. Para a posicionada a jusante, o aumento de potência foi o maior de todos, entretanto, o empuxo também foi o maior. Os acréscimos na potência variaram de 0,6% a 1,7% e de 0,9% a 2,9% no empuxo. O fato da winglet posicionada a jusante possuir uma maior eficiência aerodinâmica do que estar posicionada a montante também foi encontrado por [Gyatt e Lissaman \(1985\)](#).

De maneira a corroborar com os resultados acima, [Gaunaa e Johansen \(2007\)](#) utilizaram um programa computacional baseado em *lifting line with free wake model* e o software CFD EllipSys3D para estudar o efeito do comprimento de winglets, de até 3% do raio do rotor, no coeficiente de potência de uma turbina eólica. Foram utilizados winglets direcionadas a montante e a jusante do rotor. Os resultados mostraram que o coeficiente de potência aumenta com o comprimento das winglets, onde os aumentos, com winglets com comprimentos de até 1% do raio, são iguais aos produzidos com extensões de pá de mesmo tamanho e, para tamanhos maiores, a energia produzida é menor do que com extensões. Além disso, os resultados para winglets direcionadas a jusante também foram melhores do que os a montante. Resultados bem similares foram reportados por [Johansen, Gaunaa e Sørensen \(2008\)](#), onde a mesma metodologia do trabalho anterior foi utilizada, mas agora com uma maior concordância entre os resultados.

Para ampliar a gama de resultados sobre este assunto, [Johansen e Sørensen \(2007\)](#) analisaram numericamente, em software CFD, o efeito sobre os coeficientes aerodinâmicos de um determinado rotor quando este utilizava ou não winglets na ponta de suas pás. Foram estudadas nove geometrias diferentes, onde foi variado o comprimento, raio de curvatura, ângulo de varredura e de torção em winglets direcionadas a jusante do rotor. Encontrou-se que a potência e o empuxo aumentavam com menores raios de curvatura e para maiores comprimentos de winglet. Uma dependência desprezível foi encontrada com o ângulo de torção, além de um ângulo de varredura de 30° que diminuiu as cargas.

[Gupta e Amano \(2012\)](#) analisaram computacionalmente, em software CFD, o efeito do ângulo de inclinação e do comprimento de winglet quando posicionadas a jusante de uma determinada turbina eólica. Eles encontraram melhores resultados para o maior comprimento e o maior ângulo de inclinação, no entanto, para baixas e médias velocidades, a eficiência da turbina foi menor quando comparada ao modelo sem os dispositivos de ponta, similarmente ao que ocorre em [Johansen e Sørensen \(2006\)](#).

Um estudo experimental, no qual foi possível variar a velocidade de rotação da

turbina e do vento, foi feito por [Gertz, Johnson e Swytink-Binnema \(2012\)](#) para obter resultados em uma maior faixa de operação de turbinas do que até então estava disponível. Estudou-se o efeito da utilização de duas winglets, uma projetada por [Maniaci e Maughmer \(2012\)](#) e outra por meio de informações obtidas numa revisão bibliográfica até aquele ano, e compararam-se os resultados experimentais com os resultados da turbina com a pá original. Ambas resultaram em um aumento do coeficiente de potência da turbina em formato de sino ao redor do ponto de otimização com valores máximos entre 5% e 7%, enquanto, para regiões mais afastadas do mesmo, houve um decréscimo da eficiência, argumentando-se, então, que winglets apenas poderiam ser otimizadas para um ponto de operação da turbina. Os resultados foram discutidos, principalmente, em função do ângulo de incidência da raiz e de torção. Enquanto uma winglet possuía um ângulo de torção positivo, o qual introduz wash out e diminui o ângulo de ataque em direção a ponta, a outra possuía um ângulo de torção negativo, o qual introduz wash in e aumenta o ângulo de ataque. Isso causou resultados diferentes e foi justificado pelo fato de a velocidade induzida pelos vórtices de ponta diminuir o ângulo de ataque na winglet, assim, um ângulo de torção negativo contrabalancearia o efeito dos vórtices e manteria uma distribuição mais constante do ângulo de ataque, enquanto um ângulo de torção positivo apenas reduziria aquele.

Para turbinas de baixa velocidade axial, no entanto, o efeito da utilização de winglets não foi muito interessante, pois, além de ter sido reportado por [Ariffudin et al. \(2016\)](#) que ele apresenta um efeito positivo apenas até um TSR de 3,5, o mesmo é até 3 vezes menor do que dos outros formatos de ponta estudados (swept tip e sword tip).

Um estudo interessante, feito por [Tobin, Hamed e Chamorro \(2015\)](#), avaliou o efeito da utilização de uma determinada winglet na eficiência aerodinâmica de uma turbina eólica e também estimou o efeito da utilização da mesma em uma fazenda eólica. A winglet estudada foi obtida pelo prolongamento da pá, seguida por sua dobra, resultando em comprimento de 4% do raio do rotor. Os resultados foram: aumento de 8,2% no C_p e 15% no C_t . Logo, com o aumento considerável nestes coeficientes, diferenças não desprezíveis no déficit médio do perfil de velocidade axial foram encontradas na esteira, contribuindo para o aumento do cisalhamento médio na mesma. Consequentemente, houve um aumento na turbulência e nas tensões cinemáticas de Reynolds na esteira distante. Portanto, em razão destes resultados, uma turbina que estivesse posicionada atrás de outra com winglets poderia ter sua eficiência prejudicada de tal maneira que diminuiria a eficiência global do conjunto. Então, um modelo foi utilizado para analisar a eficiência global da utilização de winglets nas turbinas. Obteve-se um gráfico que relacionava o aumento dos coeficientes aerodinâmicos com a eficiência global para o caso de duas turbinas alinhadas e distanciadas num determinado valor e, assim, avaliava-se a eficiência de se utilizar winglets em uma possível fazenda eólica nesta configuração.

Neste mesmo contexto, [Ostovan e Uzol \(2016\)](#) realizaram uma série de ensaios

experimentais com duas turbinas eólicas para avaliar o efeito da utilização de winglets na eficiência aerodinâmica daquelas. Os casos estudados foram: uma turbina sozinha com e sem winglet e com uma extensão radial do mesmo tamanho da winglet; duas turbinas alinhadas e posicionadas com 3 e 6 diâmetros de distância, neste caso, a segunda turbina foi ensaiada todas as vezes sem winglets, enquanto a primeira foi ensaiada igual a configuração do primeiro caso, ou seja, com e sem winglets e com extensão radial. Os resultados mostraram que a winglet, para o primeiro caso, proporcionou um aumento nos coeficientes aerodinâmicos, enquanto que a extensão radial manteve o mesmo nível deles. Já para o arranjo em série, o coeficiente de potência da segunda turbina foi menor para qualquer configuração da primeira turbina, o que era esperado em razão da esteira desta última. Além disso, quando utilizou-se winglet na primeira turbina, o coeficiente de potência da segunda foi menor do que quando não utilizado, provavelmente em razão do que foi concluído por [Tobin, Hamed e Chamorro \(2015\)](#). Em relação a energia produzida, as configurações, em valor decrescente, foram: primeira turbina com extensão radial, com winglet e sem winglet. Assim, uma extensão radial se mostrou mais interessante, em termos de produção de energia, quando há uma configuração em série de turbinas. Entretanto, como pode haver restrições quanto ao tamanho do rotor e pelo arranjo em série de turbinas ser raro de ocorrer, a utilização de winglets pode se tornar viável para fazendas eólicas.

Outro estudo abordou três configurações diferentes do ângulo de inclinação de winglets em pás de turbinas de correntes marítimas de eixo horizontal, similares às HAWT. Nele, [Zhu et al. \(2017\)](#) abordaram uma situação onde a winglet foi direcionada verticalmente a jusante da turbina, outra verticalmente a montante da mesma e, por fim, uma que utilizava as duas anteriores. Observou-se que a última configuração obteve os melhores resultados por combinar os efeitos das duas primeiras, com aumentos de até 3,96% no coeficiente de potência da turbina.

O efeito combinado do formato da winglet e de seu aerofólio foi estudo por [Farhan et al. \(2019\)](#). Analisou-se as consequências de se utilizar um formato retangular e elíptico, além de dois aerofólios diferentes (S809 e PSU 94-097). Também definiu-se qual valor de ângulo de inclinação e de comprimento de winglet resultava em um maior aumento no coeficiente de potência para as configurações de formato e aerofólio estudadas. Os resultados foram comparados com dados experimentais do rotor da NREL Phase VI (do inglês *National Renewable Energy Laboratory*) e encontrou-se que o formato elíptico reduz os efeitos de vórtices de ponta de pá mais do que o formato retangular. No entanto, este altera os coeficientes de pressão próximos a ponta da pá mais eficientemente do que o formato elíptico, extraindo, assim, mais energia. Além disso, o aerofólio S809 apresentou um potencial maior de aumentar a potência da turbina estudada do que o do aerofólio PSU94-047.

Um estudo experimental com velocimetria por imagem de partículas (PIV, do inglês

particle image velocimetry), realizado por Ostovan, Akpolat e Uzol (2019), investigou o efeito de winglets na esteira de uma turbina eólica, focando em regiões próximas a fronteira desta, nas características dos vórtices de ponta e no arrasto induzido no rotor. Os comportamentos observados corroboraram com resultados previamente apresentados na literatura, como um aumento da eficiência da turbina (OSTOVAN; UZOL, 2016), diminuição da TKE na fronteira da esteira para a turbina com winglets (MASSOUH; DOBREV, 2014) e expansão da esteira (JOHANSEN; SØRENSEN, 2006).

Hansen e Mühle (2018) desenvolveram um método de otimização de winglet e compararam os resultados com ensaios experimentais em túnel de vento de circuito fechado. Os resultados computacionais obtiveram aumentos no coeficiente de potência e de empuxo, respectivamente, de 7,8% e 6,3%, enquanto que os ensaios experimentais obtiveram, respectivamente, 8,9% e 7,4%. No entanto, em razão da escala pequena, efeitos de separação laminar foram observados, os quais influenciaram a eficiência da turbina e, consequentemente, o aumento do desempenho apenas ocorreu para uma determinada faixa de velocidades. Para eliminar essa separação laminar, foi utilizada uma grade na entrada do túnel de vento para que se aumentasse a intensidade de turbulência do vento. Assim, a utilização de winglets possibilitou uma eficiência melhor em uma faixa maior de operação e os maiores aumentos obtidos foram de 10,3% e 14,9%, respectivamente, na potência e no empuxo. Os autores concluíram que o aumento na eficiência da turbina ocorreu em razão do aumento da sustentação na região próxima a ponta da pá, além do arrasto induzido ter diminuído já que as diferenças de pressão foram movidas da pá para a winglet.

Uma otimização multiobjetiva de winglets para HAWT foi realizada por Reddy et al. (2019). Suas funções objetivo eram de maximizar o coeficiente de potência e minimizar os coeficientes de empuxo e de momento torsor da pá. Eles concluíram que a metodologia adotada é capaz de identificar diversas geometrias e que os resultados possuem uma alta concordância com análises CFD e experimentais. Ainda, expuseram que melhores eficiências podem ser obtidas se a metodologia considerar formatos mais complexos de winglets, se mais interações e uma otimização das geometrias da pá e da winglet forem feitas simultaneamente.

Outro estudo de otimização de winglets, agora utilizando Redes Neurais, foi feito por Khaled et al. (2019). Os autores variaram o ângulo de inclinação e o comprimento das winglets, encontrando um valor ótimo via redes neurais. Os resultados mostram que as winglets aumentam os coeficientes de eficiência da turbina e que o método de otimização pode encontrar uma determinada configuração que aumenta o máximo possível o C_p , aumentando, no máximo, a mesma quantidade o C_t .

Winglets também possuem efeitos benéficos na eficiência de turbinas eólicas em condições severas de vento, ou seja, com grande turbulência e cisalhamento do vento (SESSAREGO; RAMOS-GARCÍA; SHEN, 2018). Outro efeito desejável foi verificado

por [Ebrahimi e Mardani \(2018\)](#), onde a utilização de winglets reduziu eficazmente a emissão de ruído em altas frequências. [Khalafallah, Ahmed e Emam \(2019\)](#) analisaram diversas winglets com diferentes ângulos de inclinação e torção e encontraram resultados similares aos já apresentados aqui. Ademais, também obtiveram resultados que mostram que winglets aumentam a eficiência de HAWTs com pás com ângulo de varregura ao longo do seu span. Outro possível benefício no uso de winglets seria reduzir a incidência de raios, a qual possui uma considerável probabilidade de ocorrer em grandes turbinas eólicas ([GAROLERA et al., 2016](#)) já que a winglet alteraria a ponta da pá e a sua ponta estaria paralela ao solo.

4 MATERIAIS E MÉTODOS

Este capítulo possui o objetivo de expor o modelo de turbina eólica e as geometrias de winglets estudadas, além do método de análise utilizado neste trabalho. Para tanto, ela inicia apresentando, na seção 4.1, informações sobre uma turbina eólica ensaiada em um consórcio internacional, a qual é utilizada para validação das simulações computacionais e análise dos efeitos de utilizar-se dispositivos de ponta em suas pás. Esta turbina foi escolhida pelo fato de que seus ensaios foram realizados recentemente (2014) e porque obteve-se acesso aos seus dados.

Estudos sobre a influência da variação dos parâmetros de winglets na eficiência de turbinas eólicas são detalhados na seção 4.2, seguido pela apresentação dos parâmetros que são analisados neste trabalho e da winglet referência. Posteriormente, uma revisão sobre análises computacionais em softwares CFD de HAWTs é feita na seção 4.3, onde diversas especificidades são apresentadas. Em seguida, apresenta-se a metodologia utilizada neste trabalho.

4.1 Projeto Mexnext

O projeto de uma turbina eólica é altamente dependente de sua modelagem aerodinâmica, a qual está sujeita a muitas incertezas. Isto, por sua vez, dificulta o projeto de uma turbina eólica com alta confiabilidade e, conseqüentemente, seu custo benefício. Por exemplo, sobrecargas não esperadas podem danificar o maquinário, enquanto infracargas resultarão em um superdimensionamento da turbina. Assim, para validar, melhorar e desenvolver modelos aerodinâmicos com maiores acurácia, medidas experimentais com alta confiabilidade são necessárias. Neste contexto, um consórcio internacional (*IEA Wind Task 29 Mexnext*) propôs a realização de diversos ensaios experimentais para suprir essa necessidade ([IEA WIND TASK 29 MEXNEXT, 2019](#)).

Esse projeto analisa o comportamento de cargas aerodinâmicas de uma turbina eólica e está dividido em quatro fases: as três primeiras focam em ensaios no túnel de vento *German Dutch Wind Tunnel* (DNW), que possui uma seção de teste de 9,5 m x 9,5 m, e a última em ensaios em campo. A primeira fase (Mexnext - I) foi finalizada em dezembro de 2011 e possibilitou a validação e aprimoramento de modelos aerodinâmicos. Já a segunda fase (Mexnext - II) foi finalizada em 2014 e analisou o comportamento da turbina em outras condições não avaliadas na fase anterior, possibilitando novas medidas, como o uso de PIV. A terceira fase (Mexnext - III) analisou os dados obtidos na etapa anterior e foi entregue em dezembro de 2017. Por fim, a última fase possui a previsão de término em 2020. Os resultados da primeira fase são referenciados por "Mexico", enquanto os da segunda por "New Mexico" ([BOORSMA; SCHEPERS, 2015](#); [IEA WIND TASK 29](#)

MEXNEXT, 2019).

Esta dissertação analisa os resultados obtidos na segunda fase do projeto e os utiliza como referência para as análises que são feitas. A Figura 11 mostra uma fotografia da turbina no túnel de vento nesta fase.

Figura 11: Experimento New Mexico

Fonte: Boorsma e Schepers (2015).

4.1.1 Geometria da turbina

A turbina ensaiada consiste de um exemplo característico de HAWT. Os principais elementos que a compõem são: torre, nacele, cubo e pás (Fig. 12). Além disso, ela possui um controlador de velocidade, um controlador de ângulo de passo das pás e o rotor está posicionado a montante. Outras informações gerais são apresentadas na Tab. 6.

4.1.1.1 Pás

As pás são compostas por três diferentes aerofólios. A região mais próxima a raiz possui o formato do aerofólio DU91-W2-250, a região intermediária é composta pelo RISØ A1-21 e a parte mais externa pelo NACA64-418 (Fig. 13). As coordenadas dos aerofólios das regiões internas e externas são apresentadas no Anexo A, já as coordenadas do aerofólio RISØ A1-21 não são fornecidas para o leitor, pois são protegidas por leis de propriedade intelectual. A Figura 14 contém a distribuição da corda, ângulo de torção e dos perfis aerodinâmicos ao longo do raio do rotor. As mesmas informações são apresentadas em forma de tabela no Anexo A.

Os coeficientes aerodinâmicos 2D dos perfis são necessários para o cálculo da performance da turbina na teoria BEM (do inglês, *Blade element momentum*), assim, eles

Figura 12: Representação simplificada da turbina eólica do projeto Mexnext. Unidades em mm

Fonte: elaborado pelo autor.

Tabela 6: Informações gerais da turbina eólica Mexnext

Sentido de rotação	Horário (visto da montante do rotor)
Velocidade angular (rpm)	324,5 - 424,5
Diâmetro do rotor (m)	4,5
Área varrida (m²)	15,9
Comprimento das pás (m)	2,04
Raio do cubo (m)	0,21

Fonte: adaptado de [Boorsma e Schepers \(2015\)](#).

são apresentados no Anexo A, menos os do RISØ A1-21 pelo mesmo motivo apresentado anteriormente. Além disso, observa-se que são apresentados os coeficientes do perfil DU91-W2-250 com transição fixa e do NACA64-418 com transição fixa e livre para simular as condições dos ensaios experimentais. Isto é feito pois foi utilizado fita zigue-zague (Fig. 15) para provocar transição e evitar separação laminar. A Tabela 7 contém a localização destas fitas.

4.1.2 Resultados experimentais

Nos ensaios em túnel de vento, foram obtidas diversas medidas de força, pressão e velocidade em diferentes situações. Este trabalho considera os resultados da configuração apresentada na Tab. 8.

Figura 13: Representação da pá e da distribuição dos perfis aerodinâmicos

Fonte: adaptado de Boorsma e Schepers (2015).

Figura 14: Distribuição da corda (c), ângulo de torção (θ_T) e dos perfis aerodinâmicos em função do raio do rotor (r/R)

Fonte: elaborada pelo autor com os dados de Boorsma e Schepers (2015).

Figura 15: Fotografia do intradorso da pá mostrando a localização da fita zigue-zague

Fonte: [Boorsma e Schepers \(2015\)](#).

Tabela 7: Posicionamento das fitas zigue-zigue

	Posição radial r/R (%)	Posição das fitas a partir do bordo de ataque x/c (%)	Espessura (mm)	Largura (mm)
Intradorso	20 a 33	10	0,320	10
	33 a 56	10	0,255	10
	56 a 96	10 a 20	0,200	10
Extradorso	20 a 33	5	0,255	10
	33 a 96	5 a 20	0,200	10

Fonte: adaptado de [Boorsma e Schepers \(2015\)](#).

Tabela 8: Configuração dos ensaios em túnel de vento

Região externa da pá com transição livre ($r/R > 0,7$)				
$\theta_p = -2,3^\circ$				
$\Omega = 425,1 \text{ rpm}$				
Ângulo de guinada = 0°				
Posição radial dos sensores de pressão: $r/R = 0,25; 0,35; 0,60; 0,82 \text{ e } 0,92$				
$V_1 = 10,05 \text{ m/s}$	$\rho_1 = 1,197 \text{ kg/m}^3$	$T_1 = 293,63 \text{ K}$	$p_1 = 101398 \text{ N/m}^2$	
$V_2 = 15,06 \text{ m/s}$	$\rho_2 = 1,191 \text{ kg/m}^3$	$T_2 = 294,91 \text{ K}$	$p_2 = 101345 \text{ N/m}^2$	
$V_3 = 24,05 \text{ m/s}$	$\rho_3 = 1,195 \text{ kg/m}^3$	$T_3 = 294,25 \text{ K}$	$p_3 = 101407 \text{ N/m}^2$	

Fonte: adaptado de [Boorsma et al. \(2018\)](#).

Para entender melhor a localização das cargas, a Fig. 16 mostra como as forças normal e tangencial estão distribuídas em uma turbina eólica, assim como as cargas resultantes de empuxo e torque respectivamente. As distribuições das forças normal e tangencial, ao longo do span da pá e para as três velocidades de vento, são apresentadas nas Figs. 17 e 18 respectivamente. Pode-se observar que a força normal tende a crescer ao longo do span e para velocidades maiores de vento. A força tangencial possui um comportamento similar a força normal, a menos para a maior velocidade ($V_3 = 24,05 \text{ m/s}$) onde o escoamento já se encontra separado.

O empuxo e o torque, assim como visto, são fatores importantes para definir a performance de uma turbina eólica. Eles foram obtidos por meio de integração linear da distribuição da força normal e tangencial, respectivamente, e são apresentados nas Figs. 19 e 20. Conforme esperado, ambas variáveis tendem a aumentar para maiores velocidades

de vento. Para fins de curiosidade, a potência no eixo obtida para cada velocidade foram: $P_1 = 3031 \text{ W}$, $P_2 = 14097 \text{ W}$ e $P_3 = 31865 \text{ W}$.

Figura 16: Distribuição e localização das forças normal, tangencial, empuxo e do torque

Fonte: adaptado de Plaza, Bardera e Visiedo (2015)

Figura 17: Distribuição da força normal ao longo do span da pá

Fonte: elaborada pelo autor com os dados de Boorsma et al. (2018)

4.2 Design das winglets

Assim como apresentado na seção 3.2, alguns trabalhos já foram realizados com o intuito de estudar os efeitos na performance aerodinâmica de uma turbina eólica ao

Figura 18: Distribuição da força tangencial ao longo do span da pá

Fonte: elaborada pelo autor com os dados de [Boorsma et al. \(2018\)](#)

Figura 19: Empuxo resultante no rotor para cada velocidade de vento

Fonte: elaborada pelo autor com os dados de [Boorsma et al. \(2018\)](#)

Figura 20: Torque resultante no rotor para cada velocidade de vento

Fonte: elaborada pelo autor com os dados de [Boorsma et al. \(2018\)](#)

utilizar dispositivos de ponta de pá, dentre eles as winglets. No entanto, os estudos não são vastos e são dispersos, dificultando uma possível comparação entre si, além de não cobrir todo o espectro dos parâmetros de uma winglet. Portanto, essa seção possui o objetivo de apresentar, mais detalhadamente, o enfoque de cada trabalho por parâmetro para servir como base para a definição da pesquisa. Os principais parâmetros geométricos de uma winglet são: ângulo de inclinação (ϕ); raio de curvatura (r_w); ângulo de varredura (γ_w); comprimento (l); corda da raiz ($c_{w,r}$); afilamento (k_w); ângulo de incidência da raiz ($\theta_{w,r}$); ângulo de torção ($\theta_{T,w}$) e perfil aerodinâmico, assim como é apresentado na Fig. 21 ([HANSEN; MÜHLE, 2018](#); [MAUGHMER, 2003](#)).

Figura 21: Parâmetros geométricos de uma winglet

Fonte: adaptado de [Hansen e Mühle \(2018\)](#)

4.2.1 Ângulo de inclinação

Os trabalhos que analisaram a influência do ângulo de inclinação são apresentados na Tab. 9. Ressalta-se que apenas os trabalhos que variaram este parâmetro são apresentados e, não, os trabalhos pontuais com ângulos diferentes, mas os quais não variaram o mesmo, pois não seria possível uma comparação entre eles, já que os outros parâmetros são diferentes. Além disso, mesmo entre os trabalhos expostos, a comparação não é tão direta, pois outros parâmetros podem influenciar, como torção e perfil aerodinâmico, mas indicam uma tendência. Este critério de apresentação também é válido para os outros parâmetros. Neste trabalho, o ângulo de inclinação é definido positivo quando a inclinação é em direção a jusante da turbina, ou seja, para o lado de sucção do escoamento.

Tabela 9: Bibliografia sobre o efeito do ângulo de inclinação de winglets na performance de turbinas eólicas

Autor(es)	Método de análise	Ângulo de inclinação [°]
Imamura, Hasegawa e Kikuyama (1998)	Vortex Method with Free Wake	0; 10; 20; 30; 40; 50; 60; 70 e 80
Johansen e Sørensen (2006))	CFD	-90 e 90
Gaunaa e Johansen (2007)	Lifting line with Free Wake e CFD	-90 e 90
Gupta e Amano (2012)	CFD	-45 e -90
Zhu et al. (2017)	CFD	-90; 90 e combinação das duas
Farhan et al. (2019)	CFD	45 e 90
Khalafallah, Ahmed e Emam (2019)	CFD	± 20 , ± 40 e ± 60
Khaled et al. (2019)	CFD	15; 30; 45; 60; 75 e 90

Fonte: elaborada pelo autor.

O trabalho de Imamura, Hasegawa e Kikuyama (1998) variou o ângulo de incidência de 0° a 80° e reportou os efeitos no coeficiente de potência, C_p , e no momento fletor na raiz da pá, M_f . Observou-se que ocorre um aumento no C_p e este também aumenta para ângulos maiores, além de também tender a aumentar para razões de velocidades de ponta, λ , maiores. O momento fletor também aumenta com a utilização de winglets, no entanto, esse aumento é menor para maiores ângulos, além de também diminuir para maiores λ . Assim, este estudo indica que grandes ângulos de inclinação são mais indicados, pois aumentam mais o C_p , o qual é desejado, e possuem os menores aumentos no M_f , o qual é indesejável estruturalmente.

Gupta e Amano (2012) analisaram winglets com -45° e -90° de ângulo de inclinação e reportaram os efeitos em termos de C_p . Observou-se que o ângulo de -45° resultou em um aumento neste coeficiente e que -90° o diminuiu na maior parte da faixa de velocidades estudada, além de ambos os efeitos se tornarem cada vez mais benéficos para maiores velocidades de vento. Estes resultados corroboram com os encontrados em um trabalho anterior (IMAMURA; HASEGAWA; KIKUYAMA, 1998). Outro estudo analisou o efeito de ângulos de inclinação de 45° e 90° de winglets. Nele, foi observado que a tendência

é aumentar o coeficiente de potência, mas que o resultado depende do tipo de aerofólio dentre os dois estudados, além de haver outras exceções, como efeitos prejudiciais em altas velocidades. Novamente, o efeito se torna mais benéfico com o aumento da velocidade, excetuando-se as maiores. Diferentemente dos trabalhos anteriores, o ângulo de inclinação de 45° apresentou melhores resultados (FARHAN et al., 2019). O trabalho de Khaled et al. (2019) investigou ângulos de 15° a 90° e, similarmente ao trabalho anterior, os valores intermediários foram os que apresentaram melhores resultados.

Zhu et al. (2017) analisaram winglets com -90° , 90° e as duas em conjunto em condições de projeto e de não projeto (ângulos de passo da pá diferentes). Percebeu-se que os efeitos dependem da condição estudada, mas que as winglets tendem a aumentar o coeficiente de potência. Para as condições de projeto, o ângulo de 90° resulta em um aumento do C_p maior do que o ângulo de -90° . Além disso, a configuração que utiliza as duas anteriores resulta nos maiores aumentos por possuir um efeito combinado não linear. O coeficiente de empuxo, C_t , também aumenta nas configurações estudadas, sendo, respectivamente, maiores para: configuração em conjunto, -90° e 90° . Resultados similares para winglets com ângulos de inclinação de -90° e 90° foram encontrados por outros estudos (GAUNAA; JOHANSEN, 2007; JOHANSEN; SØRENSEN, 2006).

Khalafallah, Ahmed e Emam (2019) também investigaram o efeito do ângulo de inclinação de winglet no coeficiente de potência de uma determinada turbina eólica. Foram estudadas winglets com ângulos de inclinação de $\pm 20^\circ$, $\pm 40^\circ$ e $\pm 60^\circ$ para três diferentes ângulos de torção e para três tipos de pás, uma reta e outras duas com ângulo de varredura ao longo de seu span. A conclusão que pôde ser feita é que o efeito depende do ângulo de torção e também se há ou não o ângulo de varredura, mas que o uso de winglets, geralmente, aumenta o coeficiente de potência da turbina.

4.2.2 Raio de curvatura

Neste trabalho, o raio de curvatura é expresso como o percentual entre a razão do raio e do comprimento da winglet. Foram encontrados três estudos sobre a influência de se variar este parâmetro, no entanto, um deles aplica uma metodologia de otimização, reportando apenas os valores finais dos parâmetros, o que dificulta uma comparação direta. Estes estudos são apresentados na Tabela 10.

Johansen e Sørensen (2007) avaliaram os efeitos de diversos parâmetros de winglets sobre a performance de uma turbina eólica e, dentre eles, foi possível separar dois conjuntos de dados onde os outros parâmetros, além do raio, foram mantidos constantes. Assim, um conjunto consiste em duas winglets com 50% e 100% de raio de curvatura e outro em três winglets com 25%, 50% e 100% de raio de curvatura. Ambos os conjuntos obtiveram a mesma tendência nos resultados: os coeficientes de potência e de empuxo aumentam e estes aumentos são maiores para raios menores. Gaunaa e Johansen (2007) avaliaram

o mesmo efeito de variar o raio (0%, 25% e 50%). Nenhuma diferença significativa no aumento do coeficiente de potência foi observada para os dois primeiros raios e um leve decréscimo foi encontrado para o raio de 50%.

Tabela 10: Bibliografia sobre o efeito do raio de curvatura de winglets na performance de turbinas eólicas

Autor(es)	Método de análise	Raio de curvatura (r_w/l) [%]
Johansen e Sørensen (2007)	CFD	(50 e 100) e (25, 50 e 100)
Gaunaa e Johansen (2007)	CFD	0, 25 e 50
Hansen e Mühle (2018)	CFD e ensaios em túnel de vento	Otimização ¹⁾

¹⁾ O raio de curvatura é definido diferentemente neste trabalho, logo não foi possível apresentar a faixa de valores estudada.

Fonte: elaborada pelo autor.

4.2.3 Comprimento

A Tabela 11 contém os trabalhos que estudaram a influência de comprimentos diferentes de winglets sobre a performance de uma turbina eólica, onde o comprimento é a distância entre o bordo de ataque da ponta da pá e a ponta da winglet, além de ser apresentado como percentual do raio do rotor.

Tabela 11: Bibliografia sobre o efeito do comprimento de winglets na performance de turbinas eólicas

Autor(es)	Método de análise	Comprimento (l/R) [%]
Gaunaa e Johansen (2007)	Lifting line with Free Wake e CFD	1, 2 e 3
Gupta e Amano (2012)	CFD	2 e 4
Hansen e Mühle (2018)	CFD e ensaios em túnel de vento	De 5 a 12,5
Reddy et al. (2019)	CFD e ensaios em túnel de vento	De 1 a 11
Farhan et al. (2019)	CFD	0,5 a 1,5
Khaled et al. (2019)	CFD	1 a 7

Fonte: elaborada pelo autor.

Os trabalhos de [Farhan et al. \(2019\)](#), [Gaunaa e Johansen \(2007\)](#) e [Gupta e Amano \(2012\)](#) estudaram variações nos comprimentos entre 0,5% e 4%. Em todos eles, foi observado que a utilização de winglets aumenta o coeficiente de potência e que os aumentos são maiores para os maiores comprimentos. Além disso, foi reportado que o coeficiente de empuxo também aumenta e, também, é maior para maiores comprimentos ([GAUNAA; JOHANSEN, 2007](#)). Similarmente, o trabalho de [Khaled et al. \(2019\)](#) investigou comprimentos de winglets de 1% a 7% e todos os valores aumentaram os coeficientes de desempenho da turbina, sendo também maiores para os maiores comprimentos.

[Hansen e Mühle \(2018\)](#) e [Reddy et al. \(2019\)](#) realizaram pesquisas de otimização da geometria de winglets e informam apenas os valores finais da geometria, impossibilitando inferir como as diferenças nos comprimentos influenciam na performance da turbina.

Entretanto, o valor ótimo encontrado em cada trabalho, 10,8% e 5,9% respectivamente, está em regiões mais centrais da faixa estudada, o que pode indicar que existe um comprimento que maximiza o aumento.

4.2.4 Ângulo de varredura

O ângulo de varredura é definido como a inclinação do eixo que passa a uma distância do borde de ataque de 25% da corda. Aqui, ele é assumido como positivo quando sua inclinação é em direção ao bordo de fuga do aerofólio. Os trabalhos consultados são apresentados na Tab. 12.

Tabela 12: Bibliografia sobre o efeito do ângulo de varredura de winglets na performance de turbinas eólicas

Autor(es)	Método de análise	Ângulo de varredura [°]
Johansen e Sørensen (2007)	CFD	0 e 30
Hansen e Mühle (2018)	CFD e ensaios em túnel de vento	de 0 a 40
Reddy et al. (2019)	CFD e ensaios em túnel de vento	de -45 a 45

Fonte: elaborada pelo autor.

[Johansen e Sørensen \(2007\)](#) analisaram dois ângulos de varredura diferentes, 0° e 30°, e encontraram que o aumento no ângulo de varredura diminuiu o aumento no coeficiente de potência, enquanto que o coeficiente de empuxo se mantém praticamente constante. Novamente, por meio dos estudos de otimização de [Hansen e Mühle \(2018\)](#) e [Reddy et al. \(2019\)](#), não é possível determinar a influência ao variar o ângulo de varredura, mas os resultados indicam que também há um valor que maximiza o aumento no C_p , já que os valores finais são intermediários àqueles estudados. As faixas de ângulos de varredura estudadas foram: de 0° a 40° e -45° a 45° para o primeiro e segundo trabalho respectivamente.

4.2.5 Corda da raiz e afilamento

A corda da raiz é definida como a razão percentual entre o tamanho da corda da raiz da winglet e a corda da ponta da pá, já o afilamento é dado pela razão entre a corda da ponta e da raiz da winglet. Nenhum estudo foi encontrado que estudasse explicitamente o efeito do tamanho da corda da raiz ou do afilamento de winglet na performance aerodinâmica de uma turbina eólica. Entretanto, os estudos de otimização de [Hansen e Mühle \(2018\)](#) e [Reddy et al. \(2019\)](#) possuem estes parâmetros como variáveis, mas, novamente, não é possível saber como o comportamento ocorre em função deles. No primeiro trabalho, foi estudado uma variação de 35% a 100% na corda da raiz e 0,5 a 1 de afilamento e, no estudo de [Reddy et al. \(2019\)](#), a variação do filamento foi de 0,1 a 1, enquanto a corda da raiz era fixa em 100%. Assim como as variáveis anteriores, os valores ótimos encontrados foram intermediários a faixa permitida, sendo $c_{w,r} = 58\%$ e $k_w = 0,88$

em Hansen e Mühle (2018) e $k_w = 0,7$ em Reddy et al. (2019), o que pode indicar que existe um valor que otimiza o aumento do coeficiente de potência. A Tabela 13 contém estes resultados.

Tabela 13: Bibliografia sobre o efeito do tamanho da corda da raiz e do afilamento de winglets na performance de turbinas eólicas

Autor(es)	Método de análise	Corda da raiz [%] e afilamento [%]
Hansen e Mühle (2018)	CFD e ensaios em túnel de vento	$35 < c_{w,r} < 100$ e $0,5 < k_w < 1$
Reddy et al. (2019)	CFD e ensaios em túnel de vento	$c_{w,r} = 100$ e $0,1 < k_w < 1$

Fonte: elaborada pelo autor.

4.2.6 Ângulos de incidência da raiz e de torção

O ângulo de ataque inicial da winglet é determinado por meio do ângulo de incidência da raiz e da velocidade incidente do vento. Sua distribuição, ao longo da mesma, é definida pelo ângulo de torção. Estes ângulos são positivos quando sua rotação está no sentido do rotor, ou seja, está para dentro da área varrida pelo rotor, e negativo quando é no sentido contrário (Fig. 22). Além disso, ângulos de torção positivos induzem wash out e diminuem o ângulo de ataque, enquanto ângulos negativos induzem wash in e aumentam o ângulo de ataque. A Tabela 14 contém estudos que variaram o ângulo de incidência da raiz e/ou o ângulo de torção.

Figura 22: Convenção de sinais para os ângulos de incidência da raiz e de torção

Fonte: adaptado de Gertz, Johnson e Swytink-Binnema (2012).

O trabalho de Gertz, Johnson e Swytink-Binnema (2012) elucida eficientemente o efeito dos ângulos de incidência da raiz e de torção e do que ocorre ao variá-los. Esse trabalho utilizou winglets com parâmetros similares e observou o que ocorre ao se impor diferentes $\theta_{w,r}$ e $\theta_{T,w}$. A primeira winglet, denominada de Maniaci winglet (MANIACI; MAUGHMER, 2012), apresenta $\theta_{w,r} = -3^\circ$ e $\theta_{T,w} = 3,5^\circ$, já a segunda apresenta $\theta_{w,r} = -0,5^\circ$ e $\theta_{T,w} = -0,5^\circ$. Em termos de performance, a Maniaci winglet obteve piores resultados em

razão do ângulo de torção positivo. Isso ocorreu porque os vórtices de ponta induzem uma velocidade na winglet que diminui o ângulo de ataque, potencializando, consequentemente, a redução no ângulo de ataque em razão da torção. Diferentemente, a segunda winglet possui um ângulo de torção negativo, o que aumenta o ângulo de ataque. Logo, um contrabalanceamento ocorre com os efeitos da velocidade induzida e há uma distribuição mais constante do ângulo de ataque ao longo da winglet.

Tabela 14: Bibliografia sobre o efeito do ângulo de incidência da raiz e de torção de winglets na performance de turbinas eólicas

Autor(es)	Método de análise	Ângulo de incidência da raiz [°]	Ângulo de torção [°]
Johansen e Sørensen (2006)	CFD	1)	-5, -2 e 3
Johansen e Sørensen (2007)	CFD	1)	0, 2, 4 e 8
Gertz, Johnson e Swytink-Binnema (2012)	Ensaios em túnel de vento	-0,5 e -3	-0,5 e -3,5
Hansen e Mühle (2018)	CFD e ensaios em túnel de vento	1)	de -2 a 12
Reddy et al. (2019)	CFD e ensaios em túnel de vento	1)	de -20 a 20
Khalafallah, Ahmed e Emam (2019)	CFD	1)	-2, 2 e 10

¹⁾ O valor deste parâmetro não foi informado. Entende-se que ele seja igual ao $\theta_{p,0}$.

Fonte: elaborada pelo autor.

Johansen e Sørensen (2006) analisaram três diferentes ângulos de torção e o valor intermediário de -2° foi o que resultou em um maior aumento no coeficiente de potência. Isso ocorreu mesmo não havendo separação do escoamento para a torção de -5° , a qual resulta em ângulos de ataque maiores, consequentemente, em maiores carregamentos aerodinâmicos. O aumento no coeficiente de empuxo também é maior para o ângulo de torção igual a -2° , além disso, este aumento tende a diminuir para velocidades de vento maiores, ao contrário do que ocorre no C_p . Já o trabalho de Johansen e Sørensen (2007) não observou nenhuma influência considerável no C_p ao variar-se, positivamente, o ângulo de torção, mas encontrou que ocorrem aumentos no C_t .

Novamente, os estudos de otimização (HANSEN; MÜHLE, 2018; REDDY et al., 2019) variaram os ângulos de torção, mas não é possível obter informações do comportamento ao longo da variação. No entanto, dentre as faixas estudadas, observa-se que ângulos de ataque negativos produzem melhores resultados, mas que existe um determinado limite, o qual pode estar relacionado com o aerofólio estudado. Os valores ótimos encontrados foram: -1° (HANSEN; MÜHLE, 2018) e -9° (REDDY et al., 2019).

O trabalho de Khalafallah, Ahmed e Emam (2019) demonstrou que o efeito do ângulo de torção depende se a pá é reta ou se possui um ângulo de varredura em seu comprimento. Para o primeiro caso, ângulos de torção menores apresentaram um melhor resultado, assim como encontrado por Gertz, Johnson e Swytink-Binnema (2012). No

entanto, para pás com ângulo de varredura, o comportamento é o contrário, apresentando melhores resultados para winglets com ângulos de torção positivo.

4.2.7 Perfil aerodinâmico

A influência de se alterar o perfil da winglet na performance de uma turbina eólica foi estudada por Farhan et al. (2019). Neste trabalho, utilizou-se os perfis S809 (SOMERS, 1997) e PSU 94-097 (MAUGHMER, 2003) e foi verificado que eles influenciam no aumento da performance da winglet, sendo que o perfil S809 obteve melhores resultados, no entanto, não foi investigado o porquê.

O formato da winglet está relacionado com os parâmetros acima expostos e ele também aparenta exercer um efeito sobre a performance da winglet (FARHAN et al., 2019; GERTZ; JOHNSON; SWYTINK-BINNEMA, 2012).

4.2.8 Parâmetros estudados neste trabalho

A seção anterior apresentou, detalhadamente, os estudos sobre a influência de diversos parâmetros geométricos de winglets na performance de turbinas eólicas. Alguns já possuem uma quantidade relevante de trabalhos a respeito, como o ângulo de inclinação e comprimento, e outros não, como o ângulo de varredura, tamanho da corda na raiz e afilamento. No entanto, pelo ponto de vista deste autor, apenas o mecanismo de atuação do ângulo de incidência da raiz e de torção está bem elucidado, assim como é explicado em Gertz, Johnson e Swytink-Binnema (2012). Logo, constata-se a necessidade de estudos que detalhem como os outros parâmetros influenciam nos vórtices de ponta e/ou na performance da turbina e que não, apenas, observem seus efeitos.

O objetivo deste trabalho é suprir esta necessidade para a maior quantidade possível destes outros parâmetros e, para tal, foram realizadas simulações em software CFD. Por meio destas, objetivou-se obter valores numéricos das forças aerodinâmicas e visualizar o escoamento ao redor da turbina. As variáveis que foram estudadas são: torque, potência, coeficiente de potência e de empuxo, linhas de corrente, vorticidade, velocidade e pressão.

Os parâmetros de winglet analisados foram a corda da raiz, $c_{w,r}$, e o afilamento, k_w , por terem sido abordadas apenas pelos estudos de otimização. Para tanto, um design inicial de winglet foi determinado a partir duma revisão da literatura e suas características são apresentadas na Tab. 15. O processo de análise começou pela variação no afilamento, desde 0,1 até 0,8, com a corda da raiz fixa em 100%, seguido pela variação na corda da raiz de 40% a 90% com o afilamento fixo em 1. O valor da corda foi limitado a 40% pois, se não, seus valores ficariam muito pequenos.

Vistas da winglet referência são apresentadas na Fig. 23 e, por conveniência ao leitor, as definições dos parâmetros de winglets são repetidos a seguir. O comprimento é o valor percentual entre o comprimento da winglet e o raio do rotor; o ângulo de inclinação

é o quanto a winglet é inclinada em relação à pá; o raio de curvatura é o valor percentual entre o raio e o comprimento da winglet; o ângulo de varredura é a inclinação do eixo que passa a uma distância do bordo de ataque de 25% da corda do aerofólio; a corda da raiz é o valor percentual entre a corda da raiz da winglet e a corda ponta da pá; o afilamento é a razão entre a corda da ponta da winglet e a corda da raiz da mesma; o ângulo de incidência da raiz é o ângulo inicial da corda da raiz da winglet; ângulo de torção é o ângulo entre a corda da ponta da winglet e a corda da raiz da winglet.

Tabela 15: Especificações geométricas da winglet de referência

Comprimento [%]	2,7
Ângulo de inclinação [°]	90
Raio de curvatura [%]	25
Ângulo de varredura [°]	0
Corda da raiz [%]	100
Afilamento	1
Ângulo de incidência da raiz (°)	0
Ângulo de torção [°]	0
Perfil aerodinâmico	NACA64-418
Formato	Retangular

Fonte: elaborada pelo autor.

Figura 23: Vistas da winglet referência

Fonte: elaborada pelo autor

4.3 Análise computacional (CFD)

A fluidodinâmica computacional é uma ferramenta amplamente utilizada pela academia e indústria para compreender as diversas implicações da dinâmica dos fluidos e o mesmo ocorre no ramo de energia eólica. Ela é aplicada nas turbinas para simular a aerodinâmica de suas pás, determinando carregamentos, e investigar o comportamento do escoamento nela e em seus arredores (BAI; WANG, 2016). Isso é realizado por meio da solução das equações da dinâmica dos fluidos (ou equações de Navier-Stokes) descritas por

derivadas parciais. Além disso, para discretizar essas equações, o método mais utilizado é o dos volumes finitos.

Os softwares de CFD (EllipSys3D[®], ANSYS Fluent[®] e CFX[®], STAR-CCM+[®], OpenFoam, entre outros) segmentam o processo de análise da seguinte maneira: pré-processamento, solução e pós-processamento. A primeira etapa consiste em criar a geometria em softwares CAD (do inglês *Computer Aided Design*), gerar a malha nesta e impor condições de contorno. A segunda é composta pela escolha de modelo de turbulência, condições iniciais, parâmetros de controle de solução e solução das equações de Navier-Stokes. Já a última etapa consiste no monitoramento de forças e visualização do escoamento (BAI; WANG, 2016).

4.3.1 Domínio

A simulação do escoamento do ar em uma turbina eólica pode ser feita com dois domínios diferentes: com o rotor inteiro ou com apenas uma pá em razão de sua periodicidade, ou seja, com 120° para um rotor com três pás e 180° para um rotor com duas pás. A vantagem do último método é que se reduz o número total de elementos na malha, reduzindo, assim, o custo computacional. No entanto, a maioria dos trabalhos consultados utiliza o rotor inteiro, seja simplificado ou não, ou a turbina inteira para as simulações (BECHMANN; SØRENSEN; ZAHLE, 2011; FARHAN et al., 2019; GAUNAA; JOHANSEN, 2007; HERRAEZ et al., 2014; JOHANSEN; SØRENSEN, 2006; JOHANSEN; SØRENSEN, 2007; JOHANSEN; GAUNAA; SØRENSEN, 2008; LIN; CHIU; HUANG, 2017; PLAZA; BARDERA; VISIEDO, 2015; RÉTHORÉ et al., ; SØRENSEN et al., 2016).

O tipo do regime de escoamento irá definir qual abordagem deve ser utilizada para simular o movimento rotacional da turbina. Para condições de regime permanente, pode-se utilizar a *single reference frame* (SRF), onde apenas um domínio cilíndrico é criado e é imposto um movimento rotacional nele todo, ou a *moving reference frame* (MRF), onde dois domínios são criados, um menor, cilíndrico e rotacional ao redor da turbina e outro maior e fixo, cilíndrico ou retangular, ao redor do primeiro domínio. Apenas nestes casos de regime permanente é possível simular uma porção periódica da turbina (120° ou 180°). Já para condições de regime transiente, a abordagem utilizada é a *sliding mesh* e esta requer o modelo inteiro da turbina, ou rotor, para sua solução, logo, ela necessita de uma quantidade bem maior de elementos em sua malha e de custo computacional (BAI; WANG, 2016).

Não existe tamanho de domínio específico na literatura, há trabalhos que utilizam o mesmo tamanho do túnel de vento (FARHAN et al., 2019; RÉTHORÉ et al.,) e outros que utilizam tamanhos que variam muito entre si (JOHANSEN; SØRENSEN, 2006; SØRENSEN et al., 2016; ZHU et al., 2017). A faixa de valores de distância do rotor até as extremidades está compreendida em: de 2 R até 23 R até a entrada; de 5 R até 50 R até a

saída e de 2,5 R até 10 R até as laterais. Portanto, entende-se que valores intermediários a estes são satisfatórios.

4.3.2 Malha e condições de contorno

A malha pode ser gerada em qualquer um dos diversos softwares disponíveis e utiliza-se tanto malhas estruturadas quanto não estruturadas. Para uma boa solução do perfil de velocidades na camada limite na superfície das pás, malhas estruturadas com 10 a 20 camadas são amplamente utilizadas nestas regiões (BAI; WANG, 2016), conhecidas como *inflation*. Atrelado a isto, define-se a distância da superfície adimensionalizada como y^+ , a qual representa a distância entre a superfície e a primeira camada da malha e serve como um índice para a escolha de modelos de turbulência. Alguns estudos já utilizaram as abordagens de função de parede (*wall function*) ou modelo próximo a parede (*near-wall model*) para não necessitar de pequenos valores de y^+ (foram utilizados valores entre 30-250) (ABDELSALAM; RAMALINGHAM, 2014; THUMTHAE; CHITSOMBOON, 2009). Além disso, tais abordagens são adequadas para simular escoamentos colados. No entanto, escoamentos turbulentos e separados são inerentes a grande parte do regime de operação de pás eólicas, portanto, para resolver com acurácia o escoamento na camada limite e seus efeitos na performance global, pequenos valores de y^+ (menores do que 3) são comumente utilizados. Estes valores usualmente resultam em uma espessura da primeira camada de 1E-05 m (BAI; WANG, 2016; FARHAN et al., 2019; HANSEN; MÜHLE, 2018; PLAZA; BARDERA; VISIEDO, 2015; ZHU et al., 2017). Por fim, a título de ilustração, ao se modelar o rotor inteiro, a malha possui, segundo a bibliografia consultada, em média, 14E+06 de elementos, enquanto, quando é possível simular $\frac{1}{3}$ do mesmo, o valor médio é de 7E+06 elementos.

Para as condições de contorno, velocidade é imposta na entrada do domínio, enquanto pressão absoluta ou relativa é imposta na saída. Já as laterais são modeladas de diferentes maneiras, podendo ser com ou sem deslizamento ou abertura. Além disso, para os casos de modelagem de uma parte do rotor, deve-se impor a condição de periodicidade nas respectivas regiões (BAI; WANG, 2016).

4.3.3 Modelos de turbulência e critérios de convergência

A seleção de um modelo de turbulência apropriado é de grande importância para a simulação de uma HAWT. As equações Reynolds-Averaged Navier-Stokes (RANS) já foram amplamente utilizadas com diversos modelos de turbulência diferentes, os quais incluem modelos de uma equação (Spalart-Allmaras), duas equações (κ - ϵ e κ - ω), quatro equações (κ - ω -SST), entre outros (BAI; WANG, 2016). Os modelos mais utilizados são: Spalart-Allmaras, κ - ω e κ - ω -SST, enquanto os outros modelos não se mostraram muito apropriados (BAI; WANG, 2016). O modelo de Spalart-Allmaras mostrou ter boa concordância de resultados a baixas velocidades de vento, aproximadamente 10 m/s, e

valores demasiadamente maiores para velocidades acima desta em razão do estol da pá (FARHAN et al., 2019; ZHU et al., 2017). Já os modelos $\kappa\text{-}\omega$ e $\kappa\text{-}\omega\text{-SST}$ têm mostrado boas concordâncias de resultados para as faixas de velocidade do vento de operação das turbinas (FARHAN et al., 2019; ROCHA et al., 2014; TACHOS; FILIOS; MARGARIS, 2010; ZHU et al., 2017).

Os critérios de convergência não são amplamente apresentados nos trabalhos estudados, no entanto, para aqueles que o fizeram, foram impostos valores da média quadrática (RMS, do inglês *root mean square*) dos resíduos de 1E-06 a 1E-03.

Uma tabela, com a bibliografia estudada sobre esse assunto e seus diversos parâmetros, é apresentada no Apêndice A. Os espaços com hífen (-) representam aquelas informações que não foram apresentadas no trabalho ou que não foram descritas claramente.

4.3.4 Metodologia CFD deste trabalho

Conforme apresentado, existem algumas maneiras de simular uma turbina eólica em software CFD e a escolha vai depender do grupo de pesquisa. Neste trabalho, são feitas análises em regime permanente de um terço do rotor simplificado, ou seja, apenas com as pás e o cubo, em razão do limite de capacidade de processamento do computador disponível. Esta representação da turbina foi utilizada por diversos outros trabalhos e argumentou-se que não há influências significativas em se excluir a torre e a nacele (EBRAHIMI; MARDANI, 2018; REDDY et al., 2019; ZHU et al., 2017). Além disso, utiliza-se da abordagem MRF, ou seja, é utilizado um domínio fixo e um rotacional no interior daquele por apresentar resultados com maior acurácia (ZHU et al., 2017).

O domínio possui dimensões intermediárias às da literatura, pois, como aquelas foram validadas com resultados experimentais, é razoável considerar que dimensões similares, mas não inferiores, sejam satisfatórias. As dimensões adotadas são: 0,5 R de altura e 1,2 R de raio para o domínio cilíndrico e rotacional e o domínio fixo e cilíndrico possui um raio de 6 R, com distâncias do centro do rotor até a entrada de 6 R e até a saída de 12 R. As condições de contorno são: velocidade uniforme na entrada, pressão relativa nula na saída e laterais com abertura, além da periodicidade na lateral do domínio rotacional.

A malha foi gerada com elementos tetraédricos e um maior refinamento nas proximidades do rotor. Também foi aplicado *inflation* com 20 camadas em suas superfícies e objetivou-se garantir um $y^+ < 1$, pois foi adotado o modelo de turbulência $\kappa\text{-}\omega\text{-SST}$, já que mostrou-se que ele possui boa concordância com resultados experimentais. Além disso, foi utilizado o modelo *total energy* para a transferência de calor. A convergência foi monitorada pela análise de forças e torque. Por fim, todo este processo foi realizado nos softwares SolidWorks®, ANSYS Meshing® e ANSYS CFX®.

4.4 Validação da metodologia

O processo de validação iniciou-se com o desenho CAD de $\frac{1}{3}$ do rotor da turbina eólica. A pá foi fornecida em arquivo no formato *.step* (do inglês *Standard for the Exchange of Product model data*) pelo projeto Mexnext, tendo sua geometria tratada para evitar possíveis problemas durante a análise CFD. Após o desenho do cubo, da montagem realizada e do respectivo corte para obtenção da parte de interesse, obteve-se o arquivo da Fig. 24. Em seguida, foram desenhados os dois domínios, assim como descrito na seção anterior. Para tanto, foi gerado um cilindro menor que teve o volume da pá e do cubo subtraído do seu próprio volume. Também desenhou-se um cilindro maior que teve o volume do cilindro menor subtraído do seu próprio volume. As Figuras 25 e 26 apresentam-os com suas respectivas dimensões.

Figura 24: Desenho de um terço do rotor da turbina eólica

Fonte: elaborada pelo autor

Malhas tetraédricas não estruturadas foram criadas nos dois domínios. Para o domínio rotacional, foram tomadas as seguintes medidas: um tamanho de elemento nas faces externas que fosse próximo ao tamanho dos elementos das regiões vizinhas do domínio fixo; um maior refino da malha nas regiões dos bordos de ataque e de fuga e da ponta da pá; imposição da malha ser igual nas duas faces de periodicidade e um *inflation* específico

Figura 25: Representação do domínio rotacional

Fonte: elaborada pelo autor

Figura 26: Representação do domínio fixo

Fonte: elaborada pelo autor

para a pá. Para o cálculo da espessura da primeira camada, foi utilizado a teoria da camada limite de placa plana (WHITE, 2003) e, para entender qual espessura seria necessária, dividiu-se a pá em diversas seções e calculou-se a espessura para cada uma e em cada velocidade de ensaio. Assim, adotou-se o menor valor encontrado para toda a pá e, para a região do cubo, utilizou-se um valor arbitrário e um pouco maior do que seria indicado para a região cilíndrica no início da pá. As equações utilizadas para os cálculos e uma tabela com os respectivos valores são apresentadas no apêndice B.

A espessura da primeira camada foi $2\text{E}-06$ m para a pá e $1,5\text{E}-05$ m para o cubo, além de serem utilizadas 20 camadas. Isso possibilitou, segundo a teoria, a obtenção de um $y^+ \leq 1$. As Figs. 27 e 28 mostram os valores obtidos de y^+ para o cubo e a pá, ambos em um escoamento com $U_\infty = 24,05$ m/s. A faixa de valores da legenda foi selecionada após ver os valores máximos de y^+ que ocorriam naquelas regiões e com o intuito de identificar as regiões fora do valor desejado. Estas regiões são desprezíveis, principalmente na pá, além de terem valores próximos a 1. Logo, considerou-se os tamanhos de espessura da primeira camada dos inflations adequados. Ressalta-se que as imagens foram obtidas após o processo de validação da simulação.

Figura 27: Contorno de y^+ na superfície do cubo com $U_\infty = 24,05$ m/s

Fonte: elaborada pelo autor

Duas vistas da malha validada de cada domínio são apresentadas nas Figs. 29 e 30. O controle de malha aplicado para as faces de periodicidade serem iguais é ilustrado na Fig. 31. A Fig. 32 contém uma seção da pá para ilustrar as regiões de refino próximo aos bordos de ataque e de fuga. Por fim, a Fig. 33 mostra uma região da malha com o inflation sobre a superfície da pá.

Figura 28: Contorno de y^+ na superfície da pá com $U_\infty = 24,05$ m/s

Fonte: elaborada pelo autor

Figura 29: Malha tetraédrica do domínio fixo. A) vista isométrica e b) vista lateral

Fonte: elaborada pelo autor

Figura 30: Malha tetraédrica do domínio rotacional. A) vista isométrica e b) vista de corte lateral

Fonte: elaborada pelo autor

A próxima etapa foi importar as malhas no software CFX e definir os diversos parâmetros físicos do problema. A ordem dos passos foi a seguinte: definição da análise como regime permanente; identificação dos dois domínios, sendo um fixo e outro rotacional; caracterização do fluido de trabalho; imposição do modelo de turbulência e de transferência de calor; definição das condições de contorno, condições iniciais, além de expressões referentes aos parâmetros de interesse e definição do controle da solução. As condições das simulações são as mesmas dos ensaios experimentais apresentadas na Tab. 8. As condições de contorno nos domínios são apresentadas na Fig. 34. Já para as condições iniciais, foi selecionado o campo "automático" para velocidade, pressão e temperatura. O torque e o empuxo sobre o rotor foram monitorados para observar a convergência da simulação e a mesma se mostrou atingida com 500 iterações, conforme mostra a Fig. 35. Nas últimas iterações, o torque variava em 0,00038 Nm/Nm e o empuxo em 0,0001 N/N e ambas as grandezas apresentavam tendência de queda na variação.

Figura 31: Espelho das malhas nas superfícies de periodicidade. A) domínio fixo e b) domínio rotacional

Fonte: elaborada pelo autor

Figura 32: Regiões de refino de malha

Fonte: elaborada pelo autor

Figura 33: Inflation sobre a superfície da pá

Fonte: elaborada pelo autor

Figura 34: Condições de contorno das simulações

Fonte: elaborada pelo autor

A Figura 36 contém o estudo de independência de malha. Observa-se que, a partir de $12,8E+06$ de elementos, o incremento de torque foi pequeno (0,86%), enquanto o incremento de malha foi considerável (15,69%), quando comparados com os valores obtidos na malha com $14,9E+06$ de elementos. Portanto, a malha com $12,8E+06$ de elementos foi considerada convergida e foi selecionada para as análises seguintes. A visualização dela

Figura 35: Convergência do torque e empuxo, respectivamente, em uma simulação

Fonte: elaborada pelo autor

foi apresentada nas Figs. 29-33. Neste ponto, pode-se observar uma discrepância com os resultados de Plaza, Bardera e Visiedo (2015), pois eles realizaram um estudo com o modelo da turbina inteira e sua malha possuía cerca de $12,0E+06$ elementos tetraédicos. Além disso, as imagens apresentadas para mostrar os detalhes do *inflation* diferem das apresentadas aqui, pois a altura das camadas são bem maiores naquele trabalho.

Os resultados de torque obtidos nas simulações CFD são comparados com os resultados experimentais na Fig. 37. O torque está diretamente relacionado com a distribuição da força tangencial ao longo da pá e deve estar condizente com a mesma. De modo geral, os resultados computacionais apresentam uma tendência similar aos experimentais, mas há algumas diferenças. Pode-se observar que os valores são superestimados para as velocidades de vento de 10,05 m/s e 24,05 m/s. Para esta última, o entendimento é que a diferença costuma ser maior porque o escoamento apresenta-se mais turbulento e com uma maior região descolada da pá. Plaza, Bardera e Visiedo (2015) apresentam a distribuição da força tangencial ao longo da pá e a velocidade de 24,05 m/s é a que possui maior discrepância entre os resultados computacionais. Já a velocidade de 15,04 m/s, a qual é a velocidade de projeto da turbina, resultou em um valor menor do que o experimental.

Figura 36: Estudo de independência de malha

Fonte: elaborada pelo autor

O empuxo obtido também apresenta um comportamento similar ao experimental (Fig. 38) e ele está diretamente relacionado com a força normal na pá. Plaza, Bardera e Visiedo (2015) comentam sobre cálculos CFD que mostraram uma maior velocidade axial induzida de vento através do rotor, resultando em um gradiente de pressão menor do que o real. Logo, de acordo com a teoria do disco atuador, a força axial no rotor seria menor. Isso foi justamente o que ocorreu neste trabalho. Para a velocidade de vento de 24,05 m/s, no entanto, o valor encontrado foi maior do que o experimental, provavelmente pelo mesmo motivo descrito no torque. Além disso, Plaza, Bardera e Visiedo (2015) também encontraram valores maiores de empuxo para esta velocidade. Outras possíveis justificativas para as diferenças encontradas então na modelagem em si da turbina. Este trabalho não modelou, como apresentado e justificado na seção 4.3.4, a nacele e a torre da turbina eólica, nem o túnel de vento. Logo, algumas condições de contornos diferentes foram impostas nas simulações desta dissertação. Além disso, não foi feito um estudo de diferentes modelos de turbulência e da qualidade da malha.

Com estes resultados, a metodologia proposta foi considerada validada em razão dela ter apresentado resultados com comportamentos similares aos experimentais, das diferenças percentuais com os resultados experimentais serem menores do que da bibliografia

Figura 37: Comparação entre o torque obtido computacionalmente e experimentalmente

Fonte: elaborada pelo autor

Figura 38: Comparação entre o empuxo obtido computacionalmente e experimentalmente

Fonte: elaborada pelo autor

(PLAZA; BARDERA; VISIEDO, 2015) e do fato deste trabalho focar nas diferenças que o uso de winglets causa na eficiência de uma turbina, logo os resultados das simulações são comparados com a simulação validada e não com os experimentais. Além disso, assume-se que essa diferença ocorre de maneira similar experimentalmente. Assim, essa metodologia é utilizada para analisar os dispositivos de ponta de pá que são apresentados na seção 5.

5 RESULTADOS E DISCUSSÃO

Este capítulo apresenta os resultados deste trabalho, assim como a discussão pertinente sobre os mesmos. Logo, são apresentadas as geometrias de winglets estudadas, os comportamentos dos coeficientes de eficiência da turbina para cada configuração geométrica e regime de escoamento, além da discussão baseada em resultados obtidos via software CFD.

5.1 Geometria das winglets

Assim como apresentado na subseção 4.2.8, os parâmetros de winglet estudados neste trabalho foram a corda da raiz ($c_{w,r}$) e o afilamento (k_w). Para tanto, estabeleceu-se dois blocos de estudo, onde o primeiro variou apenas o afilamento da winglet referência de 0,1 a 0,8 e o segundo bloco variou apenas a corda da raiz de 40% a 90%. Um modelo de winglet do bloco 1 (A) e outra do bloco 2 (B) são apresentados na Fig. 39. A Tabela 16 contém o código de cada winglet e o valor dos dois parâmetros estudados, onde os dois primeiros termos referem-se ao bloco, o terceiro ao parâmetro em estudo e os dois últimos ao valor deste parâmetro. Por exemplo, B1K0.1 seria uma winglet do bloco 1 com o afilamento igual a 0,1. Vistas de todas as winglets da Tab. 16, assim como as apresentadas da winglet referência (ver Fig. 23), são apresentadas no apêndice C.

Em seguida, o CAD da pá foi alterado para inserir a winglet em sua ponta. Logo, esta mesma região foi manipulada de tal forma que a área varrida pelo rotor permanecesse constante. Um detalalhe da pá com a winglet referência é apresentado na Fig. 40. Salienta-se que as regiões do perfil NACA64-418 e de transição mantiveram-se iguais à pá original. Além disso, também foi feita a análise para o caso de uma extensão radial da pá do mesmo comprimento de winglet, ou seja, um rotor com raio 2,7% maior do que o rotor referência.

Figura 39: Representação de winglets do bloco 1 (A) e do bloco 2 (B)

Fonte: elaborada pelo autor

Tabela 16: Código das winglets e seus respectivos parâmetros

	Código	Parâmetros alterados
Bloco 1	B1K0.1	$c_{w,r} = 100\%$ e $k_w = 0,1$
	B1K0.2	$c_{w,r} = 100\%$ e $k_w = 0,2$
	B1K0.4	$c_{w,r} = 100\%$ e $k_w = 0,4$
	B1K0.6	$c_{w,r} = 100\%$ e $k_w = 0,6$
	B1K0.8	$c_{w,r} = 100\%$ e $k_w = 0,8$
Bloco 2	B2C40	$c_{w,r} = 40\%$ e $k_w = 1,0$
	B2C50	$c_{w,r} = 50\%$ e $k_w = 1,0$
	B2C60	$c_{w,r} = 60\%$ e $k_w = 1,0$
	B2C70	$c_{w,r} = 70\%$ e $k_w = 1,0$
	B2C80	$c_{w,r} = 80\%$ e $k_w = 1,0$
	B2C90	$c_{w,r} = 90\%$ e $k_w = 1,0$

Fonte: elaborada pelo autor.

Fonte: elaborada pelo autor

Esse mesmo procedimento foi aplicado em todas as outras winglets. Logo, obteve-se 12 pás com winglets diferentes. Com a posse desses arquivos CAD, toda a metodologia apresentada na seção 4.3 foi replicada neles e obteve-se diversos resultados que são apresentados a seguir.

5.2 Coeficientes de eficiência

Esta seção apresenta os valores obtidos dos coeficientes de potência e de empuxo. Recorda-se que o primeiro relaciona a quantidade de potência extraída do vento e a quantidade disponível no mesmo. Já o segundo coeficiente relaciona o empuxo no rotor

pelo empuxo disponível no vento. Assim, aquele expressa a eficiência energética da turbina, enquanto que o último impacta nos requisitos estruturais da mesma. As equações destes coeficientes são repetidas abaixo por conveniência. Além disso, a potência da turbina foi calculada multiplicando-se o torque pela rotação da mesma.

$$C_p = \frac{P}{\frac{1}{2}\rho U^3 A}, \quad (3.7 \text{ repetida})$$

$$C_t = \frac{T}{\frac{1}{2}\rho U^2 A}, \quad (3.9 \text{ repetida})$$

5.2.1 Coeficientes do Bloco 1

As Figuras 41-43 contêm o coeficiente de potência da turbina com a pá original, pá estendida e com todas as winglets para cada velocidade de vento. Recorda-se que a razão de velocidade de ponta de pá (TSR), λ , é calculada pela razão entre a velocidade tangencial da ponta da pá e a velocidade do escoamento livre (U_∞) (Eq. 3.13). Assim, tem-se que $U_\infty = 10,05$ m/s representa um $\lambda = 10$, $U_\infty = 15,04$ m/s um $\lambda = 6,7$ e $U_\infty = 24,05$ m/s representa um $\lambda = 4,2$. Nessas imagens, pode-se observar diferentes comportamentos do coeficiente de potência. Para $\lambda = 10$ e $\lambda = 6,7$, o coeficiente de potência aumenta consistentemente conforme o afilamento também aumenta, havendo, respectivamente, uma diferença percentual entre a winglet B1K0.1 e a winglet referência de 4,30% e 1,05%. No entanto, todos os valores obtidos, para $\lambda = 10$, são menores do que o coeficiente de potência da turbina original e da turbina com pás estendidas. Resultados similares foram obtidos por Gertz, Johnson e Swytink-Binnema (2012), Gupta e Amano (2012), Johansen e Sørensen (2006), o que contribui para duas de suas conclusões: winglets não são eficientes para baixas velocidades de vento e elas podem ser otimizadas apenas para um ponto de operação da turbina. Para $\lambda = 6,7$, o comportamento muda e os coeficientes de potência das turbinas com winglets são maiores do que aquele da turbina original e da turbina com pás estendidas, sendo que o maior aumento foi apresentado pela winglet B1K0.1 (1,66%). Por outro lado, o comportamento para $\lambda = 4,2$ não segue uma tendência clara e, de modo geral, permanece aproximadamente constante. De qualquer forma, os valores obtidos são maiores do que o coeficiente de potência da turbina original e da turbina com pás estendidas.

Figura 41: Coeficiente de potência da turbina com a pá original, pá estendida e com as winglets do bloco 1 e $\lambda = 10,0$

Fonte: elaborada pelo autor

Figura 42: Coeficiente de potência da turbina com a pá original, pá estendida e com as winglets do bloco 1 e $\lambda = 6,7$

Fonte: elaborada pelo autor

Figura 43: Coeficiente de potência da turbina com a pá original, pá estendida e com as winglets do bloco 1 e $\lambda = 4,2$

Fonte: elaborada pelo autor

Os dados das Figs. 41-43 são apresentados de forma concatenada em relação à razão de velocidade de ponta de pá na Fig. 44. Observa-se a diferença percentual do coeficiente de potência para todas as winglets em comparação com a turbina com pá original e identifica-se que a turbina opera mais eficientemente quando λ é igual a 4,2 ou 6,7.

Os coeficientes de empuxo, nas mesmas configurações das Figs. 41-43, são apresentados nas Figs. 45-47. Para este coeficiente, temos que seu valor é maior para todas as winglets e TSR. O coeficiente tende a ter um aumento menor quanto maior for o afilamento, no entanto, a tendência, novamente, não é muito bem definida para $\lambda = 4,2$ como nas outras TSR. Provavelmente, este fato ocorre em razão da alta turbulência no escoamento, causada pela elevada velocidade do vento. O fato do coeficiente de empuxo aumentar com a utilização de winglets é bem conhecido pela literatura, assim como apontado na seção 3.2, reforçando o conceito de escolha entre aumento de potência e de requisitos estruturais.

Analogamente ao que foi feito para o coeficiente de potência, a Fig. 48 apresenta as diferenças percentuais do coeficiente de empuxo da turbina com cada winglet do bloco 1 em relação à turbina com a pá original. Depreende-se que ocorrem menores aumentos no coeficiente de empuxo quando a turbina está operando em TSR menores.

Figura 44: Diferença percentual no coeficiente de potência para as winglets do bloco 1 em relação a pá original

Fonte: elaborada pelo autor

Figura 45: Coeficiente de empuxo da turbina com a pá original, pá estendida e com as winglets do bloco 1 e $\lambda = 10,0$

Fonte: elaborada pelo autor

Figura 46: Coeficiente de empuxo da turbina com a pá original, pá estendida e com as winglets do bloco 1 e $\lambda = 6,7$

Fonte: elaborada pelo autor

Figura 47: Coeficiente de empuxo da turbina com a pá original, pá estendida e com as winglets do bloco 1 e $\lambda = 4,2$

Fonte: elaborada pelo autor

Figura 48: Diferença percentual no coeficiente de empuxo para as winglets do bloco 1 em relação a pá original

Fonte: elaborada pelo autor

5.2.2 Coeficientes do Bloco 2

As Figuras 49-51 contêm o coeficiente de potência da turbina com a pá original, pá estendida e com todas as winglets em cada velocidade de vento. Observa-se que o coeficiente de potência aumenta conforme a corda da raiz diminui para λ igual a 10 e 6,7, possuindo, respectivamente, uma diferença máxima entre a winglet B2C40 e a winglet referência de 5,56% e 1,41%. Novamente, os valores obtidos para $\lambda = 10$ são menores do que o coeficiente de potência da turbina com pá original, excetuando-se o caso da winglet B2C40, cuja qual teve um pequeno aumento (0,15%). Para $\lambda = 6,7$, os coeficientes de potência da turbina com winglets são maiores do que aquele da turbina original e da turbina com pás estendidas, sendo que o maior aumento foi apresentado pela winglet B2C40 (2,02%). No caso de $\lambda = 4,2$, novamente, o comportamento não é tão bem definido como para as outras TSR, possuindo um valor ótimo para uma winglet intermediária. Além disso, todos os valores são maiores do que o coeficiente para a turbina com pá original e com pá estendida.

As diferenças percentuais do coeficiente de potência de cada winglet em relação à turbina com a pá original são apresentadas na Fig. 52. Observa-se, assim como ocorreu para as winglets do bloco 1, que a turbina opera mais eficientemente quando λ é igual a 4,2 ou 6,7.

Figura 49: Coeficiente de potência da turbina com a pá original, pá estendida e com as winglets do bloco 2 e $\lambda = 10,0$

Fonte: elaborada pelo autor

Figura 50: Coeficiente de potência da turbina com a pá original, pá estendida e com as winglets do bloco 2 e $\lambda = 6,7$

Fonte: elaborada pelo autor

Figura 51: Coeficiente de potência da turbina com a pá original, pá estendida e com as winglets do bloco 2 e $\lambda = 4,2$

Fonte: elaborada pelo autor

Figura 52: Diferença percentual no coeficiente de potência para as winglets do bloco 2 em relação a pá original

Fonte: elaborada pelo autor

Os coeficientes de empuxo do bloco 2, nas mesmas configurações das figuras anteriores, são apresentados nas Figs. 53-55. Analogamente ao que ocorreu no bloco 1, o valor obtido é maior para todas as winglets e TSR em relação a pá original. O coeficiente tende a ter um aumento menor conforme a corda da raiz diminui e, novamente, a tendência não é muito bem definida para $\lambda = 4,2$ como nas outras TSR. A Figura 56 contém todos os resultados do coeficiente de empuxo das winglets do bloco 2. Os dados são apresentados em forma de diferenças percentuais em relação ao coeficiente de empuxo da turbina com as pás originais e observa-se, assim como ocorreu no bloco 1, que há menores aumento no C_t para os menores valores de TSR.

Analisando os resultados apresentados até então, podem ser feitas algumas observações. Para o caso da turbina utilizando pás estendidas, todos os resultados do coeficiente de potência foram inferiores do que aqueles com a pá original. Isso significa que a eficiência em se extrair energia do vento foi reduzida ao se estender a pá, mas não quer dizer que a potência da turbina seja menor. De fato, isso não ocorre, assim como é apresentado no apêndice D. Já o coeficiente de empuxo se altera, ele é maior para a pá estendida quando λ é igual a 10 e 6,7, mas se torna inferior quando $\lambda = 4,2$. Assim, em termos de eficiência, a extensão da pá não se mostrou mais interessante do que a pá original. Comparando os resultados da pá estendida com os das winglets, é possível observar que os coeficientes de potência das winglets são menores que o da pá estendida para $\lambda = 10$, salvo algumas exceções que podem ser observadas nas figuras correspondentes. Para as outras TSR,

Figura 53: Coeficiente de empuxo da turbina com a pá original, pá estendida e com as winglets do bloco 2 e $\lambda = 10,0$

Fonte: elaborada pelo autor

Figura 54: Coeficiente de empuxo da turbina com a pá original, pá estendida e com as winglets do bloco 2 e $\lambda = 6,7$

Fonte: elaborada pelo autor

Figura 55: Coeficiente de empuxo da turbina com a pá original, pá estendida e com as winglets do bloco 2 e $\lambda = 4,2$

Fonte: elaborada pelo autor

Figura 56: Diferença percentual no coeficiente de empuxo para as winglets do bloco 2 em relação a pá original

Fonte: elaborada pelo autor

todos os resultados das winglets são superiores ao da pá estendida. Quanto ao coeficiente de empuxo, todos os valores obtidos para as winglets são superiores ao da turbina com pás estendidas. Isso mostra que as winglets são mais eficientes em extrair energia a velocidades médias e elevadas do que uma extensão da pá, mas resultam em um empuxo maior.

Analisando apenas os resultados das winglets do bloco 1, observa-se, assim como já foi comentado, que o coeficiente de potência aumenta conforme o afilamento aumenta para λ igual a 10 e 6,7. Esse fato pode ter ocorrido pelo enfraquecimento dos vórtices de ponta, os quais, por sua vez, diminuiriam a velocidade induzida. Quanto às winglets do bloco 2, o coeficiente de potência também aumenta, nesses mesmos TSR, conforme a corda da raiz diminui. Como o afilamento está fixado em 1,0, a corda da ponta da winglet também diminui ao reduzir a corda da raiz da mesma, consequentemente o efeito de diminuir a corda da ponta, dada pelo aumento afilamento, também é verificado. No entanto, de modo geral, os aumentos no coeficiente de potência são maiores para as winglets do bloco 2 do que as do bloco 1, o que indica que diminuir a corda da raiz possui um efeito benéfico na extração de potência. Ao avaliar os resultados para $\lambda = 4,2$, não é possível estabelecer um comportamento definido para ambos os parâmetros geométricos de winglets, mas todos valores são superiores ao da turbina com pá original. Considerou-se que isso ocorreu em razão da alta velocidade de vento, assim como abordado anteriormente.

O coeficiente de empuxo se comporta de maneira similar em ambos os blocos estudados. Há um aumento do mesmo para todas winglets e em todas as TSR, provavelmente pelo aumento do arrasto causado pelo atrito entre o escoamento e a superfície das winglets. Além disso, este aumento diminui conforme o afilamento aumenta ou a corda da raiz diminui. Novamente, o efeito de se diminuir a corda da ponta da winglet também está atrelado ao se diminuir a corda da raiz pelo motivo abordado acima. Ademais, este aumento no coeficiente de empuxo é um pouco menor para as winglets do bloco 2, o que evidencia um efeito menos prejudicial quando a corda da raiz também diminui. Igual ao que ocorreu no coeficiente de potência, o coeficiente de empuxo não segue um comportamento bem estabelecido quando λ é igual a 4,2.

Confrontando os resultados cabíveis das winglets do bloco 1 e 2, ou seja, B1K0.8 com B2C80, B1K0.6 com B2C60 e B1K0.4 com B2C40, observa-se que as winglets do bloco 2 são superiores as do bloco 1 quanto aos coeficientes aerodinâmicos da turbina. Ou seja, para um mesmo valor de corda da ponta da winglet, a mesma que possuía um menor valor de corda da raiz obteve, no geral, maiores valores do coeficiente de potência e menores valores do coeficiente de empuxo, assim como é possível observar nas Figs. 57-58. Uma tabela contendo todos os valores incrementais dos coeficientes é apresentada no apêndice D.

Figura 57: Diferença percentual do coeficiente de potência para as winglets comparáveis do bloco 1 e 2 em relação a pá original

Fonte: elaborada pelo autor

Figura 58: Diferença percentual do coeficiente de empuxo para as winglets comparáveis do bloco 1 e 2 em relação a pá original

Fonte: elaborada pelo autor

5.3 Visualização do escoamento

Esta seção visa identificar as razões pelas quais foram obtidos os resultados apresentados na seção anterior. Para este fim, utilizam-se imagens de linhas de corrente, isosuperfícies de vorticidade, contornos de pressão e contornos de velocidade na esteira da turbina, todas provenientes das simulações CFD. Aqui, são apresentados apenas os resultados da turbina com pá original, winglet referência, winglet B1K0.1 e winglet B2C40 na condição de $\lambda = 6, 7$, em razão de alguns motivos. São eles: esta razão de velocidade de ponta de pá representa a velocidade de vento nominal da turbina; além disso, nesta TSR, foram obtidos melhores resultados dos coeficientes de potência quando os mesmos possuíam um comportamento definido; não há contribuições visuais relevantes nas outras condições; por fim, seria inviável apresentar as imagens de todas as simulações neste texto. Entretanto, caso sejam pedidos ao autor, arquivos adicionais poderão ser compartilhados.

Linhas de corrente 3D na vizinhança da ponta da pá são mostradas na Fig. 59. Pode-se observar como se comporta o escoamento do ar nessa região. Vórtices são formados nas pontas das mesmas, sendo que estruturas mais intensas são observadas na pá original (Fig. 59a) e menos intensas e que se dissipam mais rapidamente nas pás com winglets. Ebrahimi e Mardani (2018) apresentam resultados similares nas linhas de corrente de suas simulações. Além disso, vórtices são gerados na interação entre o escoamento e a

região da corda de raiz da winglet, sendo estes mais intensos, respectivamente, na winglet B1K0.1 e B2C40. Esse fato é explicado pela mudança de geometria da pá e winglet e também já foi reportado na literatura (GAUNAA; JOHANSEN, 2007; JOHANSEN; GAUNAA; SØRENSEN, 2008). Desta maneira, são apresentados indícios que as winglets enfraqueceram os vórtices de ponta de pá, o que explicaria o aumento do coeficiente de potência. Além disso, a winglet com corda de raiz menor apresenta estruturas de vorticidade menos intensas do que aquelas com corda de raiz igual a 100%, o que explicaria o fato do coeficiente de potência ser maior para as winglets comparáveis do bloco 2 em relação às do bloco 1.

Figura 59: Linhas de corrente do escoamento ao redor da ponta da pá original (a), com winglet referência (b), winglet B1K0.1 (c) e B2C40 (d)

Fonte: elaborada pelo autor

As distribuições de linhas de corrente no intradorso e extradorso na região próxima a ponta da pá são apresentadas nas Figs. 60-63. As figuras correspondentes às winglets mostram, em seu lado direito, as mesmas vistas apresentadas na figura da pá original. Pode-se observar que as linhas de corrente possuem uma tendência em direção a ponta da pá, quando observado o intradorso, e uma tendência em direção ao centro do rotor, quando observado o extradorso. Esse fato está de acordo com a literatura e foi apresentado sucintamente na seção 3.1. Além disso, observa-se um enfraquecimento desta tendência quando a pá utiliza winglets, especialmente quando observado o extradorso. O estudo de Zhu et al. (2017) mostrou que esse efeito de bloquear o escoamento é mais visível, no

intradorso, quando a winglet é direcionada a montante e, no extradorso, quando direcionada a jusante. Essas observações estão relacionadas com as alterações dos vórtices de ponta de pá apresentadas nas figuras de linhas de corrente 3D.

Figura 60: Linhas de corrente nas superfícies próximas a ponta da pá original. A) vista do intradorso e B) do extradorso

Fonte: elaborada pelo autor

Figura 61: Linhas de corrente nas superfícies próximas a ponta da pá com winglet referência. A) vista do intradorso e B) do extradorso

Fonte: elaborada pelo autor

Figura 62: Linhas de corrente nas superfícies próximas a ponta da pá com winglet B1K0.1. A) vista do intradorso e B) do extradorso

Fonte: elaborada pelo autor

Com o objetivo de melhor observar os vórtices de ponta de pá, isosuperfícies de vorticidade, obtidas por meio do critério Q , são apresentadas nas Figs. 64-67. A vorticidade das isosuperfícies é de $Q_V = 2500s^{-2}$, assim, nota-se que tais estruturas são mais intensas na ponta da pá do que nas outras partes mostradas, o que é de conhecimento da literatura. Além disso, as pás com winglets possuem uma menor região de vorticidade em relação a pá original, o que demonstra que as winglets foram eficazes em enfraquecer e dissipar os vórtices de ponta. Desta maneira, pode ser que a energia, que não foi perdida formando os vórtices, seja parcialmente aproveitada e convertida em potência útil da turbina, assim como observado na seção 5.2. Entre as winglets, há uma pequena alteração na estrutura dos vórtices, o que não torna possível uma discussão baseada nestas imagens.

Para averiguar se foi gerada mais sustentação com a utilização de winglets, os contornos de pressão no extradorso das pás são apresentados nas Figs. 68-71. Para fins de visualização e comparação, a pressão foi estabelecida entre -8000 Pa e 0 Pa após uma verificação inicial da faixa de valores que ocorriam. Pode-se observar que as pás com winglets possuem uma maior região com pressões mais negativas na ponta da pá. Além disso, as winglets deslocam os altos gradientes de pressão da região externa da pá para a ponta da winglet, mais longe de pá, consequentemente afastando os vórtices de ponta. Por

Figura 63: Linhas de corrente nas superfícies próximas a ponta da pá com winglet B2C40. A) vista do intradorso e B) do extradorso

Fonte: elaborada pelo autor

Figura 64: Isosuperfícies de vorticidade próximas a ponta da pá original com $Q_V = 2500s^{-2}$

Fonte: elaborada pelo autor

Figura 65: Isosuperfícies de vorticidade próximas a ponta da pá com winglet referência e com $Q_V = 2500s^{-2}$

Fonte: elaborada pelo autor

Figura 66: Isosuperfícies de vorticidade próximas a ponta da pá com winglet B1K0.1 e com $Q_V = 2500s^{-2}$

Fonte: elaborada pelo autor

Figura 67: Isosuperfícies de vorticidade próximas a ponta da pá com winglet B2C40 e com $Q_V = 2500s^{-2}$

Fonte: elaborada pelo autor

consequente, há um enfraquecimento da velocidade induzida nas pás. O efeito dos vórtices de ponta nos carregamentos aerodinâmicos de um aerofólio foi abordado na subseção 3.1.6 e pede-se ao leitor revisitar a Fig. 10. Tudo isso resulta em um aumento da sustentação gerada na região mais externa da pá. Resultados semelhantes foram obtidos nos estudos de Hansen e Mühle (2018) e Khalafallah, Ahmed e Emam (2019). Além disso, há um aumento no arrasto em razão da introdução de winglets, o qual é suplantado pelo aumento da componente tangencial da sustentação no rotor, o que é observável pelo aumento no coeficiente de potência. Para a visualização vetorial das forças, pede-se que o leitor reveja a Fig. 7 ou Fig. 10. As componentes normais das forças de sustentação e de arrasto também aumentam, o que pode ser observado pelo aumento do coeficiente de empuxo.

Para observar como é o comportamento da esteira da turbina, contornos de velocidade são apresentados em três planos azimutais diferentes. O primeiro plano está na vertical, enquanto que os outros dois são defasados em 15° e 30° , assim como mostram as Figs. 72 e 73.

As Figuras 74-76 contém os contornos de velocidade para a turbina com a pá original. É possível observar o desenvolvimento da esteira, desde o plano longitudinal a pá (Fig. 74), o qual mostra os gradientes de velocidade entre o intradorso e extradorso da pá, passando pelo plano no azimuth igual a 15° (Fig. 75), o qual mostra o decaimento da velocidade do escoamento após o mesmo interagir com a pá, até o último plano (Fig. 76),

Figura 68: Contorno de pressão no extradorso da pá original

Fonte: elaborada pelo autor

Figura 69: Contorno de pressão no extradorso da pá com winglet referência

Fonte: elaborada pelo autor

Figura 70: Contorno de pressão no extradorso da pá com winglet B1K0.1

Fonte: elaborada pelo autor

Figura 71: Contorno de pressão no extradorso da pá com winglet B2C40

Fonte: elaborada pelo autor

Figura 72: Representação esquemática dos planos criados para os contornos de velocidade

Fonte: elaborada pelo autor

o qual mostra o formato da esteira e que a mesma já começou a se recuperar após 30° da passagem da pá.

Os contornos de velocidade da pá com winglets são apresentados na seguinte ordem: as Figs. 77-79 contém os resultados para a winglet referência; as Figs. 80-82 contém os resultados para a winglet B1K0.1 e as Figs. 83-85 contém os resultados para a winglet B2C40. Resultados similares ao caso da pá original podem ser observados nessas figuras.

Figura 73: Vista do software CFD dos planos criados para os contornos de velocidade

Fonte: elaborada pelo autor

Além disso, pode-se observar, nas figuras dos planos azimutais de 0° e 15° , que a esteira é expandida radialmente e que há um maior déficit de velocidade atrás da pá, principalmente nas figuras dos planos azimutais de 15° . Isso mostra que mais energia é extraída do vento. A expansão da esteira também foi reportada em outros estudos (IMAMURA; HASEGAWA; KIKUYAMA, 1998; JOHANSEN; SØRENSEN, 2006; OSTOVAN; AKPOLAT; UZOL, 2019; SHIMIZU; YOSHIKAWA; MATSUMURA, 1994b).

Figura 74: Contorno de velocidade no plano azimutal de 30° para a turbina com pá original. $U_{\infty} = 15,04$ m/s

Fonte: elaborada pelo autor

Figura 75: Contorno de velocidade no plano azimutal de 15° para a turbina com pá original. $U_{\infty} = 15,04$ m/s

Fonte: elaborada pelo autor

Figura 76: Contorno de velocidade no plano azimutal de 0° para a turbina com pá original. $U_\infty = 15,04$ m/s

Fonte: elaborada pelo autor

Figura 77: Contorno de velocidade no plano azimutal de 30° para a turbina com winglet referência. $U_\infty = 15,04$ m/s

Fonte: elaborada pelo autor

Figura 78: Contorno de velocidade no plano azimutal de 15° para a turbina com winglet referência. $U_\infty = 15,04$ m/s

Fonte: elaborada pelo autor

Figura 79: Contorno de velocidade no plano azimutal de 0° para a turbina com winglet referência. $U_\infty = 15,04$ m/s

Fonte: elaborada pelo autor

Figura 80: Contorno de velocidade no plano azimutal de 30° para a turbina com winglet B1K0.1. $U_\infty = 15,04$ m/s

Fonte: elaborada pelo autor

Figura 81: Contorno de velocidade no plano azimutal de 15° para a turbina com winglet B1K0.1. $U_\infty = 15,04$ m/s

Fonte: elaborada pelo autor

Figura 82: Contorno de velocidade no plano azimutal de 0° para a turbina com winglet B1K0.1. $U_\infty = 15,04$ m/s

Fonte: elaborada pelo autor

Figura 83: Contorno de velocidade no plano azimutal de 30° para a turbina com winglet B2C40. $U_\infty = 15,04$ m/s

Fonte: elaborada pelo autor

Figura 84: Contorno de velocidade no plano azimutal de 15° para a turbina com winglet B2C40. $U_\infty = 15,04$ m/s

Fonte: elaborada pelo autor

Figura 85: Contorno de velocidade no plano azimutal de 0° para a turbina com winglet B2C40. $U_\infty = 15,04$ m/s

Fonte: elaborada pelo autor

6 CONCLUSÕES

Esta dissertação abordou a temática do aumento da eficiência aerodinâmica de turbinas eólicas de eixo horizontal por meio da utilização de winglets na ponta da pá. O intuito de tal alteração foi enfraquecer os vórtices criados nessa região e aumentar, consequentemente, a energia extraída do vento. Esse fato já foi observado pela literatura, assim como foi indicado no Capítulo 3. Além disso, alterou-se dois parâmetros geométricos específicos da winglet (afilamento e corda da raiz) por não terem sido bem estudados pela literatura.

Todo o estudo foi realizado por meio de simulações computacionais em software CFD, as quais obtiveram os coeficientes aerodinâmicos das diferentes configurações de pá e também de diversos parâmetros do escoamento. As simulações mostraram que o efeito de utilizar-se winglets depende do regime de operação da turbina. As winglets em questão apresentaram resultados inferiores do coeficiente de potência para um TSR igual a 10,0 (ΔC_p de -5,41% a 0,15%) e resultados superiores para TSR igual a 6,7 e 4,2 (ΔC_p de 0,61% a 2,98%). Além disso, todos os valores obtidos do coeficiente de empuxo foram superiores ao da pá original (ΔC_t de 1,95% a 4,87%). Ademais, os resultados seguiram uma tendência clara ao variar-se os dois parâmetros geométricos da winglet, excetuando-se quando o TSR era igual a 4,2, sendo ela: melhores resultados para um maior afilamento e menor corda da raiz. Por meio da visualização do escoamento, foi possível observar as mudanças que ocorreram no mesmo ao utilizar-se winglets e que contribuíram para os resultados apresentados. Os vórtices de ponta de pá foram enfraquecidos, a distribuição de pressão no extradorso tornou-se mais favorável para a geração de sustentação, além de uma expansão da esteira. Deste modo, todos os objetivos (seção 2.4) estabelecidos foram atingidos.

Por fim, este trabalho possibilitou entender como o afilamento e a corda da raiz de winglets atuam nos coeficientes aerodinâmicos de uma turbina eólica, o que não era de conhecimento claro, até então, da literatura. Isso possibilita novas oportunidades de desenvolvimentos futuros de winglets otimizadas para turbinas eólicas de eixo horizontal.

7 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Analizando tudo o que foi apresentado neste texto, observa-se que todas as justificativas (seção 2.3) desta dissertação foram abordadas. Por meio da investigação dos efeitos da utilização de winglets e da variação de seu afilamento e de sua corda da raiz, foi possível aumentar a eficiência da turbina eólica estudada, o que pode contribuir para o aumento da geração interna de energia elétrica requerida pelo aumento de consumo estimado nos próximos anos. Recorda-se, também, de outra possível consequência em reduzir a tarifa elétrica, a qual não foi avaliada neste trabalho. Desta maneira, espera-se que este trabalho possa contribuir para o conhecimento técnico-científico brasileiro e para o desenvolvimento futuro de novas tecnologias, sempre considerando o impacto econômico e ambiental que elas possuem.

A utilização de winglets em turbinas eólicas irá depender de uma análise global dos regimes de operação das mesmas. Como visto, seus efeitos variam de acordo com a razão de velocidade de ponta, logo a frequência de velocidade do vento, dado pelo seu histograma, irá dizer qual efeito será mais predominante na operação da turbina. Outro ponto a ser avaliado é a deflexão da pá, a qual já deflete em direção a torre e a inserção de uma winglet inclinada a jusante poderá piorar esta situação. No entanto, o uso de winglets com maiores afilamentos e menores corda de raiz diminuiriam seu peso e carregamento, podendo contribuir para uma menor deflexão. Além disso, também pode ser mais vantajoso aumentar o raio do rotor, na mesma quantidade do comprimento da winglet, do que utilizar as próprias winglets, caso não exista nenhum limitante neste aumento de raio como problemas na fabricação ou logística. Faz-se necessário também avaliar o desempenho das turbinas em uma fazenda eólica, pois, como apresentado no Capítulo 3, a eficiência global da planta pode ser maior com winglets do que com extensão. Portanto, a análise de viabilidade deverá conter diversos parâmetros de seleção.

Também existem outros benefícios na utilização de winglets, assim como apresentado na seção 3.2, os quais devem ser levados em consideração durante a decisão de utilizá-las ou não. Por fim, uma contribuição futura, para uma definição otimizada de geometria de winglet, poderia vir por meio da elaboração de um código computacional que estimasse os efeitos nos coeficientes aerodinâmicos de uma turbina eólica a partir de um conjunto de dados inicial.

REFERÊNCIAS

ABDELSALAM, A. M.; RAMALINGHAM, V. Wake prediction of horizontal-axis wind turbine using full-rotor modeling. **Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics**, v. 124, p. 7–19, Jan. 2014.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Acréscimo da potência instalada**. Brasília: Ministério de Minas e Energia, 2019a. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/dados/geracao>>. Acesso em: 14 maio 2019.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Balanço Energético Nacional 2018**. Brasília: Ministério de Minas e Energia, 2019b.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2018: Relatório completo**. Brasília: Ministério de Minas e Energia, 2019c.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Bandeiras Tarifárias**. Brasília: Ministério de Minas e Energia, 2019d. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/bandeiras-tarifarias>>. Acesso em: 14 maio 2019.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Resumo dos resultados dos Leilões de Geração no ACR de 2005 a 2018**. Brasília: Ministério de Minas e Energia, 2019e. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/bandeiras-tarifarias>>. Acesso em: 15 maio 2019.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Banco de Informações de Geração. Capacidade de Geração do Brasil**. Brasília: Ministério de Minas e Energia, 2020a. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm>>. Acesso em: 23 jan. 2020.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Balanço Energético Nacional 2019: Relatório Síntese**. Brasília: Ministério de Minas e Energia, 2020b.

ARIFFUDIN, M. H. et al. Effectiveness of blade tip on low speed horizontal axis wind turbine performance. **Jurnal Teknologi**, v. 78, n. 8-4, p. 31–39, June 2016.

BAI, C.-J.; WANG, W.-C. Review of computational and experimental approaches to analysis of aerodynamic performance in horizontal-axis wind turbines (hawts). **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 63, p. 506–519, Sept. 2016.

BECHMANN, A.; SØRENSEN, N. N.; ZAHLE, F. CFD simulations of the mexico rotor. **Wind Energy**, v. 14, p. 677–689, July 2011.

BERTIN, J. J.; CUMMINGS, R. M.; REDDY, P. V. **Aerodynamics for Engineers**: 6th ed. Harlow: Pearson, 2014.

BOORSMA, K.; SCHEPERS, J. G. **New Mexico Experiment, description of experimental setup**. (Technical Report ECN-X-15-093 (v1)). Petten: Energy Research Center of the Netherlands, 2015.

- BOORSMA, K. et al. **Final Report of IEA Wind Task 29 Mexnext (Phase 3)**. (Technical Report ECN-E—18-003). Petten: Energy Research Center of the Netherlands, 2018.
- BURTON, T. et al. **Wind energy Handbook**: 2th ed. West Sussex: John Wiley & Sons, 2011.
- EBRAHIMI, A.; MARDANI, R. Tip-vortex noise reduction of a wind turbine using a winglet. **Journal of Energy Engineering**, v. 144, n. 1, p. 04017076–1, Feb. 2018.
- EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. BEN – Séries Históricas Completas. (Cap.2: Oferta e Demanda de Energia por Fonte, 1970-2018). Brasília: Ministério de Minas e Energia, 2020. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/BEN-Series-Historicas-Completas>>. Acesso em: 30 jan 2020.
- FARHAN, A. et al. Numerical study of effect of winglet planform and airfoil on a horizontal axis wind turbine performance. **Renewable Energy**, v. 131, p. 1255–1273, Feb. 2019.
- GAROLERA, A. C. et al. Lightning damage to wind turbine blades from wind farms in the u.s. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 31, n. 3, p. 1043–1049, June 2016.
- GAUNAA, M.; JOHANSEN, J. Determination of the maximum aerodynamic efficiency of wind turbine rotors with winglets. **Journal of Physics Conference Series**, v. 75, n. 1, Aug. 2007.
- GERTZ, D.; JOHNSON, D. A.; SWYTINK-BINNEMA, N. An evaluation testbed for wind turbine blade tip designs - winglet results. **Wind Engineering**, v. 36, n. 4, p. 389–409, June 2012.
- GLAUERT, H. Airplane propellers. In: DURAND, W. F. (Ed.). **Aerodynamic Theory**, Berlim: Julius Springer 1926.
- GUPTA, A.; AMANO, R. S. CFD analysis of wind turbine blade with winglets. In: ASME INTERNATIONAL DESIGN ENGINEERING TECHNICAL CONFERENCES AND COMPUTERS AND INFORMATION IN ENGINEERING CONFERENCE, 2012. **Proceedings[...]**, Chicago: ASME, 2012.
- GYATT, G. W.; LISSAMAN, P. B. S. **Development and Testing of Tip Devices for Horizontal Axis Wind Turbines**. Washington, DC: National Aeronautics and Space Administration, 1985.
- HANSEN, T. H.; MÜHLE, F. Winglet optimization for a model-scale wind turbine. **Wind Energy**, v. 21, p. 634–649, Apr. 2018.
- HERRAEZ, I. et al. Aerodynamic simulation of the mexico rotor. **Journal of Physics Conferece Series**, v. 555, n. 1, Dec. 2014.
- HOUGHTON, E. L.; CARPENTER, P. W. **Aerodynamics for Engineering Students**: 5th ed. Oxford: Butterworth-Heinemann, 2003.
- IEA WIND TASK 29 MEXNEXT. **Analysis of wind tunnel measurements**. 03 ago. 2018. Introduction, 2019. Disponível em: <<https://www.mexnext.org/introduction/index.html>>. Acesso em: 17 jun. 2019.

IMAMURA, H.; HASEGAWA, Y.; KIKUYAMA, K. Numerical analysis of the horizontal axis wind turbine with winglets. **JSME International Journal Series B**, v. 41, n. 1, p. 170–176, Feb. 1998.

INSTITUTO BRASILEIRO DE GEOGRAFIA E ESTATÍSTICA. **Projeções e estimativas da população do Brasil e das Unidades da Federação**. Rio de Janeiro: Ministério do Planejamento, Desenvolvimento e Gestão, 2019. Disponível em: <<https://www.ibge.gov.br/apps/populacao/projecao/index.html>>. Acesso em: 15 maio 2019.

JOHANSEN, J.; GAUNAA, M.; SØRENSEN, N. N. Increased aerodynamic efficiency on wind turbine rotors using winglets. *In*: AIAA APPLIED AERODYNAMICS CONFERENCE, 26., 2008, Hawaii. **Proceedings [...]**, [S.l.:s.n.] 2008.

JOHANSEN, J.; SØRENSEN, N. N. Aerodynamic investigation of winglets on wind turbine blades using CFD. Risø National Laboratory, 2006.

JOHANSEN, J.; SØRENSEN, N. N. Numerical analysis of winglets on wind turbine blades using CFD. *In*: EUROPEAN WIND ENERGY CONGRESS, 2007, Milano. **Proceedings [...]**, Milano: EWEA, 2007.

KHALAFALLAH, M. G.; AHMED, A. M.; EMAM, M. K. The effect of using winglets to enhance the performance of swept blades of a horizontal axis wind turbine. **Advances in Mechanical Engineering**, v. 11, n. 9, Sept. 2019.

KHALED, M. et al. Investigation of a small horizontal-axis wind turbine performance with and without winglet. **Energy**, v. 187, Nov. 2019.

LIN, Y.-T.; CHIU, P.-H.; HUANG, C.-C. An experimental and numerical investigation on the power performance of 150 kw horizontal axis wind turbine. **Renewable Energy**, v. 113, p. 85–93, Dec. 2017.

MANIACI, D.; MAUGHMER, M. Winglet design for wind turbines using a freewakevortex analysis method. *In*: AIAA AEROSPACE SCIENCES MEETING INCLUDING THE NEW HORIZONS FORUM AND AEROSPACE EXPOSITION, 50., 2012. **Proceedings [...]**, Nashville: AIAA, 2012.

MANWELL, J. F.; MCGOWAN, J. G.; ROGERS, A. L. **Wind energy explained: Theory, design and application**: 2nd ed. Baffins Lane: John Wiley & Sons, 2009.

MASSOUH, F.; DOBREV, I. Investigation of wind turbine flow and wake. **Journal of Fluid Science and Technology**, v. 9, n. 3, p. 1–9, Nov. 2014.

MAUGHMER, M. D. Design of winglets for high-performance sailplanes. **Journal of Aircraft**, v. 40, n. 6, p. 1099–1106, Nov. 2003.

OLIVEIRA, N. **Eólicas respondem por mais de 60% do abastecimento de energia do Nordeste**. 2017. Disponível em: <<http://agenciabrasil.ebc.com.br/economia/noticia/2017-08/eolicas-respondem-por-60-do-abastecimento-de-energia-do-nordeste-diz-ons>>. Acesso em: 14 maio 2019.

OSTOVAN, Y.; AKPOLAT, M. T.; UZOL, O. Experimental investigation of the effects of winglets on the tip vortex behavior of a model horizontal axis wind turbine using particle image velocimetry. **Journal of Solar Energy Engineering**, v. 141, n. 6, Dec. 2019.

- OSTOVAN, Y.; UZOL, O. Experimental study on the effects of winglets on the performance of two interacting horizontal axis model wind turbines. **Journal of Physics Conference Series**, v. 753, n. 2, 2016.
- PLAZA, B.; BARDERA, R.; VISIEDO, S. Comparison of BEM and CFD results for mexico rotor aerodynamics. **Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics**, v. 145, p. 115–122, Oct. 2015.
- REDDY, S. R. et al. Bladelets - winglets on blades of wind turbines: A multiobjective design optimization study. **Journal of Solar Energy Engineering**, v. 141, n. 6, p. 061003–1, May 2019.
- RÉTHORÉ, P.-E. et al. MEXICO wind tunnel and wind turbine modelled in CFD. *In*: AIAA APPLIED AERODYNAMICS CONFERENCE, 29., 2011. **Proceedings [...]**.
- ROCHA, P. A. C. et al. $\kappa - \omega$ SST (shear stress transport) turbulence model calibration: A case study on a small scale horizontal axis wind turbine. **Energy**, v. 65, n. 1, p. 412–418, Feb. 2014.
- SECRETARIA DE POLÍTICA ECONÔMICA. **Panorama Macroeconômico - Janeiro 2020**. Brasília: Ministério da Economia, 2020. Disponível em: <http://www.fazenda.gov.br/centrais-de-conteudos/publicacoes/conjuntura-economica/panorama-macroeconomico/2019/panmacro_spe_slides_-janeiro2020.pdf>. Acesso em: 30 jan 2019.
- SESSAREGO, M.; RAMOS-GARCÍA, N.; SHEN, W. Z. Analysis of winglets and sweep on wind turbine blades using a lifting line vortex particle method in complex inflow conditions. **Journal of Physics Conference Series**, v. 1037, 2018.
- SHIMIZU, Y. et al. Power augmentation of a horizontal axis wind turbine using a mie type tip vane: Velocity distribution around the tip of a hawt blade with and without a mie tip vane. **Journal of Solar Energy Engineering**, v. 117, p. 297–303, Nov. 1995.
- SHIMIZU, Y.; YOSHIKAWA, T.; MATSUMURA, S. Power augmentation effects of a horizontal axis wind turbine with a tip vane - part 1: Turbine performance and tip vane configuration. **Journal of Fluids Engineering**, v. 116, p. 287–292, June 1994a.
- SHIMIZU, Y.; YOSHIKAWA, T.; MATSUMURA, S. Power augmentation effects of a horizontal axis wind turbine with a tip vane - part 2: Flow visualization. **Journal of Fluids Engineering**, v. 116, p. 293–297, June 1994b.
- SOMERS, D. M. **Design and Experimental Results for the S809 Airfoil**. (Technical Report NREL/SR-440-6918). Golden: National Renewable Energy Laboratory, 1997.
- SØRENSEN, N. N. et al. CFD computations of the second round of mexico rotor measurements. **Journal of Physics Conference Series**, v. 753, 2016.
- TACHOS, N. S.; FILIOS, A. E.; MARGARIS, D. P. A comparative numerical study of four turbulence models for the prediction of horizontal axis wind turbine flow. **Proceedings of the Institution of Mechanical Engineers, Part C: Journal of Mechanical Engineering Science**, v. 224, n. 9, p. 1973–1979, 2010.

THUMTHAE, C.; CHITSOMBOON, T. Optimal angle of attack for untwisted blade wind turbine. **Renewable Energy**, v. 34, n. 5, p. 1279–1284, May 2009.

TOBIN, N.; HAMED, A. M.; CHAMORRO, L. P. An experimental study on the effects of winglets on the wake and performance of a model wind turbine. **Energies**, v. 8, p. 11955–11972, Oct. 2015.

van Bussel, G. J. W. Momentum theory for winglets on horizontal axis windturbine rotors and some comparison with experiments. *In*: IEA SYMPOSIUM ON THE AERODYNAMICS OF WIND TURBINES, 4., 1990. **Proceedings** [...]. [S.l.:s.n.], 1990.

van Holten, T. Tipvane research at the Delft University of Technology. *In*: INTERNATIONAL SYMPOSIUM ON WIND ENERGY SYSTEMS, 2., 1978. **Proceedings** [...]. [S.l.:s.n.], v. 1, p. F2–13, 1978.

WHITE, F. M. **Fluid mechanics**: 5th ed. New York: McGraw-Hill, 2003. (McGraw-Hill series in mechanical engineering).

ZHU, B. et al. Performance characteristics of a horizontal axis wind turbine with fusion winglet. **Energy**, v. 120, p. 431–440, Feb. 2017.

Apêndices

APÊNDICE A – BIBLIOGRAFIA SOBRE CFD EM HAWT

Este Apêndice apresenta um resumo das informações referentes às metodologias CFD empregadas na análise de turbinas eólicas e elas foram extraídas das referências bibliográficas.

Tabela 17: Pesquisa sobre CFD em HAWT. A primeira página apresenta os dados relacionados ao modelo CAD; a segunda sobre a geração de malha e as duas últimas sobre a modelagem em software CFD.

(continua)				
Autor(es)	Modelo do aerogerador	Distância do centro do rotor		
		Inlet	Outlet	Laterais
AbdelSalam e Ramalingham (2014)	Rotor inteiro	4 R	50 R	4 R
Bechmann, Sørensen e Zahle (2011)	Rotor inteiro	7 R	7 R	7 R
Ebrahimi e Mardani (2018)	1/2 do rotor	2 R	5 R	10 R
Farhan et al. (2019)	Rotor inteiro	2 R	5 R	2,5 R
Gaunaa e Johansen (2007)	Rotor inteiro	6 R	6 R	6 R
Gupta e Amano (2012)	1/3 do rotor	5 R	25 R	5 R
Hansen e Mühle (2018)	1/2 do rotor	8 R	6 R	8 R
Herraez et al. (2014)	Rotor inteiro	23 R	23 R	7 R
Johansen e Sørensen (2006)	Rotor inteiro	10 R	10 R	10 R
Johansen e Sørensen (2007)	Rotor inteiro	6 R	6 R	6 R
Johansen, Gaunaa e Sørensen (2008)	Rotor inteiro	6 R	6 R	6 R
Khalafallah, Ahmed e Emam (2019)	1/3 do rotor	4 R	7 R	5 R
Khaled et al. (2019)	1/3 do rotor	5 R	10 R	4 R
Lin, Chiu e Huang (2017)	Rotor inteiro	10 R	20 R	5 R
Plaza, Bardera e Visiedo (2015)	Turbina inteira	5 R	25 R	10 R
Reddy et al. (2019)	1/3 do rotor	5 R	10 R	10 R
Réthoré et al. ()	Rotor inteiro	Túnel de vento	Túnel de vento	Túnel de vento
Rocha et al. (2014)	-	20 R	20 R	4 R
Sørensen et al. (2016)	Rotor inteiro	20 R	20 R	10 R
Tachos, Filios e Margaritis (2010)	1/3 do rotor	4 R	16 R	3 R
Thumthae e Chitsomboon (2009)	1/3 do rotor	-	-	-
Zhu et al. (2017)	1/3 do rotor	2,5 R	7,5 R	5 R

Tabela 16: Pesquisa sobre CFD em HAWT. A primeira página apresenta os dados relacionados ao modelo CAD; a segunda sobre a geração de malha e as duas últimas sobre a modelagem em software CFD.

(continuação)				
Autor(es)	Tipo de elemento	y+	Nº de camadas	Nº de elementos
AbdelSalam e Ramalingham (2014)	Tetraédricos	50-120	-	3,3 E+06
Bechmann, Sørensen e Zahle (2011)	-	2	-	-
Ebrahimi e Mardani (2018)	Tetraédricos	0,9	-	13,0 E+06
Farhan et al. (2019)	Tetraédricos	2	10	11 a 13 E+06
Gaunaa e Johansen (2007)	-	-	-	14,2 E+06
Gupta e Amano (2012)	Tetraédricos	6,7	-	3,4 E+06
Hansen e Mühle (2018)	Hexaédricos	1	20	6,4 E+06
Herraez et al. (2014)	Hexaédricos	50 - 200	10	11,0 E+06
Johansen e Sørensen (2006)	-	-	-	14,0 E+06
Johansen e Sørensen (2007)	-	-	-	17,3 E+06
Johansen, Gaunaa e Sørensen (2008)	-	-	-	17,3 E+06
Khalafallah, Ahmed e Emam (2019)	Tetraédricos	-	-	1,8 E+06
Khaled et al. (2019)	Híbrido	2	-	3,0 E+06
Lin, Chiu e Huang (2017)	Tetraédricos	-	-	6,0 E+06
Plaza, Bardera e Visiedo (2015)	Tetraédricos	1	20	12,0 E+06
Reddy et al. (2019)	Híbrido	-	10	12,0 E+06
Réthoré et al. ()	Hexaédricos	2	-	26,0 E+06
Rocha et al. (2014)	Hexaédricos	-	-	3,2 E+06
Sørensen et al. (2016)	-	2	-	-
Tachos, Filios e Margaritis (2010)	Hexaédricos	-	-	4,2 E+06
Thumthae e Chitsomboon (2009)	Híbrido	30-250	-	-
Zhu et al. (2017)	Hexaédricos	3	-	6,3 E+06

Tabela 16: Pesquisa sobre CFD em HAWT. A primeira página apresenta os dados relacionados ao modelo CAD; a segunda sobre a geração de malha e as duas últimas sobre a modelagem em software CFD.

(continuação)			
Autor(es)	Inlet	Outlet	Laterais
AbdelSalam e Ramalingham (2014)	Perfis de velocidade, TKE e ϵ	Pressão relativa nula	Simetria (laterais), função de parede de Pareto (base) e velocidade, TKE e ϵ especificados no teto
Bechmann, Sørensen e Zahle (2011)	Velocidade	-	-
Ebrahimi e Mardani (2018)	Velocidade	Pressão	Periódico / -
Farhan et al. (2019)	Velocidade	Pressão relativa nula	Sem deslizamento
Gaunaa e Johansen (2007)	Velocidade	Pressão relativa nula	-
Gupta e Amano (2012)	Velocidade	Pressão	Periódico / -
Hansen e Mühle (2018)	-	-	Periódico / com deslizamento
Herraez et al. (2014)	Velocidade	Pressão relativa nula	-
Johansen e Sørensen (2006)	-	-	-
Johansen e Sørensen (2007)	Velocidade	-	-
Johansen, Gaunaa e Sørensen (2008)	-	-	-
Khalafallah, Ahmed e Emam (2019)	Velocidade	Pressão relativa nula	Periódico / com deslizamento
Khaled et al. (2019)	Velocidade	Pressão	Periódico / simetria
Lin, Chiu e Huang (2017)	Velocidade	Pressão	Simetria
Plaza, Bardera e Visiedo (2015)	Velocidade	Pressão	Simetria
Reddy et al. (2019)	-	-	Periódico / -
Réthoré et al. ()	-	-	Sem deslizamento
Rocha et al. (2014)	Velocidade	Pressão relativa nula	Com deslizamento
Sørensen et al. (2016)	-	-	-
Tachos, Filios e Margaris (2010)	Velocidade	Pressão	Periódico / simetria
Thumthae e Chitsomboon (2009)	-	-	Periódico / -
Zhu et al. (2017)	Velocidade	Pressão relativa nula	Periódico / abertura

Tabela 16: Pesquisa sobre CFD em HAWT. A primeira página apresenta os dados relacionados ao modelo CAD; a segunda sobre a geração de malha e as duas últimas sobre a modelagem em software CFD.

(conclusão)			
Autor(es)	Software	Domínio	Modelo de turbulência
AbdelSalam e Ramalingham (2014)	ANSYS Fluent	MRF	k- ϵ
Bechmann, Sørensen e Zahle (2011)	EllipSys3D	-	k- ω SST
Ebrahimi e Mardani (2018)	-	MRF	SST k- ω
Farhan et al. (2019)	ANSYS Fluent	MRF	Spalart-Allmaras e k- ω SST
Gaunaa e Johansen (2007)	EllipSys3D	MRF	k- ω SST
Gupta e Amano (2012)	ANSYS Fluent	SRF	Spalart-Allmaras
Hansen e Mühle (2018)	STAR-CCM+	MRF	Spalart-Allmaras e EB-RSM
Herraez et al. (2014)	OpenFoam	MRF	Spalart-Allmaras
Johansen e Sørensen (2006)	EllipSys3D	-	k- ω SST
Johansen e Sørensen (2007)	EllipSys3D	MRF	k- ω SST
Johansen, Gaunaa e Sørensen (2008)	EllipSys3D	MRF	k- ω SST
Khalafallah, Ahmed e Emam (2019)	ANSYS Fluent	SRF	k- ω SST
Khaled et al. (2019)	ANSYS Fluent	MRF	k- ω SST
Lin, Chiu e Huang (2017)	ANSYS Fluent	MRF	RNG k- ϵ
Plaza, Bardera e Visiedo (2015)	ANSYS Fluent	MRF	k- ω SST
Reddy et al. (2019)	OpenFOAM	MRF	SST k- ω
Réthoré et al. ()	EllipSys3D	-	k- ω SST
Rocha et al. (2014)	OpenFoam	MRF	k- ω SST
Sørensen et al. (2016)	EllipSys3D	-	k- ω SST
Tachos, Filios e Margaritis (2010)	ANSYS Fluent	SRF	Spalart-Allmaras, k- ϵ , RNG k- ϵ e k- ω SST
Thumthae e Chitsomboon (2009)	-	SRF	k- ϵ and inviscid
Zhu et al. (2017)	ANSYS CFX	MRF e SRF	Spalart-Allmaras e SST

Fonte: elaborada pelo autor.

APÊNDICE B – CÁLCULO DA ESPESSURA DA PRIMEIRA CAMADA DO INFLATION

As equações utilizadas para calcular o tamanho da primeira camada do inflation, seguindo a teoria da camada limite de placa plana ([WHITE, 2003](#)), são:

$$Re_c = \frac{\rho U_\infty c}{\mu}, \quad (\text{B.1})$$

$$C_f = \frac{0,026}{Re_c^{1/7}}, \quad (\text{B.2})$$

$$\tau_{wall} = \frac{C_f \rho U_\infty^2}{2}, \quad (\text{B.3})$$

$$U_{fric} = \sqrt{\frac{\tau_{wall}}{\rho}}, \quad (\text{B.4})$$

$$\Delta s = \frac{y^+ \mu}{U_{fric} \rho}, \quad (\text{B.5})$$

onde Re_c é o número de Reynolds, c a corda da seção [m], C_f o coeficiente de fricção, τ_{wall} a tensão de cisalhamento na parede [Pa], U_{fric} a velocidade de fricção na parede [m/s] e Δs o tamanho da primeira camada [m]. A seguir, as Tabs. 18-20 apresentam os cálculos realizados para cada divisão da pá e para as três velocidades de vento dos ensaios e simulações.

Tabela 18: Tamanho da primeira camada do inflation (Δs) em diversas seções da pá para $U_\infty = 10,05$ m/s

Seção	$Span^\dagger$ [m]	Raio [m]	Corda [m]	Perfil da seção	U_{rel} [m/s]	Re_c	C_f	τ_{wall} [Pa]	U_{fric} [m/s]	Δs [m]
1	0,000	0,210	0,195	Cilindro	13,73	1,76E+05	4,63E-03	5,23E-01	6,60E-01	2,30E-05
2	0,020	0,230	0,195	Cilindro	14,35	1,84E+05	4,60E-03	5,68E-01	6,88E-01	2,20E-05
3	0,025	0,235	0,090	Cilindro	14,51	8,61E+04	5,13E-03	6,48E-01	7,35E-01	2,06E-05
4	0,090	0,300	0,090	Cilindro	16,71	9,92E+04	5,03E-03	8,42E-01	8,38E-01	1,81E-05
5	0,165	0,375	0,165	Transição (de 0,090 a 0,240)	19,49	2,12E+05	4,51E-03	1,03E+00	9,25E-01	1,64E-05
6	0,240	0,450	0,240	DU91-W2-250	22,41	3,55E+05	4,19E-03	1,26E+00	1,03E+00	1,48E-05
7	0,465	0,675	0,207	DU91-W2-250	31,68	4,32E+05	4,07E-03	2,45E+00	1,43E+00	1,06E-05
8	0,690	0,900	0,178	DU91-W2-250	41,31	4,85E+05	4,01E-03	4,10E+00	1,85E+00	8,20E-06
9	0,815	1,025	0,166	DU91-W2-250	46,72	5,11E+05	3,98E-03	5,21E+00	2,08E+00	7,28E-06
10	0,915	1,125	0,158	Transição (de 0,815 a 1,015)	51,08	5,32E+05	3,95E-03	6,19E+00	2,27E+00	6,68E-06
11	1,015	1,225	0,150	RISØ A1-21	55,45	5,48E+05	3,94E-03	7,26E+00	2,46E+00	6,17E-06
12	1,140	1,350	0,142	RISØ A1-21	60,93	5,70E+05	3,91E-03	8,72E+00	2,70E+00	5,63E-06
13	1,265	1,475	0,134	RISØ A1-21	66,43	5,87E+05	3,90E-03	1,03E+01	2,93E+00	5,17E-06
14	1,365	1,575	0,129	Transição (de 1,265 a 1,465)	70,83	6,02E+05	3,88E-03	1,17E+01	3,12E+00	4,86E-06
15	1,465	1,675	0,123	NACA64-418	75,24	6,10E+05	3,88E-03	1,32E+01	3,31E+00	4,58E-06
16	1,590	1,800	0,116	NACA64-418	80,76	6,18E+05	3,87E-03	1,51E+01	3,55E+00	4,27E-06
17	1,815	2,025	0,102	NACA64-418	90,70	6,10E+05	3,88E-03	1,91E+01	3,99E+00	3,80E-06
18	1,955	2,165	0,092	NACA64-418	96,90	5,88E+05	3,90E-03	2,20E+01	4,28E+00	3,55E-06
19	1,983	2,193	0,082	Transição	98,14	5,31E+05	3,96E-03	2,29E+01	4,36E+00	3,48E-06
20	2,012	2,222	0,056	Transição	99,42	3,67E+05	4,17E-03	2,47E+01	4,54E+00	3,34E-06
21	2,040	2,250	0,011	Transição	100,66	7,30E+04	5,25E-03	3,19E+01	5,16E+00	2,94E-06

[†] O *span* começa a ser medido a partir da raiz da pá, a qual está posicionado a 0,210 m do centro do rotor por causa do cubo
Fonte: elaborada pelo autor.

Tabela 19: Tamanho da primeira camada do inflation (Δs) em diversas seções da pá para $U_\infty = 15,04$ m/s

Seção	$Span^\dagger$ [m]	Raio [m]	Corda [m]	Perfil da seção	U_{rel} [m/s]	Re_c	C_f	τ_{wall} [Pa]	U_{fric} [m/s]	Δs [m]
1	0,000	0,210	0,195	Cilindro	17,73	2,28E+05	4,46E-03	8,41E-01	8,37E-01	1,81E-05
2	0,020	0,230	0,195	Cilindro	18,21	2,34E+05	4,45E-03	8,85E-01	8,59E-01	1,77E-05
3	0,025	0,235	0,090	Cilindro	18,34	1,09E+05	4,96E-03	1,00E+00	9,13E-01	1,66E-05
4	0,090	0,300	0,090	Cilindro	20,13	1,19E+05	4,89E-03	1,19E+00	9,96E-01	1,52E-05
5	0,165	0,375	0,165	Transição (de 0,090 a 0,240)	22,48	2,45E+05	4,42E-03	1,34E+00	1,06E+00	1,44E-05
6	0,240	0,450	0,240	DU91-W2-250	25,06	3,97E+05	4,12E-03	1,55E+00	1,14E+00	1,33E-05
7	0,465	0,675	0,207	DU91-W2-250	33,61	4,59E+05	4,04E-03	2,74E+00	1,51E+00	1,00E-05
8	0,690	0,900	0,178	DU91-W2-250	42,80	5,02E+05	3,99E-03	4,38E+00	1,91E+00	7,94E-06
9	0,815	1,025	0,166	DU91-W2-250	48,05	5,26E+05	3,96E-03	5,49E+00	2,14E+00	7,09E-06
10	0,915	1,125	0,158	Transição (de 0,815 a 1,015)	52,30	5,45E+05	3,94E-03	6,47E+00	2,32E+00	6,53E-06
11	1,015	1,225	0,150	RISØ A1-21	56,57	5,60E+05	3,93E-03	7,54E+00	2,51E+00	6,05E-06
12	1,140	1,350	0,142	RISØ A1-21	61,96	5,80E+05	3,90E-03	8,99E+00	2,74E+00	5,54E-06
13	1,265	1,475	0,134	RISØ A1-21	67,37	5,95E+05	3,89E-03	1,06E+01	2,97E+00	5,10E-06
14	1,365	1,575	0,129	Transição (de 1,265 a 1,465)	71,71	6,10E+05	3,88E-03	1,20E+01	3,16E+00	4,80E-06
15	1,465	1,675	0,123	NACA64-418	76,07	6,17E+05	3,87E-03	1,34E+01	3,35E+00	4,53E-06
16	1,590	1,800	0,116	NACA64-418	81,53	6,24E+05	3,86E-03	1,54E+01	3,58E+00	4,23E-06
17	1,815	2,025	0,102	NACA64-418	91,39	6,15E+05	3,87E-03	1,94E+01	4,02E+00	3,77E-06
18	1,955	2,165	0,092	NACA64-418	97,55	5,92E+05	3,89E-03	2,22E+01	4,30E+00	3,52E-06
19	1,983	2,193	0,082	Transição	98,78	5,34E+05	3,95E-03	2,31E+01	4,39E+00	3,45E-06
20	2,012	2,222	0,056	Transição	100,06	3,69E+05	4,16E-03	2,50E+01	4,57E+00	3,32E-06
21	2,040	2,250	0,011	Transição	101,29	7,35E+04	5,25E-03	3,23E+01	5,19E+00	2,92E-06

[†] O $span$ começa a ser medido a partir da raiz da pá, a qual está posicionado a 0,210 m do centro do rotor por causa do cubo

Fonte: elaborada pelo autor.

Tabela 20: Tamanho da primeira camada do inflation (Δs) em diversas seções da pá para $U_\infty = 24,05$ m/s

Seção	$Span^\dagger$ [m]	Raio [m]	Corda [m]	Perfil da seção	U_{rel} [m/s]	Re_c	C_f	τ_{wall} [Pa]	U_{fric} [m/s]	Δs [m]
1	0,000	0,210	0,195	Cilindro	25,80	3,32E+05	4,23E-03	1,69E+00	1,19E+00	1,28E-05
2	0,020	0,230	0,195	Cilindro	26,14	3,36E+05	4,22E-03	1,73E+00	1,20E+00	1,26E-05
3	0,025	0,235	0,090	Cilindro	26,23	1,56E+05	4,71E-03	1,94E+00	1,27E+00	1,19E-05
4	0,090	0,300	0,090	Cilindro	27,51	1,63E+05	4,68E-03	2,13E+00	1,33E+00	1,14E-05
5	0,165	0,375	0,165	Transição (de 0,090 a 0,240)	29,28	3,18E+05	4,25E-03	2,19E+00	1,35E+00	1,12E-05
6	0,240	0,450	0,240	DU91-W2-250	31,30	4,95E+05	3,99E-03	2,35E+00	1,40E+00	1,08E-05
7	0,465	0,675	0,207	DU91-W2-250	38,49	5,25E+05	3,96E-03	3,52E+00	1,71E+00	8,86E-06
8	0,690	0,900	0,178	DU91-W2-250	46,73	5,48E+05	3,94E-03	5,16E+00	2,07E+00	7,32E-06
9	0,815	1,025	0,166	DU91-W2-250	51,58	5,65E+05	3,92E-03	6,26E+00	2,28E+00	6,64E-06
10	0,915	1,125	0,158	Transição (de 0,815 a 1,015)	55,56	5,79E+05	3,91E-03	7,23E+00	2,46E+00	6,18E-06
11	1,015	1,225	0,150	RISØ A1-21	59,60	5,89E+05	3,90E-03	8,30E+00	2,63E+00	5,77E-06
12	1,140	1,350	0,142	RISØ A1-21	64,73	6,06E+05	3,88E-03	9,76E+00	2,85E+00	5,32E-06
13	1,265	1,475	0,134	RISØ A1-21	69,93	6,18E+05	3,87E-03	1,14E+01	3,08E+00	4,93E-06
14	1,365	1,575	0,129	Transição (de 1,265 a 1,465)	74,12	6,30E+05	3,86E-03	1,27E+01	3,26E+00	4,66E-06
15	1,465	1,675	0,123	NACA64-418	78,35	6,35E+05	3,85E-03	1,42E+01	3,44E+00	4,41E-06
16	1,590	1,800	0,116	NACA64-418	83,66	6,40E+05	3,85E-03	1,62E+01	3,67E+00	4,13E-06
17	1,815	2,025	0,102	NACA64-418	93,30	6,27E+05	3,86E-03	2,02E+01	4,10E+00	3,70E-06
18	1,955	2,165	0,092	NACA64-418	99,33	6,03E+05	3,88E-03	2,30E+01	4,38E+00	3,46E-06
19	1,983	2,193	0,082	Transição	100,54	5,44E+05	3,94E-03	2,39E+01	4,46E+00	3,40E-06
20	2,012	2,222	0,056	Transição	101,80	3,76E+05	4,15E-03	2,58E+01	4,64E+00	3,27E-06
21	2,040	2,250	0,011	Transição	103,01	7,47E+04	5,23E-03	3,33E+01	5,27E+00	2,88E-06

[†] O *span* começa a ser medido a partir da raiz da pá, a qual está posicionado a 0,210 m do centro do rotor por causa do cubo
Fonte: elaborada pelo autor.

APÊNDICE C – WINGLETS ESTUDADAS

As Figuras 86 e 87 mostram, respectivamente, as vistas superior, frontal e lateral esquerda das winglets estudadas no bloco 1 e 2. Pode-se observar como os parâmetros de afilamento e corda da raiz alteram a geometria da winglet referência.

Figura 86: Vistas das winglets do bloco 1

Fonte: elaborada pelo autor

Figura 87: Vistas das winglets do bloco 2

Fonte: elaborada pelo autor

APÊNDICE D – COEFICIENTES DE EFICIÊNCIA

Esta seção apresenta todos os valores de potência e empuxo e seus respectivos coeficientes obtidos por meio das simulações computacionais. Os valores dos coeficientes são apresentados para a turbina com a pá original. Já os outros casos, turbina com pás extendidas ou com winglets, são apresentados como diferenças percentuais em relação a turbina com pá original.

Tabela 21: Potência e torque da turbina eólica em todos os casos simulados

λ		Pá original	Pá extendida	Winglet referência	B1K0.8	B1K0.6	B1K0.4	B1K0.2
10,0		3131	3275	2962	2997	3035	3062	3084
6,7	Potência [W]	12139	12810	12213	12252	12291	12317	12333
4,2		34299	35700	34864	35026	35074	35249	35013
10,0		899	966	943	942	940	939	937
6,7	Empuxo [N]	1469	1559	1521	1520	1518	1517	1515
4,2		2289	2392	2341	2348	2343	2347	2339
λ		B1K0.1	B2C90	B2C80	B2C70	B2C60	B2C50	B2C40
10,0		3096	2994	3030	3061	3091	3108	3136
6,7	Potência [W]	12341	12256	12288	12322	12362	12361	12385
4,2		35003	34892	35037	35322	35158	34926	35039
10,0		937	941	940	939	937	934	931
6,7	Empuxo [N]	1515	1520	1519	1517	1516	1512	1509
4,2		2336	2341	2343	2354	2344	2334	2333

Tabela 22: Coeficientes de eficiência da turbina eólica em todos os casos simulados

Diferença nos coeficientes de eficiência em relação à pá original [%]									
λ		Pá original	Pá extendida	Winglet referência	B1K0.8	B1K0.6	B1K0.4	B1K0.2	B1K0.1
10,0	C_p	0,324	-1,41%	-5,41%	-4,28%	-3,07%	-2,20%	-1,51%	-1,11%
6,7		0,375	-0,55%	0,61%	0,92%	1,25%	1,46%	1,59%	1,66%
4,2		0,259	-1,90%	1,65%	2,12%	2,26%	2,77%	2,08%	2,05%
10,0	C_t	0,935	1,25%	4,87%	4,77%	4,58%	4,43%	4,24%	4,19%
6,7		0,682	0,06%	3,57%	3,51%	3,38%	3,29%	3,17%	3,13%
4,2		0,416	-1,49%	2,28%	2,58%	2,39%	2,55%	2,22%	2,05%
λ		B2C90	B2C80	B2C70	B2C60	B2C50	B2C40		
10,0	C_p	-4,39%	-3,23%	-2,25%	-1,27%	-0,73%	0,15%		
6,7		0,96%	1,23%	1,50%	1,84%	1,83%	2,02%		
4,2		1,73%	2,15%	2,98%	2,50%	1,83%	2,16%		
10,0	C_t	4,73%	4,61%	4,44%	4,26%	3,89%	3,59%		
6,7		3,52%	3,40%	3,30%	3,25%	2,96%	2,78%		
4,2		2,28%	2,39%	2,85%	2,40%	1,98%	1,95%		

Anexos

ANEXO A – DADOS DO PROJETO MEXNEXT

Este Anexo apresenta dados referentes ao projeto Mexnext. Especificamente, são apresentados as coordenadas dos aerofólios DU91-W2-250 e NACA64-418, os dados geométricos da pá da turbina, os coeficientes aerodinâmicos dos aerofólios DU91-W2-250 e NACA64-418 em regimes de escoamento específicos.

Tabela 23: Coordenadas dos aerofólios DU91-W2-250 e NACA64-418

DU91-W2-250		NACA64-418		DU91-W2-250		NACA64-418	
x/c	y/c	x/c	y/c	x/c	y/c	x/c	y/c
1,0000	0,0033	1,0000	0,0000	0,3500	-0,1207	0,3500	-0,0717
0,9500	0,0168	0,9500	0,0108	0,4000	-0,1153	0,4000	-0,0704
0,9000	0,0295	0,9000	0,0216	0,4500	-0,1066	0,4500	-0,0666
0,8500	0,0420	0,8500	0,0330	0,5000	-0,0947	0,5000	-0,0610
0,8000	0,0543	0,8000	0,0446	0,5500	-0,0801	0,5500	-0,0542
0,7500	0,0662	0,7500	0,0560	0,6000	-0,0636	0,6000	-0,0466
0,7000	0,0777	0,7000	0,0670	0,6500	-0,0460	0,6500	-0,0384
0,6500	0,0887	0,6500	0,0772	0,7000	-0,0287	0,7000	-0,0300
0,6000	0,0990	0,6000	0,0866	0,7500	-0,0131	0,7500	-0,0217
0,5500	0,1082	0,5500	0,0946	0,8000	-0,0009	0,8000	-0,0138
0,5000	0,1162	0,5000	0,1012	0,8250	0,0035	0,8250	-0,0102
0,4500	0,1227	0,4500	0,1061	0,8500	0,0066	0,8500	-0,0069
0,4000	0,1271	0,4200	0,1079	0,8750	0,0084	0,8750	-0,0040
0,3700	0,1285	0,3900	0,1087	0,9000	0,0088	0,9000	-0,0015
0,3500	0,1289	0,3500	0,1080	0,9300	0,0073	0,9300	0,0007
0,3300	0,1286	0,3200	0,1064	0,9600	0,0036	0,9600	0,0017
0,3000	0,1270	0,2900	0,1039	1,0000	-0,0033	1,0000	0,0000
0,2500	0,1214	0,2500	0,0992				
0,2000	0,1122	0,2000	0,0912				
0,1500	0,0991	0,1500	0,0804				
0,1000	0,0812	0,1000	0,0661				
0,0750	0,0699	0,0750	0,0571				
0,0500	0,0562	0,0500	0,0463				
0,0250	0,0387	0,0250	0,0323				
0,0150	0,0296	0,0150	0,0249				
0,0100	0,0241	0,0100	0,0203				
0,0050	0,0174	0,0050	0,0146				
0,0020	0,0116	0,0020	0,0094				
0,0000	0,0000	0,0000	0,0000				
0,0020	-0,0125	0,0020	-0,0092				
0,0050	-0,0197	0,0050	-0,0140				
0,0100	-0,0278	0,0100	-0,0190				
0,0150	-0,0340	0,0150	-0,0227				
0,0250	-0,0443	0,0250	-0,0281				
0,0500	-0,0629	0,0500	-0,0377				
0,0750	-0,0765	0,0750	-0,0446				
0,1000	-0,0874	0,1000	-0,0500				
0,1500	-0,1039	0,1500	-0,0584				
0,2000	-0,1146	0,2000	-0,0644				
0,2500	-0,1207	0,2500	-0,0685				
0,3000	-0,1226	0,3000	-0,0709				

Fonte: adaptado de [Boorsma e Schepers \(2015\)](#).

Tabela 24: Dados geométricos da pá da turbina Mexnext

Span [m]	Raio [m]	r/R	Corda [m]	Ângulo de torção [°]	Aerofólio
0,000	0,210	0,093	0,195	0,000	Cylinder
0,020	0,230	0,102	0,195	0,000	Cylinder
0,025	0,235	0,104	0,090	0,000	Cylinder
0,090	0,300	0,133	0,090	0,000	Cylinder
0,165	0,375	0,167	0,165	8,200	Transição (de 0,090 a 0,240)
0,240	0,450	0,200	0,240	16,400	DU91-W2-250
0,465	0,675	0,300	0,207	12,100	DU91-W2-250
0,690	0,900	0,400	0,178	8,300	DU91-W2-250
0,815	1,025	0,456	0,166	7,100	DU91-W2-250
0,915	1,125	0,500	0,158	6,100	Transição (de 0,815 a 1,015)
1,015	1,225	0,544	0,150	5,500	RISØ A1-21
1,140	1,350	0,600	0,142	4,800	RISØ A1-21
1,265	1,475	0,656	0,134	4,000	RISØ A1-21
1,365	1,575	0,700	0,129	3,700	Transição (de 1,265 a 1,465)
1,465	1,675	0,744	0,123	3,200	NACA64-418
1,590	1,800	0,800	0,116	2,600	NACA64-418
1,815	2,025	0,900	0,102	1,500	NACA64-418
1,955	2,165	0,962	0,092	0,700	NACA64-418
1,983	2,193	0,975	0,082	0,469	NACA64-418
2,012	2,222	0,988	0,056	0,231	NACA64-418
2,040	2,250	1,000	0,011	0,000	Transição

Fonte: adaptado de [Boorsma e Schepers \(2015\)](#).

Tabela 25: Coeficientes aerodinâmicos do aerofólio DU-W2-250 com $Re = 0,5 \text{ E}+06$ e transição forçada

					(continua)				
α [°]	C_l	C_d	C_m	C_{dp}	α [°]	C_l	C_d	C_m	C_{dp}
-180,00	-0,3905	0,0263	-0,0869	-	-130,00	0,7809	1,2432	0,5451	-
-179,75	-0,4057	0,0243	-0,0835	-	-128,00	0,7612	1,3009	0,5515	-
-179,50	-0,3799	0,0234	-0,0709	-	-126,00	0,7371	1,3559	0,5568	-
-178,99	-0,3284	0,0202	-0,0442	-	-124,00	0,7091	1,4081	0,5610	-
-178,51	-0,2997	0,0209	-0,0252	-	-122,00	0,6773	1,4575	0,5642	-
-177,99	-0,2591	0,0217	-0,0027	-	-120,00	0,6422	1,5039	0,5663	-
-177,01	-0,1719	0,0235	0,0445	-	-118,00	0,6040	1,5473	0,5675	-
-176,00	-0,0828	0,0268	0,0936	-	-116,00	0,5630	1,5877	0,5678	-
-175,00	0,0062	0,0314	0,1431	-	-114,00	0,5195	1,6250	0,5673	-
-174,00	0,0971	0,0376	0,1930	-	-112,00	0,4738	1,6592	0,5659	-
-173,00	0,1885	0,0460	0,2416	-	-110,00	0,4261	1,6903	0,5638	-
-172,00	0,2960	0,0593	0,2920	-	-108,00	0,3767	1,7183	0,5609	-
-170,99	0,3822	0,0772	0,3233	-	-106,00	0,3257	1,7432	0,5573	-
-170,00	0,4730	0,1072	0,3392	-	-104,00	0,2734	1,7650	0,5530	-
-169,49	0,5162	0,1247	0,3442	-	-102,00	0,2200	1,7837	0,5482	-
-169,00	0,5413	0,1417	0,3443	-	-100,00	0,1657	1,7994	0,5427	-
-168,51	0,5492	0,1546	0,3410	-	-98,00	0,1106	1,8120	0,5366	-
-168,00	0,5555	0,1692	0,3385	-	-96,00	0,0550	1,8216	0,5300	-
-167,50	0,5536	0,1838	0,3314	-	-94,00	-0,0010	1,8282	0,5229	-
-167,00	0,5515	0,1981	0,3279	-	-92,00	-0,0572	1,8318	0,5153	-
-166,51	0,5538	0,2137	0,3244	-	-90,00	-0,1135	1,8323	0,5073	-
-166,00	0,5413	0,2250	0,3172	-	-88,00	-0,1696	1,8299	0,4988	-
-165,00	0,5280	0,2469	0,3095	-	-86,00	-0,2255	1,8245	0,4899	-
-164,00	0,4965	0,2621	0,3019	-	-84,00	-0,2809	1,8160	0,4807	-
-163,00	0,4680	0,2758	0,2943	-	-82,00	-0,3357	1,8046	0,4711	-
-162,00	0,4378	0,2825	0,2898	-	-80,00	-0,3897	1,7903	0,4612	-
-161,00	0,3786	0,2728	0,2826	-	-78,00	-0,4427	1,7729	0,4510	-
-160,50	0,3784	0,2775	0,2838	-	-76,00	-0,4946	1,7526	0,4404	-
-160,00	0,3880	0,2854	0,2864	-	-74,00	-0,5451	1,7292	0,4297	-
-159,00	0,4240	0,3063	0,2926	-	-72,00	-0,5940	1,7029	0,4186	-
-158,00	0,4382	0,3236	0,3022	-	-70,00	-0,6412	1,6737	0,4073	-
-156,00	0,4877	0,3713	0,3241	-	-68,00	-0,6864	1,6414	0,3958	-
-154,00	0,5505	0,4328	0,3484	-	-66,00	-0,7294	1,6062	0,3841	-
-152,00	0,6140	0,5024	0,3751	-	-64,00	-0,7698	1,5681	0,3722	-
-150,00	0,6700	0,5768	0,4039	-	-62,00	-0,8075	1,5270	0,3601	-
-148,00	0,7077	0,6436	0,4248	-	-60,00	-0,8421	1,4831	0,3477	-
-146,00	0,7416	0,7133	0,4444	-	-58,00	-0,8734	1,4363	0,3352	-
-144,00	0,7686	0,7832	0,4623	-	-56,00	-0,9011	1,3868	0,3224	-
-142,00	0,7887	0,8529	0,4786	-	-54,00	-0,9248	1,3345	0,3094	-
-140,00	0,8022	0,9219	0,4933	-	-52,00	-0,9441	1,2797	0,2961	-
-138,00	0,8094	0,9897	0,5065	-	-50,00	-0,9588	1,2225	0,2825	-
-136,00	0,8105	1,0561	0,5182	-	-48,00	-0,9684	1,1629	0,2686	-
-134,00	0,8059	1,1206	0,5284	-	-46,00	-0,9726	1,1012	0,2543	-
-132,00	0,7960	1,1831	0,5374	-	-44,00	-0,9711	1,0375	0,2397	-

Tabela 22: Coeficientes aerodinâmicos do aerofólio DU-W2-250 com $Re = 0,5 \text{ E}+06$ e transição forçada

					(continuação)				
α [°]	C_l	C_d	C_m	C_{dp}	α [°]	C_l	C_d	C_m	C_{dp}
-42,00	-0,9634	0,9722	0,2245	-	1,25	0,4028	0,0195	-0,0784	0,0147
-40,00	-0,9492	0,9055	0,2088	-	1,77	0,4655	0,0194	-0,0817	0,0146
-38,00	-0,9282	0,8377	0,1925	-	2,27	0,5279	0,0194	-0,0847	0,0146
-36,00	-0,9001	0,7693	0,1754	-	2,77	0,5832	0,0196	-0,0868	0,0148
-34,00	-0,8646	0,7006	0,1576	-	3,27	0,6405	0,0198	-0,0887	0,0152
-32,25	-0,8015	0,6409	0,1258	0,6409	3,77	0,6901	0,0201	-0,0890	0,0155
-31,25	-0,7607	0,5972	0,1134	0,5972	4,28	0,7413	0,0204	-0,0901	0,0162
-30,25	-0,7262	0,5594	0,1019	0,5594	4,78	0,7912	0,0211	-0,0901	0,0164
-29,77	-1,0313	0,3293	0,0541	0,3293	5,29	0,8370	0,0216	-0,0902	0,0169
-29,28	-1,0125	0,3108	0,0464	0,3108	5,78	0,8811	0,0223	-0,0901	0,0175
-28,28	-0,9906	0,2814	0,0361	0,2814	6,28	0,9220	0,0232	-0,0898	0,0186
-27,28	-0,9737	0,2542	0,0259	0,2542	6,79	0,9560	0,0249	-0,0885	0,0197
-26,28	-0,9992	0,2322	0,0151	0,2322	7,29	0,9872	0,0266	-0,0866	0,0206
-25,29	-1,0273	0,2092	0,0031	0,2092	7,79	1,0127	0,0296	-0,0852	0,0225
-24,29	-1,0151	0,1879	-0,0050	0,1879	8,29	1,0342	0,0343	-0,0839	0,0250
-23,29	-1,0048	0,1705	-0,0110	0,1705	8,79	1,0584	0,0384	-0,0877	0,0308
-22,29	-0,9831	0,1493	-0,0194	0,1493	9,79	1,0741	0,0408	-0,0874	0,0381
-21,29	-0,9709	0,1378	-0,0226	0,1378	10,29	1,0757	0,0417	-0,0866	0,0417
-20,79	-0,9624	0,1298	-0,0252	0,1298	10,79	1,0895	0,0478	-0,0883	0,0478
-20,29	-0,9524	0,1248	-0,0268	0,1248	11,29	1,1402	0,0608	-0,0967	0,0608
-19,29	-0,9622	0,1124	-0,0323	0,1124	11,79	1,1566	0,0669	-0,0971	0,0669
-18,28	-0,9655	0,0919	-0,0386	0,0919	12,79	1,1731	0,0757	-0,0957	0,0757
-17,29	-0,9089	0,0969	-0,0305	0,0969	13,80	1,1851	0,0828	-0,0941	0,0828
-16,28	-0,8388	0,0895	-0,0345	0,0895	14,80	1,1985	0,0883	-0,0913	0,0883
-15,28	-0,7466	0,0827	-0,0375	0,0827	15,80	1,2018	0,0980	-0,0917	0,0980
-14,28	-0,6746	0,0740	-0,0409	0,0740	16,80	1,1889	0,1096	-0,0922	0,1096
-13,28	-0,6406	0,0718	-0,0390	0,0718	17,80	1,1834	0,1294	-0,0975	0,1294
-12,27	-0,6022	0,0698	-0,0369	0,0698	18,79	1,1687	0,1473	-0,1031	0,1473
-11,27	-0,5645	0,0655	-0,0359	0,0655	19,79	1,1782	0,1641	-0,1077	0,1641
-10,27	-0,4943	0,0584	-0,0409	0,0584	20,79	1,1877	0,1811	-0,1114	0,1811
-9,27	-0,4498	0,0522	-0,0402	0,0522	21,79	1,2094	0,2016	-0,1192	0,2016
-8,26	-0,3896	0,0418	-0,0418	0,0418	22,79	1,2205	0,2228	-0,1267	0,2228
-7,26	-0,3325	0,0373	-0,0432	0,0373	23,79	1,2196	0,2459	-0,1345	0,2459
-6,26	-0,2712	0,0320	-0,0452	0,0320	24,29	1,2189	0,2596	-0,1393	0,2596
-5,26	-0,2075	0,0268	-0,0455	0,0268	24,79	1,2116	0,2729	-0,1436	0,2729
-4,25	-0,1488	0,0243	-0,0453	0,0243	25,26	0,8683	0,4713	-0,1963	0,4713
-3,25	-0,0813	0,0221	-0,0480	0,0221	25,76	0,8969	0,4926	-0,2034	0,4926
-2,75	-0,0411	0,0206	-0,0503	0,0206	26,00	0,8838	0,4823	-0,1666	-
-2,25	-0,0007	0,0194	-0,0516	0,0194	28,00	0,9594	0,5608	-0,1864	-
-1,75	0,0505	0,0177	-0,0548	0,0177	30,00	1,0193	0,6377	-0,2050	-
-1,25	0,0982	0,0171	-0,0576	0,0171	32,00	1,0655	0,7127	-0,2226	-
-0,74	0,1547	0,0163	-0,0614	0,0163	34,00	1,0998	0,7858	-0,2391	-
-0,24	0,2174	0,0158	-0,0661	0,0158	36,00	1,1237	0,8570	-0,2547	-
0,27	0,2805	0,0151	-0,0706	0,0151	38,00	1,1385	0,9263	-0,2694	-
0,76	0,3452	0,0196	-0,0753	0,0147	40,00	1,1452	0,9936	-0,2834	-

Tabela 22: Coeficientes aerodinâmicos do aerofólio DU-W2-250 com $Re = 0,5 \text{ E}+06$ e transição forçada

					(conclusão)				
α [°]	C_l	C_d	C_m	C_{dp}	α [°]	C_l	C_d	C_m	C_{dp}
42,00	1,1449	1,0590	-0,2966	-	126,00	-0,8617	1,4375	-0,5507	-
44,00	1,1381	1,1225	-0,3086	-	128,00	-0,8961	1,3875	-0,5485	-
45,00	1,1326	1,1536	-0,3142	-	130,00	-0,9271	1,3354	-0,5458	-
46,00	1,1257	1,1841	-0,3196	-	132,00	-0,9544	1,2809	-0,5422	-
48,00	1,1082	1,2437	-0,3304	-	134,00	-0,9774	1,2239	-0,5378	-
50,00	1,0861	1,3014	-0,3408	-	136,00	-0,9955	1,1643	-0,5323	-
52,00	1,0597	1,3569	-0,3512	-	138,00	-1,0082	1,1019	-0,5255	-
54,00	1,0294	1,4104	-0,3613	-	140,00	-1,0144	1,0365	-0,5172	-
56,00	0,9957	1,4617	-0,3714	-	142,00	-1,0131	0,9678	-0,5071	-
58,00	0,9587	1,5107	-0,3814	-	144,00	-1,0031	0,8956	-0,4948	-
60,00	0,9188	1,5573	-0,3912	-	146,00	-0,9827	0,8197	-0,4798	-
62,00	0,8761	1,6014	-0,4010	-	148,00	-0,9502	0,7399	-0,4617	-
64,00	0,8310	1,6430	-0,4106	-	150,00	-0,9031	0,6560	-0,4399	-
66,00	0,7836	1,6819	-0,4202	-	152,00	-0,8390	0,5679	-0,4136	-
68,00	0,7341	1,7180	-0,4295	-	154,00	-0,7548	0,4759	-0,3819	-
70,00	0,6828	1,7513	-0,4386	-	156,00	-0,6654	0,3899	-0,3415	-
72,00	0,6299	1,7816	-0,4475	-	158,00	-0,6194	0,3365	-0,3199	-
74,00	0,5755	1,8089	-0,4562	-	159,00	-0,6226	0,3232	-0,3174	-
76,00	0,5198	1,8332	-0,4646	-	160,00	-0,6268	0,3090	-0,3139	-
78,00	0,4631	1,8543	-0,4727	-	161,00	-0,6186	0,2904	-0,3081	-
80,00	0,4053	1,8723	-0,4804	-	162,00	-0,6354	0,2805	-0,3113	-
82,00	0,3467	1,8871	-0,4879	-	163,00	-0,6493	0,2671	-0,3116	-
84,00	0,2875	1,8986	-0,4949	-	164,00	-0,7048	0,2617	-0,3265	-
86,00	0,2276	1,9069	-0,5016	-	165,00	-0,7269	0,2436	-0,3359	-
88,00	0,1672	1,9120	-0,5078	-	166,00	-0,7268	0,2165	-0,3345	-
90,00	0,1063	1,9138	-0,5137	-	167,01	-0,7896	0,1903	-0,3665	-
92,00	0,0430	1,9123	-0,5192	-	167,99	-0,8683	0,1616	-0,4112	-
94,00	-0,0190	1,9075	-0,5242	-	169,00	-0,9289	0,1313	-0,4492	-
96,00	-0,0809	1,8994	-0,5288	-	170,00	-0,9512	0,1091	-0,4604	-
98,00	-0,1424	1,8881	-0,5331	-	170,99	-0,9372	0,0929	-0,4477	-
100,00	-0,2034	1,8736	-0,5369	-	172,00	-0,8992	0,0796	-0,4202	-
102,00	-0,2635	1,8561	-0,5403	-	173,00	-0,8446	0,0682	-0,3834	-
104,00	-0,3227	1,8355	-0,5434	-	174,00	-0,7726	0,0582	-0,3385	-
106,00	-0,3808	1,8120	-0,5460	-	175,00	-0,6873	0,0497	-0,2888	-
108,00	-0,4375	1,7857	-0,5483	-	176,00	-0,5897	0,0432	-0,2364	-
110,00	-0,4927	1,7566	-0,5501	-	177,00	-0,4810	0,0379	-0,1829	-
112,00	-0,5462	1,7250	-0,5516	-	178,00	-0,3740	0,0337	-0,1321	-
114,00	-0,5980	1,6908	-0,5527	-	178,50	-0,3198	0,0313	-0,1075	-
116,00	-0,6478	1,6542	-0,5535	-	178,75	-0,3011	0,0305	-0,0973	-
118,00	-0,6954	1,6153	-0,5538	-	179,00	-0,302	0,0296	-0,092	-
120,00	-0,7408	1,5741	-0,5537	-	179,50	-0,348	0,0285	-0,091	-
122,00	-0,7838	1,5307	-0,5532	-	180,00	-0,391	0,0263	-0,087	-
124,00	-0,8242	1,4852	-0,5522	-					

Fonte: adaptado de [Boorsma e Schepers \(2015\)](#).

Tabela 26: Coeficientes aerodinâmicos do aerofólio DU-W2-250 com $Re = 0,7 \text{ E}+06$ e transição forçada

					(continua)				
α [°]	C_l	C_d	C_m	C_{dp}	α [°]	C_l	C_d	C_m	C_{dp}
-180,00	-0,3905	0,0263	-0,0869	-	-130,00	0,7809	1,2432	0,5451	-
-179,75	-0,4057	0,0243	-0,0835	-	-128,00	0,7612	1,3009	0,5515	-
-179,50	-0,3799	0,0234	-0,0709	-	-126,00	0,7371	1,3559	0,5568	-
-178,99	-0,3284	0,0202	-0,0442	-	-124,00	0,7091	1,4081	0,5610	-
-178,51	-0,2997	0,0209	-0,0252	-	-122,00	0,6773	1,4575	0,5642	-
-177,99	-0,2591	0,0217	-0,0027	-	-120,00	0,6422	1,5039	0,5663	-
-177,01	-0,1719	0,0235	0,0445	-	-118,00	0,6040	1,5473	0,5675	-
-176,00	-0,0828	0,0268	0,0936	-	-116,00	0,5630	1,5877	0,5678	-
-175,00	0,0062	0,0314	0,1431	-	-114,00	0,5195	1,6250	0,5673	-
-174,00	0,0971	0,0376	0,1930	-	-112,00	0,4738	1,6592	0,5659	-
-173,00	0,1885	0,0460	0,2416	-	-110,00	0,4261	1,6903	0,5638	-
-172,00	0,2960	0,0593	0,2920	-	-108,00	0,3767	1,7183	0,5609	-
-170,99	0,3822	0,0772	0,3233	-	-106,00	0,3257	1,7432	0,5573	-
-170,00	0,4730	0,1072	0,3392	-	-104,00	0,2734	1,7650	0,5530	-
-169,49	0,5162	0,1247	0,3442	-	-102,00	0,2200	1,7837	0,5482	-
-169,00	0,5413	0,1417	0,3443	-	-100,00	0,1657	1,7994	0,5427	-
-168,51	0,5492	0,1546	0,3410	-	-98,00	0,1106	1,8120	0,5366	-
-168,00	0,5555	0,1692	0,3385	-	-96,00	0,0550	1,8216	0,5300	-
-167,50	0,5536	0,1838	0,3314	-	-94,00	-0,0010	1,8282	0,5229	-
-167,00	0,5515	0,1981	0,3279	-	-92,00	-0,0572	1,8318	0,5153	-
-166,51	0,5538	0,2137	0,3244	-	-90,00	-0,1135	1,8323	0,5073	-
-166,00	0,5413	0,2250	0,3172	-	-88,00	-0,1696	1,8299	0,4988	-
-165,00	0,5280	0,2469	0,3095	-	-86,00	-0,2255	1,8245	0,4899	-
-164,00	0,4965	0,2621	0,3019	-	-84,00	-0,2809	1,8160	0,4807	-
-163,00	0,4680	0,2758	0,2943	-	-82,00	-0,3357	1,8046	0,4711	-
-162,00	0,4378	0,2825	0,2898	-	-80,00	-0,3897	1,7903	0,4612	-
-161,00	0,3786	0,2728	0,2826	-	-78,00	-0,4427	1,7729	0,4510	-
-160,50	0,3784	0,2775	0,2838	-	-76,00	-0,4946	1,7526	0,4404	-
-160,00	0,3880	0,2854	0,2864	-	-74,00	-0,5451	1,7292	0,4297	-
-159,00	0,4240	0,3063	0,2926	-	-72,00	-0,5940	1,7029	0,4186	-
-158,00	0,4382	0,3236	0,3022	-	-70,00	-0,6412	1,6737	0,4073	-
-156,00	0,4877	0,3713	0,3241	-	-68,00	-0,6864	1,6414	0,3958	-
-154,00	0,5505	0,4328	0,3484	-	-66,00	-0,7294	1,6062	0,3841	-
-152,00	0,6140	0,5024	0,3751	-	-64,00	-0,7698	1,5681	0,3722	-
-150,00	0,6700	0,5768	0,4039	-	-62,00	-0,8075	1,5270	0,3601	-
-148,00	0,7077	0,6436	0,4248	-	-60,00	-0,8421	1,4831	0,3477	-
-146,00	0,7416	0,7133	0,4444	-	-58,00	-0,8734	1,4363	0,3352	-
-144,00	0,7686	0,7832	0,4623	-	-56,00	-0,9011	1,3868	0,3224	-
-142,00	0,7887	0,8529	0,4786	-	-54,00	-0,9248	1,3345	0,3094	-
-140,00	0,8022	0,9219	0,4933	-	-52,00	-0,9441	1,2797	0,2961	-
-138,00	0,8094	0,9897	0,5065	-	-50,00	-0,9588	1,2225	0,2825	-
-136,00	0,8105	1,0561	0,5182	-	-48,00	-0,9684	1,1629	0,2686	-
-134,00	0,8059	1,1206	0,5284	-	-46,00	-0,9726	1,1012	0,2543	-
-132,00	0,7960	1,1831	0,5374	-	-44,00	-0,9711	1,0375	0,2397	-

Tabela 23: Coeficientes aerodinâmicos do aerofólio DU-W2-250 com $Re = 0,7 \text{ E}+06$ e transição forçada

					(continuação)				
α [°]	C_l	C_d	C_m	C_{dp}	α [°]	C_l	C_d	C_m	C_{dp}
-42,00	-0,9634	0,9722	0,2245	-	4,77	0,7868	0,0201	-0,0899	0,0158
-40,00	-0,9492	0,9055	0,2088	-	5,78	0,8716	0,0215	-0,0889	0,0173
-38,00	-0,9282	0,8377	0,1925	-	6,79	0,9383	0,0243	-0,0861	0,0197
-36,00	-0,9001	0,7693	0,1754	-	7,79	0,9846	0,0292	-0,0825	0,0225
-34,00	-0,8646	0,7006	0,1576	-	8,79	1,0257	0,0343	-0,0879	0,0343
-32,25	-0,8015	0,6409	0,1258	0,6409	9,79	1,0375	0,0444	-0,0899	0,0444
-31,25	-0,7607	0,5972	0,1134	0,5972	10,29	1,0563	0,0533	-0,0941	0,0533
-30,25	-0,7262	0,5594	0,1019	0,5594	10,79	1,0932	0,0613	-0,0973	0,0613
-29,77	-1,0313	0,3293	0,0541	0,3293	11,29	1,1186	0,0686	-0,0985	0,0686
-29,28	-1,0125	0,3108	0,0464	0,3108	11,79	1,1208	0,0714	-0,0969	0,0714
-28,28	-0,9906	0,2814	0,0361	0,2814	12,79	1,1381	0,0789	-0,0958	0,0789
-27,28	-0,9737	0,2542	0,0259	0,2542	13,79	1,1574	0,0858	-0,0944	0,0858
-26,28	-0,9992	0,2322	0,0151	0,2322	14,80	1,1716	0,0903	-0,0919	0,0903
-25,29	-1,0273	0,2092	0,0031	0,2092	15,80	1,1510	0,0937	-0,0892	0,0937
-24,29	-1,0151	0,1879	-0,0050	0,1879	16,79	1,1642	0,1137	-0,0940	0,1137
-23,29	-1,0048	0,1705	-0,0110	0,1705	17,79	1,1467	0,1309	-0,0988	0,1309
-22,29	-0,9831	0,1493	-0,0194	0,1493	18,79	1,1511	0,1450	-0,1021	0,1450
-21,29	-0,9709	0,1378	-0,0226	0,1378	19,79	1,1782	0,1641	-0,1077	0,1641
-20,79	-0,9624	0,1298	-0,0252	0,1298	20,79	1,1877	0,1811	-0,1114	0,1811
-20,29	-0,9524	0,1248	-0,0268	0,1248	21,79	1,2094	0,2016	-0,1192	0,2016
-19,29	-0,9622	0,1124	-0,0323	0,1124	22,79	1,2205	0,2228	-0,1267	0,2228
-18,28	-0,9655	0,0919	-0,0386	0,0919	23,79	1,2196	0,2459	-0,1345	0,2459
-17,29	-0,9089	0,0969	-0,0305	0,0969	24,29	1,2189	0,2596	-0,1393	0,2596
-16,28	-0,8388	0,0895	-0,0345	0,0895	24,79	1,2116	0,2729	-0,1436	0,2729
-15,28	-0,7741	0,0800	-0,0364	0,0800	25,26	0,8683	0,4713	-0,1963	0,4713
-14,28	-0,7078	0,0738	-0,0380	0,0738	25,76	0,8969	0,4926	-0,2034	0,4926
-13,28	-0,6556	0,0686	-0,0386	0,0686	26,00	0,8838	0,4823	-0,1666	-
-12,27	-0,6037	0,0611	-0,0405	0,0611	28,00	0,9594	0,5608	-0,1864	-
-11,27	-0,5709	0,0604	-0,0371	0,0604	30,00	1,0193	0,6377	-0,2050	-
-10,26	-0,5198	0,0535	-0,0381	0,0535	32,00	1,0655	0,7127	-0,2226	-
-9,27	-0,4662	0,0478	-0,0395	0,0478	34,00	1,0998	0,7858	-0,2391	-
-8,27	-0,4135	0,0429	-0,0398	0,0429	36,00	1,1237	0,8570	-0,2547	-
-7,26	-0,3528	0,0379	-0,0418	0,0379	38,00	1,1385	0,9263	-0,2694	-
-6,26	-0,2972	0,0348	-0,0413	0,0348	40,00	1,1452	0,9936	-0,2834	-
-5,26	-0,2345	0,0310	-0,0425	0,0310	42,00	1,1449	1,0590	-0,2966	-
-4,26	-0,1638	0,0261	-0,0434	0,0261	44,00	1,1381	1,1225	-0,3086	-
-3,25	-0,0911	0,0234	-0,0460	0,0228	45,00	1,1326	1,1536	-0,3142	-
-2,25	-0,0033	0,0191	-0,0506	0,0195	46,00	1,1257	1,1841	-0,3196	-
-1,25	0,1016	0,0191	-0,0591	0,0164	48,00	1,1082	1,2437	-0,3304	-
-0,24	0,2242	0,0191	-0,0682	0,0149	50,00	1,0861	1,3014	-0,3408	-
0,76	0,3479	0,0184	-0,0758	0,0143	52,00	1,0597	1,3569	-0,3512	-
1,76	0,4647	0,0187	-0,0818	0,0143	54,00	1,0294	1,4104	-0,3613	-
2,77	0,5799	0,0187	-0,0864	0,0147	56,00	0,9957	1,4617	-0,3714	-
3,77	0,6875	0,0190	-0,0889	0,0151	58,00	0,9587	1,5107	-0,3814	-

Tabela 23: Coeficientes aerodinâmicos do aerofólio DU-W2-250 com $Re = 0,7 \text{ E}+06$ e transição forçada

					(conclusão)				
α [°]	C_l	C_d	C_m	C_{dp}	α [°]	C_l	C_d	C_m	C_{dp}
60,00	0,9188	1,5573	-0,3912	-	148,00	-0,9502	0,7399	-0,4617	-
62,00	0,8761	1,6014	-0,4010	-	150,00	-0,9031	0,6560	-0,4399	-
64,00	0,8310	1,6430	-0,4106	-	152,00	-0,8390	0,5679	-0,4136	-
66,00	0,7836	1,6819	-0,4202	-	154,00	-0,7548	0,4759	-0,3819	-
68,00	0,7341	1,7180	-0,4295	-	156,00	-0,6654	0,3899	-0,3415	-
70,00	0,6828	1,7513	-0,4386	-	158,00	-0,6194	0,3365	-0,3199	-
72,00	0,6299	1,7816	-0,4475	-	159,00	-0,6226	0,3232	-0,3174	-
74,00	0,5755	1,8089	-0,4562	-	160,00	-0,6268	0,3090	-0,3139	-
76,00	0,5198	1,8332	-0,4646	-	161,00	-0,6186	0,2904	-0,3081	-
78,00	0,4631	1,8543	-0,4727	-	162,00	-0,6354	0,2805	-0,3113	-
80,00	0,4053	1,8723	-0,4804	-	163,00	-0,6493	0,2671	-0,3116	-
82,00	0,3467	1,8871	-0,4879	-	164,00	-0,7048	0,2617	-0,3265	-
84,00	0,2875	1,8986	-0,4949	-	165,00	-0,7269	0,2436	-0,3359	-
86,00	0,2276	1,9069	-0,5016	-	166,00	-0,7268	0,2165	-0,3345	-
88,00	0,1672	1,9120	-0,5078	-	167,01	-0,7896	0,1903	-0,3665	-
90,00	0,1063	1,9138	-0,5137	-	167,99	-0,8683	0,1616	-0,4112	-
92,00	0,0430	1,9123	-0,5192	-	169,00	-0,9289	0,1313	-0,4492	-
94,00	-0,0190	1,9075	-0,5242	-	170,00	-0,9512	0,1091	-0,4604	-
96,00	-0,0809	1,8994	-0,5288	-	170,99	-0,9372	0,0929	-0,4477	-
98,00	-0,1424	1,8881	-0,5331	-	172,00	-0,8992	0,0796	-0,4202	-
100,00	-0,2034	1,8736	-0,5369	-	173,00	-0,8446	0,0682	-0,3834	-
102,00	-0,2635	1,8561	-0,5403	-	174,00	-0,7726	0,0582	-0,3385	-
104,00	-0,3227	1,8355	-0,5434	-	175,00	-0,6873	0,0497	-0,2888	-
106,00	-0,3808	1,8120	-0,5460	-	176,00	-0,5897	0,0432	-0,2364	-
108,00	-0,4375	1,7857	-0,5483	-	177,00	-0,4810	0,0379	-0,1829	-
110,00	-0,4927	1,7566	-0,5501	-	177,50	-0,4266	0,0360	-0,1568	-
112,00	-0,5462	1,7250	-0,5516	-	178,00	-0,3740	0,0337	-0,1321	-
114,00	-0,5980	1,6908	-0,5527	-	178,50	-0,3198	0,0313	-0,1075	-
116,00	-0,6478	1,6542	-0,5535	-	178,75	-0,3011	0,0305	-0,0973	-
118,00	-0,6954	1,6153	-0,5538	-	179,00	-0,3022	0,0296	-0,0922	-
120,00	-0,7408	1,5741	-0,5537	-	179,50	-0,3483	0,0285	-0,0905	-
122,00	-0,7838	1,5307	-0,5532	-	180,00	-0,3905	0,0263	-0,0869	-
124,00	-0,8242	1,4852	-0,5522	-					
126,00	-0,8617	1,4375	-0,5507	-					
128,00	-0,8961	1,3875	-0,5485	-					
130,00	-0,9271	1,3354	-0,5458	-					
132,00	-0,9544	1,2809	-0,5422	-					
134,00	-0,9774	1,2239	-0,5378	-					
136,00	-0,9955	1,1643	-0,5323	-					
138,00	-1,0082	1,1019	-0,5255	-					
140,00	-1,0144	1,0365	-0,5172	-					
142,00	-1,0131	0,9678	-0,5071	-					
144,00	-1,0031	0,8956	-0,4948	-					
146,00	-0,9827	0,8197	-0,4798	-					

Fonte: adaptado de [Boorsma e Schepers \(2015\)](#).

Tabela 27: Coeficientes aerodinâmicos do aerofólio NACA64-418 com $Re = 0,3 \text{ E}+06$ e transição forçada

					(continua)				
α [°]	C_l	C_d	C_m	C_{dp}	α [°]	C_l	C_d	C_m	C_{dp}
-180,00	-0,3905	0,0263	-0,0869	-	-130,00	0,7809	1,2432	0,5451	-
-179,75	-0,4057	0,0243	-0,0835	-	-128,00	0,7612	1,3009	0,5515	-
-179,50	-0,3799	0,0234	-0,0709	-	-126,00	0,7371	1,3559	0,5568	-
-178,99	-0,3284	0,0202	-0,0442	-	-124,00	0,7091	1,4081	0,5610	-
-178,51	-0,2997	0,0209	-0,0252	-	-122,00	0,6773	1,4575	0,5642	-
-177,99	-0,2591	0,0217	-0,0027	-	-120,00	0,6422	1,5039	0,5663	-
-177,01	-0,1719	0,0235	0,0445	-	-118,00	0,6040	1,5473	0,5675	-
-176,00	-0,0828	0,0268	0,0936	-	-116,00	0,5630	1,5877	0,5678	-
-175,00	0,0062	0,0314	0,1431	-	-114,00	0,5195	1,6250	0,5673	-
-174,00	0,0971	0,0376	0,1930	-	-112,00	0,4738	1,6592	0,5659	-
-173,00	0,1885	0,0460	0,2416	-	-110,00	0,4261	1,6903	0,5638	-
-172,00	0,2960	0,0593	0,2920	-	-108,00	0,3767	1,7183	0,5609	-
-170,99	0,3822	0,0772	0,3233	-	-106,00	0,3257	1,7432	0,5573	-
-170,00	0,4730	0,1072	0,3392	-	-104,00	0,2734	1,7650	0,5530	-
-169,49	0,5162	0,1247	0,3442	-	-102,00	0,2200	1,7837	0,5482	-
-169,00	0,5413	0,1417	0,3443	-	-100,00	0,1657	1,7994	0,5427	-
-168,51	0,5492	0,1546	0,3410	-	-98,00	0,1106	1,8120	0,5366	-
-168,00	0,5555	0,1692	0,3385	-	-96,00	0,0550	1,8216	0,5300	-
-167,50	0,5536	0,1838	0,3314	-	-94,00	-0,0010	1,8282	0,5229	-
-167,00	0,5515	0,1981	0,3279	-	-92,00	-0,0572	1,8318	0,5153	-
-166,51	0,5538	0,2137	0,3244	-	-90,00	-0,1135	1,8323	0,5073	-
-166,00	0,5413	0,2250	0,3172	-	-88,00	-0,1696	1,8299	0,4988	-
-165,00	0,5280	0,2469	0,3095	-	-86,00	-0,2255	1,8245	0,4899	-
-164,00	0,4965	0,2621	0,3019	-	-84,00	-0,2809	1,8160	0,4807	-
-163,00	0,4680	0,2758	0,2943	-	-82,00	-0,3357	1,8046	0,4711	-
-162,00	0,4378	0,2825	0,2898	-	-80,00	-0,3897	1,7903	0,4612	-
-161,00	0,3786	0,2728	0,2826	-	-78,00	-0,4427	1,7729	0,4510	-
-160,50	0,3784	0,2775	0,2838	-	-76,00	-0,4946	1,7526	0,4404	-
-160,00	0,3880	0,2854	0,2864	-	-74,00	-0,5451	1,7292	0,4297	-
-159,00	0,4240	0,3063	0,2926	-	-72,00	-0,5940	1,7029	0,4186	-
-158,00	0,4382	0,3236	0,3022	-	-70,00	-0,6412	1,6737	0,4073	-
-156,00	0,4877	0,3713	0,3241	-	-68,00	-0,6864	1,6414	0,3958	-
-154,00	0,5505	0,4328	0,3484	-	-66,00	-0,7294	1,6062	0,3841	-
-152,00	0,6140	0,5024	0,3751	-	-64,00	-0,7698	1,5681	0,3722	-
-150,00	0,6700	0,5768	0,4039	-	-62,00	-0,8075	1,5270	0,3601	-
-148,00	0,7077	0,6436	0,4248	-	-60,00	-0,8421	1,4831	0,3477	-
-146,00	0,7416	0,7133	0,4444	-	-58,00	-0,8734	1,4363	0,3352	-
-144,00	0,7686	0,7832	0,4623	-	-56,00	-0,9011	1,3868	0,3224	-
-142,00	0,7887	0,8529	0,4786	-	-54,00	-0,9248	1,3345	0,3094	-
-140,00	0,8022	0,9219	0,4933	-	-52,00	-0,9441	1,2797	0,2961	-
-138,00	0,8094	0,9897	0,5065	-	-50,00	-0,9588	1,2225	0,2825	-
-136,00	0,8105	1,0561	0,5182	-	-48,00	-0,9684	1,1629	0,2686	-
-134,00	0,8059	1,1206	0,5284	-	-46,00	-0,9726	1,1012	0,2543	-
-132,00	0,7960	1,1831	0,5374	-	-44,00	-0,9711	1,0375	0,2397	-

Tabela 24: Coeficientes aerodinâmicos do aerofólio NACA64-418 com $Re = 0,3 \text{ E}+06$ e transição forçada

					(continuação)				
α [°]	C_l	C_d	C_m	C_{dp}	α [°]	C_l	C_d	C_m	C_{dp}
-42,00	-0,9634	0,9722	0,2245	-	13,07	1,1540	0,0710	-0,0535	0,0710
-40,00	-0,9492	0,9055	0,2088	-	14,05	1,1370	0,0787	-0,0501	0,0787
-38,00	-0,9282	0,8377	0,1925	-	15,04	1,1480	0,0918	-0,0517	0,0918
-36,00	-0,9001	0,7693	0,1754	-	16,04	1,1490	0,1073	-0,0549	0,1073
-34,00	-0,8646	0,7006	0,1576	-	17,05	1,1590	0,1206	-0,0577	0,1206
-32,00	-0,8215	0,6320	0,1389	-	18,04	1,1650	0,1368	-0,0693	0,1368
-30,00	-0,7534	0,5873	0,1187	-	19,06	1,1330	0,1544	-0,0738	0,1544
-28,00	-0,6972	0,5192	0,0979	-	20,04	1,1190	0,1756	-0,0805	0,1756
-26,00	-0,6331	0,4527	0,0758	-	21,03	1,0960	0,1989	-0,0872	0,1989
-24,00	-0,5613	0,3883	0,0523	-	22,00	0,8090	0,3730	-0,1488	0,3730
-22,00	-0,4820	0,3268	0,0362	-	23,00	0,7755	0,3612	-0,1179	-
-20,02	-0,5090	0,2920	0,1001	0,2920	24,00	0,7901	0,4023	-0,1456	-
-19,01	-0,5050	0,2792	0,0993	0,2792	26,00	0,8838	0,4823	-0,1666	-
-18,02	-0,5010	0,2665	0,0984	0,2665	28,00	0,9594	0,5608	-0,1864	-
-17,02	-0,4920	0,2521	0,0972	0,2521	30,00	1,0193	0,6377	-0,2050	-
-16,02	-0,3710	0,2052	0,0950	0,2052	32,00	1,0655	0,7127	-0,2226	-
-15,04	-0,8000	0,0732	-0,1369	0,0732	34,00	1,0998	0,7858	-0,2391	-
-14,04	-0,7930	0,0596	-0,1345	0,0596	36,00	1,1237	0,8570	-0,2547	-
-13,05	-0,7810	0,0489	-0,1286	0,0489	38,00	1,1385	0,9263	-0,2694	-
-12,05	-0,7660	0,0397	-0,1212	0,0397	40,00	1,1452	0,9936	-0,2834	-
-11,05	-0,7410	0,0289	-0,1137	0,0289	42,00	1,1449	1,0590	-0,2966	-
-10,04	-0,7070	0,0246	-0,0603	0,0178	44,00	1,1381	1,1225	-0,3086	-
-9,04	-0,6530	0,0208	-0,0603	0,0134	45,00	1,1326	1,1536	-0,3142	-
-8,04	-0,5800	0,0179	-0,0582	0,0109	46,00	1,1257	1,1841	-0,3196	-
-7,03	-0,5010	0,0162	-0,0594	0,0073	48,00	1,1082	1,2437	-0,3304	-
-6,02	-0,4060	0,0150	-0,0598	0,0058	50,00	1,0861	1,3014	-0,3408	-
-5,02	-0,3020	0,0138	-0,0609	0,0041	52,00	1,0597	1,3569	-0,3512	-
-4,02	-0,1900	0,0132	-0,0618	0,0036	54,00	1,0294	1,4104	-0,3613	-
-3,02	-0,0800	0,0132	-0,0630	0,0033	56,00	0,9957	1,4617	-0,3714	-
-2,00	0,0330	0,0132	-0,0643	0,0032	58,00	0,9587	1,5107	-0,3814	-
-0,99	0,1440	0,0132	-0,0653	0,0034	60,00	0,9188	1,5573	-0,3912	-
0,00	0,2520	0,0134	-0,0660	0,0037	62,00	0,8761	1,6014	-0,4010	-
0,06	0,2650	0,0140	-0,0688	0,0054	64,00	0,8310	1,6430	-0,4106	-
2,00	0,4890	0,0140	-0,0739	0,0083	66,00	0,7836	1,6819	-0,4202	-
4,05	0,7060	0,0151	-0,0714	0,0099	68,00	0,7341	1,7180	-0,4295	-
5,02	0,8190	0,0156	-0,0756	0,0132	70,00	0,6828	1,7513	-0,4386	-
6,03	0,9250	0,0166	-0,0744	0,0166	72,00	0,6299	1,7816	-0,4475	-
6,53	0,9780	0,0188	-0,0751	0,0188	74,00	0,5755	1,8089	-0,4562	-
7,02	1,0370	0,0215	-0,0767	0,0215	76,00	0,5198	1,8332	-0,4646	-
8,03	1,1330	0,0273	-0,0769	0,0273	78,00	0,4631	1,8543	-0,4727	-
9,06	1,2120	0,0333	-0,0750	0,0333	80,00	0,4053	1,8723	-0,4804	-
10,04	1,1930	0,0303	-0,0594	0,0303	82,00	0,3467	1,8871	-0,4879	-
11,05	1,1490	0,0392	-0,0488	0,0392	84,00	0,2875	1,8986	-0,4949	-
12,03	1,1410	0,0546	-0,0516	0,0546	86,00	0,2276	1,9069	-0,5016	-

Tabela 24: Coeficientes aerodinâmicos do aerofólio NACA64-418 com $Re = 0,3 \text{ E}+06$ e transição forçada

					(conclusão)				
α [°]	C_l	C_d	C_m	C_{dp}	α [°]	C_l	C_d	C_m	C_{dp}
88,00	0,1672	1,9120	-0,5078	-	163,00	-0,6493	0,2671	-0,3116	-
90,00	0,1063	1,9138	-0,5137	-	164,00	-0,7048	0,2617	-0,3265	-
92,00	0,0430	1,9123	-0,5192	-	166,00	-0,7268	0,2165	-0,3345	-
94,00	-0,0190	1,9075	-0,5242	-	167,01	-0,7896	0,1903	-0,3665	-
96,00	-0,0809	1,8994	-0,5288	-	167,99	-0,8683	0,1616	-0,4112	-
98,00	-0,1424	1,8881	-0,5331	-	169,00	-0,9289	0,1313	-0,4492	-
100,00	-0,2034	1,8736	-0,5369	-	170,00	-0,9512	0,1091	-0,4604	-
102,00	-0,2635	1,8561	-0,5403	-	170,99	-0,9372	0,0929	-0,4477	-
104,00	-0,3227	1,8355	-0,5434	-	172,00	-0,8992	0,0796	-0,4202	-
106,00	-0,3808	1,8120	-0,5460	-	173,00	-0,8446	0,0682	-0,3834	-
108,00	-0,4375	1,7857	-0,5483	-	174,00	-0,7726	0,0582	-0,3385	-
110,00	-0,4927	1,7566	-0,5501	-	175,00	-0,6873	0,0497	-0,2888	-
112,00	-0,5462	1,7250	-0,5516	-	176,00	-0,5897	0,0432	-0,2364	-
114,00	-0,5980	1,6908	-0,5527	-	177,00	-0,4810	0,0379	-0,1829	-
116,00	-0,6478	1,6542	-0,5535	-	177,50	-0,4266	0,0360	-0,1568	-
118,00	-0,6954	1,6153	-0,5538	-	178,00	-0,3740	0,0337	-0,1321	-
120,00	-0,7408	1,5741	-0,5537	-	178,50	-0,3198	0,0313	-0,1075	-
122,00	-0,7838	1,5307	-0,5532	-	178,75	-0,3011	0,0305	-0,0973	-
124,00	-0,8242	1,4852	-0,5522	-	179,00	-0,3022	0,0296	-0,0922	-
126,00	-0,8617	1,4375	-0,5507	-	179,50	-0,3483	0,0285	-0,0905	-
128,00	-0,8961	1,3875	-0,5485	-	180,00	-0,3905	0,0263	-0,0869	-
130,00	-0,9271	1,3354	-0,5458	-					
132,00	-0,9544	1,2809	-0,5422	-					
134,00	-0,9774	1,2239	-0,5378	-					
136,00	-0,9955	1,1643	-0,5323	-					
138,00	-1,0082	1,1019	-0,5255	-					
140,00	-1,0144	1,0365	-0,5172	-					
142,00	-1,0131	0,9678	-0,5071	-					
144,00	-1,0031	0,8956	-0,4948	-					
146,00	-0,9827	0,8197	-0,4798	-					
148,00	-0,9502	0,7399	-0,4617	-					
150,00	-0,9031	0,6560	-0,4399	-					
152,00	-0,8390	0,5679	-0,4136	-					
154,00	-0,7548	0,4759	-0,3819	-					
156,00	-0,6654	0,3899	-0,3415	-					
158,00	-0,6194	0,3365	-0,3199	-					
159,00	-0,6226	0,3232	-0,3174	-					
160,00	-0,6268	0,3090	-0,3139	-					
161,00	-0,6186	0,2904	-0,3081	-					
162,00	-0,6354	0,2805	-0,3113	-					

Fonte: adaptado de [Boorsma e Schepers \(2015\)](#).

Tabela 28: Coeficientes aerodinâmicos do aerofólio NACA64-418 com $Re = 0,7 \text{ E}+06$ e transição forçada

					(continua)				
α [°]	C_l	C_d	C_m	C_{dp}	α [°]	C_l	C_d	C_m	C_{dp}
-180,00	-0,3905	0,0263	-0,0869	-	-130,00	0,7809	1,2432	0,5451	-
-179,75	-0,4057	0,0243	-0,0835	-	-128,00	0,7612	1,3009	0,5515	-
-179,50	-0,3799	0,0234	-0,0709	-	-126,00	0,7371	1,3559	0,5568	-
-178,99	-0,3284	0,0202	-0,0442	-	-124,00	0,7091	1,4081	0,5610	-
-178,51	-0,2997	0,0209	-0,0252	-	-122,00	0,6773	1,4575	0,5642	-
-177,99	-0,2591	0,0217	-0,0027	-	-120,00	0,6422	1,5039	0,5663	-
-177,01	-0,1719	0,0235	0,0445	-	-118,00	0,6040	1,5473	0,5675	-
-176,00	-0,0828	0,0268	0,0936	-	-116,00	0,5630	1,5877	0,5678	-
-175,00	0,0062	0,0314	0,1431	-	-114,00	0,5195	1,6250	0,5673	-
-174,00	0,0971	0,0376	0,1930	-	-112,00	0,4738	1,6592	0,5659	-
-173,00	0,1885	0,0460	0,2416	-	-110,00	0,4261	1,6903	0,5638	-
-172,00	0,2960	0,0593	0,2920	-	-108,00	0,3767	1,7183	0,5609	-
-170,99	0,3822	0,0772	0,3233	-	-106,00	0,3257	1,7432	0,5573	-
-170,00	0,4730	0,1072	0,3392	-	-104,00	0,2734	1,7650	0,5530	-
-169,49	0,5162	0,1247	0,3442	-	-102,00	0,2200	1,7837	0,5482	-
-169,00	0,5413	0,1417	0,3443	-	-100,00	0,1657	1,7994	0,5427	-
-168,51	0,5492	0,1546	0,3410	-	-98,00	0,1106	1,8120	0,5366	-
-168,00	0,5555	0,1692	0,3385	-	-96,00	0,0550	1,8216	0,5300	-
-167,50	0,5536	0,1838	0,3314	-	-94,00	-0,0010	1,8282	0,5229	-
-167,00	0,5515	0,1981	0,3279	-	-92,00	-0,0572	1,8318	0,5153	-
-166,51	0,5538	0,2137	0,3244	-	-90,00	-0,1135	1,8323	0,5073	-
-166,00	0,5413	0,2250	0,3172	-	-88,00	-0,1696	1,8299	0,4988	-
-165,00	0,5280	0,2469	0,3095	-	-86,00	-0,2255	1,8245	0,4899	-
-164,00	0,4965	0,2621	0,3019	-	-84,00	-0,2809	1,8160	0,4807	-
-163,00	0,4680	0,2758	0,2943	-	-82,00	-0,3357	1,8046	0,4711	-
-162,00	0,4378	0,2825	0,2898	-	-80,00	-0,3897	1,7903	0,4612	-
-161,00	0,3786	0,2728	0,2826	-	-78,00	-0,4427	1,7729	0,4510	-
-160,50	0,3784	0,2775	0,2838	-	-76,00	-0,4946	1,7526	0,4404	-
-160,00	0,3880	0,2854	0,2864	-	-74,00	-0,5451	1,7292	0,4297	-
-159,00	0,4240	0,3063	0,2926	-	-72,00	-0,5940	1,7029	0,4186	-
-158,00	0,4382	0,3236	0,3022	-	-70,00	-0,6412	1,6737	0,4073	-
-156,00	0,4877	0,3713	0,3241	-	-68,00	-0,6864	1,6414	0,3958	-
-154,00	0,5505	0,4328	0,3484	-	-66,00	-0,7294	1,6062	0,3841	-
-152,00	0,6140	0,5024	0,3751	-	-64,00	-0,7698	1,5681	0,3722	-
-150,00	0,6700	0,5768	0,4039	-	-62,00	-0,8075	1,5270	0,3601	-
-148,00	0,7077	0,6436	0,4248	-	-60,00	-0,8421	1,4831	0,3477	-
-146,00	0,7416	0,7133	0,4444	-	-58,00	-0,8734	1,4363	0,3352	-
-144,00	0,7686	0,7832	0,4623	-	-56,00	-0,9011	1,3868	0,3224	-
-142,00	0,7887	0,8529	0,4786	-	-54,00	-0,9248	1,3345	0,3094	-
-140,00	0,8022	0,9219	0,4933	-	-52,00	-0,9441	1,2797	0,2961	-
-138,00	0,8094	0,9897	0,5065	-	-50,00	-0,9588	1,2225	0,2825	-
-136,00	0,8105	1,0561	0,5182	-	-48,00	-0,9684	1,1629	0,2686	-
-134,00	0,8059	1,1206	0,5284	-	-46,00	-0,9726	1,1012	0,2543	-
-132,00	0,7960	1,1831	0,5374	-	-44,00	-0,9711	1,0375	0,2397	-

Tabela 25: Coeficientes aerodinâmicos do aerofólio NACA64-418 com $Re = 0,7 \text{ E}+06$ e transição forçada

					(continuação)				
α [°]	C_l	C_d	C_m	C_{dp}	α [°]	C_l	C_d	C_m	C_{dp}
-42,00	-0,9634	0,9722	0,2245	-	13,06	1,1690	0,0657	-0,0588	0,0657
-40,00	-0,9492	0,9055	0,2088	-	14,04	1,1830	0,0769	-0,0594	0,0769
-38,00	-0,9282	0,8377	0,1925	-	15,05	1,1860	0,0910	-0,0613	0,0910
-36,00	-0,9001	0,7693	0,1754	-	16,04	1,1860	0,1060	-0,0639	0,1060
-34,00	-0,8646	0,7006	0,1576	-	17,05	1,1810	0,1205	-0,0662	0,1205
-32,00	-0,8215	0,6320	0,1389	-	18,03	1,1610	0,1358	-0,0682	0,1358
-30,00	-0,7534	0,5873	0,1187	-	19,06	1,1330	0,1544	-0,0738	0,1544
-28,00	-0,6972	0,5192	0,0979	-	20,04	1,1190	0,1756	-0,0805	0,1756
-26,00	-0,6331	0,4527	0,0758	-	21,03	1,0960	0,1989	-0,0872	0,1989
-24,00	-0,5613	0,3883	0,0523	-	22,00	0,8090	0,3730	-0,1488	0,3730
-22,00	-0,4820	0,3268	0,0362	-	23,00	0,7755	0,3612	-0,1179	-
-20,02	-0,5090	0,2920	0,1001	0,2920	24,00	0,7901	0,4023	-0,1456	-
-19,01	-0,5050	0,2792	0,0993	0,2792	26,00	0,8838	0,4823	-0,1666	-
-18,02	-0,5010	0,2665	0,0984	0,2665	28,00	0,9594	0,5608	-0,1864	-
-17,02	-0,4920	0,2521	0,0972	0,2521	30,00	1,0193	0,6377	-0,2050	-
-16,02	-0,3710	0,2052	0,0950	0,2052	32,00	1,0655	0,7127	-0,2226	-
-15,04	-0,8000	0,0732	-0,1369	0,0732	34,00	1,0998	0,7858	-0,2391	-
-14,04	-0,7930	0,0596	-0,1345	0,0596	36,00	1,1237	0,8570	-0,2547	-
-13,05	-0,7810	0,0489	-0,1286	0,0489	38,00	1,1385	0,9263	-0,2694	-
-12,05	-0,7660	0,0397	-0,1212	0,0397	40,00	1,1452	0,9936	-0,2834	-
-11,05	-0,7410	0,0289	-0,1137	0,0289	42,00	1,1449	1,0590	-0,2966	-
-10,04	-0,7070	0,0246	-0,0603	0,0178	44,00	1,1381	1,1225	-0,3086	-
-9,04	-0,6530	0,0208	-0,0603	0,0134	45,00	1,1326	1,1536	-0,3142	-
-8,04	-0,5800	0,0179	-0,0582	0,0109	46,00	1,1257	1,1841	-0,3196	-
-7,03	-0,5010	0,0162	-0,0594	0,0073	48,00	1,1082	1,2437	-0,3304	-
-6,02	-0,4060	0,0150	-0,0598	0,0058	50,00	1,0861	1,3014	-0,3408	-
-5,02	-0,3020	0,0138	-0,0609	0,0041	52,00	1,0597	1,3569	-0,3512	-
-4,02	-0,1900	0,0132	-0,0618	0,0036	54,00	1,0294	1,4104	-0,3613	-
-3,02	-0,0800	0,0132	-0,0630	0,0033	56,00	0,9957	1,4617	-0,3714	-
-2,00	0,0330	0,0132	-0,0643	0,0032	58,00	0,9587	1,5107	-0,3814	-
-0,99	0,1440	0,0132	-0,0653	0,0034	60,00	0,9188	1,5573	-0,3912	-
0,00	0,2520	0,0134	-0,0660	0,0037	62,00	0,8761	1,6014	-0,4010	-
1,00	0,3620	0,0136	-0,0670	0,0045	64,00	0,8310	1,6430	-0,4106	-
2,00	0,4700	0,0140	-0,0675	0,0056	66,00	0,7836	1,6819	-0,4202	-
3,03	0,5790	0,0144	-0,0679	0,0068	68,00	0,7341	1,7180	-0,4295	-
4,03	0,6820	0,0150	-0,0678	0,0081	70,00	0,6828	1,7513	-0,4386	-
5,02	0,7800	0,0158	-0,0670	0,0100	72,00	0,6299	1,7816	-0,4475	-
6,04	0,8740	0,0168	-0,0657	0,0122	74,00	0,5755	1,8089	-0,4562	-
7,02	0,9540	0,0185	-0,0632	0,0146	76,00	0,5198	1,8332	-0,4646	-
8,04	1,0220	0,0213	-0,0595	0,0177	78,00	0,4631	1,8543	-0,4727	-
9,06	1,0720	0,0258	-0,0554	0,0224	80,00	0,4053	1,8723	-0,4804	-
10,03	1,1080	0,0312	-0,0557	0,0312	82,00	0,3467	1,8871	-0,4879	-
11,04	1,1420	0,0420	-0,0577	0,0420	84,00	0,2875	1,8986	-0,4949	-
12,04	1,1520	0,0527	-0,0569	0,0527	86,00	0,2276	1,9069	-0,5016	-

Tabela 25: Coeficientes aerodinâmicos do aerofólio NACA64-418 com $Re = 0,7 \text{ E}+06$ e transição forçada

					(conclusão)				
α [°]	C_l	C_d	C_m	C_{dp}	α [°]	C_l	C_d	C_m	C_{dp}
88,00	0,1672	1,9120	-0,5078	-	163,00	-0,6493	0,2671	-0,3116	-
90,00	0,1063	1,9138	-0,5137	-	164,00	-0,7048	0,2617	-0,3265	-
92,00	0,0430	1,9123	-0,5192	-	166,00	-0,7268	0,2165	-0,3345	-
94,00	-0,0190	1,9075	-0,5242	-	167,01	-0,7896	0,1903	-0,3665	-
96,00	-0,0809	1,8994	-0,5288	-	167,99	-0,8683	0,1616	-0,4112	-
98,00	-0,1424	1,8881	-0,5331	-	169,00	-0,9289	0,1313	-0,4492	-
100,00	-0,2034	1,8736	-0,5369	-	170,00	-0,9512	0,1091	-0,4604	-
102,00	-0,2635	1,8561	-0,5403	-	170,99	-0,9372	0,0929	-0,4477	-
104,00	-0,3227	1,8355	-0,5434	-	172,00	-0,8992	0,0796	-0,4202	-
106,00	-0,3808	1,8120	-0,5460	-	173,00	-0,8446	0,0682	-0,3834	-
108,00	-0,4375	1,7857	-0,5483	-	174,00	-0,7726	0,0582	-0,3385	-
110,00	-0,4927	1,7566	-0,5501	-	175,00	-0,6873	0,0497	-0,2888	-
112,00	-0,5462	1,7250	-0,5516	-	176,00	-0,5897	0,0432	-0,2364	-
114,00	-0,5980	1,6908	-0,5527	-	177,00	-0,4810	0,0379	-0,1829	-
116,00	-0,6478	1,6542	-0,5535	-	177,50	-0,4266	0,0360	-0,1568	-
118,00	-0,6954	1,6153	-0,5538	-	178,00	-0,3740	0,0337	-0,1321	-
120,00	-0,7408	1,5741	-0,5537	-	178,50	-0,3198	0,0313	-0,1075	-
122,00	-0,7838	1,5307	-0,5532	-	178,75	-0,3011	0,0305	-0,0973	-
124,00	-0,8242	1,4852	-0,5522	-	179,00	-0,3022	0,0296	-0,0922	-
126,00	-0,8617	1,4375	-0,5507	-	179,50	-0,3483	0,0285	-0,0905	-
128,00	-0,8961	1,3875	-0,5485	-	180,00	-0,3905	0,0263	-0,0869	-
130,00	-0,9271	1,3354	-0,5458	-					
132,00	-0,9544	1,2809	-0,5422	-					
134,00	-0,9774	1,2239	-0,5378	-					
136,00	-0,9955	1,1643	-0,5323	-					
138,00	-1,0082	1,1019	-0,5255	-					
140,00	-1,0144	1,0365	-0,5172	-					
142,00	-1,0131	0,9678	-0,5071	-					
144,00	-1,0031	0,8956	-0,4948	-					
146,00	-0,9827	0,8197	-0,4798	-					
148,00	-0,9502	0,7399	-0,4617	-					
150,00	-0,9031	0,6560	-0,4399	-					
152,00	-0,8390	0,5679	-0,4136	-					
154,00	-0,7548	0,4759	-0,3819	-					
156,00	-0,6654	0,3899	-0,3415	-					
158,00	-0,6194	0,3365	-0,3199	-					
159,00	-0,6226	0,3232	-0,3174	-					
160,00	-0,6268	0,3090	-0,3139	-					
161,00	-0,6186	0,2904	-0,3081	-					
162,00	-0,6354	0,2805	-0,3113	-					

Fonte: adaptado de [Boorsma e Schepers \(2015\)](#).

Tabela 29: Coeficientes aerodinâmicos do aerofólio NACA64-418 com $Re = 0,3 \text{ E}+06$ e transição livre

					(continua)				
α [°]	C_l	C_d	C_m	C_{dp}	α [°]	C_l	C_d	C_m	C_{dp}
-180,00	-0,3905	0,0263	-0,0869	-	-130,00	0,7809	1,2432	0,5451	-
-179,75	-0,4057	0,0243	-0,0835	-	-128,00	0,7612	1,3009	0,5515	-
-179,50	-0,3799	0,0234	-0,0709	-	-126,00	0,7371	1,3559	0,5568	-
-178,99	-0,3284	0,0202	-0,0442	-	-124,00	0,7091	1,4081	0,5610	-
-178,51	-0,2997	0,0209	-0,0252	-	-122,00	0,6773	1,4575	0,5642	-
-177,99	-0,2591	0,0217	-0,0027	-	-120,00	0,6422	1,5039	0,5663	-
-177,01	-0,1719	0,0235	0,0445	-	-118,00	0,6040	1,5473	0,5675	-
-176,00	-0,0828	0,0268	0,0936	-	-116,00	0,5630	1,5877	0,5678	-
-175,00	0,0062	0,0314	0,1431	-	-114,00	0,5195	1,6250	0,5673	-
-174,00	0,0971	0,0376	0,1930	-	-112,00	0,4738	1,6592	0,5659	-
-173,00	0,1885	0,0460	0,2416	-	-110,00	0,4261	1,6903	0,5638	-
-172,00	0,2960	0,0593	0,2920	-	-108,00	0,3767	1,7183	0,5609	-
-170,99	0,3822	0,0772	0,3233	-	-106,00	0,3257	1,7432	0,5573	-
-170,00	0,4730	0,1072	0,3392	-	-104,00	0,2734	1,7650	0,5530	-
-169,49	0,5162	0,1247	0,3442	-	-102,00	0,2200	1,7837	0,5482	-
-169,00	0,5413	0,1417	0,3443	-	-100,00	0,1657	1,7994	0,5427	-
-168,51	0,5492	0,1546	0,3410	-	-98,00	0,1106	1,8120	0,5366	-
-168,00	0,5555	0,1692	0,3385	-	-96,00	0,0550	1,8216	0,5300	-
-167,50	0,5536	0,1838	0,3314	-	-94,00	-0,0010	1,8282	0,5229	-
-167,00	0,5515	0,1981	0,3279	-	-92,00	-0,0572	1,8318	0,5153	-
-166,51	0,5538	0,2137	0,3244	-	-90,00	-0,1135	1,8323	0,5073	-
-166,00	0,5413	0,2250	0,3172	-	-88,00	-0,1696	1,8299	0,4988	-
-165,00	0,5280	0,2469	0,3095	-	-86,00	-0,2255	1,8245	0,4899	-
-164,00	0,4965	0,2621	0,3019	-	-84,00	-0,2809	1,8160	0,4807	-
-163,00	0,4680	0,2758	0,2943	-	-82,00	-0,3357	1,8046	0,4711	-
-162,00	0,4378	0,2825	0,2898	-	-80,00	-0,3897	1,7903	0,4612	-
-161,00	0,3786	0,2728	0,2826	-	-78,00	-0,4427	1,7729	0,4510	-
-160,50	0,3784	0,2775	0,2838	-	-76,00	-0,4946	1,7526	0,4404	-
-160,00	0,3880	0,2854	0,2864	-	-74,00	-0,5451	1,7292	0,4297	-
-159,00	0,4240	0,3063	0,2926	-	-72,00	-0,5940	1,7029	0,4186	-
-158,00	0,4382	0,3236	0,3022	-	-70,00	-0,6412	1,6737	0,4073	-
-156,00	0,4877	0,3713	0,3241	-	-68,00	-0,6864	1,6414	0,3958	-
-154,00	0,5505	0,4328	0,3484	-	-66,00	-0,7294	1,6062	0,3841	-
-152,00	0,6140	0,5024	0,3751	-	-64,00	-0,7698	1,5681	0,3722	-
-150,00	0,6700	0,5768	0,4039	-	-62,00	-0,8075	1,5270	0,3601	-
-148,00	0,7077	0,6436	0,4248	-	-60,00	-0,8421	1,4831	0,3477	-
-146,00	0,7416	0,7133	0,4444	-	-58,00	-0,8734	1,4363	0,3352	-
-144,00	0,7686	0,7832	0,4623	-	-56,00	-0,9011	1,3868	0,3224	-
-142,00	0,7887	0,8529	0,4786	-	-54,00	-0,9248	1,3345	0,3094	-
-140,00	0,8022	0,9219	0,4933	-	-52,00	-0,9441	1,2797	0,2961	-
-138,00	0,8094	0,9897	0,5065	-	-50,00	-0,9588	1,2225	0,2825	-
-136,00	0,8105	1,0561	0,5182	-	-48,00	-0,9684	1,1629	0,2686	-
-134,00	0,8059	1,1206	0,5284	-	-46,00	-0,9726	1,1012	0,2543	-
-132,00	0,7960	1,1831	0,5374	-	-44,00	-0,9711	1,0375	0,2397	-

Tabela 26: Coeficientes aerodinâmicos do aerofólio NACA64-418 com $Re = 0,3 \text{ E}+06$ e transição livre

					(continuação)				
α [°]	C_l	C_d	C_m	C_{dp}	α [°]	C_l	C_d	C_m	C_{dp}
-42,00	-0,9634	0,9722	0,2245	-	7,02	1,0740	0,0160	0,0015	0,0200
-40,00	-0,9492	0,9055	0,2088	-	7,55	1,1250	0,0157	0,0052	0,0202
-38,00	-0,9282	0,8377	0,1925	-	8,03	1,1770	0,0156	0,0075	0,0219
-36,00	-0,9001	0,7693	0,1754	-	8,54	1,2130	0,0161	0,0092	0,0253
-34,00	-0,8646	0,7006	0,1576	-	9,05	1,2150	0,0186	0,0099	0,0239
-32,00	-0,8215	0,6320	0,1389	-	9,54	1,2060	0,0214	0,0101	0,0251
-30,00	-0,7534	0,5873	0,1187	-	10,04	1,2060	0,0305	-0,0588	0,0305
-28,00	-0,6972	0,5192	0,0979	-	11,05	1,1900	0,0420	-0,0558	0,0420
-26,00	-0,6331	0,4527	0,0758	-	12,04	1,1700	0,0559	-0,0557	0,0559
-24,00	-0,5613	0,3883	0,0523	-	13,06	1,1640	0,0652	-0,0511	0,0652
-22,00	-0,4820	0,3268	0,0362	-	14,05	1,1510	0,0717	-0,0465	0,0717
-20,02	-0,5090	0,2920	0,1001	0,2920	15,04	1,1550	0,0845	-0,0482	0,0845
-19,01	-0,5050	0,2792	0,0993	0,2792	16,04	1,1540	0,1005	-0,0520	0,1005
-18,02	-0,5010	0,2665	0,0984	0,2665	18,04	1,1560	0,1366	-0,0595	0,1366
-17,02	-0,4920	0,2521	0,0972	0,2521	19,03	0,7420	0,3011	-0,1313	0,3011
-16,02	-0,3710	0,2052	0,0950	0,2052	20,01	0,7460	0,3185	-0,1321	0,3185
-15,04	-0,8000	0,0732	-0,1369	0,0732	21,03	1,0960	0,1989	-0,0872	0,1989
-14,04	-0,7930	0,0596	-0,1345	0,0596	22,00	0,8090	0,3730	-0,1488	0,3730
-13,05	-0,7810	0,0489	-0,1286	0,0489	23,00	0,7755	0,3612	-0,1179	-
-12,05	-0,7660	0,0397	-0,1212	0,0397	24,00	0,7901	0,4023	-0,1456	-
-11,05	-0,7410	0,0289	-0,1137	0,0289	26,00	0,8838	0,4823	-0,1666	-
-10,04	-0,6670	0,0313	-0,2038	0,0282	28,00	0,9594	0,5608	-0,1864	-
-9,04	-0,6230	0,0252	-0,2012	0,0228	30,00	1,0193	0,6377	-0,2050	-
-8,04	-0,5750	0,0216	-0,1931	0,0168	32,00	1,0655	0,7127	-0,2226	-
-7,03	-0,4840	0,0189	-0,1819	0,0111	34,00	1,0998	0,7858	-0,2391	-
-6,02	-0,3940	0,0148	-0,1723	0,0086	36,00	1,1237	0,8570	-0,2547	-
-5,53	-0,3550	0,0131	-0,1684	0,0070	38,00	1,1385	0,9263	-0,2694	-
-4,99	-0,2980	0,0136	-0,1628	0,0070	40,00	1,1452	0,9936	-0,2834	-
-4,02	-0,1820	0,0141	-0,1626	0,0079	42,00	1,1449	1,0590	-0,2966	-
-4,02	-0,1810	0,0138	-0,1632	0,0076	44,00	1,1381	1,1225	-0,3086	-
-4,02	-0,1850	0,0139	-0,1648	0,0081	45,00	1,1326	1,1536	-0,3142	-
-3,01	-0,0690	0,0146	-0,1637	0,0068	46,00	1,1257	1,1841	-0,3196	-
-2,00	0,0380	0,0145	-0,1624	0,0088	48,00	1,1082	1,2437	-0,3304	-
-0,99	0,1620	0,0142	-0,1601	0,0094	50,00	1,0861	1,3014	-0,3408	-
-0,98	0,1660	0,0144	-0,1552	0,0099	52,00	1,0597	1,3569	-0,3512	-
0,00	0,2740	0,0143	-0,1471	0,0092	54,00	1,0294	1,4104	-0,3613	-
1,00	0,3890	0,0144	-0,1374	0,0084	56,00	0,9957	1,4617	-0,3714	-
2,00	0,5180	0,0146	-0,1113	0,0118	58,00	0,9587	1,5107	-0,3814	-
3,02	0,6370	0,0153	-0,0827	0,0121	60,00	0,9188	1,5573	-0,3912	-
4,03	0,7450	0,0154	-0,0564	0,0141	62,00	0,8761	1,6014	-0,4010	-
5,03	0,8670	0,0157	-0,0337	0,0169	64,00	0,8310	1,6430	-0,4106	-
5,53	0,9170	0,0159	-0,0164	0,0156	66,00	0,7836	1,6819	-0,4202	-
6,03	0,9700	0,0161	-0,0082	0,0187	68,00	0,7341	1,7180	-0,4295	-
6,56	1,0190	0,0163	-0,0022	0,0188	70,00	0,6828	1,7513	-0,4386	-

Tabela 26: Coeficientes aerodinâmicos do aerofólio NACA64-418 com $Re = 0,3 \text{ E}+06$ e transição livre

					(conclusão)				
α [°]	C_l	C_d	C_m	C_{dp}	α [°]	C_l	C_d	C_m	C_{dp}
72,00	0,6299	1,7816	-0,4475	-	156,00	-0,6654	0,3899	-0,3415	-
74,00	0,5755	1,8089	-0,4562	-	158,00	-0,6194	0,3365	-0,3199	-
76,00	0,5198	1,8332	-0,4646	-	159,00	-0,6226	0,3232	-0,3174	-
78,00	0,4631	1,8543	-0,4727	-	160,00	-0,6268	0,3090	-0,3139	-
80,00	0,4053	1,8723	-0,4804	-	161,00	-0,6186	0,2904	-0,3081	-
82,00	0,3467	1,8871	-0,4879	-	162,00	-0,6354	0,2805	-0,3113	-
84,00	0,2875	1,8986	-0,4949	-	163,00	-0,6493	0,2671	-0,3116	-
86,00	0,2276	1,9069	-0,5016	-	164,00	-0,7048	0,2617	-0,3265	-
88,00	0,1672	1,9120	-0,5078	-	165,00	-0,7269	0,2436	-0,3359	-
90,00	0,1063	1,9138	-0,5137	-	166,00	-0,7268	0,2165	-0,3345	-
92,00	0,0430	1,9123	-0,5192	-	167,01	-0,7896	0,1903	-0,3665	-
94,00	-0,0190	1,9075	-0,5242	-	167,99	-0,8683	0,1616	-0,4112	-
96,00	-0,0809	1,8994	-0,5288	-	169,00	-0,9289	0,1313	-0,4492	-
98,00	-0,1424	1,8881	-0,5331	-	170,00	-0,9512	0,1091	-0,4604	-
100,00	-0,2034	1,8736	-0,5369	-	170,99	-0,9372	0,0929	-0,4477	-
102,00	-0,2635	1,8561	-0,5403	-	172,00	-0,8992	0,0796	-0,4202	-
104,00	-0,3227	1,8355	-0,5434	-	173,00	-0,8446	0,0682	-0,3834	-
106,00	-0,3808	1,8120	-0,5460	-	174,00	-0,7726	0,0582	-0,3385	-
108,00	-0,4375	1,7857	-0,5483	-	175,00	-0,6873	0,0497	-0,2888	-
110,00	-0,4927	1,7566	-0,5501	-	176,00	-0,5897	0,0432	-0,2364	-
112,00	-0,5462	1,7250	-0,5516	-	177,00	-0,4810	0,0379	-0,1829	-
114,00	-0,5980	1,6908	-0,5527	-	177,50	-0,4266	0,0360	-0,1568	-
116,00	-0,6478	1,6542	-0,5535	-	178,00	-0,3740	0,0337	-0,1321	-
118,00	-0,6954	1,6153	-0,5538	-	178,50	-0,3198	0,0313	-0,1075	-
120,00	-0,7408	1,5741	-0,5537	-	178,75	-0,3011	0,0305	-0,0973	-
122,00	-0,7838	1,5307	-0,5532	-	179,00	-0,3022	0,0296	-0,0922	-
124,00	-0,8242	1,4852	-0,5522	-	179,50	-0,3483	0,0285	-0,0905	-
126,00	-0,8617	1,4375	-0,5507	-	180,00	-0,3905	0,0263	-0,0869	-
128,00	-0,8961	1,3875	-0,5485	-					
130,00	-0,9271	1,3354	-0,5458	-					
132,00	-0,9544	1,2809	-0,5422	-					
134,00	-0,9774	1,2239	-0,5378	-					
136,00	-0,9955	1,1643	-0,5323	-					
138,00	-1,0082	1,1019	-0,5255	-					
140,00	-1,0144	1,0365	-0,5172	-					
142,00	-1,0131	0,9678	-0,5071	-					
144,00	-1,0031	0,8956	-0,4948	-					
146,00	-0,9827	0,8197	-0,4798	-					
148,00	-0,9502	0,7399	-0,4617	-					
150,00	-0,9031	0,6560	-0,4399	-					
152,00	-0,8390	0,5679	-0,4136	-					
154,00	-0,7548	0,4759	-0,3819	-					

Fonte: adaptado de [Boorsma e Schepers \(2015\)](#).

Tabela 30: Coeficientes aerodinâmicos do aerofólio NACA64-418 com $Re = 0,7 \text{ E}+06$ e transição livre

					(continua)				
α [°]	C_l	C_d	C_m	C_{dp}	α [°]	C_l	C_d	C_m	C_{dp}
-180,00	-0,3905	0,0263	-0,0869	-	-130,00	0,7809	1,2432	0,5451	-
-179,75	-0,4057	0,0243	-0,0835	-	-128,00	0,7612	1,3009	0,5515	-
-179,50	-0,3799	0,0234	-0,0709	-	-126,00	0,7371	1,3559	0,5568	-
-178,99	-0,3284	0,0202	-0,0442	-	-124,00	0,7091	1,4081	0,5610	-
-178,51	-0,2997	0,0209	-0,0252	-	-122,00	0,6773	1,4575	0,5642	-
-177,99	-0,2591	0,0217	-0,0027	-	-120,00	0,6422	1,5039	0,5663	-
-177,01	-0,1719	0,0235	0,0445	-	-118,00	0,6040	1,5473	0,5675	-
-176,00	-0,0828	0,0268	0,0936	-	-116,00	0,5630	1,5877	0,5678	-
-175,00	0,0062	0,0314	0,1431	-	-114,00	0,5195	1,6250	0,5673	-
-174,00	0,0971	0,0376	0,1930	-	-112,00	0,4738	1,6592	0,5659	-
-173,00	0,1885	0,0460	0,2416	-	-110,00	0,4261	1,6903	0,5638	-
-172,00	0,2960	0,0593	0,2920	-	-108,00	0,3767	1,7183	0,5609	-
-170,99	0,3822	0,0772	0,3233	-	-106,00	0,3257	1,7432	0,5573	-
-170,00	0,4730	0,1072	0,3392	-	-104,00	0,2734	1,7650	0,5530	-
-169,49	0,5162	0,1247	0,3442	-	-102,00	0,2200	1,7837	0,5482	-
-169,00	0,5413	0,1417	0,3443	-	-100,00	0,1657	1,7994	0,5427	-
-168,51	0,5492	0,1546	0,3410	-	-98,00	0,1106	1,8120	0,5366	-
-168,00	0,5555	0,1692	0,3385	-	-96,00	0,0550	1,8216	0,5300	-
-167,50	0,5536	0,1838	0,3314	-	-94,00	-0,0010	1,8282	0,5229	-
-167,00	0,5515	0,1981	0,3279	-	-92,00	-0,0572	1,8318	0,5153	-
-166,51	0,5538	0,2137	0,3244	-	-90,00	-0,1135	1,8323	0,5073	-
-166,00	0,5413	0,2250	0,3172	-	-88,00	-0,1696	1,8299	0,4988	-
-165,00	0,5280	0,2469	0,3095	-	-86,00	-0,2255	1,8245	0,4899	-
-164,00	0,4965	0,2621	0,3019	-	-84,00	-0,2809	1,8160	0,4807	-
-163,00	0,4680	0,2758	0,2943	-	-82,00	-0,3357	1,8046	0,4711	-
-162,00	0,4378	0,2825	0,2898	-	-80,00	-0,3897	1,7903	0,4612	-
-161,00	0,3786	0,2728	0,2826	-	-78,00	-0,4427	1,7729	0,4510	-
-160,50	0,3784	0,2775	0,2838	-	-76,00	-0,4946	1,7526	0,4404	-
-160,00	0,3880	0,2854	0,2864	-	-74,00	-0,5451	1,7292	0,4297	-
-159,00	0,4240	0,3063	0,2926	-	-72,00	-0,5940	1,7029	0,4186	-
-158,00	0,4382	0,3236	0,3022	-	-70,00	-0,6412	1,6737	0,4073	-
-156,00	0,4877	0,3713	0,3241	-	-68,00	-0,6864	1,6414	0,3958	-
-154,00	0,5505	0,4328	0,3484	-	-66,00	-0,7294	1,6062	0,3841	-
-152,00	0,6140	0,5024	0,3751	-	-64,00	-0,7698	1,5681	0,3722	-
-150,00	0,6700	0,5768	0,4039	-	-62,00	-0,8075	1,5270	0,3601	-
-148,00	0,7077	0,6436	0,4248	-	-60,00	-0,8421	1,4831	0,3477	-
-146,00	0,7416	0,7133	0,4444	-	-58,00	-0,8734	1,4363	0,3352	-
-144,00	0,7686	0,7832	0,4623	-	-56,00	-0,9011	1,3868	0,3224	-
-142,00	0,7887	0,8529	0,4786	-	-54,00	-0,9248	1,3345	0,3094	-
-140,00	0,8022	0,9219	0,4933	-	-52,00	-0,9441	1,2797	0,2961	-
-138,00	0,8094	0,9897	0,5065	-	-50,00	-0,9588	1,2225	0,2825	-
-136,00	0,8105	1,0561	0,5182	-	-48,00	-0,9684	1,1629	0,2686	-
-134,00	0,8059	1,1206	0,5284	-	-46,00	-0,9726	1,1012	0,2543	-
-132,00	0,7960	1,1831	0,5374	-	-44,00	-0,9711	1,0375	0,2397	-

Tabela 27 - Coeficientes aerodinâmicos do aerofólio NACA64-418 com $Re = 0,7 \text{ E}+06$ e transição livre

					(continuação)				
α [°]	C_l	C_d	C_m	C_{dp}	α [°]	C_l	C_d	C_m	C_{dp}
-42,00	-0,9634	0,9722	0,2245	-	3,03	0,6509	0,0093	-0,0794	0,0061
-40,00	-0,9492	0,9055	0,2088	-	3,52	0,7104	0,0093	-0,0815	0,0072
-38,00	-0,9282	0,8377	0,1925	-	4,02	0,7675	0,0095	-0,0817	0,0072
-36,00	-0,9001	0,7693	0,1754	-	4,52	0,8175	0,0096	-0,0802	0,0067
-34,00	-0,8646	0,7006	0,1576	-	5,02	0,8727	0,0097	-0,0798	0,0074
-32,00	-0,8215	0,6320	0,1389	-	6,03	0,9932	0,0099	-0,0829	0,0102
-30,00	-0,7534	0,5873	0,1187	-	6,79	1,0675	0,0104	-0,0820	0,0110
-28,00	-0,6972	0,5192	0,0979	-	7,03	1,0887	0,0108	-0,0812	0,0119
-26,00	-0,6331	0,4527	0,0758	-	7,29	1,1093	0,0115	-0,0801	0,0129
-24,00	-0,5613	0,3883	0,0523	-	7,54	1,1218	0,0127	-0,0786	0,0138
-22,00	-0,4820	0,3268	0,0362	-	8,04	1,1376	0,0151	-0,0745	0,0158
-20,02	-0,5090	0,2920	0,1001	0,2920	9,07	1,1486	0,0215	-0,0637	0,0210
-19,01	-0,5050	0,2792	0,0993	0,2792	10,04	1,1577	0,0289	-0,0589	0,0289
-18,02	-0,5010	0,2665	0,0984	0,2665	11,04	1,1727	0,0426	-0,0608	0,0426
-17,02	-0,4920	0,2521	0,0972	0,2521	12,04	1,1877	0,0553	-0,0606	0,0553
-16,02	-0,3710	0,2052	0,0950	0,2052	13,07	1,1949	0,0664	-0,0602	0,0664
-15,04	-0,8000	0,0732	-0,1369	0,0732	14,04	1,2158	0,0786	-0,0620	0,0786
-14,04	-0,7930	0,0596	-0,1345	0,0596	15,04	1,2097	0,0905	-0,0619	0,0905
-13,05	-0,7810	0,0489	-0,1286	0,0489	16,04	1,2098	0,1035	-0,0634	0,1035
-12,05	-0,7660	0,0397	-0,1212	0,0397	17,05	1,2082	0,1171	-0,0647	0,1171
-11,05	-0,7410	0,0289	-0,1137	0,0289	18,05	1,1911	0,1329	-0,0678	0,1329
-10,04	-0,7070	0,0246	-0,0603	0,0178	19,05	1,1630	0,1496	-0,0717	0,1496
-9,04	-0,6530	0,0208	-0,0603	0,0134	20,05	1,1261	0,1660	-0,0759	0,1660
-8,04	-0,5800	0,0179	-0,0582	0,0109	21,03	1,1165	0,1932	-0,0853	0,1932
-7,03	-0,4952	0,0140	-0,0600	0,0070	22,01	0,8006	0,3704	-0,1470	0,3704
-6,52	-0,4426	0,0132	-0,0595	0,0061	23,01	0,8122	0,3917	-0,1505	0,3917
-6,03	-0,3950	0,0122	-0,0606	0,0052	24,01	0,8369	0,4187	-0,1569	0,4187
-5,53	-0,3409	0,0113	-0,0620	0,0042	25,01	0,8747	0,4526	-0,1661	0,4526
-5,02	-0,2865	0,0102	-0,0644	0,0034	26,01	0,9311	0,4971	-0,1818	0,4971
-4,78	-0,2564	0,0094	-0,0656	0,0027	28,04	1,0059	0,5750	-0,2038	0,5750
-4,51	-0,2286	0,0088	-0,0667	0,0021	30,03	1,0861	0,6625	-0,2293	0,6625
-4,02	-0,1740	0,0086	-0,0677	0,0017	32,01	1,1352	0,7398	-0,2488	0,7398
-3,50	-0,1140	0,0086	-0,0683	0,0013	34,00	1,0998	0,7858	-0,2391	-
-3,01	-0,0623	0,0086	-0,0681	0,0023	36,00	1,1237	0,8570	-0,2547	-
-2,49	0,0079	0,0087	-0,0710	0,0016	38,00	1,1385	0,9263	-0,2694	-
-2,02	0,0647	0,0087	-0,0722	0,0013	40,00	1,1452	0,9936	-0,2834	-
-1,51	0,1226	0,0087	-0,0722	0,0013	42,00	1,1449	1,0590	-0,2966	-
-1,01	0,1749	0,0087	-0,0713	0,0022	44,00	1,1381	1,1225	-0,3086	-
-0,51	0,2348	0,0088	-0,0725	0,0028	45,00	1,1326	1,1536	-0,3142	-
0,00	0,2954	0,0088	-0,0740	0,0031	46,00	1,1257	1,1841	-0,3196	-
0,49	0,3538	0,0088	-0,0751	0,0031	48,00	1,1082	1,2437	-0,3304	-
1,01	0,4112	0,0089	-0,0754	0,0027	50,00	1,0861	1,3014	-0,3408	-
1,51	0,4707	0,0090	-0,0763	0,0030	52,00	1,0597	1,3569	-0,3512	-
2,01	0,5277	0,0091	-0,0767	0,0040	54,00	1,0294	1,4104	-0,3613	-
2,51	0,5860	0,0092	-0,0775	0,0052	56,00	0,9957	1,4617	-0,3714	-

Tabela 27 - Coeficientes aerodinâmicos do aerofólio NACA64-418 com $Re = 0,7 \text{ E}+06$ e transição livre

					(conclusão)				
α [°]	C_l	C_d	C_m	C_{dp}	α [°]	C_l	C_d	C_m	C_{dp}
58,00	0,9587	1,5107	-0,3814	-	138,00	-1,0082	1,1019	-0,5255	-
60,00	0,9188	1,5573	-0,3912	-	140,00	-1,0144	1,0365	-0,5172	-
62,00	0,8761	1,6014	-0,4010	-	142,00	-1,0131	0,9678	-0,5071	-
64,00	0,8310	1,6430	-0,4106	-	144,00	-1,0031	0,8956	-0,4948	-
66,00	0,7836	1,6819	-0,4202	-	146,00	-0,9827	0,8197	-0,4798	-
68,00	0,7341	1,7180	-0,4295	-	148,00	-0,9502	0,7399	-0,4617	-
70,00	0,6828	1,7513	-0,4386	-	150,00	-0,9031	0,6560	-0,4399	-
72,00	0,6299	1,7816	-0,4475	-	152,00	-0,8390	0,5679	-0,4136	-
74,00	0,5755	1,8089	-0,4562	-	154,00	-0,7548	0,4759	-0,3819	-
76,00	0,5198	1,8332	-0,4646	-	156,00	-0,6654	0,3899	-0,3415	-
78,00	0,4631	1,8543	-0,4727	-	158,00	-0,6194	0,3365	-0,3199	-
80,00	0,4053	1,8723	-0,4804	-	159,00	-0,6226	0,3232	-0,3174	-
82,00	0,3467	1,8871	-0,4879	-	160,00	-0,6268	0,3090	-0,3139	-
84,00	0,2875	1,8986	-0,4949	-	161,00	-0,6186	0,2904	-0,3081	-
86,00	0,2276	1,9069	-0,5016	-	162,00	-0,6354	0,2805	-0,3113	-
88,00	0,1672	1,9120	-0,5078	-	163,00	-0,6493	0,2671	-0,3116	-
90,00	0,1063	1,9138	-0,5137	-	164,00	-0,7048	0,2617	-0,3265	-
92,00	0,0430	1,9123	-0,5192	-	165,00	-0,7269	0,2436	-0,3359	-
94,00	-0,0190	1,9075	-0,5242	-	166,00	-0,7268	0,2165	-0,3345	-
96,00	-0,0809	1,8994	-0,5288	-	167,01	-0,7896	0,1903	-0,3665	-
98,00	-0,1424	1,8881	-0,5331	-	167,99	-0,8683	0,1616	-0,4112	-
100,00	-0,2034	1,8736	-0,5369	-	169,00	-0,9289	0,1313	-0,4492	-
102,00	-0,2635	1,8561	-0,5403	-	170,00	-0,9512	0,1091	-0,4604	-
104,00	-0,3227	1,8355	-0,5434	-	170,99	-0,9372	0,0929	-0,4477	-
106,00	-0,3808	1,8120	-0,5460	-	172,00	-0,8992	0,0796	-0,4202	-
108,00	-0,4375	1,7857	-0,5483	-	173,00	-0,8446	0,0682	-0,3834	-
110,00	-0,4927	1,7566	-0,5501	-	174,00	-0,7726	0,0582	-0,3385	-
112,00	-0,5462	1,7250	-0,5516	-	175,00	-0,6873	0,0497	-0,2888	-
114,00	-0,5980	1,6908	-0,5527	-	176,00	-0,5897	0,0432	-0,2364	-
116,00	-0,6478	1,6542	-0,5535	-	177,00	-0,4810	0,0379	-0,1829	-
118,00	-0,6954	1,6153	-0,5538	-	177,50	-0,4266	0,0360	-0,1568	-
120,00	-0,7408	1,5741	-0,5537	-	178,00	-0,3740	0,0337	-0,1321	-
122,00	-0,7838	1,5307	-0,5532	-	178,50	-0,3198	0,0313	-0,1075	-
124,00	-0,8242	1,4852	-0,5522	-	178,75	-0,3011	0,0305	-0,0973	-
126,00	-0,8617	1,4375	-0,5507	-	179,00	-0,3022	0,0296	-0,0922	-
128,00	-0,8961	1,3875	-0,5485	-	179,50	-0,3483	0,0285	-0,0905	-
130,00	-0,9271	1,3354	-0,5458	-	180,00	-0,3905	0,0263	-0,0869	-
132,00	-0,9544	1,2809	-0,5422	-					
134,00	-0,9774	1,2239	-0,5378	-					
136,00	-0,9955	1,1643	-0,5323	-					

Fonte: adaptado de [Boorsma e Schepers \(2015\)](#).