

LUÍS HENRIQUE DA SILVA IGNACIO

Proposta de uma metodologia para o projeto aerodinâmico de  
turbinas eólicas e hidrocínéticas



UNIVERSIDADE FEDERAL DE UBERLÂNDIA  
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA  
**2022**

LUÍS HENRIQUE DA SILVA IGNACIO

Proposta de uma metodologia para o projeto aerodinâmico de turbinas eólicas e hidrocínéticas

**Tese** apresentada ao Programa de Pós-graduação em Engenharia Mecânica da Universidade Federal de Uberlândia, como parte dos requisitos para a obtenção do título de **DOCTOR EM ENGENHARIA MECÂNICA**.

Área de Concentração: **Transferência de Calor e Mecânica dos Fluidos**

Orientador: Prof. Dr. Francisco José de Souza  
Co-Orientador: Prof. Dr. Carlos Antonio Ribeiro Duarte

**Uberlândia  
2022**

Ficha Catalográfica Online do Sistema de Bibliotecas da UFU  
com dados informados pelo(a) próprio(a) autor(a).

I24  
2022 Ignacio, Luís Henrique da Silva, 1990-  
Proposta de uma metodologia para o projeto  
aerodinâmico de turbinas eólicas e hidrocinéticas  
[recurso eletrônico] / Luís Henrique da Silva Ignacio. -  
2022.

Orientador: Francisco José de Souza.  
Coorientador: Carlos Antonio Ribeiro Duarte.  
Tese (Doutorado) - Universidade Federal de Uberlândia,  
Pós-graduação em Engenharia Mecânica.  
Modo de acesso: Internet.  
Disponível em: <http://doi.org/10.14393/ufu.te.2022.630>  
Inclui bibliografia.  
Inclui ilustrações.

1. Engenharia mecânica. I. Souza, Francisco José de,  
1973-, (Orient.). II. Duarte, Carlos Antonio Ribeiro,  
1989-, (Coorient.). III. Universidade Federal de  
Uberlândia. Pós-graduação em Engenharia Mecânica. IV.  
Título.

CDU: 621

Bibliotecários responsáveis pela estrutura de acordo com o AACR2:  
Gizele Cristine Nunes do Couto - CRB6/2091  
Nelson Marcos Ferreira - CRB6/3074



**UNIVERSIDADE FEDERAL DE UBERLÂNDIA**  
 Coordenação do Programa de Pós-Graduação em Engenharia  
 Mecânica

Av. João Naves de Ávila, nº 2121, Bloco 1M, Sala 212 - Bairro Santa Mônica,  
 Uberlândia-MG, CEP 38400-902  
 Telefone: (34) 3239-4282 - www.posmecanicaufu.com.br -  
 secposmec@mecanica.ufu.br



### ATA DE DEFESA - PÓS-GRADUAÇÃO

Programa de Pós-Graduação em:	Engenharia Mecânica				
Defesa de:	Tese de Doutorado Acadêmico, nº 344, PPGEM				
Data:	15/12/2022	Hora de início:	13:30	Hora de encerramento:	15:46
Matrícula do Discente:	11913EMC010				
Nome do Discente:	Luís Henrique da Silva Ignacio				
Título do Trabalho:	Proposta de uma metodologia para o projeto aerodinâmico de turbinas eólicas e hidrocínéticas				
Área de concentração:	Transferência de Calor e Mecânica dos Fluidos				
Linha de pesquisa:	Dinâmica dos Fluidos e Transferência de Calor				
Projeto de Pesquisa de vinculação:					

Reuniu-se por meio de videoconferência a Banca Examinadora, designada pelo Colegiado do Programa de Pós-graduação em Engenharia Mecânica, assim composta: Professores Doutores: Aristeu da Silveira Neto - FEMEC/UFU; Elie Luis Martínez Padilla - FEMEC/UFU; Gustavo Luiz Olichevis Halila - EMBRAER; Ricardo de Vasconcelos Salvo - UTFPR; Carlos Antonio Ribeiro Duarte (coorientador) - UFCat; e Francisco José de Souza - FEMEC/UFU, orientador do candidato.

Iniciando os trabalhos, o presidente da mesa, Dr. Francisco José de Souza, apresentou a Comissão Examinadora e o candidato, agradeceu a presença do público, e concedeu ao Discente a palavra para a exposição do seu trabalho. A duração da apresentação do Discente e o tempo de arguição e resposta foram conforme as normas do Programa.

A seguir o senhor(a) presidente concedeu a palavra, pela ordem sucessivamente, aos(às) examinadores(as), que passaram a arguir o(a) candidato(a). Ultimada a

arguição, que se desenvolveu dentro dos termos regimentais, a Banca, em sessão secreta, atribuiu o resultado final, considerando o(a) candidato(a):

Aprovado.

Esta defesa faz parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Doutor.

O competente diploma será expedido após cumprimento dos demais requisitos, conforme as normas do Programa, a legislação pertinente e a regulamentação interna da UFU.

Nada mais havendo a tratar foram encerrados os trabalhos. Foi lavrada a presente ata que após lida e achada conforme foi assinada pela Banca Examinadora.



Documento assinado eletronicamente por **Francisco José de Souza, Professor(a) do Magistério Superior**, em 15/12/2022, às 15:47, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, § 1º, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).



Documento assinado eletronicamente por **Carlos Antonio Ribeiro Duarte, Usuário Externo**, em 15/12/2022, às 15:48, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, § 1º, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).



Documento assinado eletronicamente por **Gustavo Luiz Olichevis Halila, Usuário Externo**, em 15/12/2022, às 15:48, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, § 1º, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).



Documento assinado eletronicamente por **Aristeu da Silveira Neto, Professor(a) do Magistério Superior**, em 15/12/2022, às 15:48, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, § 1º, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).



Documento assinado eletronicamente por **Ricardo de Vasconcelos Salvo, Usuário Externo**, em 15/12/2022, às 15:53, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, § 1º, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).



Documento assinado eletronicamente por **Elie Luis Martinez Padilla, Professor(a) do Magistério Superior**, em 15/12/2022, às 15:56, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, § 1º, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).



A autenticidade deste documento pode ser conferida no site [https://www.sei.ufu.br/sei/controlador\\_externo.php?acao=documento\\_conferir&id\\_orgao\\_acesso\\_externo=0](https://www.sei.ufu.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0), informando o código verificador **4118174** e o código CRC **2AF0544C**.

---

**Referência:** Processo nº 23117.089754/2022-11

SEI nº 4118174

À minha esposa, pais, irmãos e amigos.

# Agradecimentos

A Deus, pela oportunidade e por minha saúde, bem como de todos meus familiares e amigos. À minha esposa, Mariane, ao meu pai, Célio, e à minha mãe, Lesi, pela dedicação e apoio incondicional.

Aos meus irmãos pelo apoio e paciência.

Ao meu orientador Francisco pelos ensinamentos, atenção, dedicação, organização, confiança, paciência e por ser extremamente prestativo. Características essenciais para promover a difusão do conhecimento.

Ao meu co-orientador Carlos pelo apoio, dedicação, confiança e por também ser extremamente prestativo.

Aos docentes e técnicos-administrativos da FEMEC que contribuíram para minha formação.

Aos docentes e técnicos-administrativos do Instituto Federal Goiano que apoiaram esta etapa da minha formação.

Às agências financiadoras CAPES, CNPq e FAPEMIG.

Ignacio, L. H. S. **Proposta de uma metodologia para o projeto aerodinâmico de turbinas eólicas e hidrocínéticas.** 2022. 93f. Tese de Doutorado, Universidade Federal de Uberlândia, Uberlândia-MG.

## Resumo

O principal objetivo do presente estudo foi o desenvolvimento de uma metodologia pragmática que permita avaliar, com certa precisão, o desempenho de turbinas eólicas e hidrocínéticas. Para tal avaliação, utilizou-se o software QBlade, desenvolvido com base na metodologia *Blade Element Momentum* (BEM), a qual requer as curvas dos coeficientes de arrasto e sustentação em função do ângulo de ataque para o perfil aerodinâmico que compõe a pá da turbina. Tais curvas podem ser obtidas na literatura ou por simulação computacional. Em ambos os casos, o número de Reynolds considerado é aquele que ocorre na posição igual a 70% da envergadura da pá. Para a obtenção via simulação computacional, foram geradas malhas bidimensionais, cujas dimensões são baseadas no comprimento da corda do perfil a ser simulado. O cálculo de tais coeficientes é realizado apenas para uma faixa de valores de ângulos de ataque, sendo que para os demais faz-se uma extrapolação dentro do software QBlade utilizando o método Viterna. A solução das equações de Navier Stokes foi obtida por meio da aplicação da metodologia *Reynolds Averaged Navier-Stokes*. Antes de serem inseridas no software QBlade, as curvas dos coeficientes devem ser tratadas por um dos dois modelos: Aerodas ou *Stall Delay*, para que comportamentos não captados na simulação bidimensional sejam considerados. Para as seções que apresentam perfil circular, o coeficiente de arrasto é obtido graficamente. Todas as considerações apresentadas foram aplicadas no estudo de duas turbinas que possuem resultados experimentais disponíveis na literatura. A turbina hidrocínética possui duas pás compostas pelo perfil aerodinâmico NACA 63-618, raio do rotor igual a 0,4 m e o número de Reynolds igual a  $4 \times 10^5$ . Já a turbina eólica possui duas pás constituídas pelo aerofólio S809, raio do rotor igual a 5,029 m e o número de Reynolds igual a  $1 \times 10^6$ . O modelo de turbulência transicional *Langtry-Menter Shear Stress Transport* apresentou os melhores resultados para os perfis aerodinâmicos das turbinas. As curvas de potência obtidas com os coeficientes tratados com o modelo Aerodas, para ambas turbinas, apresentaram boa aproximação aos valores experimentais obtidos na literatura. Além disso, os resultados não apresentaram diferenças significativas quando aplicadas as curvas dos coeficientes de arrasto e sustentação limitadas até ângulo de estol ou completas. Já as curvas de potência estimadas com os coeficientes tratados com o *Stall Delay* se aproximaram mais dos dados experimentais do que as obtidas com os coeficientes tratados com o Aerodas. Porém, para a turbina eólica foi necessário estimar coeficientes de arrasto e sustentação para ângulos de ataque maiores que o ângulo de estol. Por fim, foi elaborado um fluxograma para a avaliação energética de turbinas eólicas e hidrocínéticas.

---

*Palavras-chave:* Aerodas, turbina eólica, fluxograma, turbina hidrocínética, potência, *Stall Delay*.

Ignacio, L. H. S. **Proposal of a methodology for the aerodynamic design of wind and hydrokinetic turbines.** 2022. 93f. Ph.D. Thesis, Federal University of Uberlândia, Uberlândia-MG.

### Abstract

The main objective of the present study was the development of a pragmatic methodology that allows to evaluate, with some precision, the performance of wind and hydrokinetic turbines. For this evaluation, the QBlade software was applied, which is based on the Blade Element Momentum (BEM) methodology and requires the lift and drag coefficient curves as a function of the angle of attack for the turbine blade aerodynamic profile. Such curves can be obtained in the literature or by computational simulation. In both cases, the Reynolds number considered is the one that occurs at a position equal to 70% of the blade span. For the computational simulation, two-dimensional meshes were generated, whose dimensions are based on the profile chord length. The calculation of such coefficients is performed only for an angle of attack range, and for the others an extrapolation is made within the QBlade software applying the Viterna method. The solution of the Navier Stokes equations was obtained by applying the Reynolds Averaged Navier-Stokes methodology. Before being inserted into the QBlade software, the coefficient curves must be treated by one of the two models: Aerodas or Stall Delay, so that behaviors not captured in the two-dimensional simulation are considered. For sections with a circular profile, the drag coefficient is graphically obtained. All considerations presented were applied in the study of two turbines that have experimental results available in the literature. The hydrokinetic turbine has two blades composed of the aerodynamic profile NACA 63-618, rotor radius equal to  $0.4\text{ m}$  and Reynolds number equal to  $4 \times 10^5$ . Similarly, the wind turbine has two blades with S809 airfoil, rotor radius equal to  $5,029\text{ m}$  and Reynolds number equal to  $1 \times 10^6$ . The Langtry-Menter Shear Stress Transport transitional turbulence model presented the best results for the turbines' aerodynamic profiles. The power curves obtained with the coefficients treated with the Aerodas model, for both turbines, showed a good approximation to the experimental values obtained in the literature. In addition, the results did not show significant differences when applying the curves of lift and drag coefficients complete or limited to stall angle. On the other hand, the estimated power curves with the coefficients treated with the Stall Delay were even more accurate than those obtained with the coefficients treated with the Aerodas. However, for the wind turbine it was necessary to estimate lift and drag coefficients for angles of attack greater than the stall angle. Finally, a flowchart for the energy evaluation of wind and hydrokinetic turbines was proposed.

---

*Keywords: Aerodas, wind turbine, flowchart, hydrokinetic turbine, power, Stall Delay.*

# Lista de Figuras

1.1	Representação simplificada das etapas do projeto de uma turbina. . . . .	2
2.1	Turbinas eólicas propostas por James Blyth. . . . .	6
2.2	Turbinas eólicas propostas por Charles Brush e Poul la Cour. . . . .	7
2.3	Diferentes modelos de turbina eólica. . . . .	8
2.4	Dados do Balanço Energético Nacional (BEN) - 2015 a 2021. . . . .	9
2.5	Escoamento de um fluido ao redor de um perfil aerodinâmico. . . . .	10
2.6	Terminologia aplicada no estudo do escoamento externo de um perfil aerodinâmico. . . . .	11
2.7	Princípio de funcionamento de uma turbina eólica. . . . .	12
2.8	Albatroz e aerofólio desenvolvido baseado em sua asa. . . . .	13
2.9	Baleia jubarte e pá da turbina eólica desenvolvida baseado em sua nadadeira. . . . .	13
2.10	Comparação dos gradientes de velocidade na parede para escoamentos laminares e turbulentos (ÇENGEL; CIMBALA, 2007). . . . .	14
2.11	Turbinas eólicas aplicadas em terra ( <i>onshore</i> ) e no mar ( <i>offshore</i> ). . . . .	15
2.12	Evolução do tamanho e potência gerada pelas turbinas eólicas (Centro de Gestão e Estudos Estratégicos (CGEE), 2015). . . . .	16
2.13	Atlas da velocidade média dos ventos para diferentes alturas. . . . .	18
2.14	Exemplos de intercorrências em turbinas de corrente. . . . .	19
2.15	Modelos de turbinas de corrente marinha. . . . .	20
2.16	Características da Corrente Norte do Brasil (MIAMI, 2019). . . . .	21
2.17	Perfis de profundidade e velocidade da Baía de São Marcos - MA (GONZÁLEZ-GORBEÑA; ROSMAN; QASSIM, 2015). . . . .	22
2.18	Volume de controle e gráfico do coeficiente de potência da Lei de Betz. . . . .	24
3.1	Medidas envolvidas na aplicação do processo iterativo do BEM. . . . .	27
3.2	Representação dos vetores para o cálculo da velocidade relativa. . . . .	29
3.3	Dimensões importantes para geração da malha. . . . .	30
3.4	Gráfico para obtenção do coeficiente de arrasto para seções com perfil circular (WHITE, 2011). . . . .	30
3.5	Valores obtidos no pré-estol para aplicação do Aerodas. . . . .	37
3.6	Modos e módulos presentes no software QBlade. . . . .	43
4.1	Coordenadas do perfil NACA 63-618 com maior concentração de pontos no bordo de ataque e de fuga. . . . .	46

4.2	Coeficientes de sustentação (a) e arrasto (b) para diferentes modelos de turbulência (NACA 63-618, $\alpha = 5^\circ$ e $Re_c = 5,3 \times 10^5$ ). . . . .	48
4.3	Razão $C_L/C_D$ para vários modelos de turbulência em um perfil NACA 64-618 e $Re_c = 6 \times 10^6$ . [Han, Kim & Kim (2018) - adaptado] . . . . .	49
4.4	Vermelho: transição. Verde: posição média (linha sólida) e limites (tracejadas). [Ehrmann & White (2015) - adaptado] . . . . .	49
4.5	Coeficientes de sustentação (a) e arrasto (b) para o perfil NACA 63-618, $Re_c = 5,3 \times 10^5$ . . . . .	50
4.6	Comparação das malhas apresentadas na Tab. 4.2. . . . .	51
4.7	Coeficientes de sustentação (a) e arrasto (b) para o perfil NACA 63-618, $Re_{c,70\%.s} = 4 \times 10^5$ . . . . .	51
4.8	Coeficiente de arrasto ( $C_D$ ) das seções com perfil circular para $Re_{c,70\%.s} = 4 \times 10^5$ . . . . .	52
4.9	Aplicação do modelo Aerodas nos coeficientes do perfil NACA 63-618 obtidos por simulação numérica com $-5^\circ \leq \alpha \leq 17^\circ$ . . . . .	53
4.10	Aplicação do modelo Aerodas nos coeficientes do perfil NACA 63-618 obtidos por simulação numérica com $-5^\circ \leq \alpha \leq 10^\circ$ . . . . .	54
4.11	Aplicação do modelo Aerodas nos coeficientes do perfil NACA 63-618 obtidos por ensaio experimental com $-7^\circ \leq \alpha \leq 23^\circ$ . . . . .	55
4.12	Aplicação do modelo Aerodas nos coeficientes do perfil NACA 63-618 obtidos por ensaio experimental com $-7^\circ \leq \alpha \leq 11^\circ$ . . . . .	56
4.13	Aplicação do modelo <i>Stall Delay</i> nos coeficientes do perfil NACA 63-618 obtidos por simulação numérica com $-5^\circ \leq \alpha \leq 17^\circ$ . . . . .	57
4.14	Aplicação do modelo <i>Stall Delay</i> nos coeficientes do perfil NACA 63-618 obtidos por simulação numérica com $-5^\circ \leq \alpha \leq 10^\circ$ . . . . .	57
4.15	Aplicação do modelo <i>Stall Delay</i> nos coeficientes do perfil NACA 63-618 obtidos por ensaio experimental com $-7^\circ \leq \alpha \leq 23^\circ$ . . . . .	58
4.16	Aplicação do modelo <i>Stall Delay</i> nos coeficientes do perfil NACA 63-618 obtidos por ensaio experimental com $-7^\circ \leq \alpha \leq 11^\circ$ . . . . .	58
4.17	Correções aplicadas no software QBlade (a) e destaque para a longa transição entre as seções circular e perfilada da pá (b). . . . .	59
4.18	Estimativa do coeficiente de potência da turbina hidrocínética (WALKER <i>et al.</i> , 2014) utilizando os coeficientes $C_D$ e $C_L$ tratados com o modelo Aerodas. . . . .	60
4.19	Estimativa do coeficiente de potência da turbina hidrocínética (WALKER <i>et al.</i> , 2014) utilizando os coeficientes $C_D$ e $C_L$ tratados com o modelo <i>Stall Delay</i> . . . . .	60
4.20	Coordenadas do perfil S809 com maior concentração de pontos no bordo de ataque e de fuga. . . . .	63
4.21	Intermitência turbulenta no extradorso da pá da turbina NREL Phase VI para velocidades de vento iguais a 7 m/s, 10 m/s e 20 m/s (YELMULE; VSJ, 2013). . . . .	63
4.22	Coeficiente de sustentação (a) e polar de arrasto (b) para o perfil S809, $Re_c = 2 \times 10^6$ . . . . .	64
4.23	Coeficientes de sustentação (a) e arrasto (b) para o perfil S809, $Re_{c,70\%.s} = 1 \times 10^6$ . . . . .	65
4.24	Coeficiente de arrasto ( $C_D$ ) das seções com perfil circular para $Re_{c,70\%.s} = 1 \times 10^6$ . . . . .	65
4.25	Aplicação do modelo Aerodas nos coeficientes do perfil S809 obtidos por simulação numérica com $-5^\circ \leq \alpha \leq 15^\circ$ . . . . .	67

4.26	Aplicação do modelo Aerodas nos coeficientes do perfil S809 obtidos por ensaio experimental com $-10, 2^\circ \leq \alpha \leq 26, 1^\circ$ . . . . .	68
4.27	Aplicação do modelo Aerodas nos coeficientes do perfil S809 obtidos por ensaio experimental com $-10, 2^\circ \leq \alpha \leq 15, 2^\circ$ . . . . .	69
4.28	Aplicação do modelo <i>Stall Delay</i> nos coeficientes do perfil S809 obtidos por simulação numérica com $-5^\circ \leq \alpha \leq 15^\circ$ . . . . .	70
4.29	Aplicação do modelo <i>Stall Delay</i> nos coeficientes do perfil S809 obtidos por ensaio experimental com $-10, 2^\circ \leq \alpha \leq 26, 1^\circ$ . . . . .	70
4.30	Aplicação do modelo <i>Stall Delay</i> nos coeficientes do perfil S809 obtidos por ensaio experimental com $-10, 2^\circ \leq \alpha \leq 15, 2^\circ$ . . . . .	71
4.31	Estimativa da curva de potência da turbina eólica NREL Phase VI utilizando os coeficientes $C_D$ e $C_L$ tratados com o modelo Aerodas. . . . .	72
4.32	Estimativa da curva de potência da turbina eólica NREL Phase VI utilizando os coeficientes $C_D$ e $C_L$ tratados com o modelo <i>Stall Delay</i> . . . . .	72
4.33	Combinação dos coeficientes de sustentação (a) e arrasto (b) obtidos por simulação computacional e ensaio experimental para o perfil S809. . . . .	73
4.34	Aplicação do modelo <i>Stall Delay</i> nos coeficientes do perfil S809 da curva “LM-SST & OSU”. . . . .	74
4.35	Estimativa da curva de potência da turbina eólica NREL Phase VI utilizando os coeficientes da curva “LM-SST & OSU” após tratamento com o modelo <i>Stall Delay</i> . . . . .	74
4.36	Coefficientes de sustentação (a) e arrasto (b) obtidos por simulação computacional (regime permanente e transiente) para o perfil S809, $Re_{c,70\%.s} = 1 \times 10^6$ . . . . .	75
4.37	Aplicação do modelo <i>Stall Delay</i> nos coeficientes do perfil S809 obtidos por simulação numérica com $-5^\circ \leq \alpha \leq 20^\circ$ . . . . .	76
4.38	Estimativa da curva de potência da turbina eólica NREL Phase VI utilizando os coeficientes $C_D$ e $C_L$ obtidos por simulação numérica ( $-5^\circ \leq \alpha \leq 20^\circ$ ) e via ensaio experimental ( $-10, 2^\circ \leq \alpha \leq 26, 1^\circ$ ) após serem tratados com o modelo <i>Stall Delay</i> . . . . .	76
4.39	Estimativas do coeficiente de empuxo da turbina hidrocínética (WALKER <i>et al.</i> , 2014). . . . .	77
4.40	Estimativas do coeficiente de empuxo da turbina eólica NREL Phase VI. . . . .	78
4.41	Fluxograma proposto para estimativa da curva de potência de turbinas eólicas ou hidrocínéticas. . . . .	81

# Lista de Tabelas

3.1	Definição dos parâmetros de entrada do Aerodas. . . . .	37
3.2	Validação do teste realizado para o perfil S809 apresentado por Spera (2008). . . . .	40
3.3	Divisão da pá para aplicação do <i>Stall Delay</i> . . . . .	41
4.1	Geometria da pá da turbina hidrocínética (RAHIMIAN; WALKER; PENESIS, 2018). . . . .	45
4.2	Valores importantes para o desenho da malha ( $Re_{c,70\%.s} = 4 \times 10^5$ ). . . . .	47
4.3	Parâmetros de entrada do modelo Aerodas para o perfil NACA 63-618. . . . .	53
4.4	Geometria da pá da turbina eólica NREL Phase VI (JONKMAN, 2003). . . . .	62
4.5	Cálculo do $Re_{c,70\%.s}$ para diferentes velocidades de vento. . . . .	62
4.6	Valores importantes para o desenho da malha ( $Re_{c,70\%.s} = 1 \times 10^6$ ). . . . .	62
4.7	Parâmetros de entrada do modelo Aerodas para o perfil S809. . . . .	66

# Lista de Símbolos

$a$	- Fator de indução axial, [-].
$a'$	- Fator de indução tangencial, [-].
$A$	- Área varrida pelo rotor, [ $m^2$ ].
$AR$	- Razão de aspecto, [-].
$B$	- Número de pás do rotor, [-].
$c$	- Comprimento da corda, [ $m$ ].
$c_m$	- Comprimento da corda na posição igual ao raio médio, [ $m$ ].
$c_{70\% \cdot s}$	- Comprimento da corda na posição igual a 70% da envergadura da pá, [ $m$ ].
$C_D$	- Coeficiente de arrasto, [-].
$C_L$	- Coeficiente de sustentação, [-].
$C_P$	- Coeficiente de potência, [-].
$C_{P_{max}}$	- Coeficiente de potência máximo, [-].
$C_T$	- Coeficiente de empuxo, [-].
$\frac{\partial i}{\partial j}$	- Derivada parcial de i com respeito a j, [-].
$F$	- Fator total de perdas, [-].
$F_{axial}$	- Força axial, [ $N$ ].
$F_{drag}$	- Força de arrasto, [ $N$ ].
$F_{lift}$	- Força de sustentação, [ $N$ ].
$g$	- Vetor aceleração gravitacional, [ $m/s^2$ ].
$k$	- Energia cinética turbulenta, [ $J/kg$ ].
$\dot{m}$	- Vazão mássica, [ $kg/s$ ].
$Ma$	- Número de Mach, [-].
$\nabla$	- Operador divergente, [-].
$\nabla^2$	- Operador Laplaciano, [-].
$p_{est}$	- Pressão estática, [ $Pa$ ].
$P_{extraída}$	- Potência extraída pela turbina, [ $W$ ].
$r$	- Raio local em qualquer elemento da pá, [ $m$ ].
$r_{70\% \cdot s}$	- Raio na posição igual a 70% da envergadura da pá, [ $m$ ].
$R$	- Raio do rotor, [ $m$ ].
$R_{hub}$	- Raio do cubo, [ $m$ ].
$R_{inner}$	- Raio da extremidade interna do aerofólio ativo, [ $m$ ].
$R_m$	- Raio médio, [ $m$ ].
$R_{tip}$	- Raio da ponta, [ $m$ ].

$Re$	- Número de Reynolds, [-].
$Re_c$	- Número de Reynolds baseado na corda, [-].
$Re_{c,70\% \cdot s}$	- Número de Reynolds baseado na corda e calculado na posição igual a 70% da envergadura da pá, [-].
$s$	- Envergadura da pá, [m].
$t/c$	- Razão entre a espessura e a corda do perfil, [-].
$TSR$	- Razão entre as velocidades da ponta da pá e do fluido, [-].
$u_i$	- Componente do vetor velocidade na direção i, [m/s].
$U_{fluido}$	- Velocidade do fluido, [m/s].
$\vec{V}$	- Vetor velocidade, [m/s].
$V_{rel}$	- Velocidade relativa, [m/s].
$V_{som}$	- Velocidade do som, [m/s].

## Acrônimos

<i>BEM</i>	- Blade Element Momentum.
<i>BEN</i>	- Balanço Energético Nacional.
<i>CFD</i>	- Dinâmica dos Fluidos Computacional (sigla em inglês).
<i>DNS</i>	- Direct Numerical Simulation.
<i>HAWT</i>	- Turbina Eólica de Eixo Horizontal (sigla em inglês).
<i>LM – SST</i>	- Langtry-Menter Shear Stress Transport.
<i>LES</i>	- Large Eddy Simulation.
<i>MFlab</i>	- Laboratório de Mecânica dos Fluidos.
<i>NCSA</i>	- National Center Supercomputing Applications.
<i>NREL</i>	- National Renewable Energy Laboratory.
<i>RANS</i>	- Reynolds Averaged Navier-Stokes,
<i>RSM</i>	- Reynolds Stress Model.
<i>SST – DES</i>	- Detached Eddy Simulation based on Shear Stress Transport.
<i>VAWT</i>	- Turbina Eólica de Eixo Vertical (sigla em inglês).

## Letras Gregas

$\alpha$	- Ângulo de ataque, [°].
$\alpha_{max}$	- Maior ângulo de ataque com simulação em regime permanente estável, [°].
$\alpha_{stall}$	- Ângulo de estol, [°].
$\delta$	- Ângulo de cone, [°].
$\delta_{ij}$	- delta de Kronecker, [-].
$\Delta t$	- Passo de tempo, [s].
$\Delta y$	- Altura da primeira célula da malha computacional, [m].
$\mu$	- Viscosidade dinâmica, [Pa · s].
$\nu$	- Viscosidade cinemática, [m <sup>2</sup> /s].
$\nu_t$	- Viscosidade cinemática turbulenta, [m <sup>2</sup> /s].
$\pi$	- Constante Pi, [-].
$\rho$	- Massa específica, [kg/m <sup>3</sup> ].
$\sigma$	- Razão de solidez, [-].

$\tau_w$	- Tensão de cisalhamento, $[N/m^2]$ .
$\tau_{ij}$	- Tensor, $[-]$ .
$\phi$	- Ângulo de incidência, $[^\circ]$ .
$\Omega$	- Velocidade angular, $[rad/s]$ .

# Sumário

<b>1</b>	<b>Introdução</b>	<b>1</b>
<b>2</b>	<b>Revisão Bibliográfica</b>	<b>5</b>
<b>3</b>	<b>Metodologia</b>	<b>25</b>
3.1	Blade Element Momentum (BEM) . . . . .	25
3.2	Obtenção das curvas $C_D \times \alpha$ e $C_L \times \alpha$ . . . . .	28
3.3	Cálculo dos coeficientes aerodinâmicos . . . . .	31
3.3.1	LM-SST . . . . .	33
3.4	Tratamento para $C_D \times \alpha$ e $C_L \times \alpha$ . . . . .	36
3.4.1	Modelo Aerodas . . . . .	36
3.4.2	Modelo <i>Stall Delay</i> . . . . .	40
3.5	Software QBlade . . . . .	42
<b>4</b>	<b>Resultados</b>	<b>44</b>
4.1	Estudo da Turbina Hidrocinética . . . . .	44
4.2	Estudo da Turbina Eólica . . . . .	61
4.3	Coeficiente de empuxo . . . . .	77
4.4	Fluxograma proposto para projetos futuros . . . . .	78
<b>5</b>	<b>Conclusões</b>	<b>82</b>
	<b>Referências Bibliográficas</b>	<b>85</b>

# Capítulo 1

## Introdução

Há muitos anos, a composição das matrizes energética e elétrica brasileira é altamente dependente da energia hidráulica. O Balanço Energético Nacional - BEN (2022) mostra que, em números, as usinas hidrelétricas contribuíram em 2021 com 11% na energética e com 53,4% na elétrica. Tal dependência fica ainda mais evidente quando, em 2021, devido à escassez de chuvas, houve uma redução da participação das energias renováveis na matriz energética, passando de 48,5% em 2020 para 44,7% em 2021. Além disso, a participação da hidráulica na matriz energética está estagnada em torno de 12,4% há alguns anos. Todos esses dados evidenciam a necessidade de diversificar as fontes de energia. Dentro desse objetivo, destaca-se a energia eólica que já apresentou grande expansão, contribuindo com 72 TWh em 2021 (acréscimo de 26,7% com relação a 2020), e que tende a um aumento ainda maior com a ampliação das dimensões da turbina e a implementação das turbinas *offshore* (Projeto de Lei 576/2021). Ademais, o grande potencial hídrico deve ser explorado de outras maneiras, como por exemplo as turbinas hidrocinéticas (ou de corrente).

O desenvolvimento do projeto de uma turbina, seja ela eólica ou de corrente, ocorre por meio de uma otimização multidisciplinar, ou seja, ele é marcado por etapas que se retroalimentam, como apresentado na Fig. 1.1. A título de exemplo, a retroalimentação pode ocorrer quando a pá de uma turbina, ao passar pela análise estrutural, apresentar problemas de vibração e a única forma de corrigi-lo ser a alteração da geometria da pá, o que forçará uma nova análise aerodinâmica que provavelmente modificará sua eficiência previamente obtida.

Nota-se que o desenvolvimento de um projeto como esse pode ser comparado a uma balança de pratos, onde deve-se equilibrar várias grandezas, tal como eficiência, resistência, vibração e custo (SONG; LUBITZ, 2013; BARNES; MOROZOV; SHANKAR, 2015; LIU *et al.*, 2017; FINGERSH; HAND; LAXSON, 2006). Obviamente, a busca é pelo mais eficiente

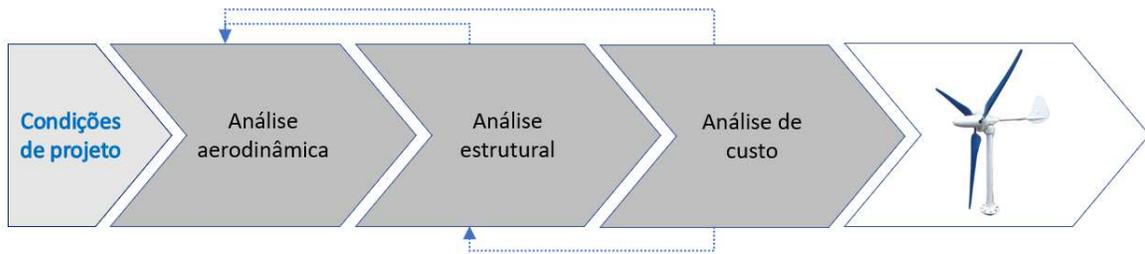


Figura 1.1: Representação simplificada das etapas do projeto de uma turbina.

e resistente e que apresente a menor vibração e custo, respeitando sempre as condições de projeto, como local de instalação, teto de gastos, aplicação da energia captada, se ela será produzida em larga escala, etc.

Ao mencionar o custo de uma turbina, o que geralmente se pensa é qual e quanto de material será utilizado na pá e na fundação, qual será o processo de fabricação, quantos atuadores eletrônicos serão necessários, qual será o gerador e a caixa de transmissão, etc. Todos estes itens citados estão relacionados com o custo de produção da turbina. É importante lembrar e ressaltar que a fase de desenvolvimento do projeto também gera gastos, e um dos principais está atrelado ao tempo. Por exemplo, as pessoas envolvidas são remuneradas, ou seja, cada fração de tempo que ela trabalha no desenvolvimento tem um custo. Assim, se for despendido um menor tempo no projeto, o custo total da turbina se reduz.

Analisando pela ótica de um investidor, ao se reduzir o custo, reduz-se automaticamente o prazo de retorno do investimento (*payback*). Tal fato, facilita a disseminação dessa tecnologia, pois possibilita que um número maior de pessoas consigam acessá-la. Um exemplo disso é a energia solar, a qual está se difundindo pelo Brasil através da redução de seus custos por meio do desenvolvimento de indústrias locais e de modestos incentivos governamentais (FERREIRA *et al.*, 2018). A energia solar que representava apenas 0,01% da matriz energética brasileira em 2017, já contribuiu com 0,21% em 2021 (BEN, 2018; BEN, 2022).

Como visto, uma das etapas do projeto da turbina é a análise aerodinâmica. Basicamente, nesta etapa o foco principal é a definição da geometria da pá (raio, perfil aerodinâmico, corda, ângulos de pitch e torção) para que ela capte o máximo de energia possível, respeitando as condições de projeto. Nessa fase já são calculadas também as forças atuantes na turbina, as quais serão a base para a análise estrutural. Para simular as características aerodinâmicas da turbina, dois métodos são amplamente utilizados: Dinâmica dos Fluidos Computacional (CFD - sigla em inglês) e o *Blade Element Momentum* (BEM).

A Dinâmica dos Fluidos Computacional é uma importante ferramenta que possibilita a simulação da interação fluido-estrutura, por meio da solução das equações diferenciais parciais

de Navier-Stokes (BAI; WANG, 2016). No caso das turbinas, o fluido pode ser o ar (eólica) ou a água (de corrente) e a estrutura são as pás e os demais componentes. A solução de tais equações permite analisar o comportamento aerodinâmico da estrutura através da obtenção dos campos de pressão e velocidade do escoamento. Uma simulação de um caso através da CFD é composta por três fases: (1<sup>a</sup>) pré-processamento: criação da geometria e da malha, definição das condições de contorno; (2<sup>a</sup>) solução: resolução das equações de Navier-Stokes e escolha do modelo de turbulência; e (3<sup>a</sup>) pós-processamento: cálculo das grandezas desejadas a partir dos campos obtidos (CARCANGIU, 2008).

Apesar da CFD ser uma metodologia cujo embasamento físico é bastante robusto, sua aplicação para a simulação de turbinas apresenta elevados tempos computacionais, pois é necessário utilizar malhas tridimensionais bastante refinadas e, ainda assim, a simulação da separação da camada limite é considerada um desafio (LANZAFAME; MAURO; MESSINA, 2013). Sezer-Uzol & Long (2006) aplicaram a CFD para fazer a simulação de uma revolução completa da turbina *National Renewable Energy Laboratory (NREL) Phase VI*. Eles utilizaram vários *clusters* (termo em inglês que significa “aglomerados” - união de vários computadores) de processadores. Os menores tempos obtidos foram com o cluster do *National Center Supercomputing Applications (NCSA)* da Universidade de Illinois, o qual gastou 10 dias para completar a simulação com 16 processadores e 1,7 dias com 128 processadores. Outro exemplo é o trabalho de Oliveira, Puraca & Carmo (2022), no qual malhas com aproximadamente 20 milhões de células foram utilizadas na simulação da turbina NREL 5 MW de forma completa (pás, nacelle e torre). Utilizando o supercomputador Santos Dumont (SDumont), cada segundo de operação da turbina levou cerca de 11h para ser simulado.

Por outro lado, o BEM é baseado na combinação das teorias da quantidade de movimento e dos elementos da pá (BRANLARD, 2017). De forma prática, tal metodologia divide a pá da turbina em “N” partes e calcula para cada uma delas a velocidade relativa do fluido e o respectivo ângulo de ataque (CAO, 2011). Assim, uma vez que são fornecidas as curvas de arrasto e sustentação em função do ângulo de ataque para o perfil aerodinâmico aplicado, obtém-se os coeficientes de arrasto e sustentação e calcula-se as forças atuantes na seção. A integração numérica ao longo da envergadura das pás que compõem a turbina, permite calcular a sua performance (INGRAM, 2005).

Como mencionado, é necessário fornecer as curvas dos coeficientes de arrasto e sustentação em função do ângulo de ataque, as quais podem ser obtidas através de ensaio experimental ou simulação computacional (CFD) bidimensional (BAI; WANG, 2016). Assim, algumas correções devem ser aplicadas em tais curvas, pois efeitos tridimensionais que ocorrem durante o funcionamento da turbina não são considerados devido às curvas serem obtidas por modelos

bidimensionais (CARCANGIU, 2008; LANZAFAME; MESSINA, 2007). Logo, o BEM se destaca por possibilitar, de maneira rápida e prática, a alteração da geometria da turbina e a avaliação da sua performance para um amplo intervalo de velocidades do fluido (LANZAFAME; MESSINA, 2007). Tudo isso, com tempos de simulação que variam de alguns segundos a minutos (BAI; WANG, 2016).

Mediante ao que foi exposto, quando comparado ao CFD, fica evidente que a relação custo-benefício justifica o BEM ser a metodologia mais aplicada pelas indústrias: maior facilidade para realizar alterações e fazer simulações e, principalmente, baixo custo, pois apresenta tempos de simulação bem menores (SONG; LUBITZ, 2013; CARCANGIU, 2008; LANZAFAME; MESSINA, 2007).

Quanto aos ensaios experimentais, geralmente realizados com modelos em escala, é interessante comentar que aplicar apenas a similaridade geométrica (alteração de todas as dimensões da turbina de acordo com um mesmo fator) não é suficiente (ÇENGEL; CIMBALA, 2007). Para que a similaridade seja completa, é necessário que hajam também as similaridades cinemática e a dinâmica. É muito difícil atingir a similaridade completa, pois ao aplicar a geométrica nem todos os números adimensionais (números de Reynolds, Mach, Froude e razão de velocidade na ponta) podem ser mantidos (BOTTASSO; CAMPAGNOLO; PETROVIĆ, 2014; BERGER *et al.*, 2018), mesmo que o fluido seja alterado (ar ou água, pois são os fluidos disponíveis mais baratos (ÇENGEL; CIMBALA, 2007)). Quando a semelhança é incompleta, realiza-se a extrapolação, com uma margem de incerteza, dos dados coletados no experimento para as condições encontradas na geometria original (WHITE, 2011). Tais características evidenciam que a simulação através de métodos numéricos (BEM e CFD) é muito mais interessante do que a construção de um protótipo para ensaio experimental, pois os custos são muito menores e os resultados apresentam uma boa precisão, não sendo estimados por extrapolação.

Finalmente, o presente estudo tem como objetivo principal desenvolver uma metodologia pragmática para a avaliação do desempenho de turbinas eólicas ou hidrocínéticas (de corrente). Para isso, será definido um passo-a-passo que compreenderá desde o cálculo do número de Reynolds até a avaliação do desempenho da turbina com o software QBlade, o qual é gratuito, com código aberto e com formulação matemática baseada no BEM (MARTEN *et al.*, 2013).

O ineditismo do presente trabalho se concentra na elaboração de um fluxograma por meio da união de importantes procedimentos que permitem a obtenção, de forma rápida e com certa precisão, do coeficiente de potência. Destaca-se que são utilizados dois diferentes caminhos para a realização das estimativas, o que possibilita uma verificação cruzada.

# Capítulo 2

## Revisão Bibliográfica

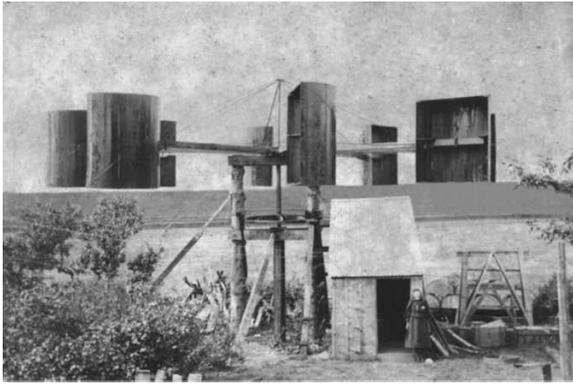
Há mais de 5000 anos, na região do Mediterrâneo, foi documentado aquele que muito provavelmente foi o primeiro dispositivo que utilizou a força do vento: o barco à vela (SINGER; HOLMYARD; HALL, 1954, 1956). Força essa aplicada para promover sua propulsão, a qual atualmente é predominantemente realizada por motores.

Outro mecanismo que merece destaque é o moinho de vento, o qual teve sua primeira menção por volta de 400 D.C. e que utiliza a energia contida no vento para girar um eixo com o objetivo de bombear água ou moer grãos (FREESE, 1957). Em seu apogeu, os clássicos moinhos de vento holandeses chegaram a somar 100 mil unidades por toda a Europa e o mais antigo em funcionamento, construído por Thomas Budgen em 1628, está localizado na cidade de Outwood, no Reino Unido (JAMIESON, 2018). Segundo Eggleston & Stoddard (1987), seus projetos já continham consideráveis conceitos de aerodinâmica advindos da prática, apesar da eficiência ainda ter pouca relevância.

Entretanto, apesar de tais mecanismos captarem a energia dos ventos, o termo turbina eólica ainda não era utilizado. Essa nomenclatura só foi aplicada após o escocês James Blyth, em 1887, construir um dispositivo que extraía uma parcela da energia dos ventos com o objetivo de transformá-la em energia elétrica, armazenando-a em acumuladores e utilizá-la para acender lâmpadas em sua casa de campo em Marykirk, na Escócia (SØRENSEN, 2016). Além disso, ele ofereceu a energia excedente para acender as lâmpadas das ruas da cidade, porém os moradores recusaram por achar que aquilo era “coisa do diabo” (ALLAN, 1890). Este trabalho de Blyth foi motivado por um discurso realizado em 1881 por Lord Kelvin, o qual sugeriu que os ventos poderiam ser utilizados para gerar eletricidade, visto que os combustíveis fósseis encareciam à medida que eram consumidos (JAMIESON, 2018).

A Figura 2.1-(a) apresenta a turbina eólica proposta por Blyth com algumas melhorias quando comparada com a primeira, como por exemplo a aplicação de materiais metálicos na

estrutura e nas “pás” (PRICE, 2005). Após grande sucesso, uma versão maior e melhor foi instalada no Manicômio, Enfermaria e Dispensário de Montrose, mostrado na Fig. 2.1-(b) (UOE, 2018).



(a) Um dos primeiros modelos propostos (PRICE, 2005).



(b) Versão instalada no Manicômio, Enfermaria e Dispensário de Montrose (UOE, 2018).

Figura 2.1: Turbinas eólicas propostas por James Blyth.

Em 1888, nos Estados Unidos, o americano Charles Brush, considerado o sucessor de Blyth, construiu a primeira turbina eólica com operação automática e que apresentava  $17\text{ m}$  de diâmetro, 144 pás e a torre tinha aproximadamente 36 toneladas (JAMIESON, 2018), mostrada na Fig. 2.2-(a). A energia por ela captada era utilizada para iluminar sua mansão em Cleveland. Já em 1891, o dinamarquês Poul la Cour, com base em seus estudos com perfis aerodinâmicos em seu túnel de vento, construiu sua primeira turbina com  $11,6\text{ m}$  de diâmetro e apenas 4 pás (JAMIESON, 2018; SØRENSEN, 2016), como apresentado na Fig. 2.2-(b). Suas principais contribuições foram que a força motriz nas pás do rotor é gerada por uma sucção e que turbinas eólicas de alta rotação são mais eficientes quando apresentam uma menor quantidade de pás (SØRENSEN, 2016). Tais características foram fundamentais para o posterior desenvolvimento aerodinâmico das pás.

Durante a década de 30 nos Estados Unidos, turbinas eólicas foram produzidas pela *Jacobs Wind Electric Company* para fornecer energia elétrica para fazendas e para carregar baterias. Posteriormente, acabaram caindo no desuso, pois a energia obtida através de combustíveis fósseis se tornou economicamente mais vantajosa (SØRENSEN, 2016). Porém, devido à crise de abastecimento durante Segunda Guerra Mundial (1939-1945) o interesse nessa fonte energética foi resgatado.

Há algumas décadas, essa tendência de desenvolver fontes de energia alternativas ganhou ainda mais força (LUGUANG; LI, 1997; ERDINC; UZUNOGLU, 2012). A população mun-



(a) Turbina éolica de Charles Brush (KROUSE, 2011).



(b) Turbinas éolicas de Poul la Cour (SØRENSEN, 2016).

Figura 2.2: Turbinas éolicas propostas por Charles Brush e Poul la Cour.

dial que era em 1990 de 5,2 bilhões de pessoas, conta atualmente com 7,7 bilhões (World Bank Group, 2022). As projeções das Nações Unidas (2022) estimam que em 2050 será de 9,7 bilhões e por volta de 11 bilhões em 2100. Já o estudo de Sirola (2014) mostrou que, seguindo as tendências de 2014, a população mundial estabilizará em aproximadamente 10 bilhões de pessoas e que a demanda global de energia triplicará antes de se estabilizar.

Independente de qual estimativa acertará, o crescimento populacional exige um desenvolvimento na economia e a energia disponibilizada utilizando apenas combustíveis fósseis não suprirá a demanda. Por isso, muitas pesquisas estão focadas em encontrar novas fontes de energia e melhorar a eficiência das já existentes (KIRINUS; MARQUES, 2015; FERREIRA *et al.*, 2018; JACOBSON *et al.*, 2018). Além disso, as fontes convencionais de energia promovem a emissão de gases de efeito estufa que intensificam o aquecimento global (SHINDELL *et al.*, 2012; ZHOU *et al.*, 2010).

Essas características dos combustíveis fósseis servem como motivação para que os estudos se concentrem na busca e otimização de fontes de energia limpa e renovável para saciar tal necessidade energética (ØSTERGAARD; SPERLING, 2014), o que acabou se tornando um objetivo mundial (ZHOU *et al.*, 2017; KIRINUS; MARQUES, 2015). Exemplo disso é a busca dos Emirados Árabes Unidos em ter 50% das suas fontes de energia como renováveis até 2050, promovendo uma redução de 70% nas emissões de  $CO_2$  e reduzindo o consumo atual de energia elétrica em 40% (OLABI; ABDELKAREEM, 2022).

Basicamente, a energia renovável é aquela obtida a partir de recursos que são naturalmente

repostos em um prazo menor que o tempo de vida humano (FREWIN, 2020). Pode-se citar como exemplos de fontes de energia renovável a luz solar, o vento, a biomassa e as correntes de água (rios, mares e oceanos) (NG; LAM; NG, 2013). Para se ter uma ideia, estima-se que a capacidade energética mundial das marés seja ao em torno de 570 TWh/ano (BEHRENS *et al.*, 2012). Já as hidrelétricas, apresentam uma capacidade global de 1170 GW e produziram 4730 TWh em 2020, o que representa 16,8% da eletricidade global, sendo o Brasil o segundo maior produtor, atrás apenas da China (C2ES, 2020). A segunda maior fonte de energia renovável são os ventos, responsáveis por 6% da eletricidade global em 2020 (743 GW) tendo a China a maior capacidade de geração eólica instalada (290 MW), seguida pelos Estados Unidos (122.5 MW) (C2ES, 2020).

Estas fontes podem ser exploradas de diferentes maneiras para captar sua energia. Para exemplificar, a Fig. 2.3 mostra os diferentes modelos de turbina eólica: de eixo horizontal (HAWT - sigla em inglês) e a de eixo vertical (VAWT - sigla em inglês).



(a) HAWT.



(b) VAWT.

Figura 2.3: Diferentes modelos de turbina eólica.

O Balanço Energético Nacional - BEN (2022) mostrou que a matriz energética brasileira em 2021 foi composta por 55,3% de fontes não renováveis e 44,7% de renováveis. Nessa segunda classe, a hidráulica aparece com uma contribuição de 11,0%. Já na matriz elétrica brasileira, que relaciona as fontes utilizadas para a obtenção de energia elétrica, a hidráulica é responsável por 53,4%. Estes mesmos valores para o ano de 2020 eram, respectivamente, 51,6%, 48,4%, 12,6% e 65,2% (BEN, 2021).

Analisando a Fig. 2.4, nota-se que a participação das fontes renováveis na matriz energética apresentou até 2020 uma tendência de crescimento, quando atingiu 48,4%. Ressalta-se também que para o mesmo período a hidráulica praticamente não apresentou variação em sua contribuição, a qual ficou em torno de 12,4%. Portanto, o crescimento das renováveis se deu pela expansão de outras fontes, destacada no gráfico pelo crescimento da participação da eólica na matriz elétrica. É interessante ressaltar que a retração da contribuição das fontes renováveis na matriz energética em 2021, está associada com a escassez hídrica que provocou reduções do nível dos reservatórios e, conseqüentemente, da oferta de hidreletricidade. Esta queda foi compensada pelo aumento da oferta de outras fontes, como a eólica (+15,2 TWh), a solar fotovoltaica (+6 TWh), o gás natural (+27,4 TWh) e derivados do petróleo (+8,3 TWh).

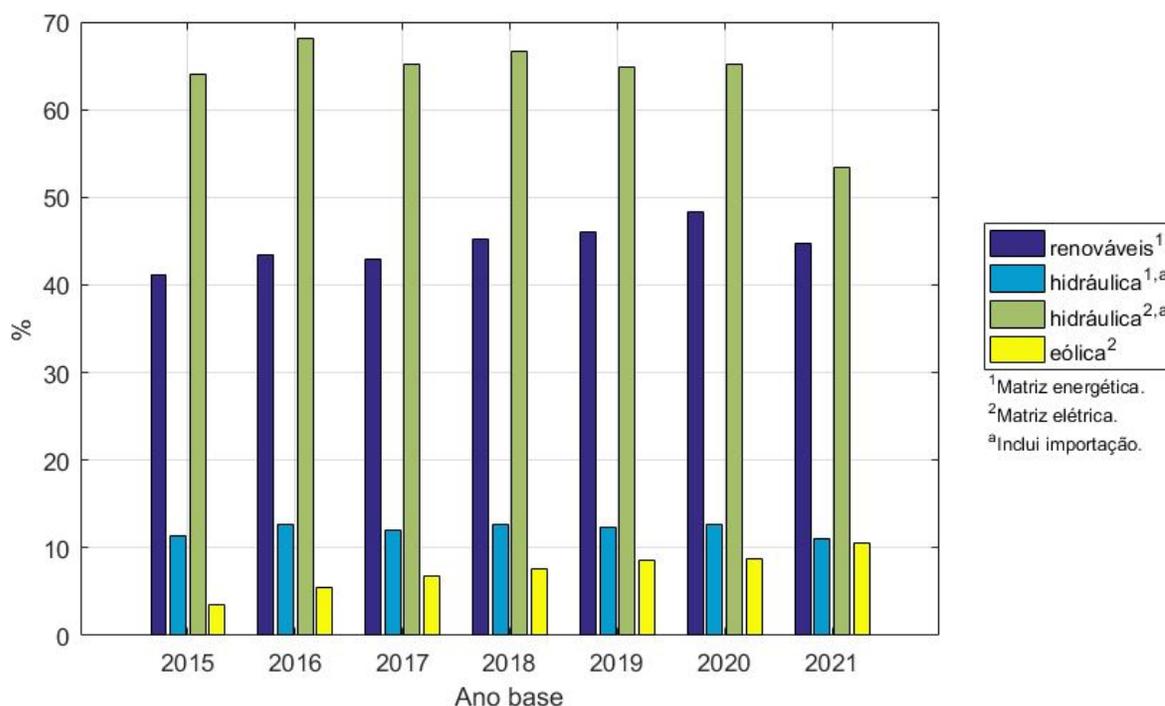


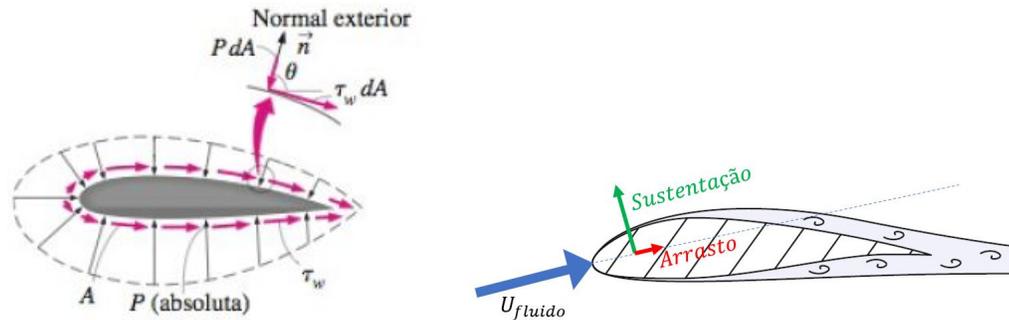
Figura 2.4: Dados do Balanço Energético Nacional (BEN) - 2015 a 2021.

Como 2021 foi um ano atípico, pode-se afirmar que os dados mostram uma tendência de expansão das fontes renováveis. É incontestável também o grande potencial hidráulico de produção de energia no Brasil e sua necessidade de expansão, visto que seus valores ainda incluem uma parcela de importação. Portanto, é evidente a necessidade e a importância de promover uma maior diversificação da matriz elétrica por meio do desenvolvimento de outras fontes renováveis e de outros mecanismos que extraiam a energia presente nas correntes de

água, pois somente as hidrelétricas representam mais de 50%.

Como visto, a contribuição da energia eólica para a matriz energética brasileira passou de incipientes 3,5% em 2015 para 10,6% em 2021. Para compreender o princípio de funcionamento de uma turbina eólica é necessário entender alguns conceitos sobre escoamento externo, ou seja, quando um corpo está imerso em um fluido. Essa é a condição física existente quando o ar escoar ao redor das pás da turbina.

Duas forças surgem quando um fluido se move sobre um corpo: a de pressão (perpendicular à superfície do corpo) e a de cisalhamento ou atrito (tangencial à superfície do corpo), como mostra a Fig. 2.5-(a). O somatório de tais forças na direção do escoamento é denominada força de arrasto (*drag force*, em inglês) e a componente na direção normal ao escoamento é a força de sustentação (*lift force*, em inglês), como apresentado na Fig. 2.5-(b).



(a) Forças de pressão ( $P$ ) e cisalhamento ( $\tau_w$  - tensão de cisalhamento). (ÇENGEL; CIMBALA, 2007)

(b) Forças de arrasto e sustentação. (BRANLARD, 2017) - adaptado

Figura 2.5: Escoamento de um fluido ao redor de um perfil aerodinâmico.

Portanto, cada uma destas forças apresentam duas componentes: a de pressão e a de atrito. Em outras palavras, o arrasto total se dará pela soma das componentes de pressão e de atrito. O mesmo raciocínio vale para a força de sustentação. É interessante destacar que o arrasto de pressão é proporcional à área frontal e à diferença de pressão que age na frente e atrás do corpo imerso (ÇENGEL; CIMBALA, 2007).

Diferentemente das pás apresentadas na evolução histórica das turbinas, elas atualmente são compostas por perfis aerodinâmicos (aerofólios). Tais perfis são superfícies projetadas para a obtenção de uma reação aerodinâmica quando um fluido escoar ao seu redor (RODRIGUES, 2013). Esta reação ocorre devido à existência de uma diferença de pressão entre as partes inferior e superior do perfil e pelas tensões de cisalhamento atuantes em toda a superfície.

Antes de detalhar o mecanismo físico da condição mencionada, as grandezas representadas

na Fig. 2.6 serão definidas, pois são comumente citadas nos estudos de perfis aerodinâmicos submetidos a um escoamento externo. A corda de um perfil indica a distância em linha reta entre seus os pontos extremos: bordo de ataque e o bordo de fuga. O ângulo de ataque é medido entre a corda do aerofólio e a direção da velocidade do fluido. Ao aumentar o ângulo de ataque, tem-se um aumento da sustentação e do arrasto. No entanto, a partir de um certo ângulo ( $\alpha_{stall}$ ), essa tendência não se mantém e há uma queda na sustentação e um aumento abrupto no arrasto, comportamento conhecido por estol (WHITE, 2011). As partes superior e inferior do perfil são denominadas, respectivamente, extradorso e intradorso.

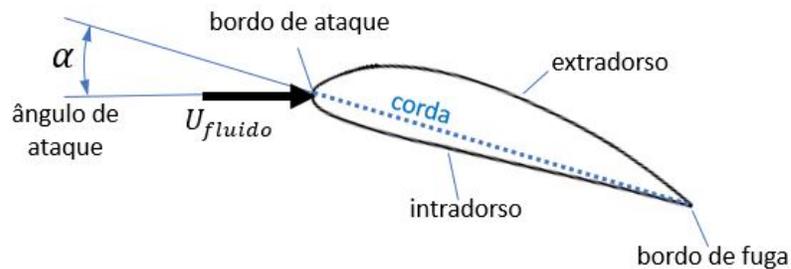


Figura 2.6: Terminologia aplicada no estudo do escoamento externo de um perfil aerodinâmico.

A explicação para o fenômeno da diferença de pressão é geralmente realizada através do princípio de Bernoulli (FOX *et al.*, 2006), matematicamente escrito na Eq. (2.1). Com o aumento da velocidade sobre o extradorso, ocorre nesta região um decréscimo da pressão. No intradorso acontece o inverso. Tal equação é válida somente quando o escoamento é considerado permanente, com efeitos viscosos desprezíveis, incompressível, para uma mesma linha de corrente e sem variação da cota de altura.

$$p_{est} + \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot U_{fluido}^2 = cte \quad (2.1)$$

onde  $p_{est}$  é a pressão estática,  $\rho$  é a massa específica do fluido considerado e  $U_{fluido}$  é a velocidade do fluido.

Uma vez compreendido os efeitos e forças presentes no escoamento do ar ao redor de um aerofólio, pode-se apresentar o princípio básico de funcionamento das turbinas eólicas. Tal explicação se baseará na Fig. 2.7. Ao contrário do que se pode pensar num primeiro momento, a velocidade com que o fluido escoar ao redor do perfil aerodinâmico não é igual

à velocidade do vento ( $U_{fluido}$ ). Como há a rotação da pá da turbina, tem-se a velocidade devido à rotação ( $\Omega \cdot r$ ) na vertical e a do vento na horizontal. A primeira foi representada na Fig. 2.7 de maneira relativa, ou seja, fez-se uma inversão e considerou o ar em movimento e a pá estacionária. Portanto, a velocidade com que o ar escoa ao redor do aerofólio ( $V_{rel}$ ) é dada pela soma vetorial das velocidades  $U_{fluido}$  e  $(\Omega \cdot r)_{rel}$ . A força motriz da turbina será dada pela soma vetorial das componentes das forças de sustentação e arrasto alinhadas com a direção e sentido de rotação da pá. Portanto, a turbina tem por objetivo converter parte da energia cinética do fluido em energia mecânica (rotação do eixo do gerador).



Figura 2.7: Princípio de funcionamento de uma turbina eólica.

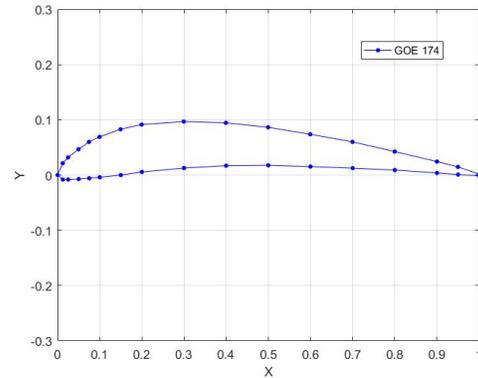
Fica evidente, então, que a capacidade de captação de energia pela turbina está inteiramente associada com o perfil aerodinâmico aplicado nas pás. Assim, com o objetivo de aumentar a eficiência das turbinas, muitas pesquisas concentram seus esforços na busca por geometrias que gerem maiores forças de sustentação e menores de arrasto.

Em alguns casos, o desenvolvimento de novos aerofólios e pás é realizado através da aplicação do biomimetismo, que é a ciência que se baseia na natureza para propor inovações. Um exemplo disso é o albatroz, mostrado na Fig. 2.8-(a), que por apresentar um impressionante desempenho ao voar, como manter velocidades acima de  $35 \text{ m/s}$  por mais de 8 horas sem bater as asas (SACHS *et al.*, 2012; CATRY; PHILLIPS; CROXALL, 2004), serviu como inspiração para o desenvolvimento do aerofólio *GOE 174*, apresentado na Fig. 2.8-(b). As cores presentes na asa dessa mesma ave serviram como estímulo para Pellerito *et al.* (2019) analisarem a influência da temperatura superficial do aerofólio na sustentação e arrasto. Utilizando o *GOE 174*, eles constataram experimentalmente uma redução do arrasto e um aumento da sustentação para alguns ângulos de ataque quando comparado aos valores obtidos para o

mesmo perfil sem aquecimento.



(a) Albatroz.



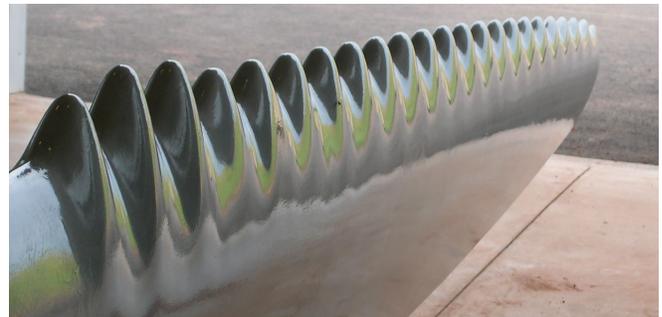
(b) Aerofólio GOE 174.

Figura 2.8: Albatroz e aerofólio desenvolvido baseado em sua asa.

Outro caso bastante interessante foi o desenvolvimento de pás de turbinas eólicas tendo como influência as nadadeiras peitorais da baleia jubarte. O que chamou a atenção de Miklosovic *et al.* (2004) foi que, mesmo sendo um dos maiores animais do planeta, elas conseguem realizar saltos acima do nível da superfície da água e que suas nadadeiras apresentam em seu bordo de ataque grandes protuberâncias (tubérculos) que conferem a esta superfície uma aparência recortada/ondulada, como mostra a Fig. 2.9-(a). Por meio de experimentos em túnel de vento e utilizando modelos em escala da nadadeira com e sem protuberâncias, os autores mostraram que o bordo de ataque ondulado provoca um aumento da sustentação, diminuição do arrasto e atraso do ângulo de estol. A Fig. 2.9-(b) apresenta a pá da turbina eólica “*WhalePower*”, comercializadas pela empresa *WhalePower Corporation*, com a aplicação de protuberâncias em seu bordo de ataque.



(a) Salto e detalhe das protuberância em sua nadadeira.



(b) Pá da turbina (WhalePower Corporation, 2022).

Figura 2.9: Baleia jubarte e pá da turbina eólica desenvolvida baseado em sua nadadeira.

Uma prática bastante comum para promover a redução da força de arrasto é a aplicação de uma carenagem ao corpo em estudo, ou seja, envolvê-lo com um outro corpo de diferente geometria. Esta nova geometria reduz a diferença de pressão entre as partes dianteiras e traseiras, por meio do retardamento da separação da camada limite, promovendo a redução do arrasto de pressão (ÇENGEL; CIMBALA, 2007). Porém, eleva-se o arrasto de atrito devido o aumento da área de contato entre o fluido e o corpo. Assim, ao carenar um corpo é fundamental avaliar o efeito final, ou seja, a soma das duas parcelas da força de arrasto.

Outra característica que deve ser ressaltada é a influência do tipo de escoamento na tensão de cisalhamento. O escoamento turbulento apresenta uma tensão de cisalhamento maior que a do escoamento laminar. De acordo com Çengel & Cimbala (2007), há duas maneiras de compreender este efeito. A primeira tem como base os perfis de velocidades, apresentados na Fig. 2.10, o qual para o escoamento turbulento é mais “cheio”, assim a derivada de velocidade presente no cálculo da tensão de cisalhamento (Eq. (2.2)) apresenta um valor maior. A outra interpretação é que a tensão de cisalhamento turbulenta é calculada pela soma da tensão de cisalhamento entre as camadas de fluido (componente laminar) e entre as partículas do fluido (componente turbulenta).

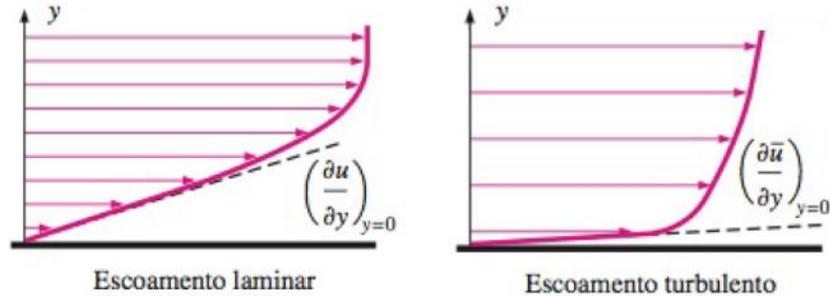


Figura 2.10: Comparação dos gradientes de velocidade na parede para escoamentos laminares e turbulentos (ÇENGEL; CIMBALA, 2007).

$$\tau_w = \mu \left. \frac{\partial u}{\partial y} \right|_{y=0} \quad (2.2)$$

onde  $\mu$  é viscosidade dinâmica do fluido.

Henderson *et al.* (2003) relacionam e comparam alguns modelos de turbinas eólicas instaladas no mar (*offshore*) ou em terra firme (*onshore*) do continente europeu. Ao comparar as aplicações da turbina no mar e em terra, os autores citam como vantagens da aplicação *offshore* a redução do impacto visual e sonoro (ruído), das disputas por terra, das cargas

de fadiga (menos turbulência) e da altura das torres (camada limite mais fina). Já como desvantagens são citados o acesso limitado para manutenção, podendo comprometer a disponibilidade da turbina, e os elevados custos para a fundação e integração da turbina com a rede elétrica. Dentre as turbinas relacionadas no estudo, estão a *Vestas V66 (onshore)* e a *Vestas V80 (offshore)*, ambas fabricadas pela empresa dinamarquesa *Vestas* e apresentadas na Fig. 2.11. A primeira possui um diâmetro igual a  $66\text{ m}$  e potência nominal igual a  $1650\text{ kW}$ . Já a segunda tem diâmetro igual a  $80\text{ m}$  e capacidade de  $2000\text{ kW}$ . Os autores destacam que a velocidade de rotação para as turbinas instaladas no mar é um pouco maior que as terrestres. Isso resulta em torque e massa menores, acarretando uma redução dos custos dos sistemas presentes na torre. Os autores já destacavam que com a expansão do mercado, a tendência era que as turbinas offshore chegassem a extrair  $10000\text{ kW}$  e apresentassem maiores velocidades de rotação, visto que a restrição de ruído seria mais branda que a aplicada nas turbinas terrestres. Atualmente, a *Vestas* já produz uma turbina com  $164\text{ m}$  de diâmetro e capacidade de  $9500\text{ kW}$  (*Vestas*, 2022).



(a) Vestas V66



(b) Vestas V80

Figura 2.11: Turbinas eólicas aplicas em terra (*onshore*) e no mar (*offshore*).

É possível observar uma tendência muito interessante ao comparar as turbinas da *Vestas* citadas anteriormente. Os modelos aplicados por volta do ano de 2003 apresentavam em torno de  $60\text{ m}$  a  $80\text{ m}$  de diâmetro, já os comercializados atualmente possuem até  $164\text{ m}$ . Esse direcionamento no sentido de aumentar as dimensões das turbinas e, conseqüentemente,

ampliar a capacidade de captação da energia cinética dos ventos, representado na Fig. 2.12, só é possível graças aos avanços tecnológicos alcançados em materiais, fundação e mecanismos de controle (LUCENA; LUCENA, 2019).

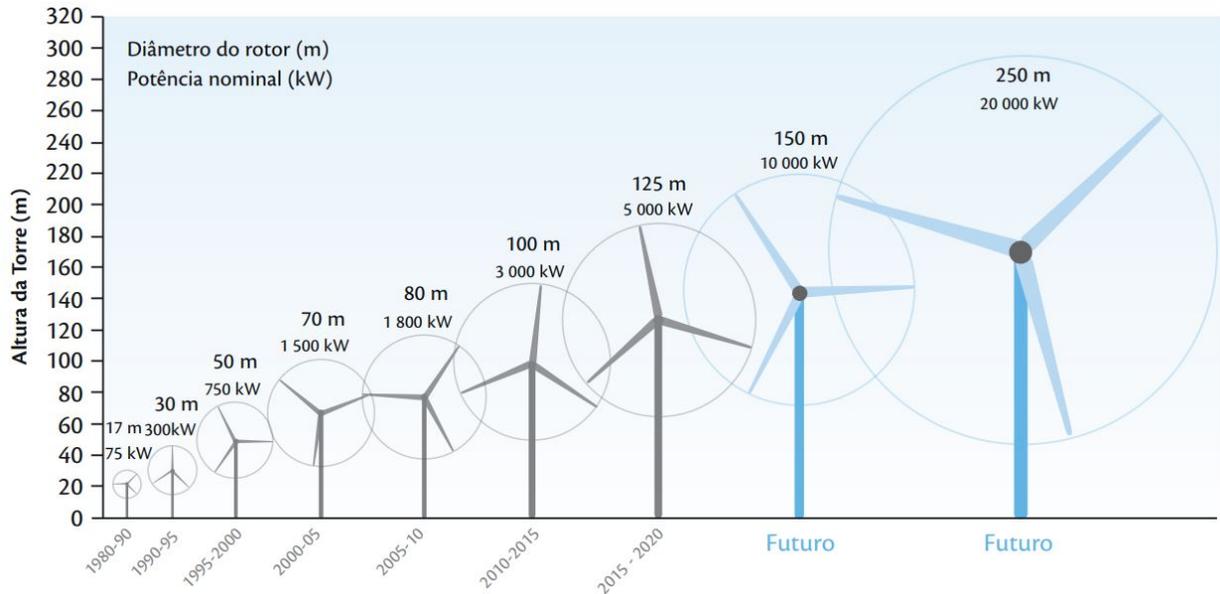


Figura 2.12: Evolução do tamanho e potência gerada pelas turbinas eólicas (Centro de Gestão e Estudos Estratégicos (CGEE), 2015).

Lucena & Lucena (2019) mencionam que no Brasil a primeira turbina eólica foi instalada no arquipélago de Fernando de Noronha em 1992 e acabou sendo destruída por raios em 2009. Ela continha 3 pás, 17 m de diâmetro e potência nominal de 75 kW, o que representava 10-20% da demanda local. Os autores mostram também que o país possuía 568 parques e capacidade instalada era de 14,34 GW em 2018. Atualmente, são 9237 turbinas em operação, divididas em 805 parques eólicos, espalhados por 12 estados e que totalizam uma capacidade instalada de 21,80 GW (ABEEÓLICA, 2022). Esses dados reforçam e corroboram com a tendência de crescimento apresentada na Fig. 2.4. A Região Nordeste se destaca, pois contém 80% dos parques eólicos devido seus ventos serem constantes e com direção e velocidade estáveis (ABEEÓLICA, 2022). Tal dado apresenta uma característica muito importante para o desenvolvimento econômico da região, visto que ela é muito propensa a secas e, como já discutido, a matriz elétrica brasileira tem como base a fonte hidráulica.

Publicado em 2001 por AMARANTE, ZACK & SÁ (2001), o Atlas do Potencial Eólico Brasileiro, exibido na Fig. 2.13-(a), apresentou uma estimativa de 143,5 GW para a potência instalável no país considerando velocidades médias de vento iguais ou superiores a 7 m/s, torres com 50 m de altura, densidade média de ocupação igual a 2 MW/km<sup>2</sup>, fator de dis-

ponibilidade da turbina igual a 0,98 e desconsiderando áreas cobertas por água. Este atlas publicado em 2001 está em consonância com o obtido por *Global Wind Atlas 3.0* (2022) para a mesma altura de medição da velocidade do vento, apresentado na Fig. 2.13-(b).

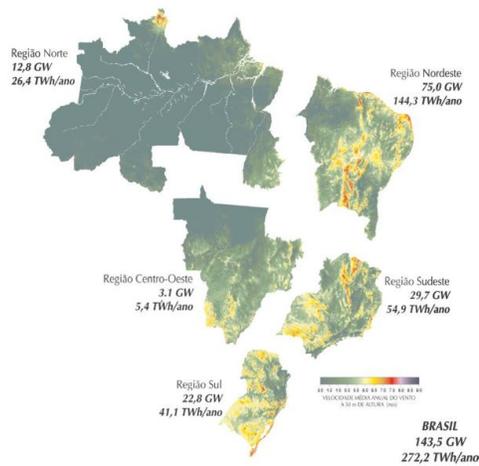
A turbina Enercon E-40/600 apresenta características construtivas bem similares às consideradas no estudo de AMARANTE, ZACK & SÁ (2001) e foi instalada nos estados do Ceará e Paraná no início de 2001 (LENZEN; WACHSMANN, 2004). Ela possui 3 pás, 40 m de diâmetro, 600 kW de potência nominal e altura da torre variando entre de 50 e 78 m. Essas turbinas continuam em operação e recentemente algumas foram desmontadas, transportadas e remontadas pelo Grupo Cordeiro, levando-as de Fortaleza para a Praia das Fontes em Beberibe, outro município cearense (Grupo Cordeiro, 2022).

O estudo de Lima & Filho (2010) baseou-se nos dados de velocidade do vento disponibilizados pelo projeto SONDA (Sistema de Organização Nacional de Dados Ambientais) para uma altura de 50 m durante 30 meses (de 2004 a 2007) para avaliar o potencial de produção de energia elétrica a partir da velocidade do vento na cidade de Triunfo no estado de Pernambuco. Os dados coletados mostraram um alto potencial para a região, visto que os ventos apresentam velocidade média igual a 11,27 m/s e pequenas oscilações de direção, resultando em uma densidade energética média de 1672 W/m<sup>2</sup>. Além disso, os autores simularam a implementação de um parque eólico composto por 24 turbinas Vestas V52 com 850 kW de potência nominal, diâmetro de 52 m e instalada a uma altura de 50 m. A estimativa para a produção anual de energia (AEP, em inglês) do parque foi de 111,4 GWh.

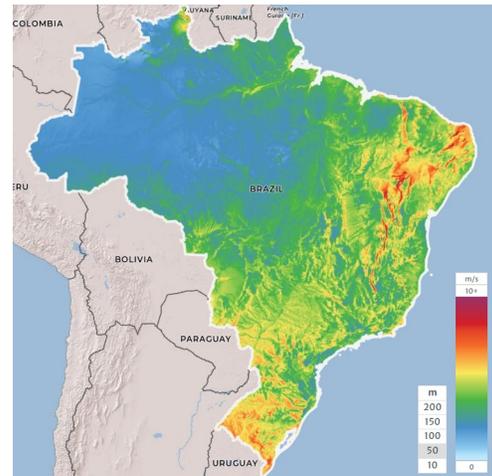
Em outro estudo, Lima & Filho (2012) avaliaram o potencial eólico da cidade de São João do Cariri no estado da Paraíba. Novamente, os dados de velocidade de vento foram concedidos pelo projeto SONDA, os quais foram medidos para 25 e 50 m de altura entre os anos de 2006 e 2009. As velocidades médias dos ventos e a densidade energética média para 25 e 50 m foram 4,74 m/s, 103 W/m<sup>2</sup> e 5,31 m/s, 145 W/m<sup>2</sup>, respectivamente. Tomando as velocidades para a altura igual a 25 m, os autores calcularam o AEP para três turbinas, sendo o maior valor igual a 382,1 MWh. Os autores também destacaram que apesar de São João do Cariri apresentar um potencial inferior quando comparado ao de Triunfo, a energia ali captada apresentava um custo inferior ao preço de compra de energia oferecido pelo programa do governo brasileiro PROINFA e que poderia ser utilizada em pequenas propriedades.

Como visto, os trabalhos anteriores consideram a altura para os dados anemométricos igual a 50 m, pois esta era a altura das torres naquela época, como evidencia a Fig. 2.12. Porém, se for considerada a tendência apresentada nessa mesma figura, atualmente as torres apresentam por volta de 100 m a 150 m de altura. Assim, ao analisar os atlas obtidos em *Global Wind Atlas 3.0* (2022) para 100 m e 150 m de altura, apresentados nas Fig. 2.13-(c)

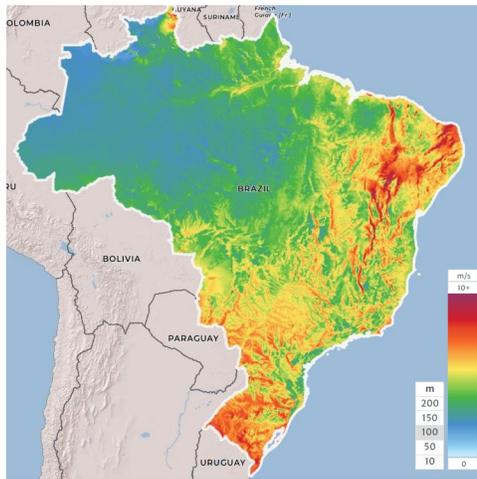
e (d), pode-se afirmar que o potencial eólico brasileiro atual é superior àquele avaliado em 2001 por AMARANTE, ZACK & SÁ (2001). O mesmo raciocínio vale para as regiões das cidades de Triunfo e São João do Cariri.



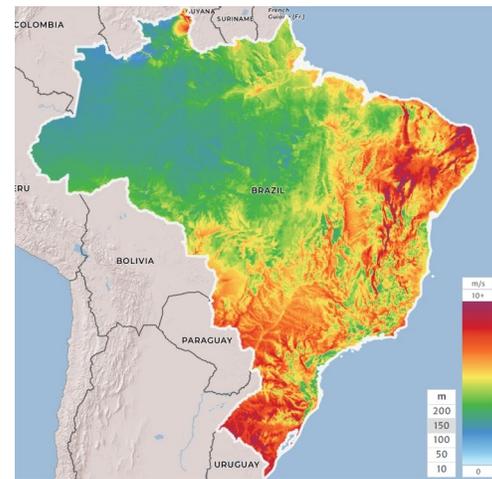
(a) 50 m (AMARANTE; ZACK; SÁ, 2001)



(b) 50 m (GLOBAL WIND ATLAS 3.0, 2022)



(c) 100 m (GLOBAL WIND ATLAS 3.0, 2022)



(d) 150 m (GLOBAL WIND ATLAS 3.0, 2022)

Figura 2.13: Atlas da velocidade média dos ventos para diferentes alturas.

Um outro mecanismo que apresenta o mesmo princípio de funcionamento que a turbina eólica, porém menos conhecido, é a turbina hidrocínética (ou de corrente). Ambas tem como função converter parte da energia cinética presente em um fluido em energia elétrica, sendo assim muito semelhantes (RAHIMIAN; WALKER; PENESIS, 2017; SENG; KOH, 2009).

Embora sejam bastante análogas e muito do que já foi desenvolvido para uma turbina eólica possa ser aplicado à turbina de corrente, cada aplicação apresenta algumas particu-

laridades sendo, portanto, importante e necessário estudar as características de cada uma (WALKER *et al.*, 2014). Como exemplo, pode-se citar como algumas especificidades das turbinas eólicas o cuidado que deve-se ter o com o ruído por ela gerado e sua interação com os animais voadores (pássaros, morcegos, etc.) presentes na região de instalação (SAIDUR; RAHIM; SOLANGI, 2011). Segundo a referência, turbinas instaladas em menores alturas e que operam com altas velocidades angulares, apresentam um maior índice de mortalidade desses animais. Já para as turbinas de corrente, tem-se a preocupação com a incrustação de organismos marinhos (cracas, algas, etc.) e a ocorrência da cavitação (STRINGER; POLAGYE, 2020; MOLLAND *et al.*, 2004), como apresentado na Fig. 2.14. Esta segunda pode ocorrer no extradorso do perfil aerodinâmico, pois nessa região há uma queda de pressão. Se a pressão nesse local atingir valores menores que a pressão de vapor da água (fluido desta aplicação), a água vaporizará e formará bolhas que ao se romperem geram micro jatos e ondas de choque que promovem o desgaste da superfície do aerofólio (SANJUAN, 2015).



(a) Incrustação de organismos marinhos (FLETCHER, 2011).



(b) Erosão por cavitação (SINGH; TIWARI; MISHRA, 2012).

Figura 2.14: Exemplos de intercorrências em turbinas de corrente.

Na maioria das aplicações das turbinas de corrente o fluido é a água salgada, pois são geralmente instaladas no oceano, extraindo energia das correntes marinhas. Porém, elas também podem ser instaladas em correntes de água doce, como por exemplo rios e lagos, visto que seu princípio de funcionamento básico é que ela seja posicionada em um local onde haja a movimentação de um fluido (corrente).

A água, sob condições normais de temperatura e pressão, é 832 vezes mais densa que o ar e uma das principais e mais vantajosas características das correntes marinhas é ser altamente previsível (LAURENS; AIT-MOHAMMED; TARFAOUI, 2016). Além disso, calcula-se que

elas tenham aproximadamente 120 GW de energia explorável em todo o mundo (ENERGY, 2019).

Zhou *et al.* (2017) relacionaram vários projetos de turbinas de corrente marinha, a maioria já em funcionamento na Europa, que apresentam uma capacidade de conversão de energia superior a 500 kW. Um dos modelos listados é a *OpenHydro*, apresentada na Fig. 2.15-a, que tem uma massa de 850 toneladas, diâmetro de 16 m e capacidade igual a 500 kW. Outro exemplo é a *SeaGen S*, mostrada na Fig. 2.15-b, a qual conta com dois rotores que se elevam para facilitar a manutenção. Cada rotor tem diâmetro igual a 20 m, permite a variação do ângulo de pitch e uma transformação energética da ordem de 600 kW em uma corrente com velocidade de 2,4 m/s. A mudança do ângulo de pitch é suprimida em várias turbinas para reduzir os custos e a complexidade da manutenção. Seguindo esta mesma justificativa, foi desenvolvida uma versão flutuante, a *SeaGen F*, que pode ser observada na Fig. 2.15-c.



(a) DCNS-OpenHydro (THETYS, 2019)



(b) SeaGen S (INHABITAT, 2012)



(c) SeaGen F (HOOFDDORP, 2014)

Figura 2.15: Modelos de turbinas de corrente marinha.

A velocidade da corrente e a profundidade são fatores muito importantes na escolha do local de instalação da turbina. A primeira tem relação direta com a energia cinética disponível. Já a segunda limita as dimensões da turbina a ser instalada. Ao longo do dia, a velocidade varia com um comportamento próximo de uma senoide. Numa avaliação de locais no continente europeu, foram desconsiderados os que apresentavam uma máxima velocidade senoidal menor que  $1,0\text{ m/s}$ , sendo realmente atrativos aqueles com valores máximos maiores que  $1,5\text{ m/s}$  (LAURENS; AIT-MOHAMMED; TARFAOUI, 2016). A grande maioria dos modelos listados por Zhou *et al.* (2017) operam em regiões com velocidade superior a  $2\text{ m/s}$ .

Analisando mais especificamente o Brasil, os dados existentes sobre a costa brasileira apresentados no estudo de Galdino, Vieira & Cardoso (2018), os quais são antigos e escassos, mostram que a nossa realidade é um pouco diferente. Apenas na Corrente Norte do Brasil tem-se velocidades um pouco acima de  $1,0\text{ m/s}$ , como apresentado na Fig. 2.16. Os autores concluem ser necessária uma campanha de medição dos perfis de velocidade presentes no Brasil e também o desenvolvimento de turbinas e tecnologias adaptadas à realidade do país.

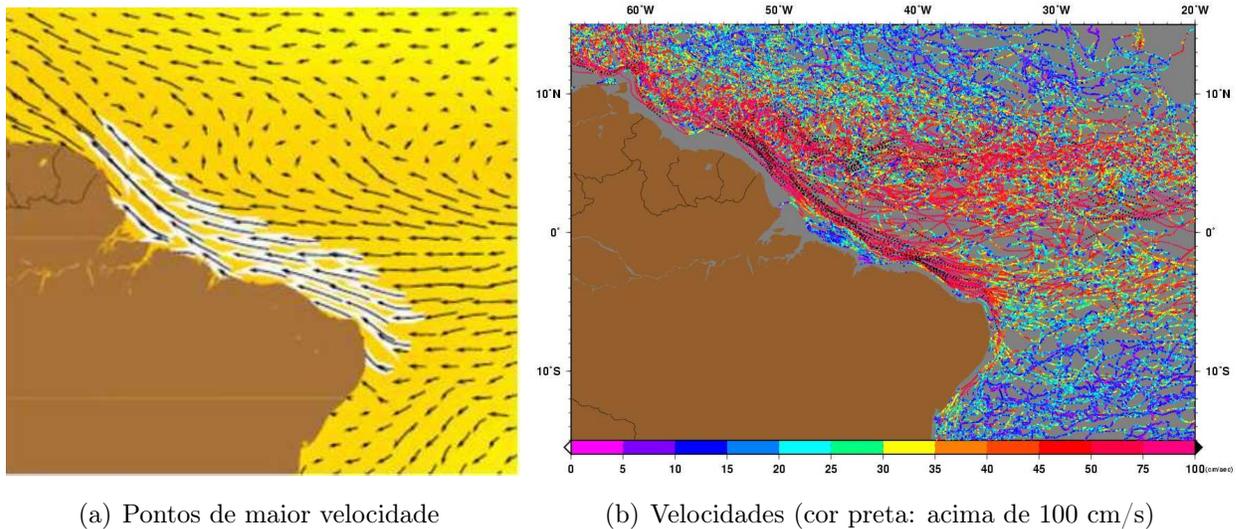
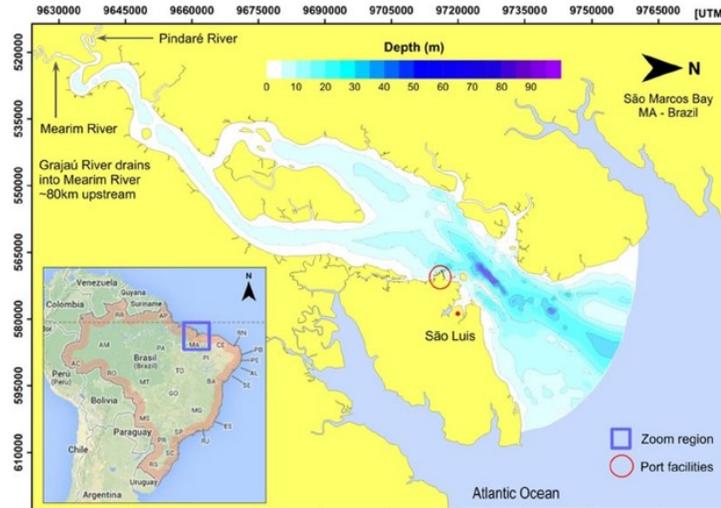


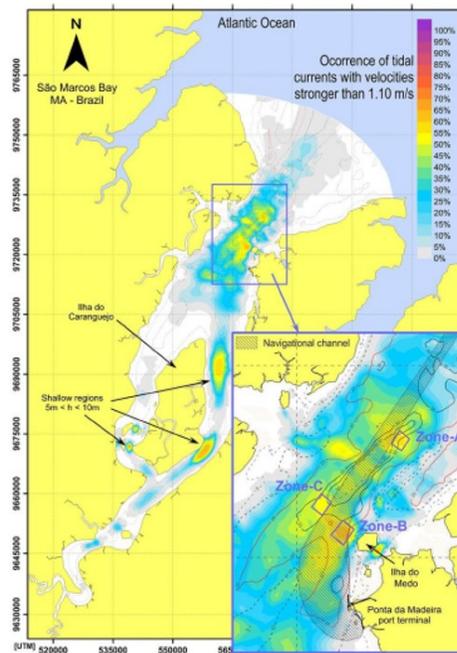
Figura 2.16: Características da Corrente Norte do Brasil (MIAMI, 2019).

Vogel *et al.* (2019) destaca que atualmente poucos locais na América do Sul apresentam potencial para a exploração da energia das marés. Um desses locais é a Baía de São Marcos, localizada no estado do Maranhão, a qual teve seus perfis de velocidade e profundidade estudados por GonzÁlez-GorbeÑa, Rosman & Qassim (2015). A Fig. 2.17 mostra os resultados obtidos para a profundidade e a classificação dos pontos quanto à frequência em que eles apresentam velocidades superiores a  $1,10\text{ m/s}$ . Três zonas (A, B e C) se destacaram, porém a região B foi desconsiderada por se localizar no canal de navegação. As regiões A e

C apresentam anualmente uma densidade de potência igual a  $11,2 MW/m^2$  e  $9,2 MW/m^2$ , respectivamente, o que mostrou serem regiões interessantes para geração de energia.



(a) Profundidade (máxima: 97 m).



(b) Frequencia de ocorrência de velocidades maiores que  $1,10 m/s$  (destaque zonas A, B e C)

Figura 2.17: Perfis de profundidade e velocidade da Baía de São Marcos - MA (GONZÁLEZ-GORBEÑA; ROSMAN; QASSIM, 2015).

É fundamental avaliar o desempenho desses mecanismos de transformação de energia durante as etapas de seu desenvolvimento e para o seu aprimoramento. Com tal objetivo, o coeficiente de potência ( $C_p$ ) é a principal grandeza a ser calculada (SØRENSEN, 2016; GONZÁLEZ-HERNÁNDEZ; SALAS-CABRERA, 2019). Trata-se de um parâmetro adimensional, cujo equacionamento é apresentado na Eq. (2.3), e que representa a eficiência da turbina por meio da razão entre a potência extraída pelo rotor (potência de eixo da turbina) e a contida no fluido que passa através da área varrida do rotor.

$$C_p = \frac{P_{extraída}}{0,5 \rho A U_{fluido}^3} \quad (2.3)$$

onde  $P_{extraída}$  é a potência convertida pelo rotor,  $\rho$  é a massa específica do fluido considerado,  $A$  é a área varrida pelo rotor e  $U_{fluido}$  é a velocidade do fluido.

A curva do coeficiente de potência em função da velocidade do vento ou da razão de velocidade na ponta da pá (*Tip Speed Ratio* - TSR), calculada pela Eq. (2.4), apresenta um comportamento não linear (ASGHAR; LIU, 2017). Assim, para um determinado valor de TSR atinge-se o  $C_{p_{max}}$ , a este ponto denomina-se ponto ótimo de operação da turbina. Considerando uma turbina de raio  $R$ , o TSR altera seu valor com a velocidade angular da turbina ( $\Omega$ ) e com a velocidade do fluido ( $U_{fluido}$ ). Como a velocidade do vento oscila durante seu funcionamento, a turbina terá seu TSR ajustado por meio da velocidade angular para que ela opere sempre próximo ao  $C_{p_{max}}$ .

$$TSR = \frac{\Omega R}{U_{fluido}} \quad (2.4)$$

onde  $\Omega$  é a velocidade angular da turbina e  $R$  é o raio do rotor.

Em 1919, o físico alemão Albert Betz comprovou que a máxima eficiência teórica de uma turbina eólica é igual a 59,3%, valor hoje conhecido por limite de Betz. O desenvolvimento dessa Lei de Betz foi realizada com base em um volume de controle, como o apresentado na Fig. 2.18-(a), que possui em sua porção central um disco que extrai energia da corrente de vento. Considerando tal volume de controle e aplicando a conservação da massa, tem-se que  $\dot{m} = \rho_1 A_1 U_1 = \rho A v = \rho_2 A_2 U_2$ . Já a variação da energia cinética entre suas extremidades é igual a  $\Delta E = \frac{1}{2} m (U_1^2 - U_2^2)$ . Como a potência é a variação da energia em um determinado intervalo de tempo, podemos reescrever  $P = \frac{1}{2} \dot{m} (U_1^2 - U_2^2)$ . Substituindo a expressão obtida para  $\dot{m}$ , tem-se  $P = \frac{1}{2} \rho A U (U_1^2 - U_2^2)$ . Por outro lado, tomando como ponto de partida a Segunda Lei de Newton, chega-se a  $P = \rho A U^2 (U_1 - U_2)$ . Igualando as

duas expressões obtidas para a potência tem-se que a velocidade na seção do rotor deve ser igual a  $U = \frac{1}{2}(U_1 + U_2)$ . Substituindo tal resultado na equação da potência obtida a partir da variação da energia cinética chega-se a  $P = \frac{1}{4}\rho A(U_1 + U_2)(U_1^2 - U_2^2)$ . Para o cálculo do  $C_p$ , considera-se como referência o valor da potência para a região do rotor com a velocidade de entrada ( $U_1$ ), assim  $P_{ref} = \frac{1}{2}\rho A U_1^3$ . Por fim, o coeficiente de potência é calculado por  $C_p = \frac{P}{P_{ref}}$ , ou seja,  $C_p = \frac{1}{2} \left[ 1 - \left( \frac{U_2}{U_1} \right)^2 + \frac{U_2}{U_1} - \left( \frac{U_2}{U_1} \right)^3 \right]$ , cujo valor máximo é igual a 0,593, como mostra a Fig. 2.18-(b).

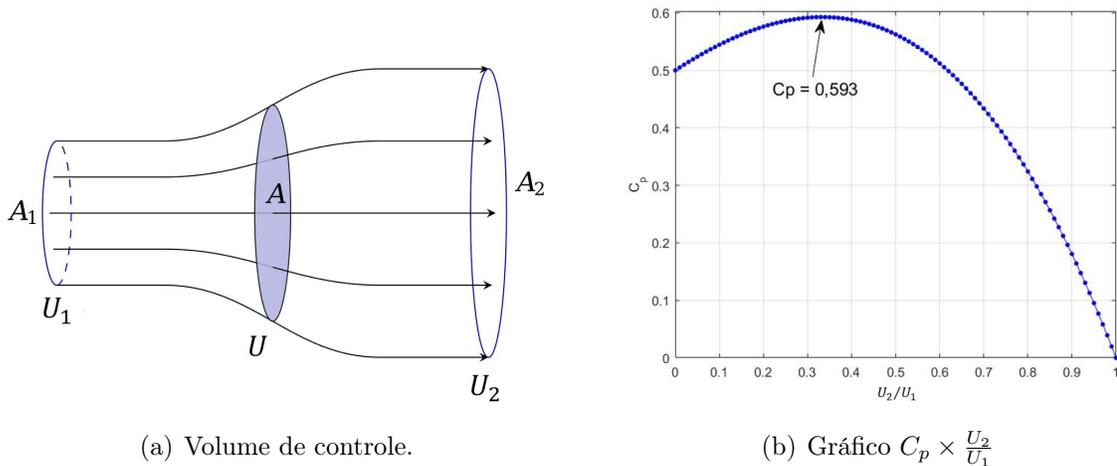


Figura 2.18: Volume de controle e gráfico do coeficiente de potência da Lei de Betz.

No caso das turbinas eólicas e hidrocínéticas, a avaliação do  $C_p$  é geralmente realizada por meio da dinâmica de fluidos computacional ou pela teoria da quantidade de movimento do elemento da pá (*Blade Element Momentum* - BEM).

A dinâmica de fluidos computacional fornece um maior nível de detalhamento da interação entre o fluido (água, ar) e a estrutura (turbina) o que permite uma análise mais metódica, mas envolve um custo computacional maior, o qual vem sendo mitigado com o progresso dos computadores (RAHIMIAN; WALKER; PENESIS, 2017; NORUZI; VAHIDZADEH; RIASI, 2015; HALL, 2012).

Por outro lado, o BEM se destaca por sua simplicidade de aplicação, quando comparado ao CFD, e por seus tempos de simulação ficarem por volta de alguns segundos. Além disso, seus resultados apresentam excelente aproximação aos obtidos nas simulações computacionais tridimensionais em CFD e nos ensaios experimentais (SØRENSEN, 2016; RAHIMIAN; WALKER; PENESIS, 2018; MONTEIRO *et al.*, 2013). Esta metodologia pode ser aplicada tanto para turbinas eólicas quanto para hidrocínéticas (BEDON; CASTELLI; BENINI, 2013; BALTAZAR; CAMPOS, 2011) e é utilizada no software QBlade (MARTEN *et al.*, 2013).

# Capítulo 3

## Metodologia

O estudo tem como objetivo principal estabelecer e descrever detalhadamente todas as etapas necessárias para avaliar, de maneira rápida e prática, o desempenho de turbinas eólicas e hidrocinéticas. Nesse contexto, o presente capítulo apresentará os métodos e modelos utilizados, bem como as considerações necessárias, para a obtenção da curva de potência da turbina.

### 3.1 Blade Element Momentum (BEM)

O *Blade Element Momentum* (BEM) é obtido a partir da combinação de duas teorias: a teoria da quantidade de movimento (*Momentum Theory*, em inglês) e a teoria dos elementos da pá (*Blade Element Theory*, em inglês). O primeiro usa um volume de controle anular para aplicar a conservação da quantidade de movimento linear e angular para calcular o empuxo e o torque, cujos equacionamentos são apresentados, respectivamente, nas Eqs. (3.1) e (3.2) (MANWELL; MCGOWAN; ROGERS, 2002).

$$dT_{MT} = F 4 \pi r \rho U_{wind}^2 a(1 - a) dr \cos^2(\delta) \quad (3.1)$$

$$dQ_{MT} = F 4 \pi r^3 \rho U_{wind} (1 - a) a' \omega dr \cos^4(\delta) \quad (3.2)$$

onde  $F$  é o fator total de perdas,  $r$  é o raio local em qualquer elemento da pá,  $a$  é o fator de indução axial,  $a'$  é o fator de indução tangencial e  $\delta$  é o ângulo de cone.

Por outro lado, a teoria do elemento da pá considera a geometria da pá para analisar

suas forças aerodinâmicas para também equacionar o empuxo e o torque, como mostrado nas Eqs. (3.3) e (3.4) (PRATUMNOPHARAT; LEUNG, 2011).

$$dT_{BET} = \frac{1}{2} \rho B V_{rel}^2 (C_L \cos(\phi) + C_D \sin(\phi)) dr \cos(\delta) \quad (3.3)$$

$$dQ_{BET} = \frac{1}{2} \rho B c V_{rel}^2 (C_L \sin(\phi) - C_D \cos(\phi)) r \cos(\delta) dr \quad (3.4)$$

onde  $B$  é o número de pás,  $c$  é o comprimento da corda,  $V_{rel}$  é a velocidade relativa do fluido e  $\phi$  é o ângulo medido entre a velocidade relativa e o plano de rotação da pá (ver Fig. 3.1-(b)).

Como visto, nas equações obtidas por meio da teoria do elemento da pá apareceram os coeficientes de arrasto ( $C_D$ ) e sustentação ( $C_L$ ), que são calculados por meio das Eqs. (3.5) e (3.6), respectivamente.

$$C_D = \frac{F_{drag}}{0.5 \rho V_{rel}^2 c s} \quad (3.5)$$

$$C_L = \frac{F_{lift}}{0.5 \rho V_{rel}^2 c s} \quad (3.6)$$

onde  $s$  é a envergadura da pá.

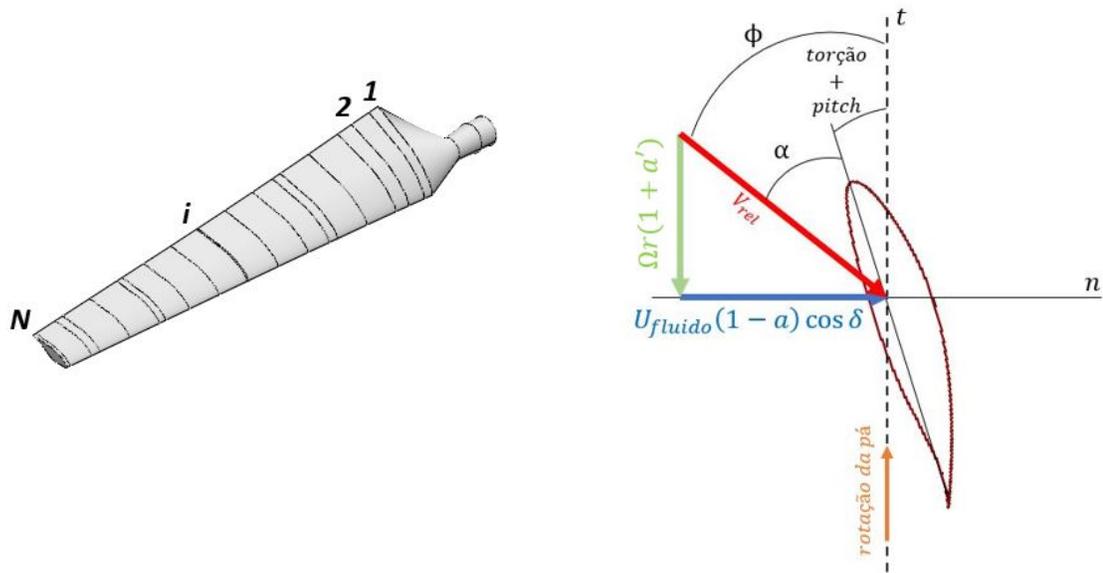
Igualando as expressões apresentadas anteriormente para o empuxo (Eqs. 3.1 e 3.3) e o torque (Eqs. 3.2 e 3.4), determinadas à partir de cada uma das teorias, são obtidas expressões para calcular os fatores de indução axial ( $a$ ), o qual representa o quanto a velocidade do fluido é reduzida pela presença do rotor, e tangencial ( $a'$ ) (PURACA, 2019). Tais equações são apresentadas nas Eqs. (3.7) e (3.8).

$$a = \frac{1}{\frac{4F \sin^2(\phi)}{\sigma \cos^2(\delta)(C_L \cos(\phi) + C_D \sin(\phi))} + 1} \quad (3.7)$$

$$a' = \frac{1}{\frac{4F \sin(\phi) \cos(\phi)}{\sigma (C_L \sin(\phi) - C_D \cos(\phi))} - 1} \quad (3.8)$$

onde  $\sigma = \frac{Bc}{2\pi r \cos(\delta)}$  é a razão de solidez.

O método é aplicado por meio de um processo iterativo, no qual a pá é dividida em várias seções, como mostra a Fig. 3.1-(a). Partindo de uma estimativa inicial para  $a$  e  $a'$ , as velocidades normal e tangencial e, conseqüentemente, a velocidade relativa são calculadas. Em seguida, calcula-se o ângulo  $\phi$  e, como os ângulos de pitch e torção são obtidos através da descrição geométrica da pá, o ângulo de ataque ( $\alpha$ ) é calculado por meio da expressão:  $\alpha = \phi - (\text{torção} + \text{pitch})$ , como mostra a Fig. 3.1-(b). Com o valor de  $\alpha$  e utilizando as curvas fornecidas de  $C_D \times \alpha$  e  $C_L \times \alpha$ ,  $C_D$  e  $C_L$  são obtidos. Aplicando as Eqs. (3.7) e (3.8) recalcula-se  $a$  e  $a'$ . O procedimento é reiniciado com o cálculo das velocidades normal, tangencial e relativa e é interrompido apenas quando o valor de  $\alpha$  convergir. Todo esse procedimento deve ser realizado para cada uma das “N” seções em que a pá foi dividida. Finalmente, realiza-se uma integração numérica das forças que atuam na pá, calculadas através dos coeficientes  $C_D$  e  $C_L$  para cada seção, e a potência extraída pela turbina é obtida (BRANLARD, 2017).



(a) Pá dividida em “N” seções.

(b) Ângulos e velocidades.

Figura 3.1: Medidas envolvidas na aplicação do processo iterativo do BEM.

É importante destacar a necessidade de inserir correções no método, fator  $F$  presente nas equações, para maior precisão nas estimativas de potência, como perdas na ponta da pá e no cubo (BRANLARD, 2017; CARCANGIU, 2008; LANZAFAME; MESSINA, 2007).

## 3.2 Obtenção das curvas $C_D \times \alpha$ e $C_L \times \alpha$

Como descrito no processo iterativo do BEM, apresentado na seção anterior, devem ser fornecidas as curvas dos coeficientes de arrasto ( $C_D$ ) e sustentação ( $C_L$ ) em função do ângulo de ataque ( $\alpha$ ), para que se consiga calcular as forças de arrasto e sustentação que atuam em cada seção da pá. Portanto, a qualidade da estimativa da potência da turbina por meio do BEM está diretamente relacionada com a qualidade das curvas  $C_D \times \alpha$  e  $C_L \times \alpha$ .

Tais curvas podem ser obtidas por ensaios experimentais, simulações computacionais ou na literatura. Ao realizar alguns experimentos, estudiosos notaram que tais coeficientes são função do ângulo de ataque e dos números de Mach e Reynolds (ROSKAM; LAN, 1997), como mostra a Eq. (3.9). As Equações (3.10) e (3.11) apresentam, respectivamente, como os números de Mach e Reynolds são calculados. É importante destacar que o comprimento característico para o cálculo do número de Reynolds para aerofólios é a corda do perfil ( $c$ ).

$$C_D, C_L = f(Re, Ma, \alpha) \quad (3.9)$$

$$Ma = \frac{U_{fluido}}{V_{som}} \quad (3.10)$$

onde  $U_{fluido}$  é a velocidade do fluido e  $V_{som}$  é a velocidade do som no fluido.

$$Re_c = \frac{\rho V c}{\mu} \quad (3.11)$$

Quando  $Ma < 0,3$ , tem-se a condição de escoamento incompressível e o número de Mach pode ser desconsiderado. Assim, os coeficientes ficam dependentes apenas do ângulo de ataque e do número de Reynolds, como apresentado na Eq. (3.12). A título de exemplo, nas condições normais de temperatura e pressão, se o fluido considerado for o ar a condição de incompressibilidade não será satisfeita apenas se  $U_{fluido} > 367 \text{ km/h}$ .

$$C_D, C_L = f(Re, \alpha) \quad (3.12)$$

Portanto, como o intuito é obter as curvas de  $C_D$  e  $C_L$  em função do ângulo de ataque ( $\alpha$ ), deve-se definir o número de Reynolds para o qual elas serão obtidas. Walker *et al.* (2014)

definiram que para turbinas, o número de Reynolds a ser considerado é aquele que ocorre na posição igual a 70% da envergadura ( $s$ ) da pá e cujo cálculo é baseado na velocidade relativa e no valor da corda, como apresentado na Eq. (3.13).

$$Re_{c,70\% \cdot s} = \frac{\rho V_{Rel} c_{70\% \cdot s}}{\mu} \quad (3.13)$$

Já a velocidade relativa é calculada a partir da soma vetorial de duas componentes: velocidade do fluido na direção horizontal e a velocidade linear devido à rotação da pá, representado de maneira relativa, na direção vertical, como mostra a Fig. 3.2.

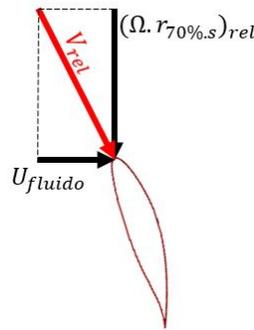


Figura 3.2: Representação dos vetores para o cálculo da velocidade relativa.

Nota-se que além da descrição geométrica detalhada da pá da turbina, é de extrema necessidade conhecer ou pelo menos conseguir estimar as condições de operação da turbina, como por exemplo sua velocidade angular ( $\Omega$ ).

Estabelecido o procedimento para o cálculo do número de Reynolds, passa-se então para a obtenção das curvas  $C_D \times \alpha$  e  $C_L \times \alpha$ . Para o caso de realiza-la por meio de simulações computacionais, é fundamental definir algumas características importantes para a geração da malha. O software ICEM CFD 16.0 foi utilizado para gerar as malhas bidimensionais, tendo suas dimensões baseadas no comprimento da corda do perfil a ser simulado, como mostra a Fig. 3.3-(a). Seguindo o que foi proposto por Coder (2018), os espaçamentos de algumas células também foram relacionados com o comprimento da corda do perfil: altura da primeira célula  $\Delta y = 5 \times 10^{-6} \cdot c$ , comprimento da célula no bordo de ataque igual a  $10^{-3} \cdot c$  e no bordo de fuga igual a  $5 \times 10^{-4} \cdot c$  e aplicou-se as razões de crescimento (R.C.) apresentados na Fig. 3.3-(b). Para as coordenadas dos aerofólios mais pontos foram gerados para as regiões do bordo de ataque e de fuga, pois essas regiões possuem uma geometria mais complexa que pode afetar o desenho da malha e conseqüentemente os resultados da simulação.

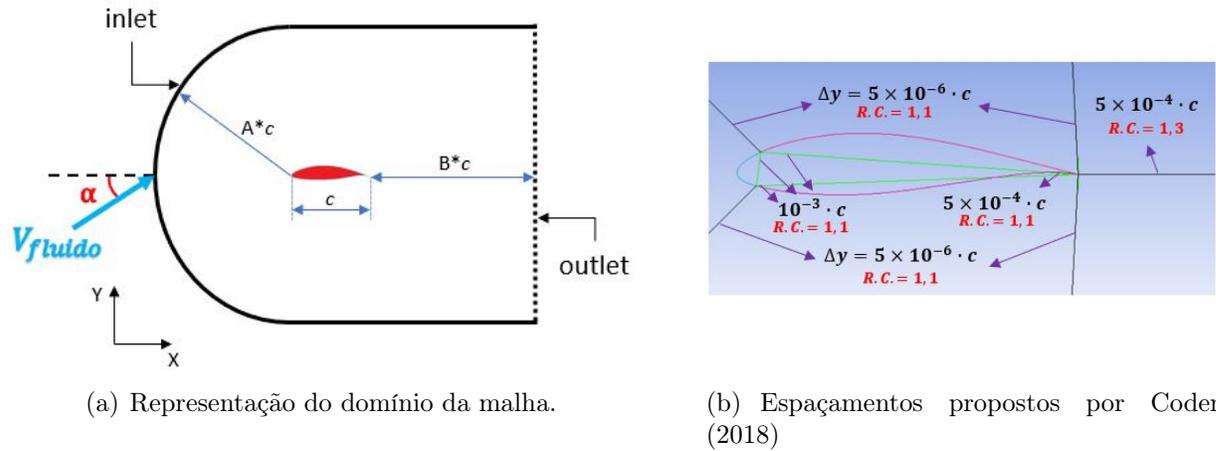


Figura 3.3: Dimensões importantes para geração da malha.

De posse da malha, realizou-se as simulações em regime permanente para a obtenção das curvas  $C_D \times \alpha$  e  $C_L \times \alpha$ . O ângulo de ataque variou de  $-5^\circ \leq \alpha \leq \alpha_{max}$ , sendo  $\alpha_{max}$  o maior valor do ângulo de ataque cuja simulação em regime permanente apresenta resultados estáveis. As simulações foram realizadas no software UNSCYFL3D, desenvolvido no Laboratório de Mecânica dos Fluidos (MFlab) da Universidade Federal de Uberlândia.

Para as seções que apresentam perfil circular, considerou-se que o  $C_L$  é nulo para qualquer  $\alpha$  e que o  $C_D$  é constante e igual ao valor extraído do gráfico proposto por White (2011), apresentado na Fig. 3.4. O procedimento para definição do valor do coeficiente de arrasto é traçar uma linha vertical no valor de  $Re_{c,70\%s}$  calculado para a turbina. Em seguida, define-se o ponto de intersecção desta linha vertical com a curva para cilindro circular liso ( $L/D = \infty$ ) e rebate tal ponto, por meio de uma linha horizontal, no eixo das ordenadas. O valor alcançado em tal eixo é o valor do coeficiente de arrasto.

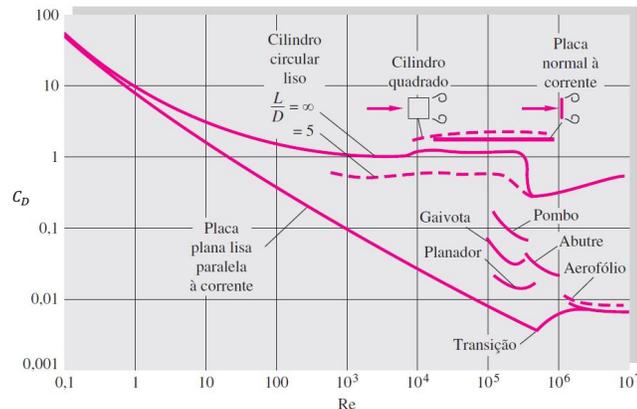


Figura 3.4: Gráfico para obtenção do coeficiente de arrasto para seções com perfil circular (WHITE, 2011).

### 3.3 Cálculo dos coeficientes aerodinâmicos

A estimativa dos coeficientes de arrasto e sustentação no presente trabalho é realizada com base nos campos de velocidade e pressão do escoamento, através da resolução das equações de Navier Stokes para a continuidade e quantidade de movimento linear, respectivamente apresentadas na Eqs. (3.14) e (3.15). Vale ressaltar que tal cálculo é realizado apenas para uma faixa de valores de ângulos de ataque, sendo que para os demais faz-se uma extrapolação dentro do software QBlade.

$$\frac{\partial \rho}{\partial t} + \frac{\partial(\rho u_i)}{\partial x_i} = 0 \quad (3.14)$$

$$\frac{\partial(\rho u_i)}{\partial t} + \frac{\partial(\rho u_i u_j)}{\partial x_j} = -\frac{\partial p}{\partial x_i} + \frac{\partial \tau_{ij}}{\partial x_j} + f_i \quad (3.15)$$

onde  $p$  é a pressão,  $\rho$  é a massa específica do fluido considerado,  $u_i$  é a componente do vetor velocidade na direção  $i$ ,  $\tau_{ij}$  é o tensor de viscosidade molecular e  $f_i$  é a componente  $i$  do termo fonte.

Admitindo que o fluido seja newtoniano, o tensor é então modelado por meio do modelo de tensão viscosa de Stokes, apresentado na Eq. (3.16).

$$\tau_{ij} = \mu \left( \frac{\partial u_i}{\partial x_j} + \frac{\partial u_j}{\partial x_i} \right) - \frac{2}{3} \mu \delta_{ij} \vec{\nabla} \cdot \vec{V} \quad (3.16)$$

onde  $\nu$  e  $\delta_{ij}$  são, respectivamente, a viscosidade cinemática e o delta de Kronecker.

Assumindo também que para presente aplicação o escoamento seja incompressível e adicionando as forças gravitacionais, as equações para a continuidade e quantidade de movimento linear são reescritas e apresentadas nas Eqs. (3.17) e (3.18).

$$\frac{\partial u_i}{\partial x_i} = 0 \quad (3.17)$$

$$\frac{\partial u_i}{\partial t} + \frac{\partial(u_i u_j)}{\partial x_j} = -\frac{1}{\rho} \frac{\partial p}{\partial x_i} + \frac{\partial}{\partial x_j} \left[ \nu \left( \frac{\partial u_i}{\partial x_j} + \frac{\partial u_j}{\partial x_i} \right) \right] + g_i \quad (3.18)$$

As equações apresentadas permitem a obtenção do campo de escoamento. A energia cinética turbulenta será distribuída em estruturas turbilhonares com variadas dimensões e para captar os efeitos das menores estruturas é necessário uma malha suficientemente fina. Tal técnica é denominada *Direct Numerical Simulation* (DNS) e apresenta elevado custo computacional, tendo maior aplicabilidade em escoamentos com geometrias simples e baixos números de Reynolds. Já na metodologia *Reynolds Averaged Navier-Stokes* (RANS) a turbulência é toda modelada por meio de modelos matemáticos, ou seja, nenhuma estrutura turbilhonar é calculada. Dessa forma, obtêm-se apenas os campos médios das variáveis de interesse e pode-se utilizar malhas mais grosseiras. Por fim, o método *Large Eddy Simulation* (LES) se baseia no fato da maior parte da energia cinética turbulenta estar concentrada nas maiores estruturas para calculá-las e modelar as menores. Como as simulações a serem realizadas geralmente envolvem elevados números de Reynolds e tanto DNS e LES apresentam elevado custo computacional, a metodologia RANS foi a escolhida.

O desenvolvimento das equações da metodologia RANS se dá pelo desmembramento das grandezas presentes nas equações da continuidade e quantidade de movimento linear em duas componentes: uma média e uma flutuante. Por exemplo, a velocidade na direção  $i$  será:  $u_i(x_i, t) = \bar{u}(x_i) + u'(x_i, t)$ . Assim, as equações anteriores foram reescritas por Osborne Reynolds tendo como base as médias temporais de tais variáveis e são apresentadas nas Eqs. (3.19) e (3.20). É importante ressaltar que as flutuações ( $u', v', w', \dots$ ) tem média nula ( $\overline{u'}, \overline{v'}, \overline{w'}, \dots = 0$ ).

$$\frac{\partial \bar{u}_i}{\partial x_i} = 0 \quad (3.19)$$

$$\frac{\partial (\bar{u}_i \bar{u}_j)}{\partial x_j} = -\frac{1}{\rho} \frac{\partial \bar{p}}{\partial x_i} + \frac{\partial}{\partial x_j} \left[ \nu \left( \frac{\partial \bar{u}_i}{\partial x_j} + \frac{\partial \bar{u}_j}{\partial x_i} \right) - \overline{u'_i u'_j} \right] + g_i \quad (3.20)$$

O tensor de Reynolds ( $\overline{\overline{\tau_{ij}}} = -\overline{u'_i u'_j}$ ) é simétrico e acrescenta seis novas incógnitas que somadas às três componentes do campo de velocidade e à pressão, totalizam dez variáveis e apenas quatro equações disponíveis. Portanto, o  $\overline{\overline{\tau_{ij}}}$  deve ser modelado por meio de modelos de fechamento com o objetivo de resolver as equações RANS, o que também é denominado modelagem de turbulência. O tensor de Reynolds é aproximado pela hipótese de Joseph Boussinesq, a qual relaciona as tensões de Reynolds com os gradientes médios de velocidade, conforme Eq. (3.21)

$$\overline{\tau}_{ij} = -\nu_t \left( \frac{\partial \overline{u}_i}{\partial x_j} + \frac{\partial \overline{u}_j}{\partial x_i} \right) + \frac{2}{3} k \delta_{ij} \quad (3.21)$$

A viscosidade cinemática turbulenta ( $\nu_t$ ) e a energia cinética turbulenta ( $k$ ) são termos desconhecidos, cujos valores serão determinado através do modelo de fechamento, popularmente conhecido como modelo de turbulência. Naturalmente, a qualidade da solução depende do modelo aplicado.

### 3.3.1 LM-SST

O modelo de turbulência *Langtry-Menter Shear Stress Transport* (LM-SST) teve grande importância para o desenvolvimento do presente trabalho, por isso seu equacionamento será apresentado de maneira mais detalhada. No software Fluent 16.0 ele é denominado *Transition SST* e outros autores o denominam como *SST  $k - \omega$  transition*.

O modelo LM-SST é baseado no acoplamento das equações de balanço do modelo  $k - \omega$  SST com outras duas equações de balanço, uma para a intermitência ( $\gamma$ ) e outra para os critérios de início de transição laminar-turbulento ( $Re_{\theta,t}$ ). Portanto, é um modelo de turbulência transicional com 4 equações:  $k, \omega, \gamma$  e  $Re_{\theta,t}$ . Os valores obtidos através das equações de balanço possibilitarão o cálculo das viscosidade cinemática turbulenta pela seguinte expressão:

$$\nu_t = \frac{k}{\omega} \frac{1}{\max\left(\frac{1}{\alpha^*}, \frac{SF_2}{a_1\omega}\right)} \quad (3.22)$$

onde  $\alpha^* = \frac{0,024 + \frac{Re_t}{6}}{1 + \frac{Re_t}{6}}$ ,

$$Re_t = \frac{\rho k}{\mu \omega},$$

$$S = \sqrt{2S_{ij}S_{ij}},$$

$$S_{ij} = \frac{1}{2} \left( \frac{\partial u_j}{\partial x_i} + \frac{\partial u_i}{\partial x_j} \right),$$

$$F_2 = \tanh(\Phi_2^2),$$

$$\Phi_2 = \max \left[ 2 \frac{\sqrt{k}}{0.09\omega y}, \frac{500\mu}{\rho y^2 \omega} \right],$$

$$a_1 = 0,31.$$

As equações de balanço aplicadas no modelo de de turbulência  $k - \omega$  SST são apresentadas nas Eqs. (3.23) e (3.24).

$$\frac{\partial(\rho k)}{\partial t} + \nabla \cdot (\rho k V) = \nabla \cdot \left( \left( \mu + \frac{\mu_t}{\sigma_k} \right) \nabla k \right) + P_k - D_k \quad (3.23)$$

$$\frac{\partial(\rho \omega)}{\partial t} + \nabla \cdot (\rho \omega V) = \nabla \cdot \left( \left( \mu + \frac{\mu_t}{\sigma_\omega} \right) \nabla \omega \right) + \frac{\gamma}{\nu_t} P_k - \beta \rho \omega^2 + 2(1 - F_1) \frac{\rho \sigma_\omega^2}{w} \nabla k : \nabla \omega \quad (3.24)$$

onde  $\sigma_k = \frac{1}{\frac{F_1}{\sigma_{k,1}} + \frac{1-F_1}{\sigma_{k,2}}}$ ,

$$F_1 = \tanh(\Phi_1^4),$$

$$\Phi_1 = \min \left[ \max \left( \frac{\sqrt{k}}{0,09\omega y}, \frac{500\mu}{\rho y^2 \omega} \right), \frac{4\rho k}{\sigma_{\omega,2} D_\omega^+ y^2} \right],$$

$$D_\omega^+ = \max \left[ 2\rho \frac{1}{\sigma_{\omega,2}} \frac{1}{\omega} \nabla k : \nabla \omega, 10^{-10} \right],$$

$$\sigma_{k,1} = 1,176,$$

$$\sigma_{k,2} = 1,$$

$$\sigma_{\omega,2} = 1,168,$$

$$P_k = \min(G_k, 10\rho\beta^*k\omega),$$

$$G_k = \mu_t S^2,$$

$$\beta^* = \beta_i^* \left[ 1 + 1,5F \left( \sqrt{\frac{2k}{\gamma RT}} \right) \right],$$

$$\beta_i^* = 0,09 \left( \frac{\frac{4}{15} + \left(\frac{Re_t}{8}\right)^4}{1 + \left(\frac{Re_t}{8}\right)^4} \right),$$

$$D_k = \rho\beta^*k\omega,$$

$$F \left( \sqrt{\frac{2k}{\gamma RT}} \right) = \left[ 0, se \sqrt{\frac{2k}{\gamma RT}} \leq 0,25; \frac{2k}{\gamma RT} - 0,0625, se \sqrt{\frac{2k}{\gamma RT}} > 0,25 \right],$$

$$\beta = \beta_i \left[ 1 - \frac{\beta_i^*}{\beta_i} 1,5F \left( \sqrt{\frac{2k}{\gamma RT}} \right) \right],$$

$$\beta_i = 0,075F_1 + 0,0828(1 - F_1).$$

Para o modelo LM-SST apenas os termos  $P_k$ ,  $D_k$  e  $F_1$  são modificados com relação aos valores utilizados no modelo  $k - \omega$  SST. Os novos equacionamentos para tais termos são apresentados nas Eqs. (3.25), (3.26) e (3.27).

$$P_{k,new} = P_k * \gamma \quad 0 \leq \gamma \leq 1 \quad (3.25)$$

$$D_{k,new} = D_k * \min(\max(\gamma, 0.1), 1) \quad (3.26)$$

$$F_{1,new} = \max(F_1, F_3) \quad F_3 = e^{-\left(\frac{\rho y \sqrt{k}}{120\mu}\right)^3} \quad (3.27)$$

A intermitência ( $\gamma$ ) representa o percentual do tempo em que flutuações estão presentes na condição de contorno. Assim,  $\gamma$  é igual a 0 para a região laminar, entre 0 e 1 para a região de transição e 1 para a turbulenta. Seu cálculo é realizado através da equação de balanço apresentada na Eq. (3.28). O termo  $V_{ort}$  representa a vorticidade.

$$\frac{\partial(\rho\gamma)}{\partial t} + \nabla \cdot (\rho\gamma V) = \nabla \cdot \left( \left( \mu + \frac{\mu_t}{\sigma_\gamma} \right) \nabla \gamma \right) + P_\gamma - D_\gamma \quad (3.28)$$

onde  $\sigma_\gamma = 1$ ,

$$P_\gamma = 2F_{length}\rho S(\gamma F_{onset})^{0,5} + 0,06\rho V_{ort}\gamma F_{turb},$$

$$F_{onset} = \max(F_{onset,2} - F_{onset,3}, 0),$$

$$F_{onset,2} = \min(\max(F_{onset,1}, F_{onset,1}^4), 2),$$

$$F_{onset,3} = \max\left(1 - \left(\frac{Re_t}{2,5}\right)^3, 0\right),$$

$$F_{onset,1} = \frac{Re_v}{2,193Re_{\theta,c}},$$

$$Re_v = \frac{\rho y^2 S}{\mu},$$

$$F_{turb} = e^{-\left(\frac{Re_t}{4}\right)^4},$$

$$D_\gamma = \gamma 2F_{length}\rho S(\gamma F_{onset})^{0,5} + 3\rho V_{ort}\gamma^2 F_{turb}.$$

Por fim,  $Re_{\theta,t}$  é obtida pela equação de balanço mostrada na Eq. (3.29). Esta variável representa o número de Reynolds onde ocorre a transição.  $Re_{\theta,t}$ ,  $Re_{\theta,c}$  e  $F_{length}$  são correlações empíricas, sendo as duas últimas funções de  $\overline{Re_{\theta,t}}$ .

$$\frac{\partial(\rho\overline{Re_{\theta,t}})}{\partial t} + \nabla \cdot (\rho\overline{Re_{\theta,t}}V) = \nabla \cdot (\sigma_{\theta,t}(\mu + \mu_t) \nabla \overline{Re_{\theta,t}}) + P_{\theta,t} \quad (3.29)$$

onde  $\sigma_{\theta,t} = 2$ ,

$$P_{\theta,t} = 0,03\frac{\rho}{t}(Re_{\theta,t} - \overline{Re_{\theta,t}})(1 - F_{\theta,t}),$$

$$t = \frac{500\mu}{\rho U^2}, \quad \theta_{BL} = \frac{Re_{\theta,t}\mu}{\rho U}, \quad \delta_{BL} = \frac{15}{2}\theta_{BL}, \quad \delta = \frac{50\Omega y}{U}\delta_{BL},$$

$$F_{\theta,t} = \min\left(\max\left(F_{wake}e^{-\left(\frac{y}{\delta}\right)}, 1 - \left(\frac{\gamma - \frac{1}{50}}{1 - \frac{1}{50}}\right)^2\right), 1\right),$$

$$F_{wake} = e^{-\left(\frac{Re_{\omega}}{1E5}\right)^2},$$

$$Re_\omega = \frac{\rho\omega y^2}{\mu}.$$

É fundamental ressaltar que em estudos preliminares, quando se investiga qual o modelo de turbulência que melhor recupera os valores obtidos por ensaios experimentais, outros modelos também foram utilizados:  $k-\epsilon$  (JONES; LAUNDER, 1972),  $k-\epsilon$  otimizado (SHIH *et al.*, 1994), *Detached Eddy Simulation based on Shear Stress Transport, Reynolds Stress Model* (LAUNDER; SHARMA, 1974) e *Amplification Factor Transport Spalart-Allmaras* (CODER; MAUGHMER, 2014). Porém, o LM-SST foi o que apresentou os melhores resultados e, por isso, apenas ele teve seu equacionamento detalhado.

### 3.4 Tratamento para $C_D \times \alpha$ e $C_L \times \alpha$

As curvas dos coeficientes de arrasto e sustentação dos perfis aerodinâmicos devem ser inseridas no software QBlade para a realização da estimativa da curva de potência da turbina. Porém, antes elas devem passar por alguns tratamentos para que comportamentos não captados na simulação bidimensional sejam considerados, fazendo com que as estimativas apresentem boa aproximação aos valores obtidos na prática.

O presente estudo aborda o tratamento das curvas por meio da aplicação de um dos dois seguintes modelos: Aerodas (SPERA, 2008) ou *Stall Delay* (DU; SELIG, 1998), cujos equacionamentos serão detalhados nas seções a seguir.

#### 3.4.1 Modelo Aerodas

Desenvolvido por Spera (2008), o Aerodas é um modelo matemático que permite calcular os coeficientes de arrasto e sustentação para os regimes pré e pós-estol, visto que as pás podem operar em ambos regimes aerodinâmicos e a obtenção dos coeficientes para o regime pós-estol é bastante desafiadora. Assim, é possível obter as curvas completas de  $C_D \times \alpha$  e  $C_L \times \alpha$ , necessárias para aplicar o BEM. Como já definido no Capítulo 2, o estol caracteriza-se por uma queda repentina na sustentação e um aumento abrupto no arrasto a partir de um certo ângulo de ataque ( $\alpha_{stall}$ ).

O ponto de partida dessa metodologia são os coeficientes  $C_D$  e  $C_L$  para  $\alpha < \alpha_{stall}$ . Para o intervalo citado, tais coeficientes são disponibilizados na literatura para vários perfis aerodinâmicos e, caso necessário, podem ser obtidos por simulação computacional ou ensaio experimental com certa facilidade. Ao contrário de outras metodologias de extrapolação, como Viterna (VITERNA; JANETZKE, 1982) e Montgomerie (MONTGOMERIE, 2004), que consideram que o aerofólio se comporta como uma placa plana no pós-estol, as equações

do Aerodas para o pós-estol foram obtidas empiricamente, com base em dados disponíveis para alguns aerofólios.

Como mencionado, os parâmetros de entrada do modelo são extraídos das curvas obtidas para o regime do pré-estol, como mostra a Fig. 3.5. A definição de cada parâmetro é apresentada na Tab. 3.1. É importante ressaltar que todos os valores relacionados ao pré-estol possuem o número 1 em sua sigla, enquanto para o pós-estol é utilizado o número 2.

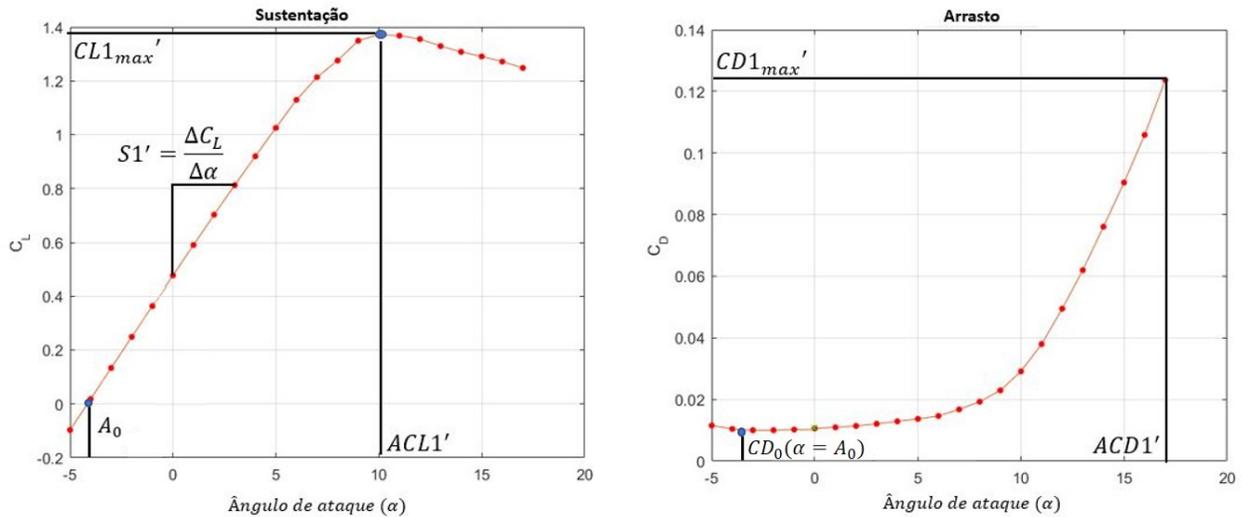


Figura 3.5: Valores obtidos no pré-estol para aplicação do Aerodas.

Tabela 3.1: Definição dos parâmetros de entrada do Aerodas.

Parâmetro	Definição
$A_0$	$\alpha$ para $C_L = 0$ [°]
$CL1_{max}'$	$C_L$ máximo
$ACL1'$	$\alpha$ para $CL1_{max}'$ [°]
$CD_0$	$C_D$ para $\alpha = A_0$
$CD1_{max}'$	$C_D$ máximo
$ACD1'$	$\alpha$ para $CD1_{max}'$ [°]
$S1'$	inclinação do segmento linear da curva de sustentação [1/°]

Como os coeficientes de arrasto e sustentação dos aerofólios são obtidos por simulações computacionais ou ensaios experimentais bidimensionais, ou seja, desconsiderando a dimensão relativa à envergadura do perfil, os parâmetros de entrada devem ser corrigidos para levar em consideração o valor da envergadura da pá. Tal correção é realizada utilizando a razão de aspecto (AR), calculada aplicando as Eqs. (3.30) e (3.31).

$$R_m = \sqrt{\frac{R_{tip}^2 + R_{inner}^2}{2}} \quad (3.30)$$

onde  $R_{tip}$  é o raio da ponta e  $R_{inner}$  é o raio da extremidade interna do aerofólio ativo.

$$AR = \frac{2(R_{tip} - R_{inner})}{c_m} \quad (3.31)$$

onde  $c_m$  é o comprimento da corda em  $R_m$ .

As correções são realizadas com as Eqs. (3.32) - (3.36).

$$ACL1 = ACL1' + 18,2 \cdot CL1_{max}' \cdot AR^{-0,9} \quad (3.32)$$

$$CL1_{max} = CL1_{max}' (0,67 + 0,33 \cdot e^{-(4/AR)^2}) \quad (3.33)$$

$$ACD1 = ACD1' + 18,2 \cdot CL1_{max}' \cdot AR^{-0,9} \quad (3.34)$$

$$CD1_{max} = CD1_{max}' + 0,280 \cdot (CL1_{max}')^2 \cdot AR^{-0,9} \quad (3.35)$$

$$S1 = \frac{S1'}{1 + 18,2 \cdot S1' \cdot AR^{-0,9}} \quad (3.36)$$

De posse dos parâmetros de entrada corrigidos com a AR, aplica-se as Eqs. (3.37) - (3.39) para calcular os coeficientes de sustentação e arrasto no pré-estol.

$$CL1 = S1 \cdot (\alpha - A0) - RCL1 \cdot \left( \frac{\alpha - A0}{ACL1 - A0} \right)^{N_1}, \quad \text{if } \alpha \geq A0 \quad (3.37)$$

$$CL1 = S1 \cdot (\alpha - A0) - RCL1 \cdot \left( \frac{A0 - \alpha}{A0 - ACL1} \right)^{N_1}, \quad \text{if } \alpha < A0 \quad (3.38)$$

onde  $RCL1 = S1 \cdot (ACL1 - A0) - CL1_{max}$  e  $N_1 = 1 + \frac{CL1_{max}}{RCL1}$ .

$$CD1 = CD0 + (CD1_{max} - CD0) \cdot \left( \frac{\alpha - A0}{ACD1 - A0} \right)^M, \quad \text{if } (2A0 - ACD1) \leq \alpha \leq ACD1 \quad (3.39)$$

onde  $M$  deve ser determinado ajustando a Eq. (3.39) ao gráfico  $\frac{C_L}{C_D} \times \alpha$ .

Já para o regime pós-estol, os coeficientes de sustentação e arrasto são calculados pelas Eqs. (3.40) - (3.42). É importante destacar que as equações utilizadas para calcular os coeficientes de sustentação e arrasto máximos para o pós-estol ( $CL2_{max}$  e  $CD2_{max}$ ) foram obtidas empiricamente e são dadas em função das razões de aspecto ( $AR$ ) e entre a espessura e a corda do aerofólio ( $t/c$ ).

$$CL2 = -0,032(\alpha - 92) - RCL2 \cdot \left( \frac{92 - \alpha}{51} \right)^{N_2}, \quad \text{if } ACL1 \leq \alpha \leq 92^\circ \quad (3.40)$$

$$CL2 = -0,032(\alpha - 92) - RCL2 \cdot \left( \frac{\alpha - 92}{51} \right)^{N_2}, \quad \text{if } \alpha \geq 92^\circ \quad (3.41)$$

onde  $RCL2 = 1,632 - CL1_{max}$ ,  $N_2 = 1 + \frac{CL2_{max}}{RCL2}$ ,  $CL2_{max} = F1 \cdot F2$ ,  $F1 = 1,190(1 - (t/c)^2)$  e  $F2 = 0,65 + 0,35 \cdot e^{-(9/AR)^{2,3}}$ .

$$CD2 = CD1_{max} + (CD2_{max} - CD1_{max}) \cdot \sin \left( \frac{\alpha - ACD1}{90 - ACD1} \cdot 90 \right), \quad \text{if } \alpha \geq ACD1 \quad (3.42)$$

onde  $CD2_{max} = G1 \cdot G2$ ,  $G1 = 2,27 \cdot e^{-0,65(t/c)^{0,9}}$  e  $G2 = 0,52 + 0,48 \cdot e^{-(6,5/AR)^{1,1}}$ .

É importante destacar que para reproduzir com precisão os testes apresentados por Spera (2008), a equação  $G1$  sofreu uma pequena alteração, passando de  $G1 = 2,3 \cdot e^{-0,65(t/c)^{0,9}}$  para  $G1 = 2,27 \cdot e^{-0,65(t/c)^{0,9}}$ , como destacado na Tab. 3.2. Uma discussão detalhada de tal mudança pode ser encontrada no manual da planilha do Aerodas, proposta por Erturk

(2018). Detalhes adicionais sobre o modelo Aerodas podem ser obtidos em Spera (2008).

Tabela 3.2: Validação do teste realizado para o perfil S809 apresentado por Spera (2008).

	Parâmetros de entrada		
	Spera (2008)	G1= <b>2,30</b> *exp(...	G1= <b>2,27</b> *exp(...
t/c	0,21	0,21	0,21
A0	-1,00	-1,00	-1,00
ACL1'	14,00	14,00	14,00
CL1 <sub>max</sub> '	1,070	1,070	1,070
CD0	0,0070	0,0070	0,0070
ACD1'	20,1	20,1	20,1
CD1 <sub>max</sub> '	0,2000	0,2000	0,2000
S1'	0,155	0,155	0,155
M	3	3	3
Valores calculados			
AR	15,28	15,29	15,29
ACL1	15,7	15,67	15,67
CL1 <sub>max</sub>	1,047	1,0466	1,0466
RCL1	1,033	1,0336	1,0336
N1	2,01	2,0127	2,0127
ACD1	21,8	21,7729	21,7729
CD1 <sub>max</sub>	0,226	0,2275	0,2275
S1	0,125	0,1248	0,1248
CL2 <sub>max</sub>	1,036	1,0357	1,0357
RCL2	0,596	0,5963	0,5963
N2	2,74	2,7367	2,7367
F1	1,138	1,1375	1,1375
CD2 <sub>max</sub>	1,624	1,6451	1,6236
<b>G1</b>	1,922	1,9471	1,9217

No presente estudo, o Aerodas foi aplicado em uma faixa de  $-10^\circ \leq \alpha \leq 100^\circ$ . Ao finalizar o tratamento com esse modelo, aplicou-se o Viterna, cujo equacionamento pode ser consultado no trabalho de Tangler & Kocurek (2005). Este segundo método foi utilizado para a extrapolação dos valores dos coeficientes  $C_L$  e  $C_D$  para os ângulos de ataque ainda não considerados, cobrindo assim todo o intervalo  $-180^\circ \leq \alpha \leq 180^\circ$ . Outra opção um pouco mais fácil e acessível é aplica-lo dentro do software QBlade.

### 3.4.2 Modelo *Stall Delay*

Proposto por Du & Selig (1998), este tratamento tem como objetivo corrigir as curvas dos coeficientes de arrasto e sustentação para que sejam levados em consideração os efeitos

tridimensionais devido à rotação da pá, os quais promovem o adiamento da separação da camada limite e conseqüente aumento do ângulo de estol. Tais impactos são maiores nas seções mais internas da pá e promovem um aumento da sustentação e redução do arrasto.

A aplicação do *Stall Delay* se dá pelas Eqs. (3.43) e (3.44). Destaca-se que para a aplicação do método é necessário conhecer ou estimar a velocidade angular ( $\Omega$ ) da turbina e considerar um valor para a velocidade do fluido ( $U_{fluido}$ ), além de alguns valores extraídos das curvas originais obtidas por simulação computacional ou ensaio experimental.

$$C_{L,3D} = C_{L,2D} + \left( \frac{1}{2\pi} \left[ \frac{1,6 \left(\frac{c}{r}\right)}{0,1267} \cdot \frac{1 - \left(\frac{c}{r}\right)^{\frac{R}{\Lambda r}}}{1 + \left(\frac{c}{r}\right)^{\frac{R}{\Lambda r}}} - 1 \right] \right) (C_{L,p} - C_{L,2D}) \quad (3.43)$$

$$C_{D,3D} = C_{D,2D} - \left( \frac{1}{2\pi} \left[ \frac{1,6 \left(\frac{c}{r}\right)}{0,1267} \cdot \frac{1 - \left(\frac{c}{r}\right)^{\frac{R}{2\Lambda r}}}{1 + \left(\frac{c}{r}\right)^{\frac{R}{2\Lambda r}}} - 1 \right] \right) (C_{D,2D} - C_{D,0}) \quad (3.44)$$

onde  $\Lambda = \frac{\Omega R}{\sqrt{U_{fluido}^2 + (\Omega R)^2}}$ ,  $C_{L,p} = 2\pi(\alpha - \alpha_0)$ ,  $\alpha_0 =$  ângulo em que  $C_L = 0$  e  $C_{D,0} = C_{D,2D}$  para  $\alpha = 0$ .

Para a aplicação do tratamento, o presente estudo dividiu a geometria da pá em quatro diferentes zonas, desconsiderando as regiões com perfil circular, conforme apresentado na Tab. 3.3. Cada zona ficará sujeita a uma diferente curva de  $C_D \times \alpha$  e  $C_L \times \alpha$ . A zona 1 corresponde à região mais externa da pá e como os efeitos tridimensionais são mais intensos nas seções mais próximas à raiz, considera-se nesta zona as curvas originais, ou seja, sem a aplicação do *Stall Delay*. Já para a zona 2, a curva original foi tratada com o *Stall Delay* considerando as características construtivas da seção, presente na descrição geométrica da pá, que apresenta  $r/R$  menor e mais próximo a 0,7. Assim, a curva obtida será aplicada para todas as seções compreendidas pela zona 2. O mesmo raciocínio vale para as zonas 3 e 4.

Tabela 3.3: Divisão da pá para aplicação do *Stall Delay*.

Zona	Intervalo
1	$0,7 < r/R \leq 1$
2	$0,51 < r/R \leq 0,7$
3	$0,38 < r/R \leq 0,51$
4	$r/R \leq 0,38$

Assim como realizado após o tratamento com o Aerodas, ao finalizar o tratamento com o *Stall Delay* aplicou-se o Viterna, para a obtenção dos coeficientes  $C_L$  e  $C_D$  para os demais

ângulos de ataque, completando assim o intervalo  $-180^\circ \leq \alpha \leq 180^\circ$ .

### 3.5 Software QBlade

QBlade é um software de código aberto que utiliza o *Blade Element Momentum* (BEM) para simular turbinas de eixo horizontal (HAWT) e vertical (VAWT) (MARTEN *et al.*, 2013). Desenvolvido pela Universidade Técnica de Berlim desde 2010, ele fornece recursos práticos de design e simulação com uma interface bastante intuitiva. A versão utilizada no presente estudo foi a *QBlade v.0.96*.

Apesar de sua integração com o XFOIL (DRELA; YOUNGREN, 2006), que possibilita a rápida simulação de diferentes perfis aerodinâmicos, o presente estudo optou por fornecer as curvas dos coeficientes de arrasto e sustentação em função do ângulo de ataque para a realização de estimativas relativas à potência da turbina: coeficiente de potência (apresentado na Eq. (2.3)) ou a própria potência extraída ( $P_{extraída}$ ). O motivo para tal escolha se deve ao fato de que dependendo do perfil aerodinâmico ou do número de Reynolds a simulação com o XFOIL não converge para alguns ângulos de ataque, prejudicando ou até mesmo inviabilizando a avaliação da turbina.

Basicamente, o software pode trabalhar em dois modos (HAWT e VAWT) e vários módulos, como destacado na Fig. 3.6. Estes modos fazem referência ao posicionamento do eixo da turbina, conforme apresentado na Fig. 2.3. Como as turbinas que serão abordadas neste trabalho apresentam eixo horizontal, deve-se selecionar o modo HAWT. O primeiro passo é importar as coordenadas do perfil aerodinâmico. Para isso, deve selecionar o módulo “*Airfoil Design*”, abrir a aba “*Foil*” e escolher a opção “*Import Foil*”. Posteriormente, faz-se a inserção das curvas  $C_D \times \alpha$  e  $C_L \times \alpha$ . Tal procedimento é realizado no módulo “*XFoil Direct Analysis*”, clicando a aba “*Polar*” e na opção “*Import Polar*”. Caso as curvas fornecidas dos coeficientes não compreendam  $-180^\circ \leq \alpha \leq 180^\circ$ , é necessário aplicar a extrapolação no módulo “*Polar Extrapolation*”. No módulo “*HAWT Rotorblade Design*” desenha-se a pá da turbina de acordo com os valores da corda e do ângulo de torção para suas várias seções, relaciona cada seção com sua curva de  $C_D$  e  $C_L$  correspondente e seleciona o número de pás. Por fim, nos módulos “*Rotor BEM Simulation*” ou “*Multi Parameter BEM Simulation*” já é possível realizar a avaliação da potência da turbina.

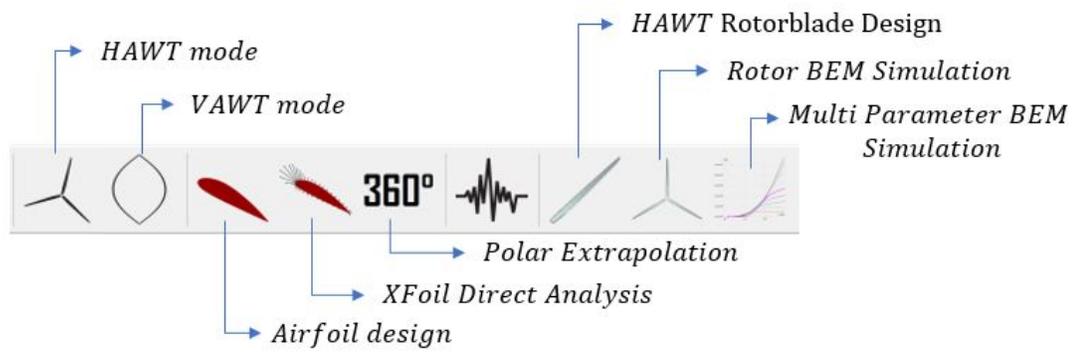


Figura 3.6: Modos e módulos presentes no software QBlade.

# Capítulo 4

## Resultados

O principal objetivo do presente estudo é a definição de todas as etapas necessárias para avaliar o desempenho de turbinas de maneira rápida e prática. Para isso, todas as considerações e métodos descritos no Cap. 3 serão aplicados em duas turbinas, visando obter suas curvas de potência com boa precisão. Considerou-se uma turbina hidrocínética e uma eólica, sendo que ambas apresentam resultados experimentais disponíveis na literatura. Todo o passo-a-passo necessário para cada uma é apresentado nas próximas seções desse capítulo.

### 4.1 Estudo da Turbina Hidrocínética

A turbina considerada foi utilizada por Walker *et al.* (2014) para avaliação, por meio de ensaios experimentais e simulações numéricas, da influência da rugosidade e de incrustações em sua performance. Ela possui duas pás ( $B = 2$ ), compostas pelo perfil aerodinâmico NACA 63-618, raio do rotor igual a  $R = 0,4\text{ m}$  e ângulo de cone  $\delta = 0$ . Considerando perfis lisos e artificialmente rugosos, estes autores realizaram ensaios experimentais bidimensionais para obter as curvas de  $C_D \times \alpha$  e  $C_L \times \alpha$  para números de Reynolds iguais a  $4,2 \times 10^5$ ,  $5,3 \times 10^5$  e  $1,0 \times 10^6$ .

Apesar de Walker *et al.* (2014) apresentar uma descrição geométrica da pá, ela é descrita com mais detalhes por Rahimian, Walker & Penesis (2018). Portanto, considerou-se no presente estudo a descrição mais completa, a qual é apresentada na Tab. 4.1. É fundamental ressaltar que as seções cujo perfil eram uma transição entre o circular e o aerofólio NACA 63-618 foram descartadas, pois no QBlade cada seção inserida deve estar relacionada a uma curva de  $C_D$  e  $C_L$ , sendo tais curvas conhecidas apenas para as seções circulares ou com perfil aerodinâmico conhecido. O valor do raio do cubo (*hub*, em inglês) é igual a  $R_{hub} = 0,04102\text{ m}$ , o qual foi obtido em desenhos fornecidos por Walker *et al.* (2014).

Tabela 4.1: Geometria da pá da turbina hidrocínética (RAHIMIAN; WALKER; PENESIS, 2018).

Seção	$r/R$	$c/R$	$t/c$ [%]	Torção [°]	Perfil	$r$ [m]	$c$ [m]	$r - R_{hub}$ [m]	Zona <sup>(ii)</sup>
1	0,102	0,080	100	12,9	circular	0,04102	0,032	0	-
2	0,115	0,080	100	12,9	circular	0,046	0,032	0,00498	-
3	0,355	0,158	18	9,5	NACA 63-618	0,142	0,0632	0,10098	4
4	0,385	0,153	18	8,7	NACA 63-618	0,154	0,0612	0,11298	3
5	0,445	0,145	18	7,4	NACA 63-618	0,178	0,0580	0,13698	3
6	0,475	0,141	18	6,9	NACA 63-618	0,190	0,0564	0,14898	3
7	0,505	0,137	18	6,5	NACA 63-618	0,202	0,0548	0,16098	3
8	0,565	0,128	18	5,7	NACA 63-618	0,226	0,0512	0,18498	2
9	0,595	0,124	18	5,4	NACA 63-618	0,238	0,0496	0,19698	2
10	0,625	0,119	18	5,1	NACA 63-618	0,250	0,0476	0,20898	2
11	0,685	0,110	18	4,5	NACA 63-618	0,274	0,0440	0,23298	2
12	0,715	0,106	18	4,3	NACA 63-618	0,286	0,0424	0,24498	1
13	0,745	0,101	18	4,0	NACA 63-618	0,298	0,0404	0,25698	1
14	0,805	0,092	18	3,6	NACA 63-618	0,322	0,0368	0,28098	1
15	0,835	0,087	18	3,4	NACA 63-618	0,334	0,0348	0,29298	1
16	0,895	0,078	18	2,9	NACA 63-618	0,358	0,0312	0,31698	1
17	0,925	0,073	18	2,7	NACA 63-618	0,370	0,0292	0,32898	1
18	0,985	0,063	18	2,2	NACA 63-618	0,394	0,0252	0,35298	1
19	1,000	0,060	18	2,1	NACA 63-618	0,400	0,0240	0,35898	1

<sup>(ii)</sup>Presente estudo.

Seguindo o que foi definido nas Eqs. (3.12) e (3.13), para promover a simulação dos coeficientes de arrasto e sustentação em função do ângulo de ataque é necessário calcular o valor de  $Re_{c,70\%.s}$ . Walker *et al.* (2014) definiram que para a turbina em estudo tal valor é igual a  $Re_{c,70\%.s} = 4 \times 10^5$ , sendo este também o valor considerado no presente trabalho.

Para a obtenção da curva do coeficiente de potência ( $C_P$ ) da turbina em função do TSR, Walker *et al.* (2014) realizaram ensaios experimentais tendo a velocidade do fluido ( $U_{fluido}$ ) constante e igual a 1,68 m/s e ajustando o TSR ( $5 < TSR < 11$ ) por meio da tensão elétrica aplicada nos freios eletromagnéticos.

As condições de operação citadas anteriormente são fundamentais para o cálculo da velocidade angular da turbina ( $\Omega$ ), a qual está presente no equacionamento do método *Stall Delay*, conforme destacado na Sec. 3.4.2. A primeira forma de calculá-la é através de um rearranjo da Eq. (2.4), resultando na Eq. (4.1). A outra opção é a Eq. (4.2), obtida após reorganização da Eq. (3.13) e substituição da expressão para  $V_{rel}$  advinda da Fig. 3.2.

$$\Omega = \frac{TSR \cdot U_{fluido}}{R} \quad (4.1)$$

$$\Omega = \frac{\sqrt{\left(\frac{Re_{c,70\%.s} \cdot \mu}{\rho \cdot c_{70\%.s}}\right)^2 - (U_{fluido})^2}}{r_{70\%.s}} \quad (4.2)$$

Como a envergadura da pá é igual ao raio do rotor, o valor da coordenada “r” em 70% da envergadura é igual a  $r_{70\%.s} = 0,28 m$  e a corda nessa mesma posição é  $c_{70\%.s} = 0,0432 m$ . Esta segunda medida foi obtida por interpolação linear realizada entre as seções 11 e 12 da Tab. 4.1. Já as propriedades da água foram consideradas iguais a  $\rho = 998 kg/m^3$  e  $\mu = 1,0002 \times 10^{-3} Pa.s$ . Os valores de  $\Omega$ , calculados pela Eq. (4.1), variaram de 21,0 a 46,2  $rad/s$  (200,53 a 441,18  $rpm$ , respectivamente). Já pela Eq. (4.2) o valor obtido foi de 32,6  $rad/s$  (311,3  $rpm$ ). Assim, preferiu-se fazer um arredondamento e considerou  $\Omega = 31,41 rad/s$  (300  $rpm$ ).

Para a geração da malha que será utilizada nas simulações, obteve-se as coordenadas do perfil NACA 63-618 no AirfoilTools (2022). A Figura 4.1 destaca os pontos gerados para as regiões do bordo de ataque e de fuga, visando que a malha nessas regiões não apresente um aspecto facetado, o qual poderia afetar os resultados. No final do processo, o perfil conta ao todo com 200 pontos: 100 no bordo de ataque, 50 no intradorso e 50 no extradorso.

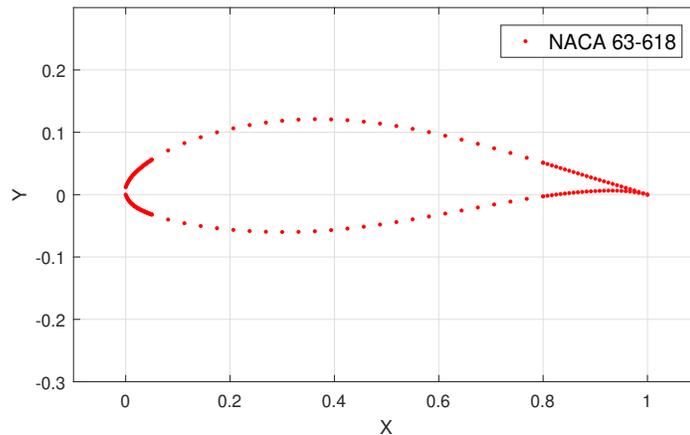


Figura 4.1: Coordenadas do perfil NACA 63-618 com maior concentração de pontos no bordo de ataque e de fuga.

Foram geradas 4 malhas, cujas configurações são apresentadas na Tab. 4.2. Em cada malha variou-se a distância do aerofólio para os limites do domínio (valores  $A$  e  $B$  - ver Fig. 3.3-a), a altura da primeira célula da malha ( $\Delta y$ ) e o tipo (número de pontos). É importante destacar que o valor da corda ( $c$ ) adotado foi  $c = 0,23 m$ , mesmo valor utilizado

nos experimentos de Walker *et al.* (2014), e que para as malhas 2, 3 e 4, as quais seguiram o espaçamento proposto por Coder (2018), também aplicou-se o espaçamento definido para os bordos de fuga e ataque, conforme já destacado na Fig. 3.3-(b).

Tabela 4.2: Valores importantes para o desenho da malha ( $Re_{c,70\%.s} = 4 \times 10^5$ ).

Malha	A	B	$\Delta y$ [m]	$y^+$	Tipo <sup>(1)</sup>	Elementos
1	20	25	$1.27 \times 10^{-5}$	1	-	76725
2	1000 <sup>(1)</sup>	1000 <sup>(1)</sup>	$1,49 \times 10^{-6(1)}$	0.1176	Média <sup>(1)</sup>	69984
3	20	25	$1,49 \times 10^{-6(1)}$	0.1176	Média <sup>(1)</sup>	213696
4	20	25	$1,49 \times 10^{-6(1)}$	0.1176	Extra-Fina <sup>(1)</sup>	69984

<sup>(1)</sup> Coder (2018)

Com o objetivo de definir qual o modelo de turbulência deveria ser aplicado, foram realizadas simulações computacionais no código UNSCYFL3D em regime permanente para  $\alpha = 5^\circ$  e realizando 5000 iterações. Considerou-se  $Re_c = 5,3 \times 10^5$  e utilizou a malha 1, ajustando o valor de  $\Delta y$  para que  $y^+$  se mantivesse igual a 1. Aplicou-se os modelos de turbulência:  $k - \epsilon$ ,  $k - \epsilon$  otimizado, SST-DES (*Detached Eddy Simulation based on Shear Stress Transport*), RSM (*Reynolds Stress Model*) e LM-SST (*Langtry-Menter Shear Stress Transport*). Apenas o LM-SST apresentou, para ambos coeficientes, resultados próximos aos obtidos experimentalmente por Walker *et al.* (2014) para  $Re_c = 5.3 \times 10^5$  e por simulação computacional no XFoil (DRELA; YOUNGREN, 2006) para  $Re_c = 5 \times 10^6$ , como mostra a Fig. 4.2. Embora o valor do número de Reynolds para XFoil seja maior, seus resultados são válidos para comparação, visto que para o perfil NACA 63-618 os coeficientes  $C_L$  e  $C_D$  são independentes do número de Reynolds quando  $Re_c > 5 \times 10^5$  (WALKER *et al.*, 2014). Destaca-se ainda que na tentativa de melhorar os resultados, foram realizadas para alguns casos um número maior de iterações, simulação em regime transiente e a redução do espaçamento  $\Delta y$ , porém nada surtiu efeito. Ressalta-se também que os resultados para o modelo RSM não foram apresentados, pois eram valores não físicos e destoavam muito da referência.

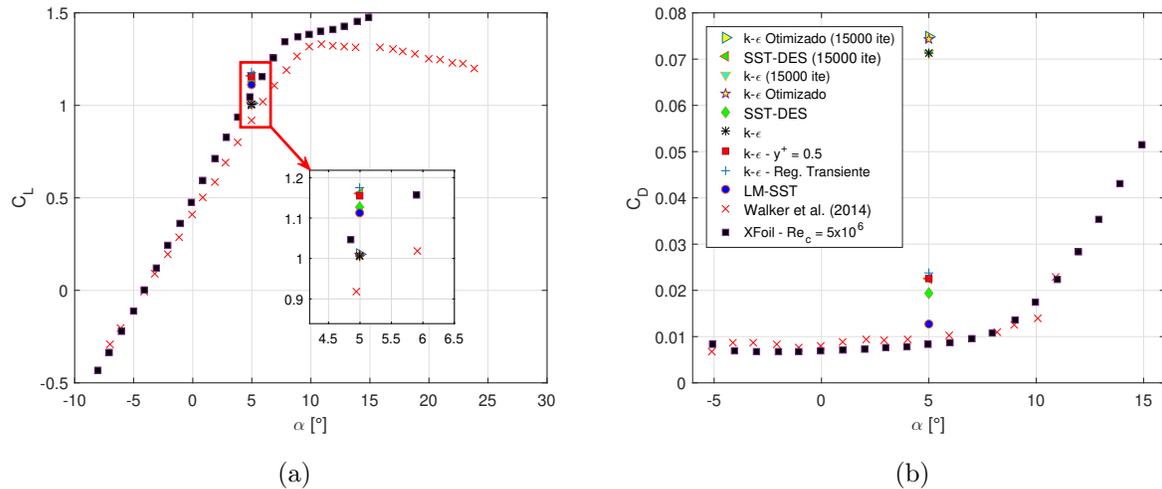


Figura 4.2: Coeficientes de sustentação (a) e arrasto (b) para diferentes modelos de turbulência (NACA 63-618,  $\alpha = 5^\circ$  e  $Re_c = 5,3 \times 10^5$ ).

Han, Kim & Kim (2018) estudaram o perfil NACA 64-618 (geometria similar ao NACA 63-618) e  $Re_c = 6 \times 10^6$  e notaram que os resultados para o coeficiente de arrasto com modelos completamente turbulentos apresentavam erros significativamente elevados em relação aos resultados obtidos em um túnel de vento por Abbott, Doenhoff & Jr (1945). Por meio da Fig. 4.3 os autores comprovaram que o modelo SST  $k - \omega$  *transition* (ou LM-SST) foi o que também apresentou melhor aproximação com os resultados experimentais para a maioria dos ângulos de ataque, sendo este o modelo de turbulência empregado em suas simulações computacionais e a intensidade turbulenta foi definida igual a 0,01%. Além disso, o valor para a razão entre os coeficientes de sustentação e arrasto obtido pelo presente estudo para  $\alpha = 5^\circ$  apresenta a mesma magnitude do apresentado pela referência, como destacado pela estrela azul na Fig. 4.3.

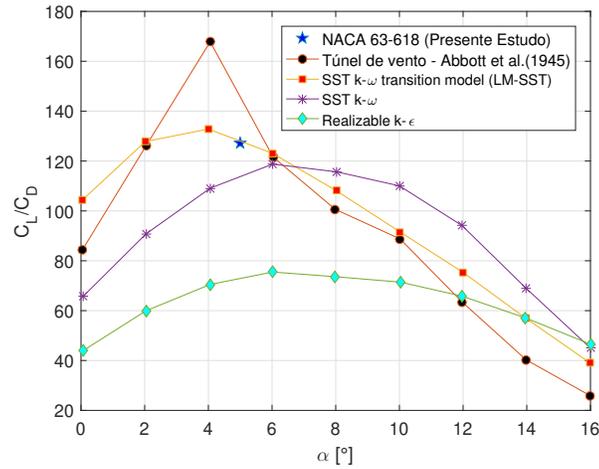


Figura 4.3: Razão  $C_L/C_D$  para vários modelos de turbulência em um perfil NACA 64-618 e  $Re_c = 6 \times 10^6$ . [Han, Kim & Kim (2018) - adaptado]

Baseando-se na diferença dos coeficientes de troca de calor por convecção dos regimes laminar e turbulento, os autores Ehrmann & White (2015) aplicaram a termografia por infravermelho para determinar a posição da transição do regime laminar para o turbulento em um perfil NACA 63-418, também da mesma série de perfil que o NACA 63-618, variando o  $Re_c$  de  $0,8 \times 10^6$  até  $4,8 \times 10^6$ . A Figura 4.4 apresenta um dos resultados obtidos pelos autores, a qual evidencia a posição da transição do regime laminar para turbulento sobre o perfil, comprovando a necessidade da aplicação do modelo de turbulência SST para transição. Este escoamento laminar que acontece na série NACA 6 é uma das motivações para utilizá-los em turbinas (TANGLER; SOMERS, 1995).

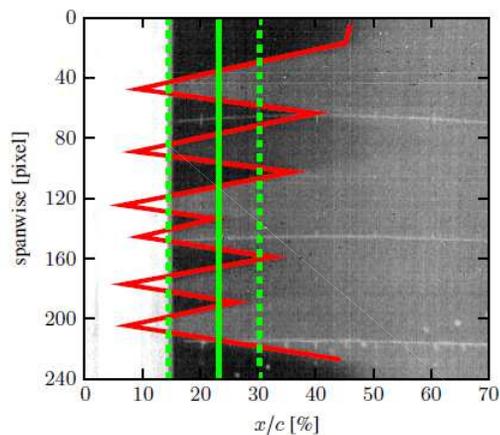


Figura 4.4: Vermelho: transição. Verde: posição média (linha sólida) e limites (tracejadas). [Ehrmann & White (2015) - adaptado]

A Figura 4.5 apresenta os resultados para os demais ângulos de ataque:  $-5^\circ$ ,  $0^\circ$ ,  $10^\circ$  e  $15^\circ$ , simulados no UNSCYFL3D com o modelo de turbulência LM-SST e intensidade turbulenta igual a 0,01% (mesmo valor aplicado por Han, Kim & Kim (2018)). Os resultados obtidos estão próximos aos das referências, confirmando que o modelo LM-SST deve ser utilizado nas demais simulações computacionais para o perfil NACA 63-618.

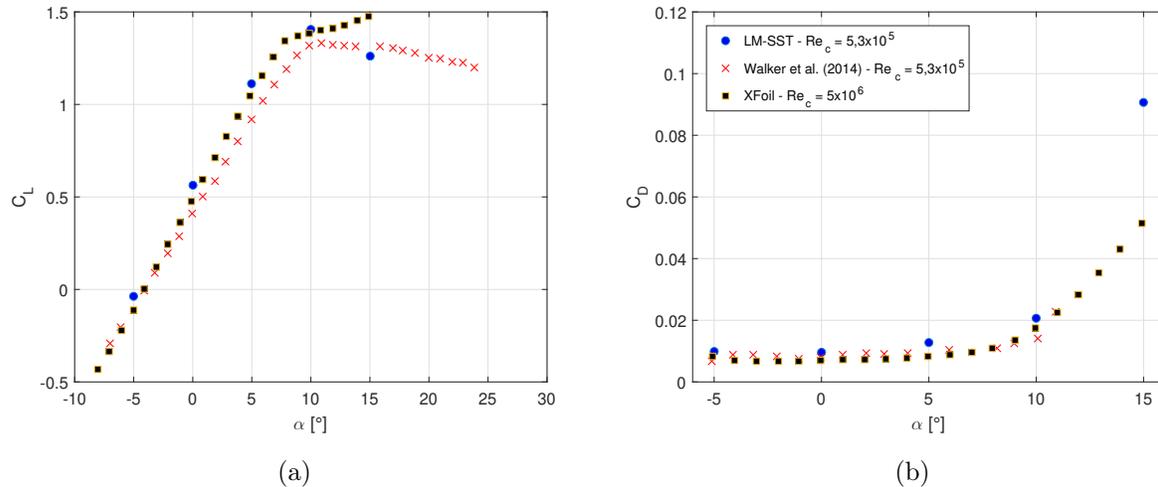


Figura 4.5: Coeficientes de sustentação (a) e arrasto (b) para o perfil NACA 63-618,  $Re_c = 5,3 \times 10^5$ .

Determinado o modelo de turbulência a ser utilizado, fez-se um teste de independência de malha conforme apresentado na Tab. 4.2 para definir a malha que será utilizada nas simulações no UNSCYFL3D para obtenção das curvas  $C_D \times \alpha$  e  $C_L \times \alpha$ . Considerando  $Re_{c,70\%.s} = 4 \times 10^5$ , as simulações com as malhas 1 e 3 foram para  $\alpha = -5^\circ$ ,  $0^\circ$ ,  $5^\circ$  e  $10^\circ$  e com as malhas 2 e 4 para  $\alpha = 0^\circ$  e  $10^\circ$ . Analisando os resultados apresentados na Fig. 4.6, nota-se que as malhas cujos espaçamentos seguiram o proposto por Coder (2018), apresentaram resultados mais próximos da referência do que a malha com  $y^+ = 1$ . Portanto, como os resultados entre as malhas 2, 3 e 4 não apresentaram diferenças significativas, a malha 3 foi a escolhida para o desenvolvimento das simulações, por apresentar menor domínio ( $A = 20$  e  $B = 25$ ) e quantidade de pontos.

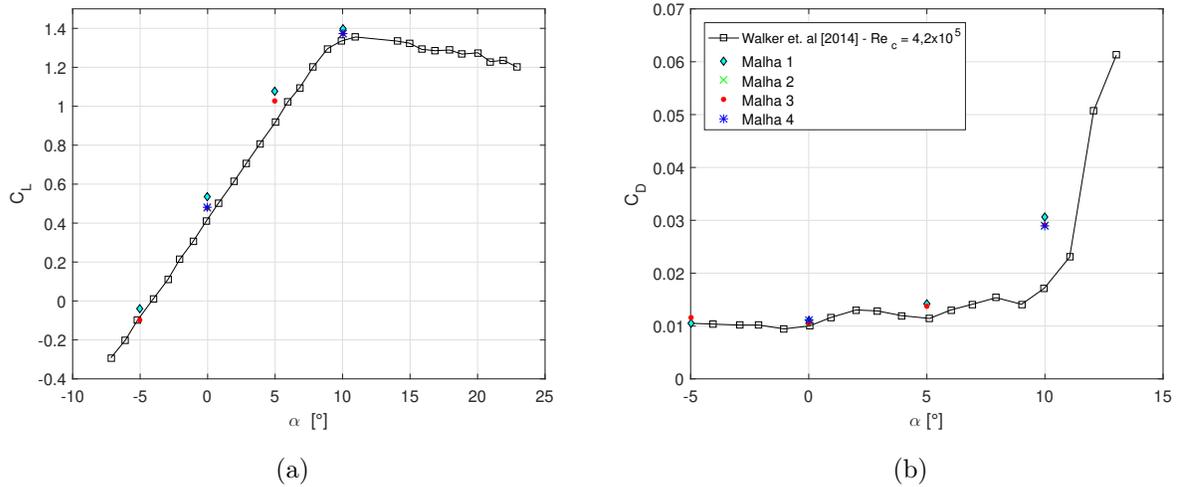


Figura 4.6: Comparação das malhas apresentadas na Tab. 4.2.

Assim, utilizando a malha 3 (ver Tab. 4.2) e o modelo de turbulência transicional LM-SST, realizou-se as simulações em regime permanente para a obtenção das curvas  $C_D \times \alpha$  e  $C_L \times \alpha$ , apresentadas na Fig. 4.7. O ângulo de ataque variou de  $-5^\circ \leq \alpha \leq 17^\circ (\alpha_{max})$  para a curva obtida pelo presente estudo e de  $-7^\circ \leq \alpha \leq 23^\circ$  para o coeficiente de sustentação proveniente do ensaio experimental de Walker *et al.* (2014).

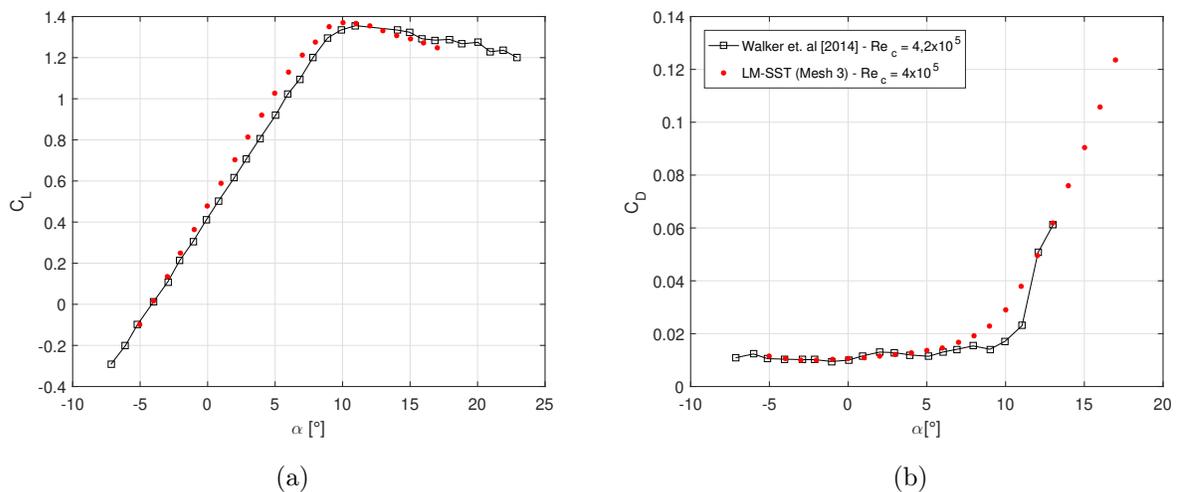


Figura 4.7: Coeficientes de sustentação (a) e arrasto (b) para o perfil NACA 63-618,  $Re_{c,70\%s} = 4 \times 10^5$ .

Das seções que compõem a pá, resta definir apenas os coeficientes de arrasto e sustentação para aquelas cujo perfil é circular. Para tais sessões, ambos coeficientes são constantes e, de

acordo com o descrito na Sec. 3.2,  $C_D$  é obtido graficamente e  $C_L = 0$ . Conforme mostra a Fig. 4.8, a partir do valor de  $Re_{c,70\%.s} = 4 \times 10^5$  define-se o ponto de intersecção com a curva de cilindro liso ( $L/D = \infty$ ) e o rebate no eixo das ordenadas, determinando  $C_D = 0,33$  para a turbina de corrente em estudo.

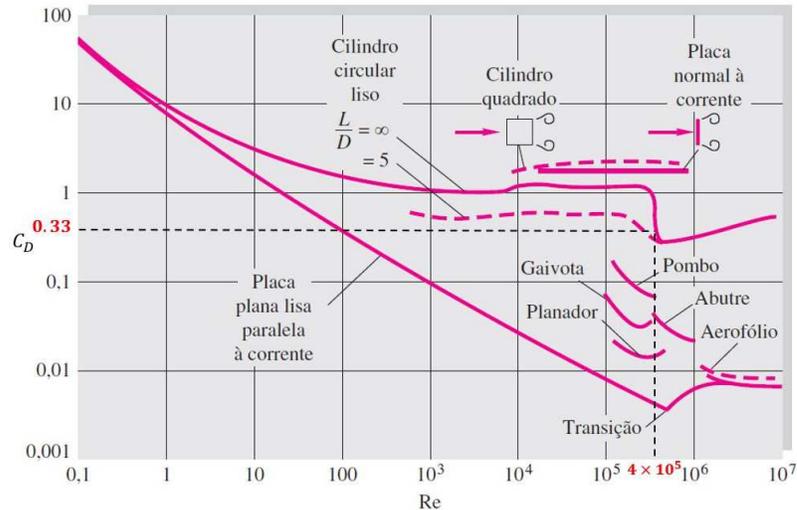


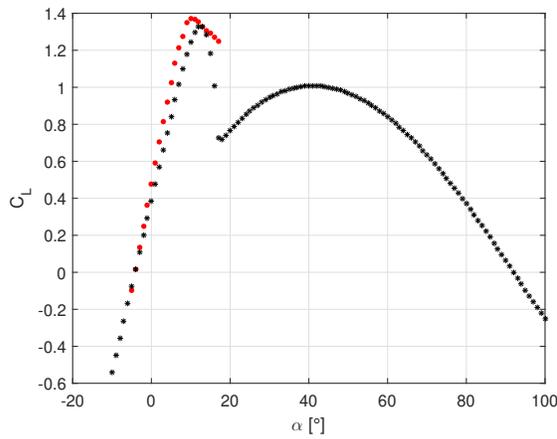
Figura 4.8: Coeficiente de arrasto ( $C_D$ ) das seções com perfil circular para  $Re_{c,70\%.s} = 4 \times 10^5$ .

Uma vez que se detêm todas as curvas necessárias de  $C_L \times \alpha$  e  $C_D \times \alpha$ , deve-se iniciar a aplicação dos tratamentos propostos na Sec. 3.4. Ambos métodos, Aerodas e *Stall Delay*, serão aplicados nas curvas obtidas via simulação computacional pelo presente estudo e através de ensaios experimentais por Walker *et al.* (2014). Além disso, foram consideradas para tratamento as curvas completas, apresentadas na Fig. 4.7, e também limitando-as até o valor de  $\alpha_{stall}$ . Tal ângulo foi definido visualmente, baseando-se nos efeitos causados por esse fenômeno: queda repentina da sustentação e aumento abrupto do arrasto. Portanto, para a curva obtida por simulação computacional definiu-se  $\alpha_{stall} = 10^\circ$  e para a oriunda do ensaio experimental  $\alpha_{stall} = 11^\circ$ .

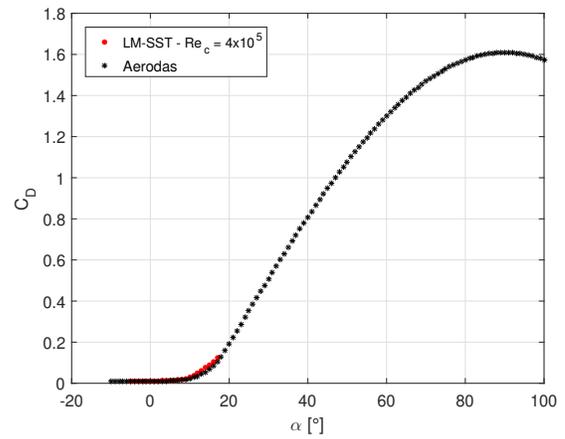
Iniciando pelo Aerodas, é importante detalhar o cálculo da razão de aspecto (Eqs. (3.30) e (3.31)). O  $R_{tip}$  é igual  $0,4\text{ m}$  e o  $R_{inner}$  é a  $0,142\text{ m}$ , pois a seção 3 da Tab. 4.1 é a posição mais interna da pá composta pelo aerofólio NACA 63-618. Assim,  $R_m = 0,3001\text{ m}$  e a corda nessa posição, determinada por interpolação linear, é  $c_m = 0,0401\text{ m}$ . Por fim,  $AR = 12,8744$  para a turbina em estudo. Já o valor de  $t/c$  para o perfil NACA 63-618 é igual a  $0,18$  (ver Tab. 4.1). Ressalta-se que o  $C_D$  experimental foi extrapolado para conter o mesmo intervalo de  $\alpha$  da curva do  $C_L$ . Os parâmetros de entrada para cada curva são apresentados na Tab. 4.3 e as curvas obtidas após o tratamento são mostradas nas Figs. 4.9 - 4.12.

Tabela 4.3: Parâmetros de entrada do modelo Aerodas para o perfil NACA 63-618.

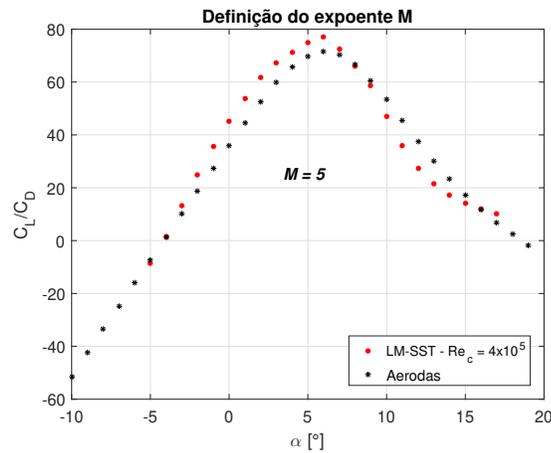
Parâmetros de entrada	Sim. até $\alpha = 17^\circ$	Comp. até $\alpha = 10^\circ$	Ensaio até $\alpha = 23^\circ$	Exp. até $\alpha = 11^\circ$
A0	-4,1547°	-4,1547°	-4,1407°	-4,1407°
$CL1_{max}'$	1,3720	1,3720	1,3556	1,3556
$ACL1'$	10,0°	10,0°	11,0°	11,0°
CD0	0,0106	0,0106	0,0104	0,0104
$CD1_{max}'$	0,1237	0,0291	0,1699	0,0203
$ACD1'$	17,0°	10,0°	23,0°	11,0°
$S1'$	0,1109 [1/°]	0,1109 [1/°]	0,1012 [1/°]	0,1012 [1/°]

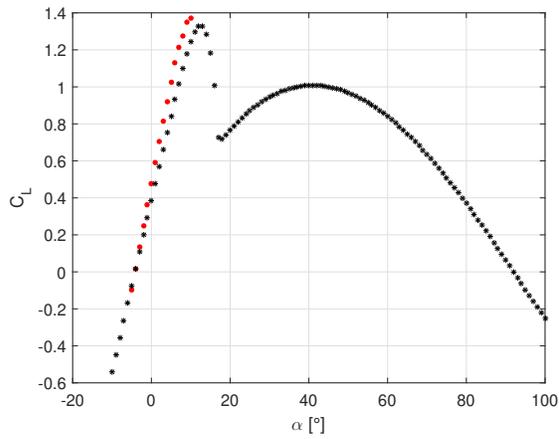


(a) Coeficiente de sustentação.

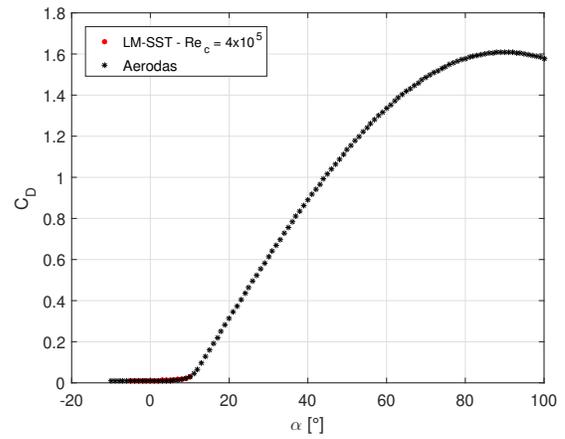


(b) Coeficiente de arrasto.

(c) Razão  $C_L/C_D$ .Figura 4.9: Aplicação do modelo Aerodas nos coeficientes do perfil NACA 63-618 obtidos por simulação numérica com  $-5^\circ \leq \alpha \leq 17^\circ$ .



(a) Coeficiente de sustentação.



(b) Coeficiente de arrasto.

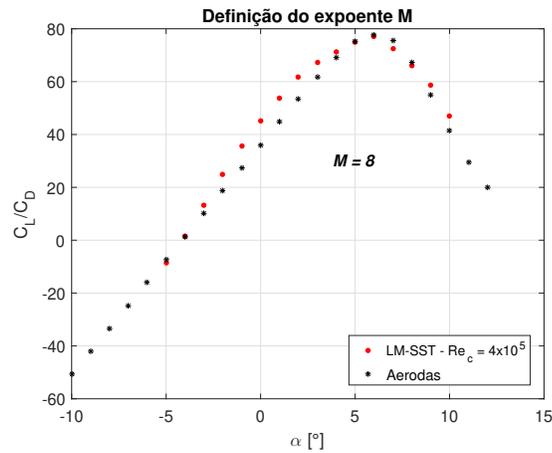
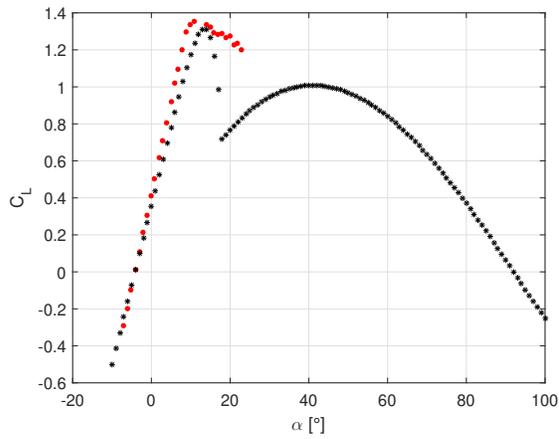
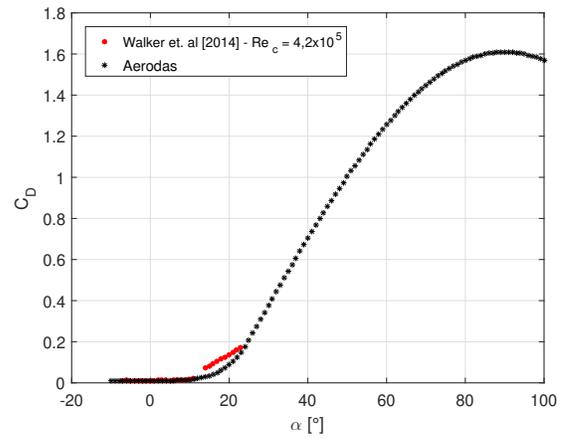
(c) Razão  $C_L/C_D$ .

Figura 4.10: Aplicação do modelo Aerodas nos coeficientes do perfil NACA 63-618 obtidos por simulação numérica com  $-5^\circ \leq \alpha \leq 10^\circ$ .



(a) Coeficiente de sustentação.



(b) Coeficiente de arrasto.

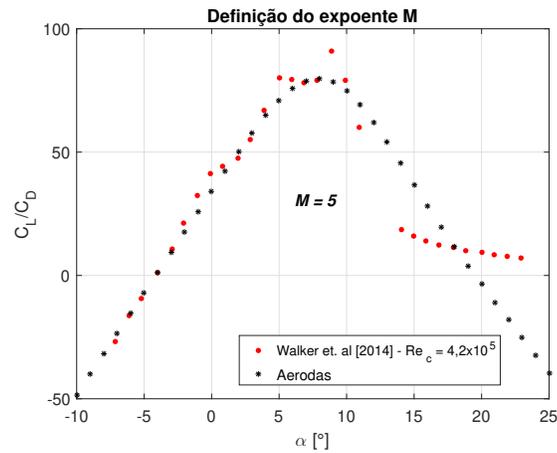
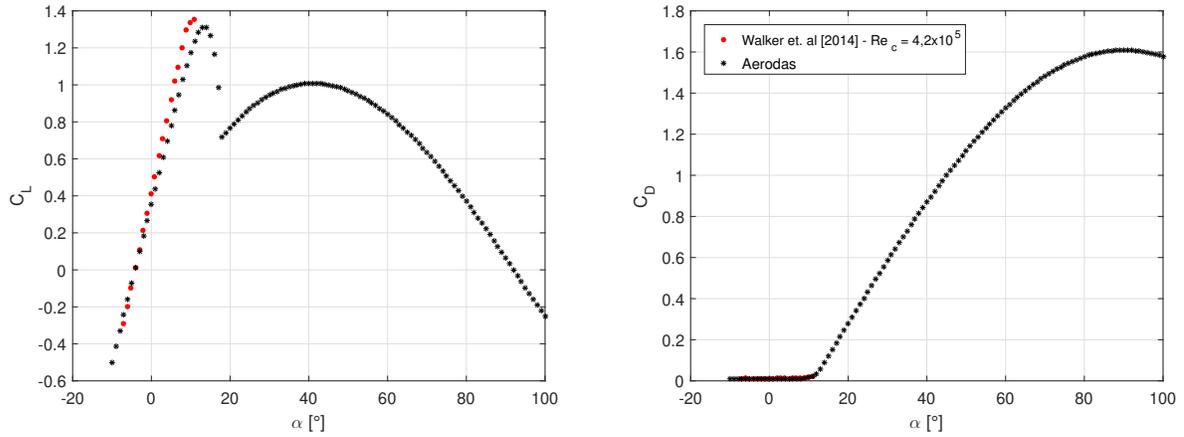
(c) Razão  $C_L/C_D$ .

Figura 4.11: Aplicação do modelo Aerodas nos coeficientes do perfil NACA 63-618 obtidos por ensaio experimental com  $-7^\circ \leq \alpha \leq 23^\circ$ .



(a) Coeficiente de sustentação.

(b) Coeficiente de arrasto.

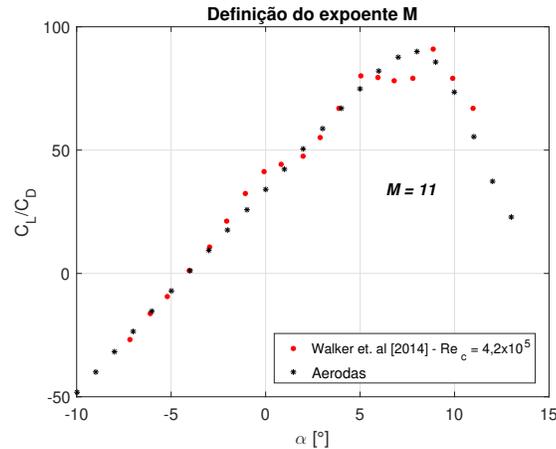
(c) Razão  $C_L/C_D$ .

Figura 4.12: Aplicação do modelo Aerodas nos coeficientes do perfil NACA 63-618 obtidos por ensaio experimental com  $-7^\circ \leq \alpha \leq 11^\circ$ .

Partindo novamente das curvas apresentadas na Fig. 4.7, aplicou-se o outro método, denominado *Stall Delay* e apresentado na Sec. 3.4.2. Para a aplicação do seu equacionamento, Eqs. 3.43 e 3.44, é fundamental definir os valores de algumas grandezas. Uma delas é a velocidade angular da turbina, a qual foi estimada nesta seção tendo como base o ensaio experimental realizado por Walker *et al.* (2014), e será considerada igual a  $\Omega = 31,41 \text{ rad/s}$  (300 rpm). Outra é a  $U_{fluido}$  que foi considerada igual a  $1,68 \text{ m/s}$ . Já  $\alpha_0 = -4,1547^\circ$  e  $C_{D,0} = 0,0106$  para os dados obtidos por simulação computacional e  $\alpha_0 = -4,1407^\circ$  e  $C_{D,0} = 0,101$  para os dados procedentes dos ensaios experimentais da referência. Como já discutido, na zona 1 aplica-se as curvas sem a aplicação do método. Para a zona 2, a curva original foi tratada considerando as características construtivas da seção 11 ( $r/R$  menor e

mais próximo a 0,7). A curva obtida após tratamento é aplicada para todas as seções que compõem a zona 2. Repete-se este procedimento para as zonas 3 e 4, respeitando a descrição apresentada na Tab. 3.3. As Figs. 4.13 - 4.16 apresentam as curvas obtidas após o tratamento.

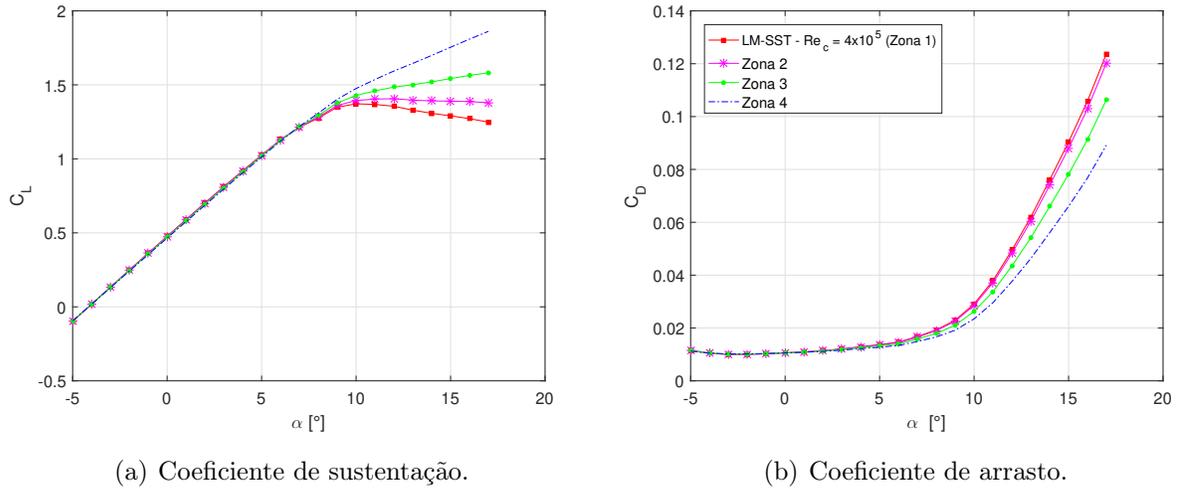


Figura 4.13: Aplicação do modelo *Stall Delay* nos coeficientes do perfil NACA 63-618 obtidos por simulação numérica com  $-5^\circ \leq \alpha \leq 17^\circ$ .

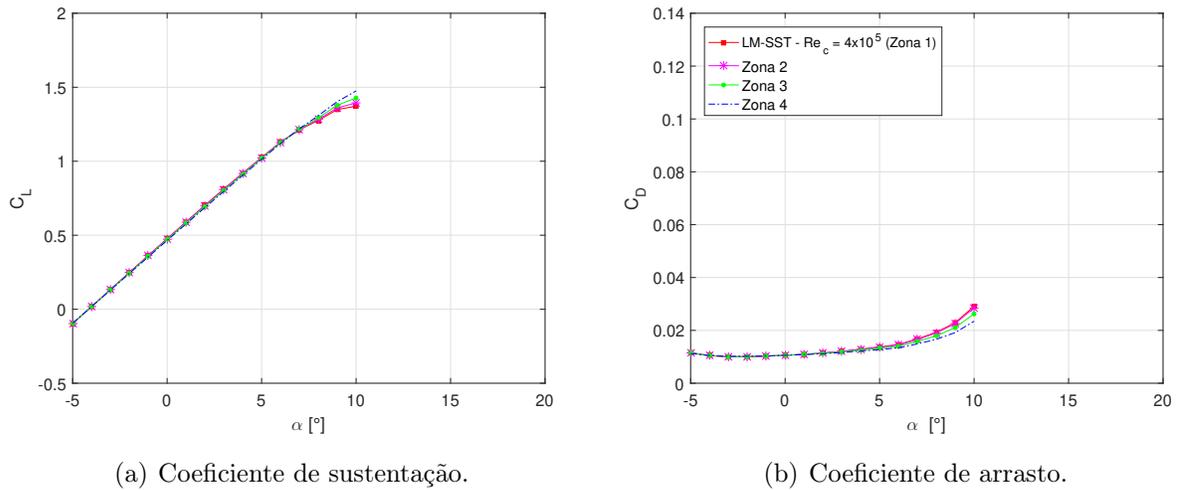
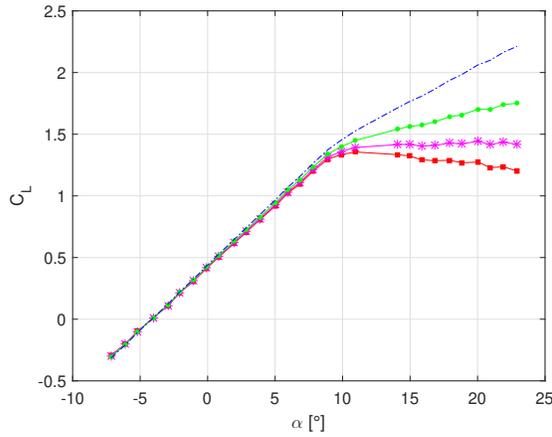
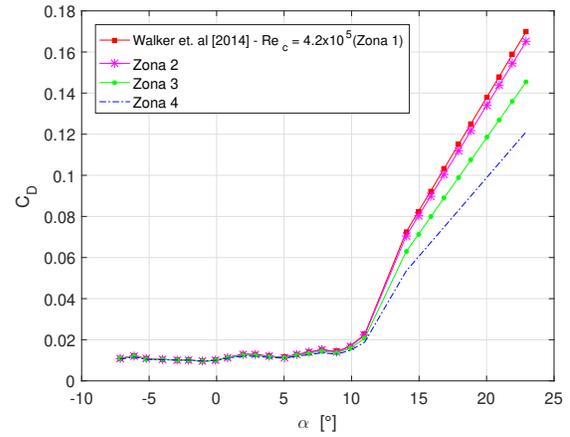


Figura 4.14: Aplicação do modelo *Stall Delay* nos coeficientes do perfil NACA 63-618 obtidos por simulação numérica com  $-5^\circ \leq \alpha \leq 10^\circ$ .

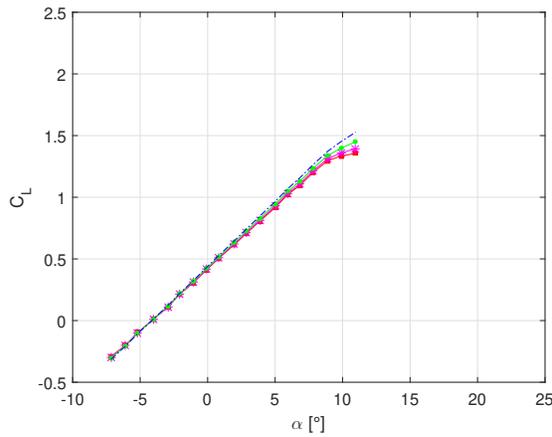


(a) Coeficiente de sustentação.

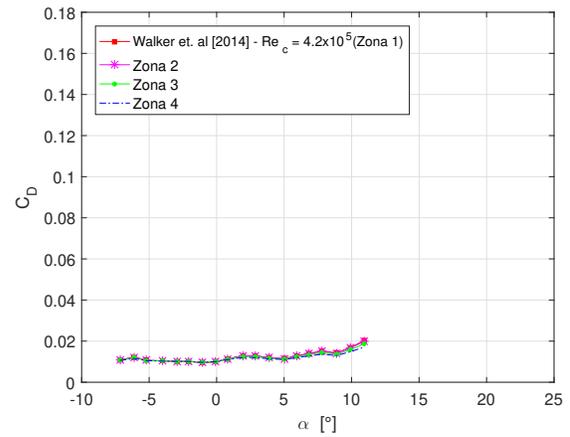


(b) Coeficiente de arrasto.

Figura 4.15: Aplicação do modelo *Stall Delay* nos coeficientes do perfil NACA 63-618 obtidos por ensaio experimental com  $-7^\circ \leq \alpha \leq 23^\circ$ .



(a) Coeficiente de sustentação.



(b) Coeficiente de arrasto.

Figura 4.16: Aplicação do modelo *Stall Delay* nos coeficientes do perfil NACA 63-618 obtidos por ensaio experimental com  $-7^\circ \leq \alpha \leq 11^\circ$ .

Obtidas as curvas tratadas com o Aerodas ou *Stall Delay*, aplicou-se o método Viterna para a extrapolação dos coeficientes de arrasto e sustentação para obter os dados para todo o intervalo  $-180^\circ \leq \alpha \leq 180^\circ$ . Seu equacionamento é apresentado no trabalho de Tangler & Kocurek (2005) e o QBlade dá a opção de aplica-lo dentro do software. Em seguida, foram inseridas no QBlade as curvas dos coeficientes e as informações da geometria da pá (ver Tab. 4.1). Para a realização da estimativa da curva de potência da turbina a pá foi

discretizada em 100 elementos e foram aplicadas três correções disponibilizadas pelo software QBlade, como mostra a Fig. 4.17-(a). As correções “*Tip losses*” e “*Root losses*” são aplicadas com o objetivo de prever corretamente o comportamento físico na proximidade da ponta e na raiz. A “*Foil interpolation*” também foi aplicada devido à longa transição entre as seções circular e perfilada (seções 2 e 3 - ver Tab. 4.1), conforme apresentado na Fig. 4.17-(b). Quando esta interpolação é aplicada, os coeficientes  $C_L$  e  $C_D$  utilizados no cálculo são uma interpolação linear dos coeficientes das seções delimitadoras.

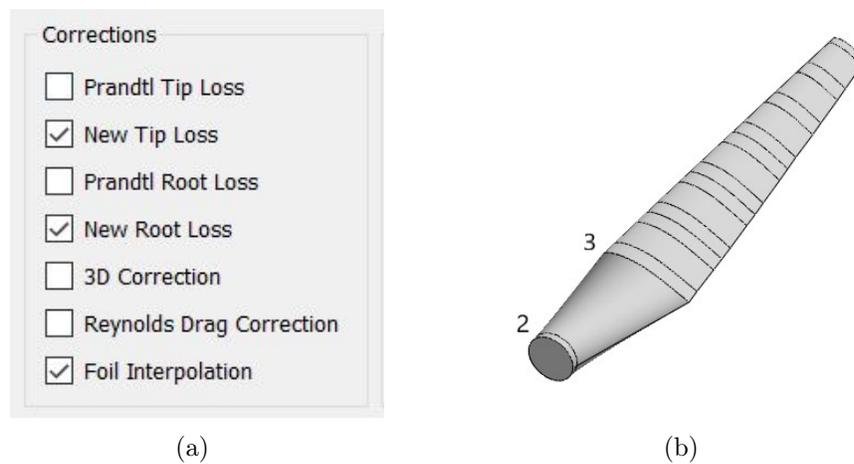


Figura 4.17: Correções aplicadas no software QBlade (a) e destaque para a longa transição entre as seções circular e perfilada da pá (b).

As Figuras 4.18 e 4.19 apresentam as estimativas da curva  $C_P \times TSR$  para a turbina de corrente, realizadas por meio das curvas de  $C_L$  e  $C_D$  do perfil NACA 63-618 tratadas com os modelos Aerodas e *Stall Delay*, respectivamente. Nota-se que os resultados alcançados com ambos tratamentos estão próximos aos obtidos pela referência. Ao comparar as estimativas realizadas pelo presente estudo, pode-se afirmar que, para a turbina em estudo, a aplicação do tratamento *Stall Delay* apresentou uma maior exatidão do que quando adotado o Aerodas. Por outro lado, o Aerodas é mais simples visto que uma única curva de  $C_L \times \alpha$  e  $C_D \times \alpha$  é utilizada em todas as seções da turbina. Uma vez que, para alguns perfis aerodinâmicos, a obtenção de  $C_L$  e  $C_D$  no pós-estol é bastante complexa e desafiadora, é importante destacar que os resultados obtidos com as curvas completas ou até  $\alpha_{stall}$  não apresentaram diferenças significativas. Para a realização do BEM, Walker *et al.* (2014) considerou os coeficientes de arrasto e sustentação para o perfil NACA 63-618 obtidos em ensaios experimentais para  $Re_c = 4,2 \times 10^5$  e o coeficiente de arrasto para as seções com perfil circular igual a 1,7.

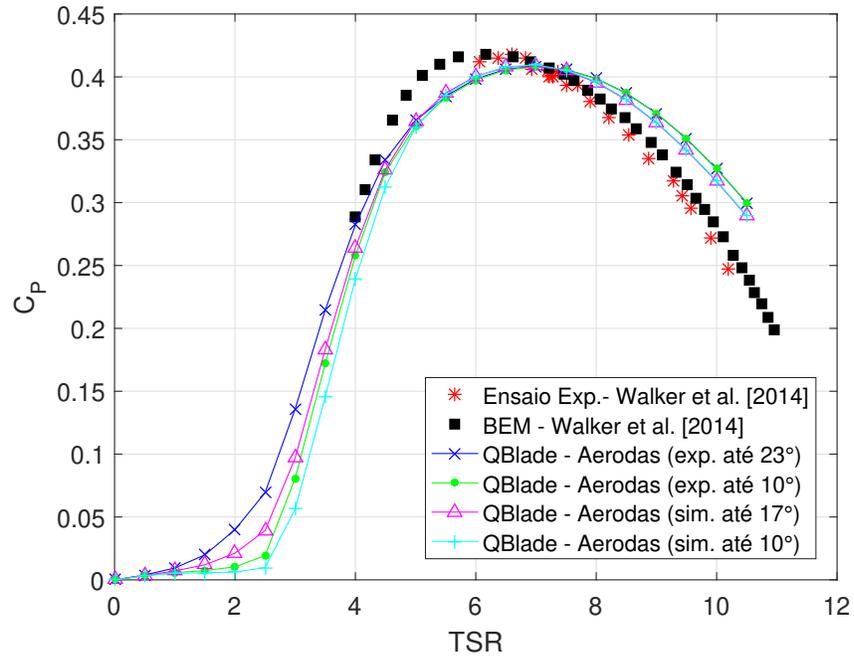


Figura 4.18: Estimativa do coeficiente de potência da turbina hidrocinética (WALKER *et al.*, 2014) utilizando os coeficientes  $C_D$  e  $C_L$  tratados com o modelo Aerodas.

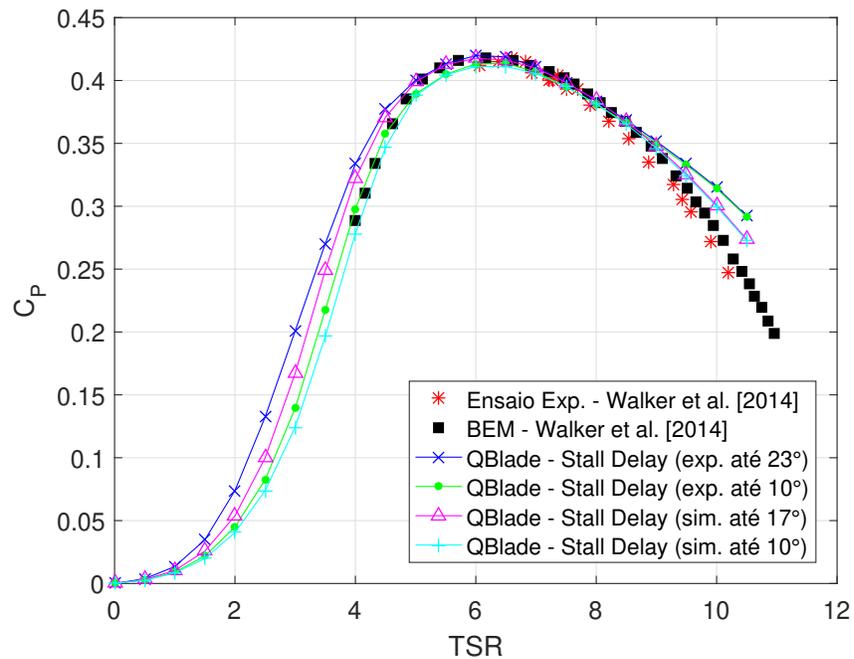


Figura 4.19: Estimativa do coeficiente de potência da turbina hidrocinética (WALKER *et al.*, 2014) utilizando os coeficientes  $C_D$  e  $C_L$  tratados com o modelo *Stall Delay*.

## 4.2 Estudo da Turbina Eólica

Proposta pelo Laboratório Nacional de Energia Renovável (*National Renewable Energy Laboratory* - NREL, em inglês), o qual pertence ao Departamento de Energia dos Estados Unidos, a turbina eólica NREL Phase VI possui duas pás ( $B = 2$ ) constituídas pelo perfil aerodinâmico S809, raio do rotor igual a  $R = 5,029 m$  e ângulo de cone  $\delta = 0$  (JONKMAN, 2003). Ela foi submetida a ensaios experimentais em tamanho real no túnel de vento do centro de Pesquisa Ames da NASA, o qual possui uma seção transversal de  $24,4 \times 36,6 m$  (SONG; PEROT, 2015). O presente estudo terá como base os experimentos realizados considerando o ângulo de guinada (*yaw angle*, em inglês) nulo, ângulo de pitch igual a  $3^\circ$  na ponta da pá e velocidade de rotação constante e igual a  $7,54 rad/s$  ( $72 rpm$ ).

A descrição geométrica da pá é apresentada na Tab. 4.4. O valor do  $R_{hub}$  é igual a  $0,508 m$  e as seções que compõem a transição entre o perfil circular e o S809 também foram desconsideradas, tal como realizado para a turbina hidrocínética.

Deve-se calcular o valor do número de Reynolds que ocorre na posição igual a 70% da envergadura da pá ( $Re_{c,70\%.s}$ ) para a realização da simulação computacional dos coeficientes de arrasto e sustentação em função do ângulo de ataque. Para isso, fez-se o cálculo da velocidade relativa de acordo com o apresentado na Fig. 3.2, considerando a velocidade do vento variando de  $5 m/s \leq U_{fluido} \leq 25 m/s$ , o valor da coordenada “r” em 70% da envergadura da pá igual a  $r_{70\%.s} = 3,52 m$  e a corda nessa mesma posição igual a  $c_{70\%.s} = 0,508 m$ , sendo essa última obtida por interpolação linear com os valores das seções 15 e 16 da Tab. 4.4. Já as propriedades do ar adotadas foram  $\rho = 1,225 kg/m^3$  e  $\mu = 1,79 \times 10^{-5} Pa.s$ . Os valores calculados para  $Re_{c,70\%.s}$  são apresentados na Tab. 4.5. O presente estudo considerou  $Re_{c,70\%.s} = 1,00 \times 10^6$ , pois é a média arredondada dos valores calculados.

Consultando o trabalho de Somers (1997) foram obtidas as coordenadas do perfil S809, necessárias para gerar a malha que será utilizada nas simulações computacionais para a obtenção das curvas  $C_L \times \alpha$  e  $C_D \times \alpha$ . Como os bordos de ataque e de fuga apresentam geometria mais complexa que poderia afetar a malha e, conseqüentemente, os resultados da simulação, optou-se por gerar mais pontos nessas regiões, como destacado na Fig. 4.20. Após tal procedimento, o perfil conta ao todo com 200 pontos, sendo 100 no bordo de ataque, 50 no intradorso e 50 no extradorso.

Manteve-se a opção pela utilização da malha 3, cuja configuração é apresentada na Tab. 4.6. Destaca-se o valor da altura da primeira célula da malha, calculada por  $\Delta y = 6.5 \times 10^{-6} * c$ . Já os espaçamentos para os bordos de ataque e fuga foram calculados por  $10^{-3} * c$  e  $5 \times 10^{-4} * c$ , respectivamente. Tais essas expressões foram propostas por Coder (2018) e foram representadas na Fig. 3.3-(b). O valor da corda utilizado foi  $c = 1,00 m$ .

Tabela 4.4: Geometria da pá da turbina eólica NREL Phase VI (JONKMAN, 2003).

Seção	$r/R$	$c/R$	$t/c$ [%]	Torção [°]	Perfil	$r$ [m]	$c$ [m]	$r - R_{hub}$ [m]	Zona <sup>(ii)</sup>
1	0,101	2,158	100	0,0	circular	0,508	0,218	0	-
2	0,131	1,664	100	0,0	circular	0,660	0,218	0,152	-
3	0,176	1,040	100	0,0	circular	0,883	0,183	0,375	-
4	0,250	2,948	21	20,040	S809	1,257	0,737	0,749	4
5	0,267	2,727	21	18,074	S809	1,343	0,728	0,835	4
6	0,300	2,340	21	14,292	S809	1,510	0,711	1,002	4
7	0,328	2,125	21	11,909	S809	1,648	0,697	1,140	4
8	0,388	1,716	21	7,979	S809	1,952	0,666	1,444	3
9	0,449	1,416	21	5,308	S809	2,257	0,636	1,749	3
10	0,466	1,345	21	4,715	S809	2,343	0,627	1,835	3
11	0,509	1,189	21	3,425	S809	2,562	0,605	2,054	3
12	0,570	1,007	21	2,083	S809	2,867	0,574	2,359	2
13	0,631	0,861	21	1,150	S809	3,172	0,543	2,664	2
14	0,633	0,856	21	1,115	S809	3,185	0,542	2,677	2
15	0,691	0,741	21	0,494	S809	3,476	0,512	2,968	2
16	0,752	0,641	21	-0,015	S809	3,781	0,482	3,273	1
17	0,800	0,571	21	-0,381	S809	4,023	0,457	3,515	1
18	0,812	0,555	21	-0,475	S809	4,086	0,451	3,578	1
19	0,873	0,481	21	-0,920	S809	4,391	0,420	3,883	1
20	0,934	0,416	21	-1,352	S809	4,696	0,389	4,188	1
21	0,950	0,401	21	-1,469	S809	4,780	0,381	4,272	1
22	0,994	0,360	21	-1,775	S809	5,000	0,358	4,492	1
23	1,000	0,355	21	-1,815	S809	5,029	0,355	4,521	1

<sup>(ii)</sup>Presente estudo.Tabela 4.5: Cálculo do  $Re_{c,70\%.s}$  para diferentes velocidades de vento.

$U_{vento}$ [m/s]	$\omega \cdot r_{70\%.s}$ [m/s]	$V_{rel}$ [m/s]	$Re_{c,70\%.s}$
5		27,01	$9,39 \times 10^5$
7		27,45	$9,54 \times 10^5$
8		27,72	$9,64 \times 10^5$
10	26,54	28,36	$9,86 \times 10^5$
15		30,49	$1,06 \times 10^6$
20		33,23	$1,16 \times 10^6$
25		36,46	$1,27 \times 10^6$

Tabela 4.6: Valores importantes para o desenho da malha ( $Re_{c,70\%.s} = 1 \times 10^6$ ).

Malha	A	B	$\Delta y$ [m]	$y^+$	Tipo <sup>(1)</sup>
3	20	25	$6,5 \times 10^{-6(1)}$	0.2763	Média <sup>(1)</sup>

<sup>(1)</sup> Coder (2018)

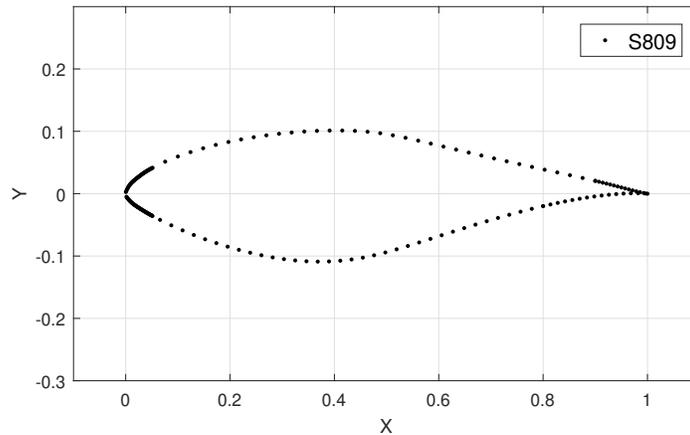


Figura 4.20: Coordenadas do perfil S809 com maior concentração de pontos no bordo de ataque e de fuga.

Uma vez definida a malha que será aplicada nas simulações, resta apenas definir qual será o modelo de turbulência utilizado. Yelmule & VSJ (2013) realizaram a simulação computacional via CFD da turbina NREL Phase VI para estimar com boa precisão o empuxo e a potência captada, utilizando em suas simulações o modelo de turbulência transicional LM-SST, pois há transição do regime de escoamento laminar para o turbulento, como mostra a Fig. 4.21. Já Lee *et al.* (2012), que também trabalharam com simulações computacionais para a mesma turbina e utilizaram o modelo de turbulência Spalart–Allmaras, relacionaram a imprecisão obtida nos resultados para  $U_{vento} = 15 \text{ m/s}$  com a dificuldade de prever o escoamento na região de transição.

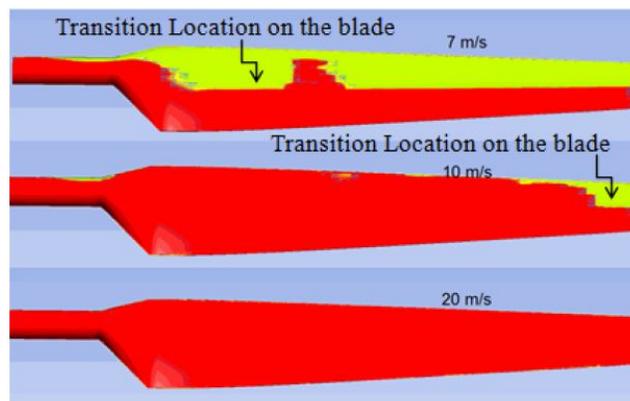


Figura 4.21: Intermitência turbulenta no extradorso da pá da turbina NREL Phase VI para velocidades de vento iguais a 7 m/s, 10 m/s e 20 m/s (YELMULE; VSJ, 2013).

Coder (2019) propôs outro modelo de turbulência transicional denominado *Amplification Factor Transport Spalart-Allmaras* (AFT-SA). Tal modelo se destacou pela precisão

obtida para as estimativas dos coeficientes de sustentação e arrasto para o perfil aerodinâmico NFL(1)-0416. O mesmo autor também aplicou esse modelo de turbulência para estimar  $C_L$  e  $C_D$  do perfil S809 com  $Re_c = 2 \times 10^6$ . Portanto, com o intuito de comparar com os resultados obtidos por Coder (2019), o presente estudo realizou no UNSCYFL3D simulações computacionais para o perfil S809, nas mesmas condições citadas anteriormente, utilizando a malha 3 (ver Tab 4.6) e o modelo de turbulência LM-SST. Fez-se também a comparação de ambos resultados com os obtidos via ensaio experimental por Somers (1997), como mostra a Fig. 4.22. Nota-se que para  $\alpha > 10^\circ$ , os resultados obtidos pelo presente estudo com o modelo LM-SST ficaram mais próximos aos experimentais que os obtidos por Coder (2019) com o modelo AFT-SA.

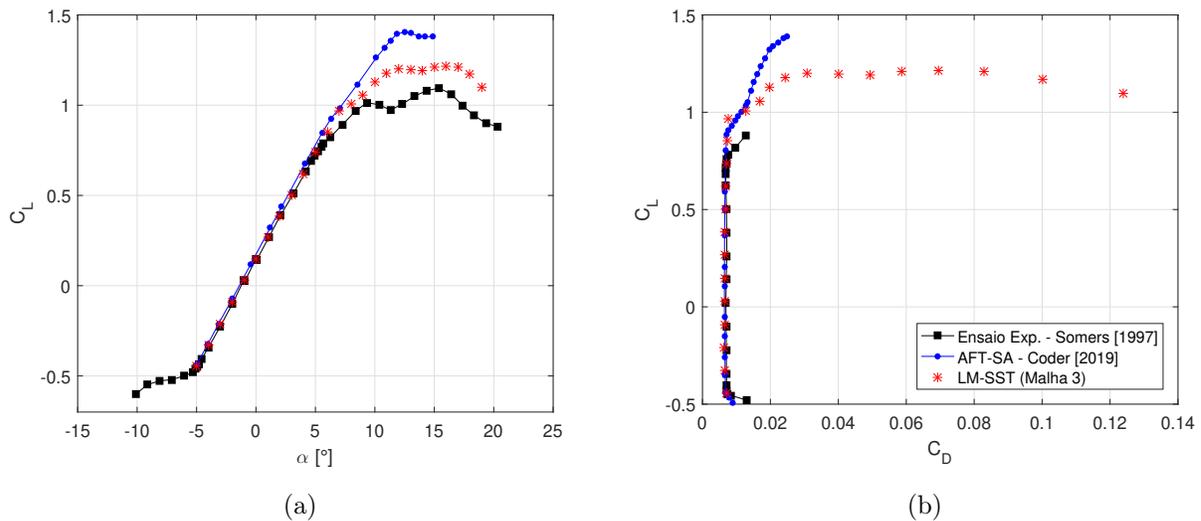


Figura 4.22: Coeficiente de sustentação (a) e polar de arrasto (b) para o perfil S809,  $Re_c = 2 \times 10^6$ .

Portanto, o LM-SST foi o modelo de turbulência aplicado nas simulações computacionais para a obtenção das curvas  $C_L \times \alpha$  e  $C_D \times \alpha$  do perfil S809 para  $Re_{c,70\%-s} = 1,00 \times 10^6$ , apresentadas na Fig. 4.23. As simulações foram realizadas em regime permanente e utilizando a malha 3 (ver Tab. 4.6). Para as curvas obtidas pelo presente estudo o ângulo de ataque variou de  $-5^\circ \leq \alpha \leq 15^\circ (\alpha_{max})$  e de  $-20,1^\circ \leq \alpha \leq 26,1^\circ$  para os dados provenientes do ensaio experimental realizado pela Universidade do Estado de Ohio (*Ohio State University* - OSU, em inglês) e disponibilizados por Jonkman (2003).

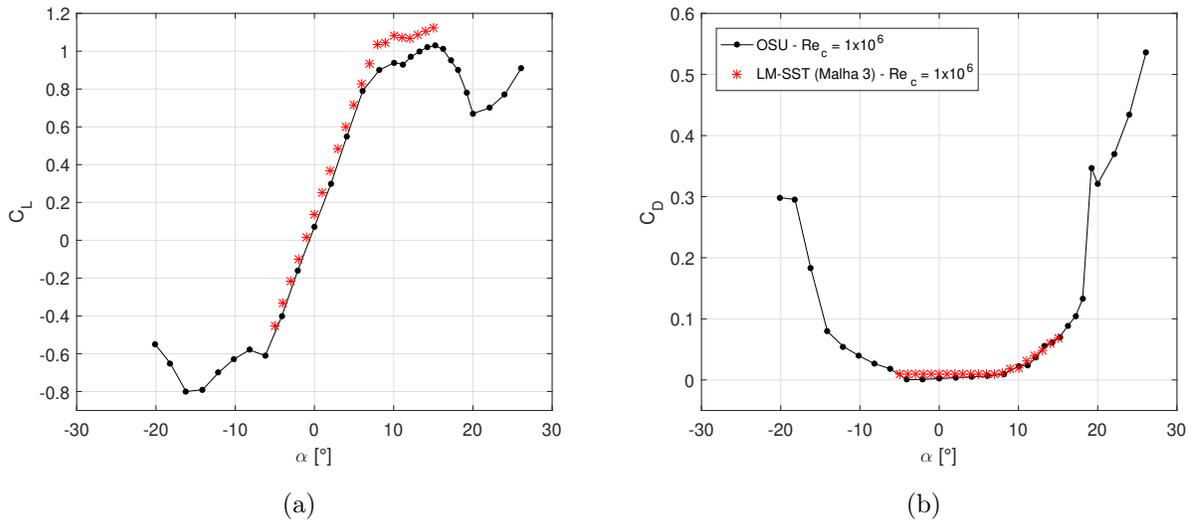


Figura 4.23: Coeficientes de sustentação (a) e arrasto (b) para o perfil S809,  $Re_{c,70\%.s} = 1 \times 10^6$ .

Para a determinação do coeficiente de arrasto para as seções com perfil circular seguiu-se o mesmo procedimento descrito na seção anterior. Portanto, para  $Re_{c,70\%.s} = 1 \times 10^6$  o valor de  $C_D$  é igual a 0,31, conforme mostra a Fig. 4.24. Vale ressaltar que o coeficiente de sustentação para tais seções é considerado nulo.

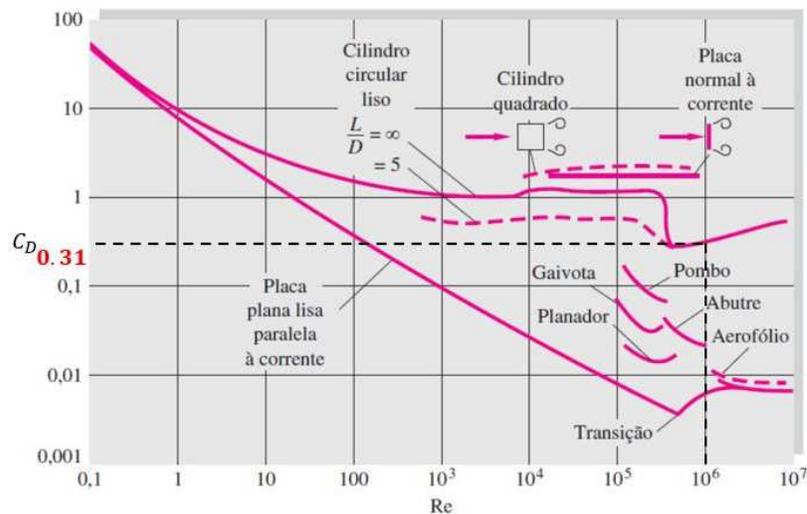


Figura 4.24: Coeficiente de arrasto ( $C_D$ ) das seções com perfil circular para  $Re_{c,70\%.s} = 1 \times 10^6$ .

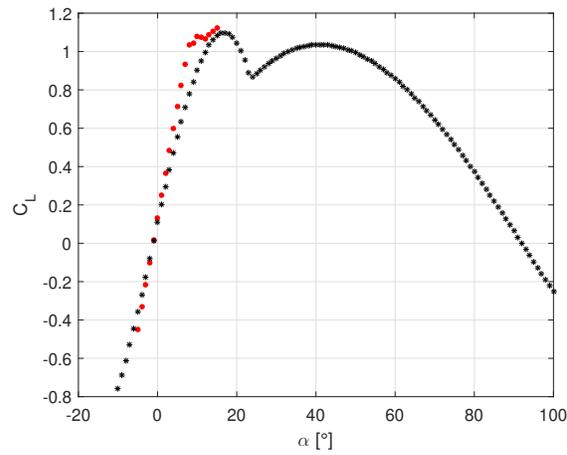
Antes de aplicar o BEM para estimar a potência extraída pela turbina eólica em estudo, as curvas dos coeficientes de arrasto e sustentação do perfil S809, obtidas via simulação

computacional e ensaio experimental, foram tratadas com os métodos Aerodas e *Stall Delay*, descritos na Sec. 3.4. Novamente, considerou-se para aplicação dos tratamentos as curvas completas (ver Fig. 4.23) e delimitas até  $\alpha_{stall}$ . As simulações computacionais em regime permanente foram realizadas até  $\alpha = 15^\circ$ , pois para ângulos de ataque maiores os resultados apresentaram certa instabilidade, o que sugere que  $\alpha_{stall} = 15^\circ$ . Sendo assim, não há diferença entre a curva simulada completa e a limitada até  $\alpha_{stall}$ . Já para a curva obtida através de ensaio experimental é possível definir visualmente  $\alpha_{stall} = 15,2^\circ$ .

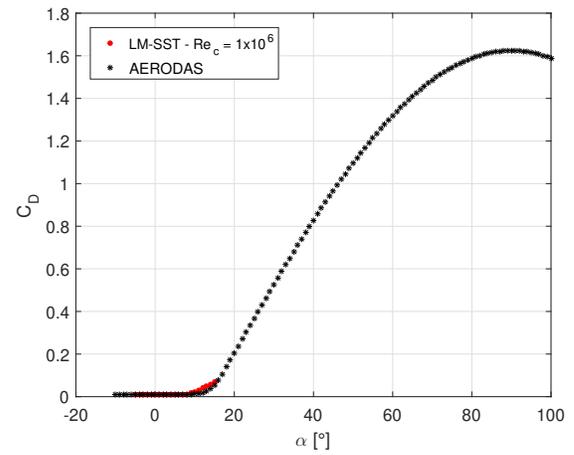
Para a aplicação do Aerodas, o primeiro passo é calcular a razão de aspecto ( $AR$ ). Para isso, considerou-se  $R_{tip} = 5,029\text{ m}$  e  $R_{inner} = 1,257\text{ m}$  (seção mais interna da pá composta pelo perfil S809 - ver Tab. 4.4). Por meio da Eq. (3.30), calculou-se  $R_m = 3,6654\text{ m}$  e aplicando interpolação linear determinou-se  $c_m = 0,4934\text{ m}$ . Finalmente, utilizando a Eq. (3.31) determinou-se  $AR = 15,2909$  para a turbina eólica NREL Phase VI. O valor de  $t/c$  para o perfil S809 é igual a 0,21, conforme apresentado na Tab. 4.4. Os parâmetros de entrada para cada uma das três curvas tratadas são apresentados na Tab. 4.7 e as curvas obtidas após o tratamento são mostradas nas Figs. 4.25 - 4.27.

Tabela 4.7: Parâmetros de entrada do modelo Aerodas para o perfil S809.

Parâmetros de entrada	Sim. Comp. até $\alpha = 15^\circ$	Ensaio Exp. até $\alpha = 26,1^\circ$	Ensaio Exp. até $\alpha = 15,2^\circ$
A0	-1,1436°	-0,6391°	-0,6391°
$CL1_{max}'$	1,1228	1,0300	1,0300
$ACL1'$	15,0°	15,2°	15,2°
CD0	0,0090	0,0018	0,0018
$CD1_{max}'$	0,0685	0,5356	0,0705
$ACD1'$	15,0°	26,1°	15,2°
$S1'$	0,1114 [1/°]	0,0941 [1/°]	0,0941 [1/°]



(a) Coeficiente de sustentação.



(b) Coeficiente de arrasto.

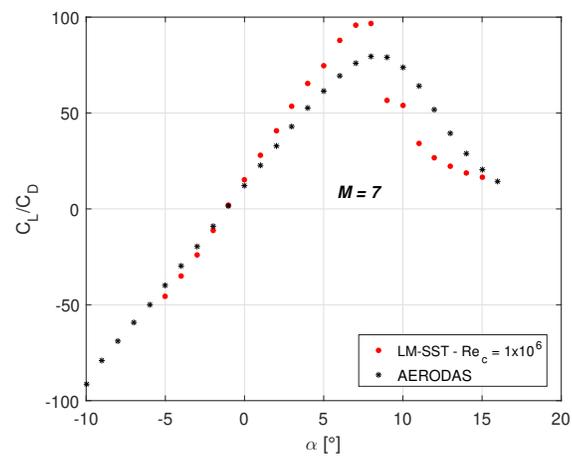
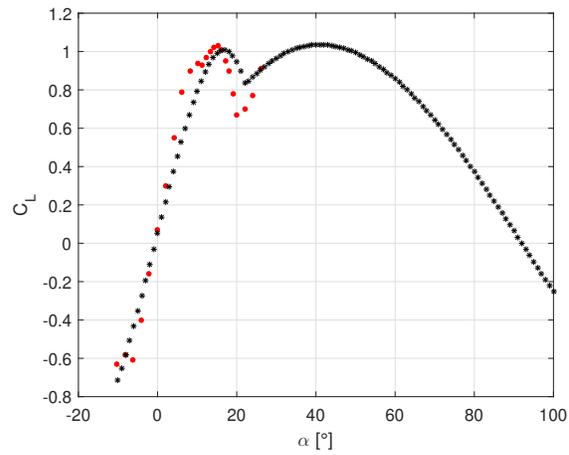
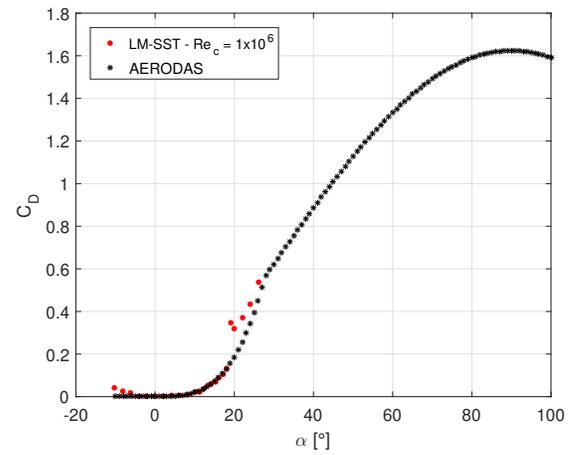
(c) Razão  $C_L/C_D$ .

Figura 4.25: Aplicação do modelo Aerodas nos coeficientes do perfil S809 obtidos por simulação numérica com  $-5^\circ \leq \alpha \leq 15^\circ$ .



(a) Coeficiente de sustentação.



(b) Coeficiente de arrasto.

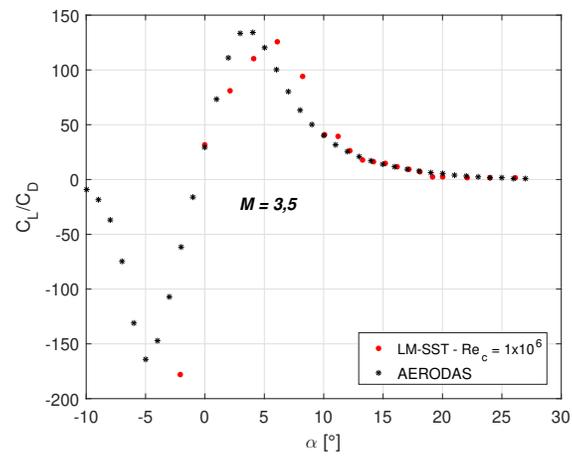
(c) Razão  $C_L/C_D$ .

Figura 4.26: Aplicação do modelo Aerodas nos coeficientes do perfil S809 obtidos por ensaio experimental com  $-10, 2^\circ \leq \alpha \leq 26, 1^\circ$ .

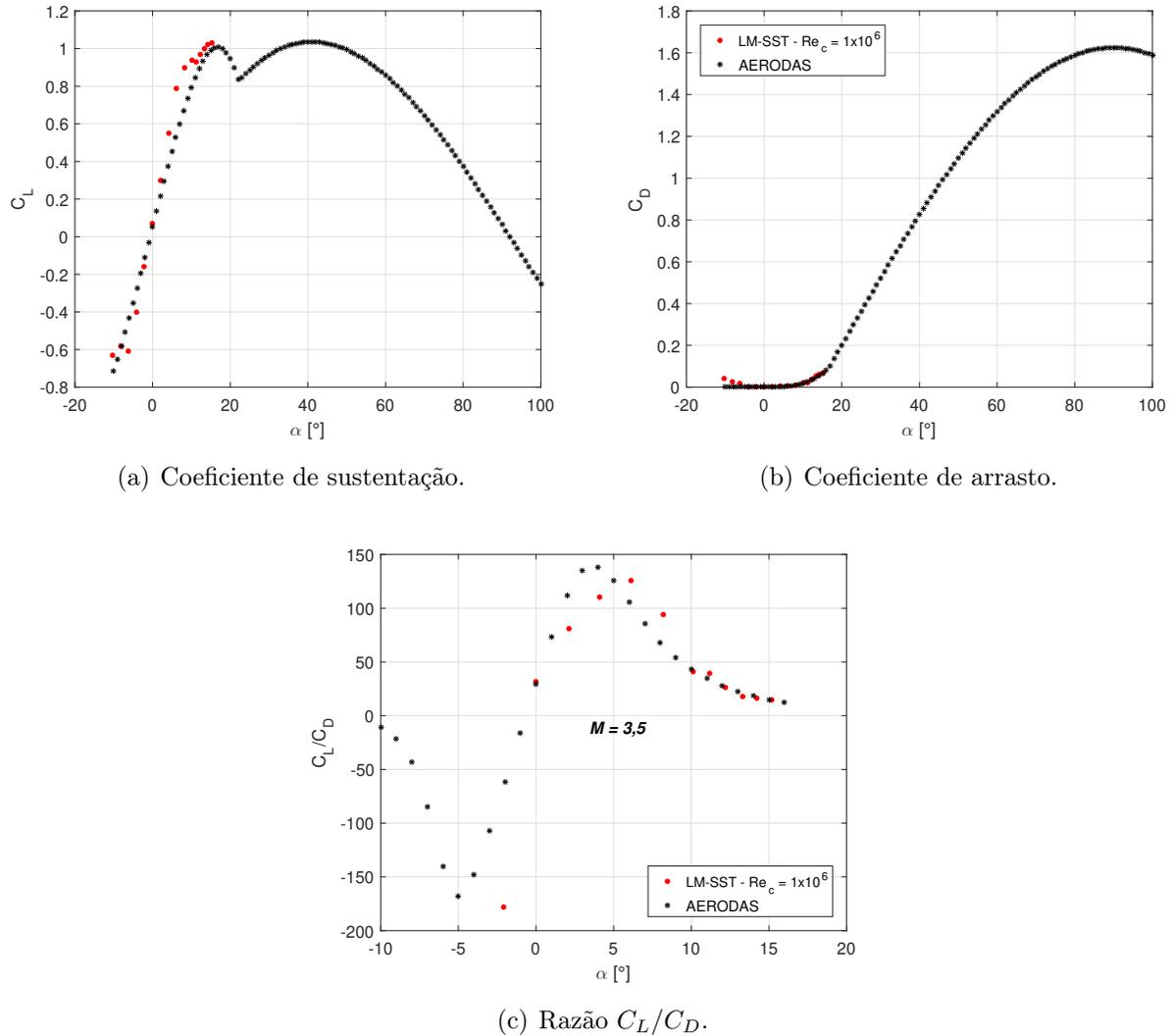
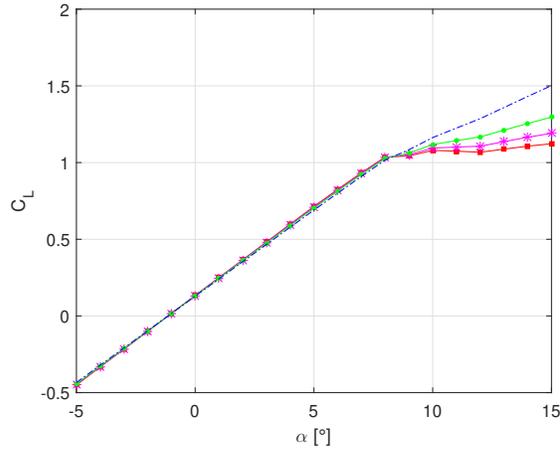


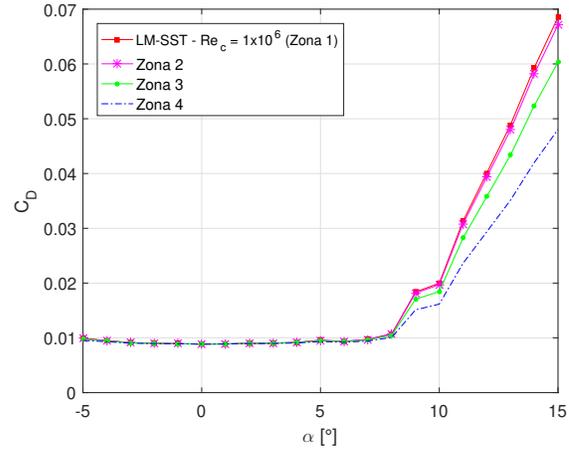
Figura 4.27: Aplicação do modelo Aerodas nos coeficientes do perfil S809 obtidos por ensaio experimental com  $-10,2^\circ \leq \alpha \leq 15,2^\circ$ .

Já para a aplicação do *Stall Delay*, retoma-se as curvas apresentadas na Fig. 4.23. A aplicação do equacionamento de tal modelo necessita da velocidade angular da turbina, a qual é constante e igual a  $7,54 \text{ rad/s}$  ( $72 \text{ rpm}$ ), e da velocidade do fluido, a qual foi considerada igual a  $10 \text{ m/s}$ . Além disso, também é importante definir os valores de  $\alpha_0$  e  $C_{D,0}$ , que para os dados obtidos por simulação computacional são iguais a  $-1,1436^\circ$  e  $0,0090$ , respectivamente, e para os dados oriundos dos ensaios experimentais de OSU são  $-0,6391^\circ$  e  $C_{D,0} = 0,0018$ , respectivamente. É importante ressaltar que para as seções que compõem a zona 1 aplica-se as curvas sem a aplicação do método. Para a zona 2, as curvas originais foram tratadas considerando as características construtivas da seção 15 ( $r/R$  menor e mais próximo a 0,7) e

aplicada em todas as seções que compõem tal zona. Replica-se o mesmo raciocínio para as zonas 3 e 4, seguindo os intervalos apresentados na Tab. 3.3. As Figs. 4.28 - 4.30 apresentam as curvas obtidas após o tratamento.

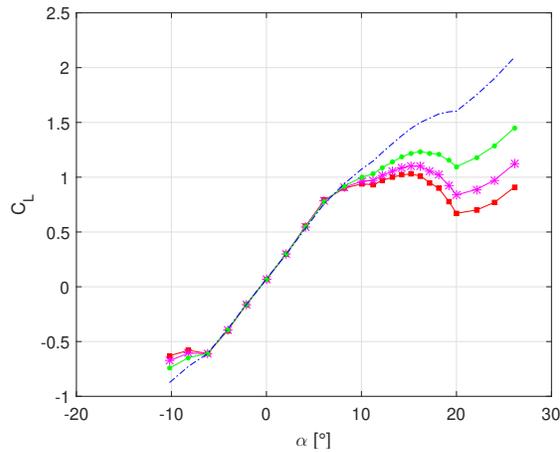


(a) Coeficiente de sustentação.

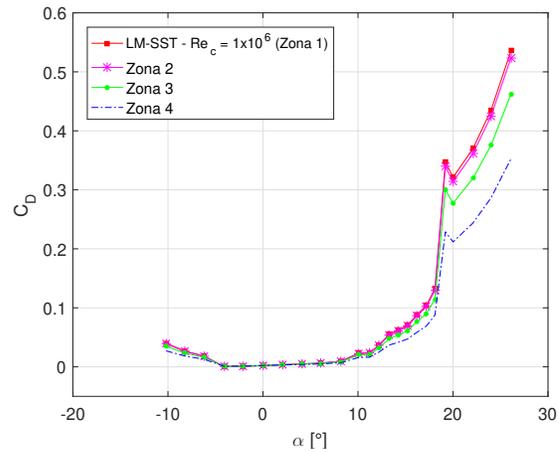


(b) Coeficiente de arrasto.

Figura 4.28: Aplicação do modelo *Stall Delay* nos coeficientes do perfil S809 obtidos por simulação numérica com  $-5^\circ \leq \alpha \leq 15^\circ$ .



(a) Coeficiente de sustentação.



(b) Coeficiente de arrasto.

Figura 4.29: Aplicação do modelo *Stall Delay* nos coeficientes do perfil S809 obtidos por ensaio experimental com  $-10,2^\circ \leq \alpha \leq 26,1^\circ$ .

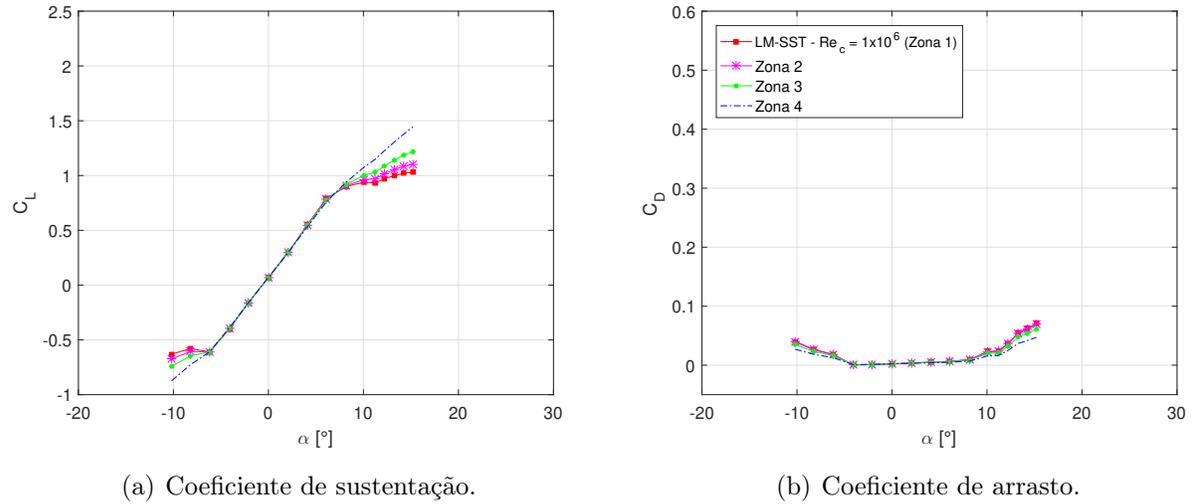


Figura 4.30: Aplicação do modelo *Stall Delay* nos coeficientes do perfil S809 obtidos por ensaio experimental com  $-10,2^\circ \leq \alpha \leq 15,2^\circ$ .

Portanto, tem-se todas as curvas tratadas com os modelos propostos. Antes de realizar a estimativa da potência da turbina, é preciso aplicar o método Viterna, dentro do QBlade ou por meio do equacionamento apresentado por Tangler & Kocurek (2005), para extrapolar os coeficientes de arrasto e sustentação para o intervalo  $-180^\circ \leq \alpha \leq 180^\circ$ . Para a realização da estimativa da curva de potência insere-se no QBlade as informações geométricas da pá (Tab. 4.4) e as curvas tratadas dos coeficientes  $C_L$  e  $C_D$ , discretiza-se a pá em 100 elementos e aplica-se as mesmas correções destacadas na Fig. 4.17-(a).

As estimativas da curva de potência em função da velocidade do vento para a turbina eólica NREL Phase VI são apresentadas nas Figs. 4.31 e 4.32, sendo que os coeficientes de arrasto e sustentação foram tratados com o modelo Aerodas na primeira e com o *Stall Delay* na segunda. Observa-se que as estimativas obtidas utilizando as curvas tratadas com o modelo Aerodas apresentam boa aproximação aos resultados experimentais apresentados por Yelmule & VSJ (2013), captando inclusive a redução da potência na região de  $U_{fluido} = 20 \text{ m/s}$  e posterior aumento. Ao analisar as estimativas realizadas com as curvas tratadas com o *Stall Delay*, constata-se que os resultados se aproximaram da referência apenas quando considerou-se as curvas completas do  $C_L$  e  $C_D$  obtidas por ensaio experimental. Tais resultados levantam a hipótese de que a turbina em análise opera no regime pós-estol para algumas condições de velocidade de vento, visto que a grande diferença entre as curvas que apresentaram ou não uma boa aproximação aos resultados experimentais é a região do pós-estol. Confrontando as estimativas realizadas com as curvas completas dos coeficientes experimentais, verifica-se novamente que, de maneira geral, o *Stall Delay* apresentou maior precisão que o Aerodas.

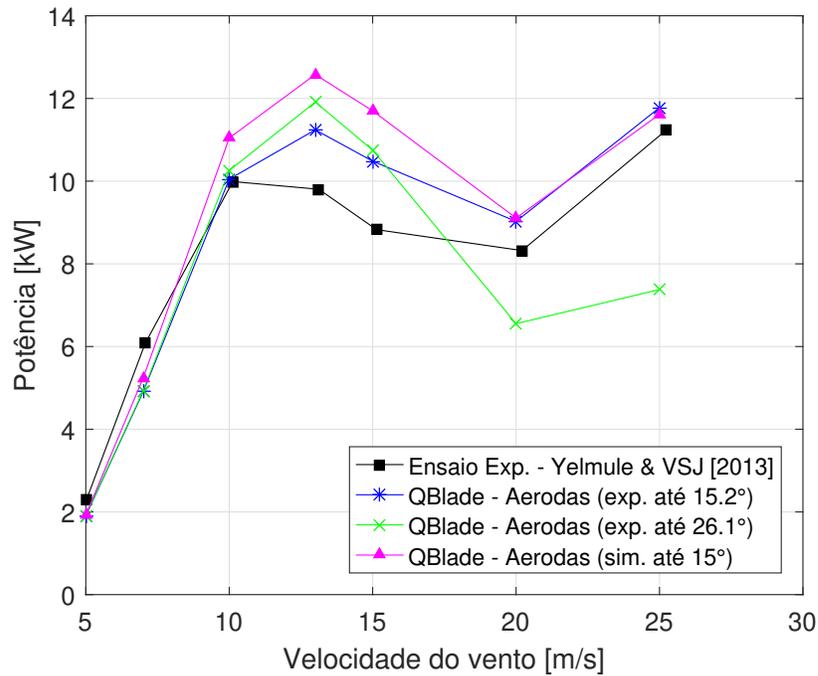


Figura 4.31: Estimativa da curva de potência da turbina eólica NREL Phase VI utilizando os coeficientes  $C_D$  e  $C_L$  tratados com o modelo Aerodas.

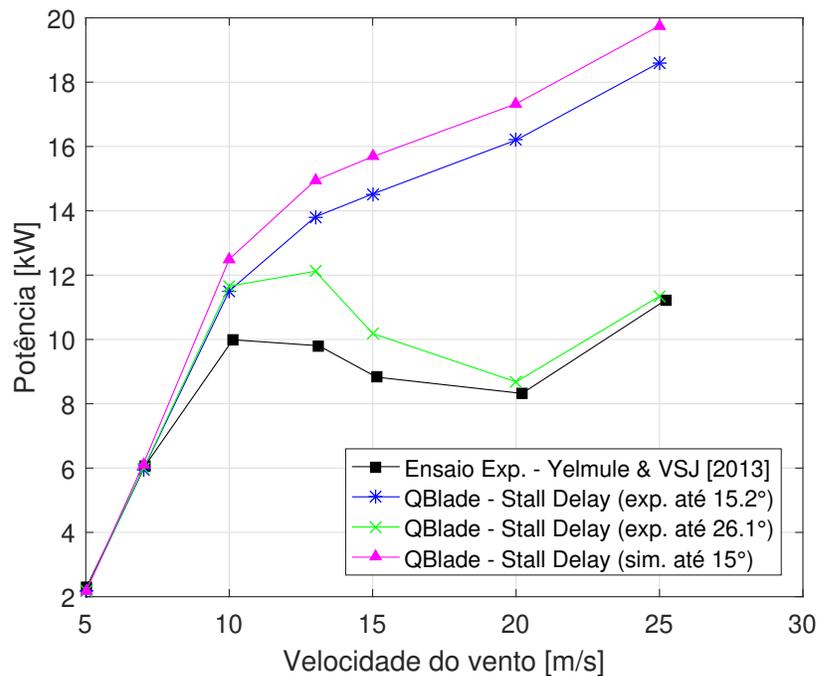


Figura 4.32: Estimativa da curva de potência da turbina eólica NREL Phase VI utilizando os coeficientes  $C_D$  e  $C_L$  tratados com o modelo *Stall Delay*.

Com o intuito de verificar a hipótese levantada, gerou-se uma nova curva dos coeficientes de arrasto e sustentação através da combinação dos coeficientes obtidos por simulação computacional e ensaio experimental, ou seja, para  $-5^\circ \leq \alpha \leq 15^\circ$  serão considerados os coeficientes provenientes da simulação numérica e para  $15^\circ \leq \alpha \leq 26,1^\circ$  os coeficientes oriundos do ensaio experimental realizado pela OSU. Tal combinação é apresentada na Fig. 4.33 e foi denominada “LM-SST & OSU”.

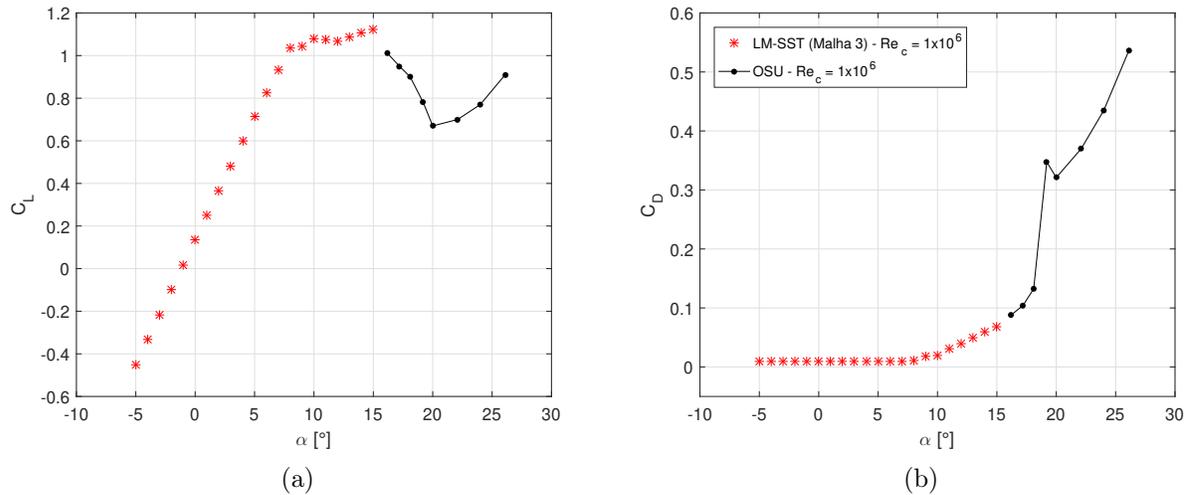


Figura 4.33: Combinação dos coeficientes de sustentação (a) e arrasto (b) obtidos por simulação computacional e ensaio experimental para o perfil S809.

Levando em conta as mesmas considerações apresentadas anteriormente, essa nova curva foi então tratada com o modelo *Stall Delay* e o resultado é apresentado na Fig. 4.34. Por fim, as curvas tratadas foram extrapoladas aplicando o método Viterna e inseridas no software QBlade para a realização da estimativa da curva de potência. A estimativa obtida é apresentada na Fig. 4.35 e confirma a hipótese levantada de que a turbina NREL Phase VI opera no regime pós-estol para algumas condições de velocidade de vento. Outro ponto que merece destaque é que o modelo Aerodas, com apenas uma única curva de  $C_L \times \alpha$  e  $C_D \times \alpha$  para todas as seções da turbina, permite simular as situações em que ela opera no regime pós-estol, funcionando inclusive como um alarme para as simulações com as curvas tratadas com o modelo *Stall Delay*.

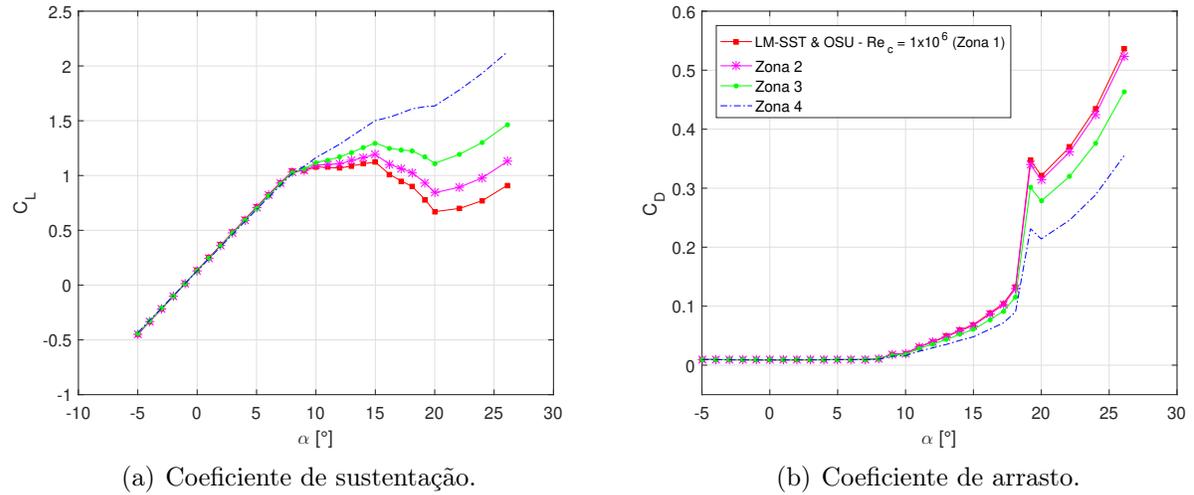


Figura 4.34: Aplicação do modelo *Stall Delay* nos coeficientes do perfil S809 da curva “LM-SST & OSU”.

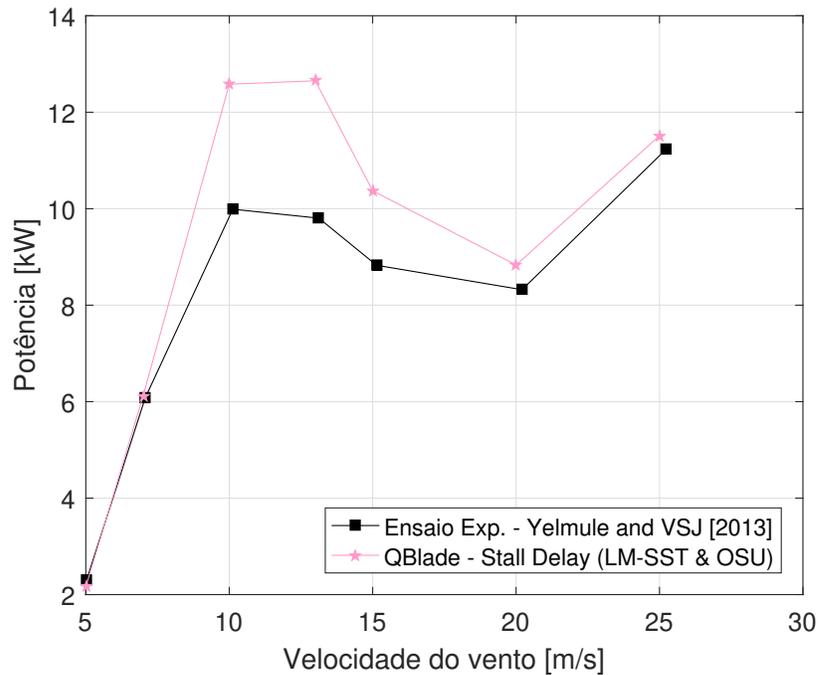


Figura 4.35: Estimativa da curva de potência da turbina eólica NREL Phase VI utilizando os coeficientes da curva “LM-SST & OSU” após tratamento com o modelo *Stall Delay*.

Portanto, ficou evidente que para estimar a curva de potência da turbina em estudo é necessário valores de  $C_L$  e  $C_D$  do perfil S809 para a região pós-estol. Assim, utilizando a malha 3 (ver Tab. 4.6) e o modelo de turbulência LM-SST foram realizadas simulações

computacionais em regime transiente com  $\Delta t = 1 \times 10^{-4} s$  para  $\alpha > 15^\circ$  e  $Re_{c,70\%.s} = 1,00 \times 10^6$ . Como nesta região de operação o escoamento já está estolado, os coeficientes de arrasto e sustentação apresentam uma certa oscilação, a qual fica maior à medida que o ângulo de ataque aumenta e que tornou necessário o cálculo da média para a obtenção dos valores de  $C_L$  e  $C_D$ . As simulações em regime transiente foram realizadas para  $16^\circ \leq \alpha \leq 20^\circ$ , pois para ângulos maiores os coeficientes de arrasto e sustentação apresentaram variações muito elevadas. As curvas  $C_L \times \alpha$  e  $C_D \times \alpha$  já contendo os resultados obtidos com a simulação numérica em regime transiente são apresentadas na Fig. 4.36.

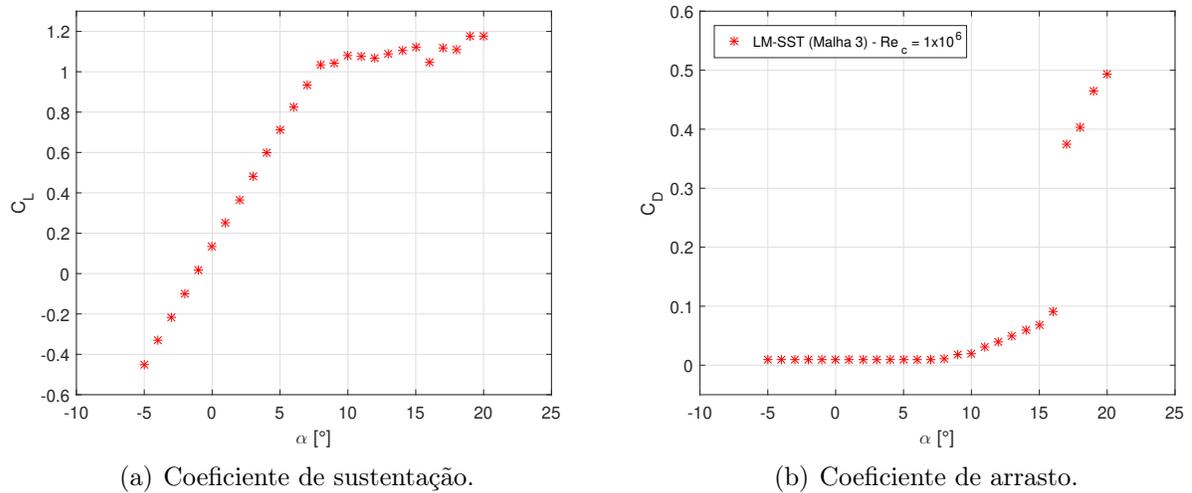


Figura 4.36: Coeficientes de sustentação (a) e arrasto (b) obtidos por simulação computacional (regime permanente e transiente) para o perfil S809,  $Re_{c,70\%.s} = 1 \times 10^6$ .

Adotando as já apresentadas velocidades do fluido e angular da turbina, tais curvas foram tratadas com o modelo *Stall Delay*, como mostra a Fig. 4.37. Elas foram extrapoladas aplicando o método Viterna e, por fim, inseridas no software QBlade para a realização da estimativa da curva de potência, apresentada na Fig. 4.38. Os resultados obtidos apresentam boa aproximação aos experimentais e às estimativas realizadas com as coeficientes de arrasto e sustentação provenientes do ensaio experimental realizado por OSU e também tratados com o modelo *Stall Delay*.

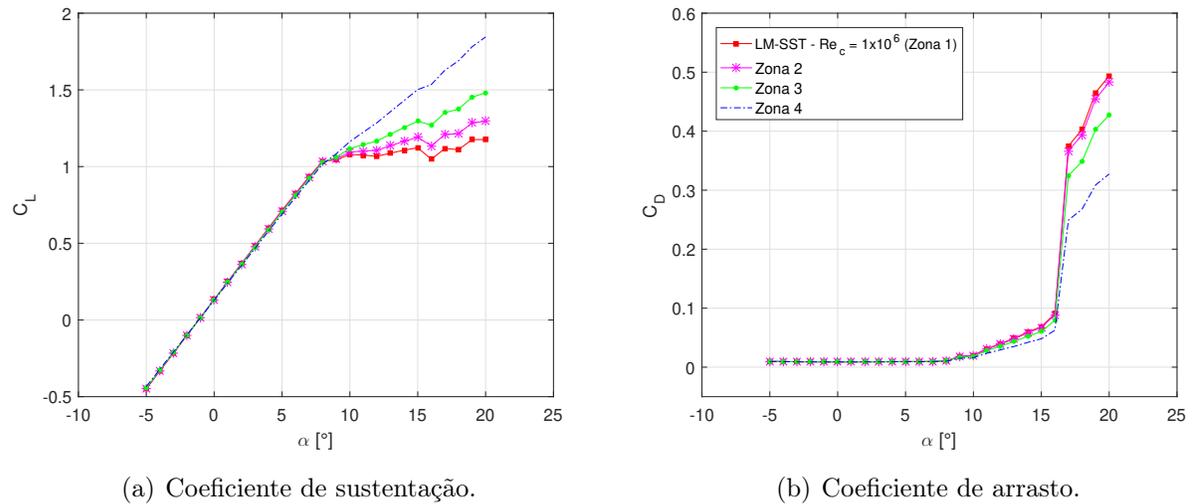


Figura 4.37: Aplicação do modelo *Stall Delay* nos coeficientes do perfil S809 obtidos por simulação numérica com  $-5^\circ \leq \alpha \leq 20^\circ$ .

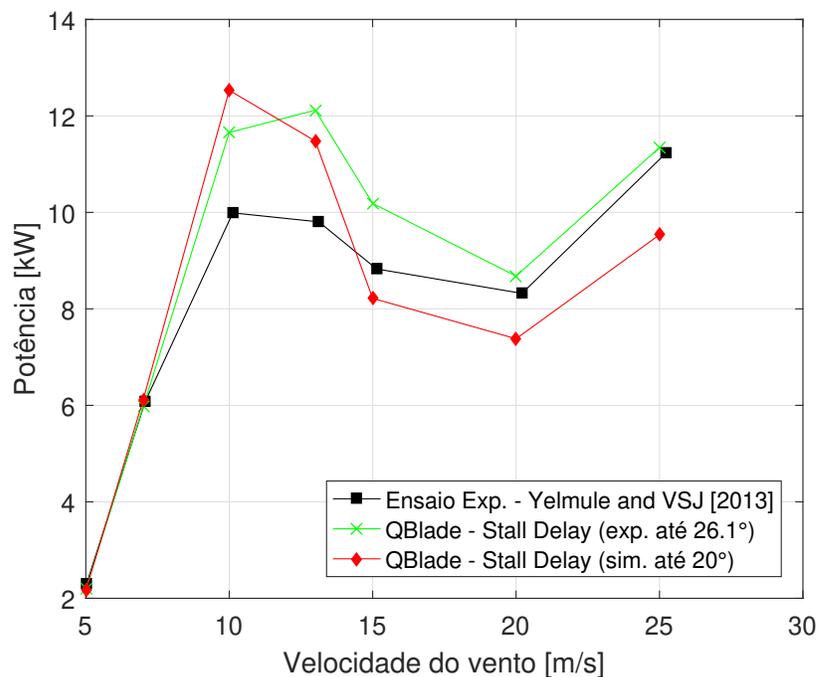


Figura 4.38: Estimativa da curva de potência da turbina eólica NREL Phase VI utilizando os coeficientes  $C_D$  e  $C_L$  obtidos por simulação numérica ( $-5^\circ \leq \alpha \leq 20^\circ$ ) e via ensaio experimental ( $-10,2^\circ \leq \alpha \leq 26,1^\circ$ ) após serem tratados com o modelo *Stall Delay*.

### 4.3 Coeficiente de empuxo

Outro número adimensional bastante avaliado para turbinas é o coeficiente de empuxo ( $C_T$ ). A força de empuxo corresponde à força axial que age no rotor (SØRENSEN, 2016) e o coeficiente é calculado através da Eq.(4.3).

$$C_T = \frac{F_{axial}}{0.5 \rho A U_{fluido}^2} \quad (4.3)$$

onde  $\rho$  é a massa específica do fluido considerado,  $A$  é a área varrida pelo rotor e  $U_{fluido}$  é a velocidade do fluido.

Este coeficiente também foi extraído do QBlade para as simulações das turbinas hidrocinética e eólica que apresentaram estimativas relacionadas à potência mais próximas das experimentais, utilizando a menor quantidade de dados de  $C_L$  e  $C_D$  possível. Tais resultados são apresentados nas Figs. 4.39 e 4.40 e apresentam boa proximidade em relação aos experimentais, reforçando a excelente qualidade do procedimento desenvolvido para uma rápida e prática avaliação energética de turbinas eólicas e de corrente.

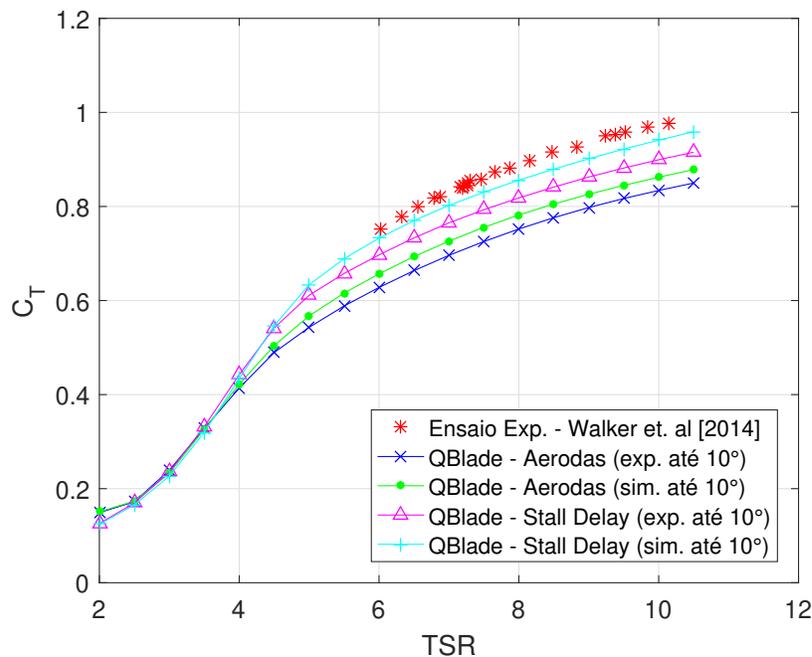


Figura 4.39: Estimativas do coeficiente de empuxo da turbina hidrocinética (WALKER *et al.*, 2014).

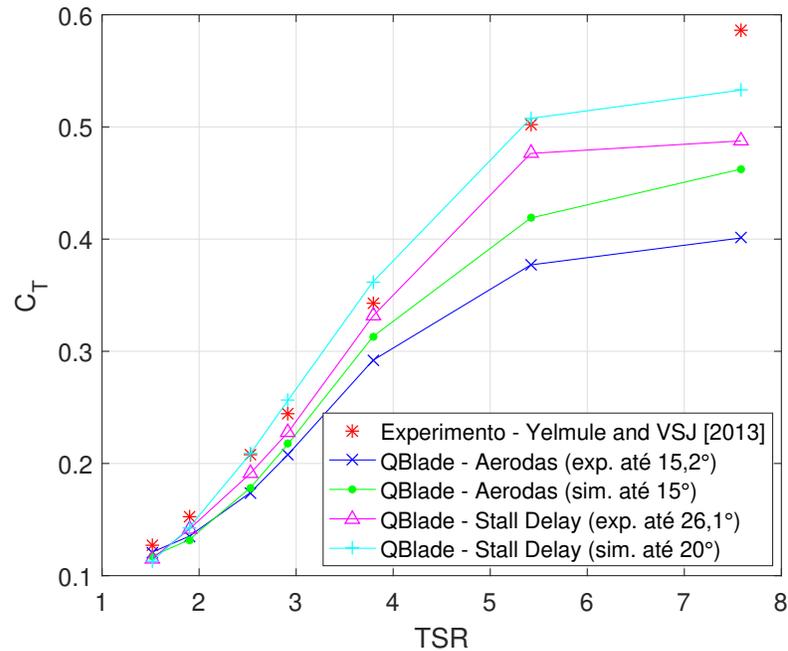


Figura 4.40: Estimativas do coeficiente de empuxo da turbina eólica NREL Phase VI.

## 4.4 Fluxograma proposto para projetos futuros

A partir de todos os procedimentos necessários para realizar as estimativas da curva de potência da turbina hidrocínética, expostos na Sec. 4.1, e da eólica, relatados na Sec. 4.2, o presente estudo propõe a aplicação do fluxograma apresentado na Fig. 4.41 para a avaliação do desempenho destes equipamentos. O diagrama sugerido foi desenvolvido com o objetivo de que o processo seja prático e rápido, para que apresente uma boa relação custo-benefício entre o tempo gasto e a qualidade dos resultados obtidos.

Cada uma das etapas é melhor descrita a seguir:

1. *Geometria da pá e rotor*: conhecer a posição  $r$ , a corda, o perfil aerodinâmico e o ângulo de torção de cada uma das “N” seções que constituem a pá e também o raio do cubo e número de pás que compõem o rotor.
2. *Condições de operação*: saber ou conseguir calcular a faixa de valores das velocidades angular e do fluido que a turbina opera.
3. *Calcular  $Re_{c,70\%.s}$* : número de Reynolds que ocorre na posição igual a 70% da envergadura ( $s$ ) da pá, cujo cálculo é baseado na velocidade relativa e no valor da corda nessa mesma posição. Como tal valor pode variar de acordo com as condições de operação,

sugere-se determina-lo por meio do cálculo de uma média ou considerando apenas a condição de operação de projeto.

4. *Obter  $C_D$  para seções com perfil circular*: por meio do gráfico proposto por White (2011) (ver Figs. 4.8 e 4.24) e considerando o valor de  $Re_{c,70\%.s}$  e a curva para cilindro circular liso ( $L/D = \infty$ ), obtém-se o coeficiente de arrasto para as seções com perfil circular. É válido ressaltar que o coeficiente de sustentação para tais seções é nulo.
5. *Obter  $C_L$  e  $C_D$  do perfil aerodinâmico para  $-5^\circ \leq \alpha \leq \alpha_{stall}$* : conhecido o perfil aerodinâmico que compõe a pá e  $Re_{c,70\%.s}$ , realizar simulação computacional ou buscar na literatura as curvas dos coeficientes de arrasto e sustentação em função do ângulo de ataque. Para o caso das simulações computacionais, utilizar a malha 3 (ver Fig. 3.3 e Tab. 4.2) e aumentar a quantidade de pontos que descrevem os bordos de ataque e de fuga do perfil aerodinâmico (ver Figs. 4.1 e 4.20), pois eles apresentam geometria mais complexa que pode afetar a malha e, conseqüentemente, os resultados da simulação. A limitação para  $\alpha \leq \alpha_{stall}$  é aplicável quando se realiza as simulações computacionais, pois em alguns casos não são necessários dados para ângulos de ataque maiores que  $\alpha_{stall}$ .
6. *Aerodas & Viterna*: aplicar o modelo Aerodas para tratar os dados obtidos no passo 5 e o Viterna para extrapolá-los e cobrir todo o intervalo  $-180^\circ \leq \alpha \leq 180^\circ$ . Este segundo pode ser aplicado dentro do QBlade.
7. *Stall Delay & Viterna*: nesta etapa os dados obtidos no passo 5 são tratados com o modelo *Stall Delay*. Para isso, sugere-se dividir a pá em quatro zonas (ver Tab. 3.3) e são necessários os valores das velocidades do fluido e angular da turbina. Quando tais valores não forem constantes, sugere-se determina-los por meio de médias ou considerando apenas o valor de projeto. Em seguida, aplica-se o Viterna com o mesmo objetivo apresentado no item anterior.
8. *QBlade: curva de potência*: todas as informações obtidas na etapa 1 são utilizadas para desenhar a pá e, conseqüentemente, o rotor da turbina dentro do software QBlade. Em seguida as curvas tratadas, obtidas nas etapas 6 e 7, também são inseridas no software e relacionadas com suas respectivas seções da pá. Respeitando as condições de operação da turbina, obtidas na etapa 2, realiza-se a simulação e obtém-se a curva de potência da turbina ( $C_p \times TSR$ ,  $C_p \times U_{fluido}$ ,  $Potência \times TSR$  ou  $Potência \times U_{fluido}$ ).
9. *Resultados semelhantes?*: tem-se duas curvas de potência, uma obtida utilizando  $C_L$  e  $C_D$  tratados com “Aerodas & Viterna” e a outra aplicando os coeficientes tratados com

“*Stall Delay & Viterna*”. Elas devem ser comparadas e analisadas se apresentam comportamentos e valores próximos. Se sim, encerra-se o processo de avaliação energética da turbina (etapa 11). Caso contrário, deve-se seguir para a etapa 10.

10. *Obter  $C_L$  e  $C_D$  do perfil aerodinâmico para  $\alpha > \alpha_{stall}$* : os resultados ainda não são semelhantes, pois para algumas condições de operação a turbina trabalha no regime pós-estol. Como na etapa 5 as simulações computacionais foram limitadas para  $\alpha < \alpha_{stall}$  e apenas o modelo Aerodas calcula os coeficientes do pós-estol, deve-se realizar simulações computacionais para obter  $C_L$  e  $C_D$  para  $\alpha > \alpha_{stall}$ . Estes novos coeficientes devem ser adicionados às curvas obtidas na etapa 5 e as etapas 7, 8 e 9 devem ser refeitas.

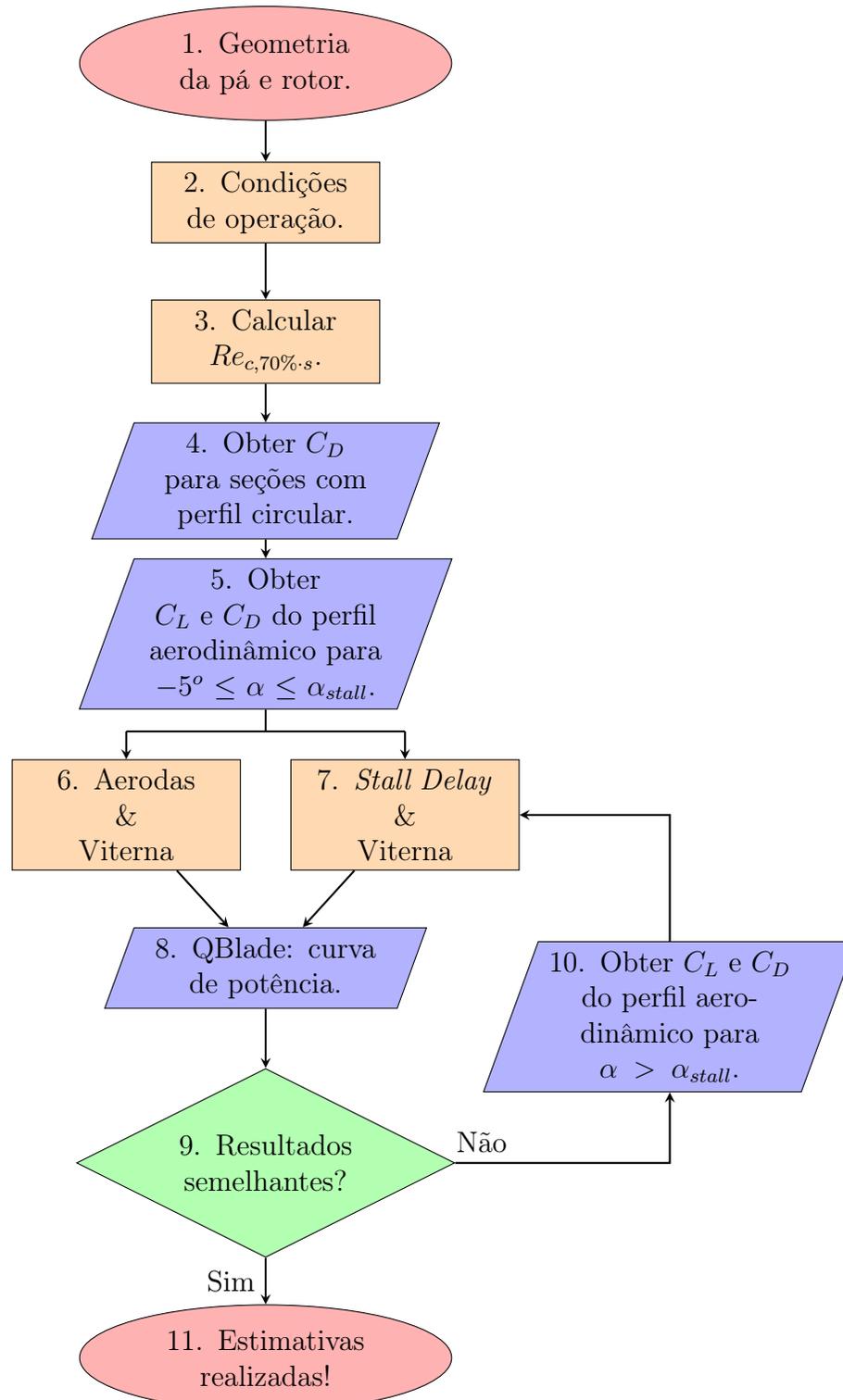


Figura 4.41: Fluxograma proposto para estimativa da curva de potência de turbinas eólicas ou hidrocinéticas.

# Capítulo 5

## Conclusões

O presente trabalho abordou o desenvolvimento de um procedimento que permita realizar, de maneira rápida, prática e segura, a avaliação energética de turbinas eólicas e hidrocinéticas. O BEM foi a metodologia escolhida a ser utilizada, pois apresenta pequenos tempos de simulação e é a mais aplicada pelas indústrias. Para a estruturação de tal passo-a-passo, foram consideradas duas turbinas: uma hidrocinética, proposta por Walker *et al.* (2014), e uma eólica, proposta pela NREL e denominada NREL Phase VI. É importante destacar que ambas possuem resultados oriundos de ensaios experimentais.

O primeiro passo é a obtenção da geometria do rotor e da pá, desconsiderando seções que apresentem perfis intermediários, ou seja, aqueles cuja geometria é uma transição entre o circular e o perfil aerodinâmico aplicado na pá. Em seguida deve-se conhecer ou conseguir calcular as condições de operação, como as velocidades do fluido e angular da turbina.

Um dos pontos mais importantes do procedimento desenvolvido é a definição do número de Reynolds. Seguindo o proposto por Walker *et al.* (2014), o valor considerado é aquele que ocorre na posição igual a 70% da envergadura da pá, calculado utilizando a velocidade relativa e o valor da corda nessa mesma posição (Eq. (3.13)). A importância de tal número se deve ao fato de que ele é fundamental para a obtenção das curvas de  $C_L \times \alpha$  e  $C_D \times \alpha$ , as quais devem ser fornecidas para a aplicação do BEM e que podem ser obtidas na literatura ou por meio de simulações computacionais. Os resultados obtidos para as turbinas consideradas salientam a efetividade de tal consideração.

Para o caso da simulação computacional, é fundamental aumentar a quantidade de pontos que descrevem os bordos de ataque e de fuga do perfil aerodinâmico, evitando que a malha nessas regiões apresente um aspecto facetado, o qual pode afetar os resultados. Dentre as 4 malhas geradas para o perfil NACA 63-618, o qual compõe a turbina hidrocinética, as que seguiram os espaçamentos proposto por Coder (2018), mostrados na Fig. 3.3, apresentaram

resultados mais próximos da referência. A malha 3 foi escolhida para o desenvolvimento das simulações, pois possuía menor domínio ( $A = 20$  e  $B = 25$ ) e quantidade de pontos. É importante destacar que as malhas desenvolvidas com tais espaçamentos apresentaram  $y^+ < 1$ .

Já quanto ao modelo de turbulência a ser utilizado, não há uma unanimidade. Portanto, a primeira ação é buscar na literatura um estudo que tenha trabalhado com o mesmo perfil aerodinâmico, ou da mesma família, e verificar qual o modelo aplicado. Além disso, é fundamental encontrar na literatura uma curva dos coeficientes de arrasto e sustentação em função do ângulo de ataque, para o mesmo perfil aerodinâmico e qualquer valor de  $Re_c$ , para que seja realizada uma validação. Para ambos perfis trabalhados nesse estudo, NACA 63-618 e S809, o modelo de turbulência transicional LM-SST foi o escolhido. Desse modo, destaca-se a importância de considerar como opções os modelos de turbulência transicionais.

Uma vez obtidas as curvas dos coeficientes de arrasto e sustentação em função do ângulo de ataque, elas devem ser tratadas com os modelos Aerodas ou Stall Delay antes de serem inseridas no software Qblade para a realização das simulações.

O Aerodas se destaca por calcular, a partir de valores do pré-estol, os coeficientes de arrasto e sustentação para os regimes pré e pós-estol, pois as turbinas podem operar em ambos regimes aerodinâmicos. Para alguns perfis a obtenção de tais coeficientes no pós-estol, seja por simulações computacionais ou ensaios experimentais, é bastante complexa e desafiadora. Além disso, sua aplicação fornece apenas uma única curva de  $C_L \times \alpha$  e  $C_D \times \alpha$  para todas as seções da pá. Para as duas turbinas consideradas nesse trabalho, o Aerodas apresentou resultados bastante satisfatórios, com boa aproximação aos valores provenientes de ensaios experimentais, o que resulta em uma alta relação custo-benefício. Destaca-se também que os resultados obtidos com as curvas completas ou limitadas até  $\alpha_{stall}$  não apresentaram diferenças significativas.

Já o *Stall Delay* sobressai por corrigir as curvas dos coeficientes de arrasto e sustentação para que sejam considerados efeitos tridimensionais devido à rotação da pá, os quais promovem um aumento da sustentação e redução do arrasto. Por outro lado, a aplicação desse modelo resulta em mais de uma curva de  $C_L \times \alpha$  e  $C_D \times \alpha$ . No presente estudo são necessárias quatro curvas de cada coeficiente, pois a pá foi dividida em quatro zonas (Tab. 3.3). Para a turbina hidrocínética, as estimativas apresentaram uma excelente aproximação dos resultados experimentais, sendo até mais exatas que as obtidas com as curvas tratadas com o Aerodas, e também não mostraram diferenças significativas quando aplicadas as curvas completas ou delimitadas por  $\alpha < \alpha_{stall}$ . Já para a turbina eólica, as estimativas iniciais destoaram da referência. Ao confrontar esses resultados com os obtidos com as curvas tra-

tadas com o Aerodas, percebeu-se a necessidade da obtenção de mais valores de  $C_L$  e  $C_D$  para a execução desse tratamento. Os resultados alcançados após adicionar os dados para  $\alpha > \alpha_{stall}$  foram bem próximos aos obtidos experimentalmente. Apesar desse modelo ter um custo um pouco maior, seus resultados tendem a ser mais exatos, o que mantém a relação custo-benefício alta.

Tais resultados e comportamentos observados evidenciam que as curvas de arrasto e sustentação em função do ângulo de ataque devem ser inicialmente obtidas até  $\alpha < \alpha_{stall}$ , pois pode não ser necessário dados para ângulos de ataque maiores e, caso seja preciso, isso será revelado pela comparação dos resultados pelos diferentes modelos. É importante ressaltar a necessidade da aplicação das correções “*Tip losses*”, “*Root losses*” e “*Foil interpolation*” no software QBlade. Por fim, o objetivo do trabalho foi alcançado e um fluxograma para avaliação energética de turbinas eólicas e hidrocinéticas foi apresentado, conforme mostra a Fig. 4.41.

## Propostas de trabalhos futuros

- Verificar a aplicabilidade do procedimento proposto em turbinas compostas por mais de um perfil aerodinâmico e, caso necessário, realizar ajustes no fluxograma.
- Testar modelos de turbulência que levem em consideração a rugosidade da superfície, visando obter curvas de potência de turbinas que se aproximem ainda mais dos valores obtidos na prática.
- Explorar as demais funcionalidades do software QBlade, com o objetivo de incrementar as simulações nele realizadas.

# Referências Bibliográficas

ABBOTT, I. H.; DOENHOFF, A. E. von; JR, L. S. S. Summary of airfoil data. *Report No. 824, National Advisory Committee for Aeronautics*, p. 195, 1945. Disponível em: <<https://ntrs.nasa.gov/citations/19930092747>>.

ABEEÓLICA. *Info Vento 25*. 2022. Disponível em: <<https://abeeolica.org.br/energia-eolica/dados-abeeolica/>>.

AIRFOILTOOLS. *NACA 63(3)-618*. 2022. Disponível em: <<http://airfoiltools.com/airfoil/details?airfoil=naca633618-il>>.

ALLAN, E. F. Devil's wind. *New Scientist (letters)*, v. 139, 1890. Disponível em: <<https://www.newscientist.com/article/mg13918905-900-letters-devils-wind/>>.

AMARANTE, O. A. C. D.; ZACK, M. B. E. J.; SÁ, A. L. D. *Atlas do Potencial Eólico Brasileiro*. 2001. Disponível em: <<http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=publicacoes&task=livro>>.

ASGHAR, A. B.; LIU, X. Estimation of wind turbine power coefficient by adaptive neuro-fuzzy methodology. *Neurocomputing*, v. 238, p. 227–233, 2017. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.neucom.2017.01.058>>.

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, 2016. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.05.078>>.

BALTAZAR, J.; CAMPOS, J. F. D. Hydrodynamic analysis of a horizontal axis marine current turbine with a boundary element method. *ASME. J. Offshore Mech. Arct. Eng.*, v. 133, p. 041304, 2011. Disponível em: <<https://doi.org/10.1115/1.4003387>>.

BARNES, R.; MOROZOV, E.; SHANKAR, K. Improved methodology for design of low wind speed specific wind turbine blades. *Composite Structures*, v. 119, p. 677–684, 2015. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.compstruct.2014.09.034>>.

BEDON, G.; CASTELLI, M. R.; BENINI, E. Optimization of a Darrieus vertical-axis wind turbine using blade element - momentum theory and evolutionary algorithm. *Renewable Energy*, v. 59, p. 184–192, 2013. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.renene.2013.03.023>>.

BEHRENS, S. *et al.* *Ocean renewable energy: 2015–2050, an analysis of ocean energy in Australia*. 2012. Disponível em: <<https://doi.org/10.4225/08/584af1865b172>>.

BEN. *Balanco Energético Nacional 2018 (ano base 2017) - Ministério de Minas e Energia*. [S.l.], 2018. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/balanco-energetico-nacional-2018>>.

BEN. *Balanco Energético Nacional 2021 (ano base 2020) - Ministério de Minas e Energia*. [S.l.], 2021. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/balanco-energetico-nacional-2021>>.

BEN. *Balanco Energético Nacional 2022 (Ano Base 2021) - Ministério de Minas e Energia*. [S.l.], 2022. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/balanco-energetico-nacional-2022>>.

BERGER, F. *et al.* Scaled wind turbine setup in a turbulent wind tunnel. *Journal of Physics: Conference Series*, v. 1104, p. 012026, 2018. Disponível em: <<https://doi.org/10.1088/1742-6596/1104/1/012026>>.

BOTTASSO, C. L.; CAMPAGNOLO, F.; PETROVIĆ, V. Wind tunnel testing of scaled wind turbine models: Beyond aerodynamics. *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, v. 127, p. 11–28, 2014. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.jweia.2014.01.009>>.

BRANLARD, E. *Wind Turbine Aerodynamics and Vorticity-Based Methods*. Springer Cham, 2017. (Research Topics in Wind Energy). Disponível em: <<https://doi.org/10.1007/978-3-319-55164-7>>.

C2ES. *Center for Climate and Energy Solutions - Renewable Energy*. 2020. Disponível em: <<https://www.c2es.org/content/renewable-energy>>.

CAO, H. *Aerodynamics Analysis of Small Horizontal Axis Wind Turbine Blades by Using 2D and 3D CFD Modelling*. Dissertação (Mestrado) — University of Central Lancashire, 2011. Disponível em: <<https://clock.uclan.ac.uk/2399/>>.

CARCANGIU, C. E. *CFD-RANS Study of Horizontal Axis Wind Turbines*. Tese (Doutorado) — Università degli Studi di Cagliari, 2008. Disponível em: <<https://hdl.handle.net/11584/266029>>.

CATRY, P.; PHILLIPS, R. A.; CROXALL, J. P. Sustained fast travel by a gray-headed albatross (*Thalassarche Chrysostoma*) riding an antarctic storm. *The Auk*, v. 121, p. 1208–1213, 2004. Disponível em: <<https://doi.org/10.1093/auk/121.4.1208>>.

Centro de Gestão e Estudos Estratégicos (CGEE). *Programa demonstrativo para inovação em cadeia produtiva selecionada: Energia eólica*. [S.l.]: Coronário Editora Gráfica Ltda, 2015. ISBN 978-85-5569-051-8.

CODER, J. G. Standard test cases for CFD-based laminar-transition model verification and validation. *AIAA Aerospace Sciences Meeting*, 2018. Disponível em: <<https://doi.org/10.2514/6.2018-0029>>.

CODER, J. G. Further development of the amplification factor transport transition model for aerodynamic flows. *AIAA Scitech 2019 Forum*, 2019. Disponível em: <<https://doi.org/10.2514/6.2019-0039>>.

CODER, J. G.; MAUGHMER, M. D. Computational fluid dynamics compatible transition modeling using an Amplification Factor Transport equation. *AIAA Journal*, v. 52, p. 2506–2512, 2014. Disponível em: <<https://doi.org/10.2514/1.J052905>>.

DRELA, M.; YOUNGREN, H. *Xfoil 6.96*. 2006. Disponível em: <<http://web.mit.edu/drela/Public/web/xfoil/>>.

DU, Z.; SELIG, M. S. A 3-D stall-delay model for horizontal axis wind turbine performance prediction. *AIAA/ASME Wind Energy Symposium*, 1998. Disponível em: <<https://doi.org/10.2514/6.1998-21>>.

EGGLESTON, D. M.; STODDARD, F. S. Wind turbine engineering design. January 1987. Disponível em: <<https://www.osti.gov/biblio/5719832>>.

EHRMANN, R. S.; WHITE, E. B. *Effect of Blade Roughness on Transition and Wind Turbine Performance*. 2015. Disponível em: <<https://www.osti.gov/biblio/1427238>>.

ENERGY, S. A. *A GLOBAL SUSTAINABLE ENERGY COMPANY*. 2019. Disponível em: <<https://simecatlantis.com/>>.

ERDINC, O.; UZUNOGLU, M. Optimum design of hybrid renewable energy systems: Overview of different approaches. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 16, p. 1412–1425, 2012. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.rser.2011.11.011>>.

ERTURK, E. A spreadsheet tool for the aerodas model for calculating airfoil pre-stall and post-stall lift and drag characteristics. *International Journal of Renewable Research*, v. 8, p. 2180–2189, 2018. Disponível em: <<https://www.ijrer.org/ijrer/index.php/ijrer/article/view/8480/pdf>>.

FERREIRA, A. *et al.* Economic overview of the use and production of photovoltaic solar energy in Brazil. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 81, p. 181–191, 2018. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.06.102>>.

FINGERSH, L.; HAND, M.; LAXSON, A. *Wind Turbine Design Cost and Scaling Model. National Renewable Energy Laboratory - NREL/TP-500-40566*. [S.l.], 2006. Disponível em: <<https://doi.org/10.2172/897434>>.

FLETCHER, G. *Tidal Energy Turbine Removal*. 2011. Disponível em: <<https://racerocks.ca/tidal-energy-turbine-removal/>>.

- FOX, R. W. *et al.* *Introdução à Mecânica dos Fluidos*. [S.l.]: LTC, 2006. ISBN 978-8521623021.
- FREESE, S. *Windmills and Millwrighting*. 1. ed. Cambridge: Cambridge University Press, 1957. ISBN 9780845311479.
- FREWIN, C. *RENEWABLE ENERGY*. 2020. Disponível em: <<https://www.studentenergy.org/topics/renewable-energy>>.
- GALDINO, M. A.; VIEIRA, L. dos S. R.; CARDOSO, B. R. Prospecção sobre o aproveitamento das correntes marinhas para geração de energia elétrica no Brasil. *VII Congresso Brasileiro de Energia Solar*, 2018. Disponível em: <<https://anaiscbens.emnuvens.com.br/cbens/article/view/633>>.
- GLOBAL WIND ATLAS 3.0. a free, web-based application developed, owned and operated by the Technical University of Denmark (DTU). The Global Wind Atlas 3.0 is released in partnership with the World Bank Group, utilizing data provided by Vortex, using funding provided by the Energy Sector Management Assistance Program (ESMAP)*. 2022. Disponível em: <<https://globalwindatlas.info/>>.
- GONZÁLEZ-GORBEÑA, E.; ROSMAN, P. C. C.; QASSIM, R. Y. Assessment of the tidal current energy resource in São Marcos bay, Brazil. *J. Ocean Eng. Mar. Energy*, v. 1, p. 421–433, 2015. Disponível em: <<https://doi.org/10.1007/s40722-015-0031-5>>.
- GONZÁLEZ-HERNÁNDEZ, J. G.; SALAS-CABRERA, R. Representation and estimation of the power coefficient in wind energy conversion systems. *Revista Facultad de Ingeniería*, v. 28, p. 77–90, 2019. Disponível em: <<https://doi.org/10.19053/01211129.v28.n50.2019.8816>>.
- Grupo Cordeiro. *Despontagem e Montagem de Turbinas Enercon E-40/600. Fortaleza / CE - Brasil*. 2022. Disponível em: <[https://www.youtube.com/watch?v=WT1\\_29sY14g](https://www.youtube.com/watch?v=WT1_29sY14g)>.
- HALL, T. J. *Numerical simulation of a cross flow marine hydrokinetic turbine*. Dissertação (Mestrado) — University of Washington, Washington, 2012. Disponível em: <<http://hdl.handle.net/1773/20209>>.
- HAN, W.; KIM, J.; KIM, B. Effects of contamination and erosion at the leading edge of blade tip airfoils on the annual energy production of wind turbines. *Renewable Energy*, v. 115, p. 817–823, 2018. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.renene.2017.09.002>>.
- HENDERSON, A. R. *et al.* Offshore wind energy in europe — a review of the state-of-the-art. *Wind Energy*, v. 6, p. 35–52, 2003. Disponível em: <<https://doi.org/10.1002/we.82>>.
- HOOFFDORP, B. *BTC SeaGen F webmovie*. 2014. Disponível em: <<https://www.youtube.com/watch?v=URE5U0xXMTk>>.
- INGRAM, G. *Wind Turbine Blade Analysis using the Blade Element Momentum Method*. [S.l.], 2005. Disponível em: <[http://educyclopedia.karadimov.info/library/wind\\_turbine\\_design.pdf](http://educyclopedia.karadimov.info/library/wind_turbine_design.pdf)>.

INHABITAT. *Northern Ireland's SeaGen Tidal Turbine Gets Environmental Approval*. 2012. Disponível em: <<https://inhabitat.com/northern-irelands-seagen-tidal-turbine-gets-environmental-approval/>>.

JACOBSON, M. Z. *et al.* Matching demand with supply at low cost in 139 countries among 20 world regions with 100% intermittent wind, water, and sunlight (WWS) for all purposes. *Renewable Energy*, v. 123, p. 236–248, 2018. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.renene.2018.02.009>>.

JAMIESON, P. *Innovation in Wind Turbine Design*. John Wiley & Sons Ltd, 2018. Disponível em: <<https://doi.org/10.1002/9781119137924>>.

JONES, W. P.; LAUNDER, B. E. The prediction of laminarization with a two-equation model of turbulence. *International Journal of Heat and Mass Transfer*, v. 15, p. 301–314, 1972. Disponível em: <[https://doi.org/10.1016/0017-9310\(72\)90076-2](https://doi.org/10.1016/0017-9310(72)90076-2)>.

JONKMAN, J. M. *Modeling of the UAE Wind Turbine for Refinement of FAST-AD*. National Renewable Energy Laboratory - NREL/TP-500-34755. [S.l.], 2003. Disponível em: <<https://doi.org/10.2172/15005920>>.

KIRINUS, E. de P.; MARQUES, W. C. Viability of the application of marine current power generators in the south brazilian shelf. *Applied Energy*, v. 155, p. 23–34, 2015. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2015.05.028>>.

KROUSE, P. *Charles Brush used wind power in house 120 years ago: Cleveland innovations*. 2011. Disponível em: <[https://www.cleveland.com/metro/2011/08/charles\\_brush\\_used\\_wind\\_power.html](https://www.cleveland.com/metro/2011/08/charles_brush_used_wind_power.html)>.

LANZAFAME, R.; MAURO, S.; MESSINA, M. Wind turbine CFD modeling using a correlation-based transitional model. *Renewable Energy*, v. 52, p. 31–39, 2013. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.renene.2012.10.007>>.

LANZAFAME, R.; MESSINA, M. Fluid dynamics wind turbine design: Critical analysis, optimization and application of BEM theory. *Renewable Energy*, v. 32, p. 2291–2305, 2007. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.renene.2006.12.010>>.

LAUNDER, B.; SHARMA, B. Application of the energy-dissipation model of turbulence to the calculation of flow near a spinning disc. *Letters in Heat and Mass Transfer*, v. 1, p. 131–137, 1974.

LAURENS, J.-M.; AIT-MOHAMMED, M.; TARFAOUI, M. Design of bare and ducted axial marine current turbines. *Renewable Energy*, v. 89, p. 181–187, 2016. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.renene.2015.11.075>>.

LEE, S. G. *et al.* Performance prediction of NREL (National Renewable Energy Laboratory) Phase VI blade adopting blunt trailing edge airfoil. *Energy*, v. 47, p. 47–61, 2012. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.energy.2012.08.007>>.

- LENZEN, M.; WACHSMANN, U. Wind turbines in Brazil and Germany: an example of geographical variability in life-cycle assessment. *Applied Energy*, v. 77, p. 119–130, 2004. Disponível em: <[https://doi.org/10.1016/S0306-2619\(03\)00105-3](https://doi.org/10.1016/S0306-2619(03)00105-3)>.
- LIMA, L. de A.; FILHO, C. R. B. Wind energy assessment and wind farm simulation in Triunfo - Pernambuco, Brazil. *Renewable Energy*, v. 35, p. 2705–2713, 2010. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.renene.2010.04.019>>.
- LIMA, L. de A.; FILHO, C. R. B. Wind resource evaluation in São João do Cariri (SJC) – Paraíba, Brazil. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 16, p. 474–480, 2012. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.rser.2011.08.011>>.
- LIU, X. *et al.* Vibration-induced aerodynamic loads on large horizontal axis wind turbine blades. *Applied Energy*, v. 185, p. 1109–1119, 2017. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2015.11.080>>.
- LUCENA, J. de A. Y.; LUCENA, K. Ângelo A. Wind energy in Brazil: an overview and perspectives under the triple bottom line. *Clean Energy*, v. 3, p. 69–84, 2019. Disponível em: <<https://doi.org/10.1093/ce/zkz001>>.
- LUGUANG, Y.; LI, K. The present status and the future development of renewable energy in China. *Renewable Energy*, v. 10, p. 319–322, 1997. Disponível em: <[https://doi.org/10.1016/0960-1481\(96\)00085-7](https://doi.org/10.1016/0960-1481(96)00085-7)>.
- MANWELL, J. F.; MCGOWAN, J. G.; ROGERS, A. L. *Wind Energy Explained: Theory, Design and Application*. 2. ed. John Wiley & Sons Inc., 2002. Disponível em: <<https://doi.org/10.1002/0470846127>>.
- MARTEN, D. *et al.* Qblade: An open source tool for design and simulation of horizontal and vertical axis wind turbines. *International Journal of Emerging Technology and Advanced Engineering*, v. 3, p. 264–269, 2013. Disponível em: <[https://ijetae.com/files/Conference%20ICERTSD-2013/IJETAE\\_ICERTSD\\_0213\\_41.pdf](https://ijetae.com/files/Conference%20ICERTSD-2013/IJETAE_ICERTSD_0213_41.pdf)>.
- MIAMI, U. de. *The North Brazil Current*. 2019. Disponível em: <<https://oceancurrents.rsmas.miami.edu/atlantic/north-brazil.html>>.
- MIKLOSOVIC, D. S. *et al.* Leading-edge tubercles delay stall on humpback whale (*Megaptera novaeangliae*) flippers. *Physics of Fluids*, v. 16, p. L39–L42, 2004. Disponível em: <<https://doi.org/10.1063/1.1688341>>.
- MOLLAND, A. F. *et al.* Measurements and predictions of forces, pressures and cavitation on 2-d sections suitable for marine current turbines. *Proceedings of the Institution of Mechanical Engineers, Part M: Journal of Engineering for the Maritime Environment*, 2004. Disponível em: <<https://doi.org/10.1243/1475090041651412>>.
- MONTEIRO, J. P. *et al.* Wind tunnel testing of a horizontal axis wind turbine rotor and comparison with simulations from two Blade Element Momentum codes. *Journal of Wind*

*Engineering and Industrial Aerodynamics*, v. 123, p. 99–106, 2013. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.jweia.2013.09.008>>.

MONTGOMERIE, B. Methods for root effects, tip effects and extending the angle of attack to  $\pm 180^\circ$  with application to aerodynamics for blades on wind turbines and propellers. *Swedish Defence Research Agency, FOI-R-1305—SE*, Junho 2004. Disponível em: <<https://www.foi.se/rest-api/report/FOI-R--1305--SE>>.

Nações Unidas. *Global Issues - Population*. 2022. Disponível em: <<https://www.un.org/en/global-issues/population>>.

NG, K. W.; LAM, W. H.; NG, K. C. 2002–2012: 10 years of research progress in horizontal-axis marine current turbines. *Energies*, v. 6, p. 1497–1526, 2013. Disponível em: <<https://doi.org/10.3390/en6031497>>.

NORUZI, R.; VAHIDZADEH, M.; RIASI, A. Design, analysis and predicting hydrokinetic performance of a horizontal marine current axial turbine by consideration of turbine installation depth. *Ocean Engineering*, v. 108, p. 789–798, 2015. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.oceaneng.2015.08.056>>.

OLABI, A. G.; ABDELKAREEM, M. A. Renewable energy and climate change. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 158, p. 112111, 2022. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.rser.2022.112111>>.

OLIVEIRA, M. de; PURACA, R. C.; CARMO, B. S. Blade-resolved numerical simulations of the NREL offshore 5 MW baseline wind turbine in full scale: A study of proper solver configuration and discretization strategies. *Energy*, 2022. Disponível em: <<https://doi.org/10.2139/ssrn.3957822>>.

PELLERITO, V. *et al.* Performance analysis of a bioinspired albatross airfoil with heated top wing surface: Experimental study. *AIAA Propulsion and Energy Forum*, 2019. Disponível em: <<https://doi.org/10.2514/6.2019-4319>>.

PRATUMNOPHARAT, P.; LEUNG, P. S. Validation of various windmill brake state models used by blade element momentum calculation. *Renewable Energy*, v. 36, p. 3222–3227, 2011. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.renene.2011.03.027>>.

PRICE, T. J. James blyth – britain’s first modern wind power pioneer. *Wind Engineering*, v. 29, p. 191–200, 2005. Disponível em: <<https://doi.org/10.1260/030952405774354921>>.

PURACA, R. C. *Análise de estratégias de controle e otimização de turbinas eólicas considerando degradação da superfície das pás*. Dissertação (Mestrado) — Universidade de São Paulo, São Paulo, 2019. Disponível em: <<https://doi.org/10.11606/D.3.2019.tde-19112019-160325>>.

RAHIMIAN, M.; WALKER, J.; PENESIS, I. Numerical assessment of a horizontal axis marine current turbine performance. *International Journal of Marine Energy*, v. 20, p. 151–164, 2017. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.ijome.2017.07.009>>.

- RAHIMIAN, M.; WALKER, J.; PENESIS, I. Performance of a horizontal axis marine current turbine – A comprehensive evaluation using experimental, numerical, and theoretical approaches. *Energy*, v. 148, p. 965–976, 2018. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.energy.2018.02.007>>.
- RODRIGUES, L. E. M. J. *Fundamentos da Engenharia Aeronáutica com Aplicações ao Projeto SAE-AeroDesign: Aerodinâmica e Desempenho Aerodinâmica e Desempenho*. 1. ed. [S.l.]: Cengage Learning, 2013. ISBN 978-8522112043.
- ROSKAM, J.; LAN, C. T. *Airplane Aerodynamics and Performance*. 1. ed. [S.l.]: DAR corporation, 1997. ISBN 978-1884885440.
- SACHS, G. *et al.* Flying at no mechanical energy cost: Disclosing the secret of wandering albatrosses. *PLOSone*, 2012. Disponível em: <<https://doi.org/10.1371/journal.pone.0041449>>.
- SAIDUR, R.; RAHIM, N. A.; SOLANGI, M. R. I. K. H. Environmental impact of wind energy. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 15, p. 2423–2430, 2011. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.rser.2011.02.024>>.
- SANJUAN, L. A. E. *Comportamento em desgaste por erosão cavitação, erosão - corrosão e em ensaios de microesclerometria linear instrumentada de um aço inoxidável martensítico AISI 410 nitretado a plasma em baixa temperatura, utilizando a tecnologia de tela ativa*. Tese (Doutorado) — Universidade de São Paulo, 2015. Disponível em: <<https://doi.org/10.11606/T.3.2016.tde-29062016-154350>>.
- SENG, Y.; KOH, S. L. Marine tidal current electric power generation: State of art and current status. *Renewable Energy, InTechPen*, 2009. Disponível em: <<https://doi.org/10.5772/7368>>.
- SEZER-UZOL, N.; LONG, L. N. 3-D time-accurate CFD simulations of wind turbine rotor flow fields. *44th AIAA Aerospace Sciences Meeting and Exhibit*, 2006. Disponível em: <<https://doi.org/10.2514/6.2006-394>>.
- SHIH, T.-H. *et al.* A new k-epsilon eddy viscosity model for high reynolds number turbulent flows: Model development and validation. *NASA Technical Memorandum 106721*, 1994. Disponível em: <<https://ntrs.nasa.gov/citations/19950005029>>.
- SHINDELL, D. *et al.* Simultaneously mitigating near-term climate change and improving human health and food security. *Science*, v. 335, p. 183–189, 2012. Disponível em: <<https://doi.org/10.1126/science.1210026>>.
- SIROLA, J. J. Speculations on global energy demand and supply going forward. *Current Opinion in Chemical Engineering*, v. 5, p. 96–100, 2014. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.coche.2014.07.002>>.
- SINGER, C.; HOLMYARD, E. J.; HALL, A. R. *A History of Technology*. London: Clarendon, 1954, 1956. v. 1, 2. Disponível em: <<https://doi.org/10.2307/3101190>>.

SINGH, R.; TIWARI, S.; MISHRA, S. K. Cavitation erosion in hydraulic turbine components and mitigation by coatings: Current status and future needs. *Journal of Materials Engineering and Performance*, v. 21, p. 1539–1551, 2012. Disponível em: <<https://doi.org/10.1007/s11665-011-0051-9>>.

SOMERS, D. M. *Design and Experimental Results for the S809 Airfoil*. National Renewable Energy Laboratory - NREL/SR-440-6918. [S.l.], 1997. Disponível em: <<https://doi.org/10.2172/437668>>.

SONG, Q.; LUBITZ, W. D. BEM simulation and performance analysis of a small wind turbine rotor. *Wind Engineering*, v. 37, p. 381–399, 2013. Disponível em: <<https://doi.org/10.1260/0309-524X.37.4.381>>.

SONG, Y.; PEROT, J. B. CFD simulation of the NREL Phase VI rotor. *WIND ENGINEERING*, v. 39, p. 299–310, 2015. Disponível em: <<https://doi.org/10.1260/0309-524X.39.3.299>>.

SPERA, D. A. Models of lift and drag coefficients of stalled and unstalled airfoils in wind turbines and wind tunnels. *National Aeronautics and Space Administration - NASA/CR—2008-215434*, October 2008. Disponível em: <<https://ntrs.nasa.gov/citations/20090001311>>.

STRINGER, C. C.; POLAGYE, B. L. Implications of biofouling on cross-flow turbine performance. *SN Applied Sciences*, v. 2, 2020. Disponível em: <<https://doi.org/10.1007/s42452-020-2286-2>>.

SØRENSEN, J. N. *General Momentum Theory for Horizontal Axis Wind Turbines*. 1. ed. Springer International Publishing, 2016. v. 4. Disponível em: <<https://doi.org/10.1007/978-3-319-22114-4>>.

TANGLER, J.; KOCUREK, D. Wind turbine post-stall airfoil performance characteristics guidelines for blade-element momentum methods. *43rd AIAA Aerospace Sciences Meeting and Exhibit*, Janeiro 2005. Disponível em: <<https://doi.org/10.2514/6.2005-591>>.

TANGLER, J. L.; SOMERS, D. M. NREL airfoil families for HAWTs. *NREL/TP-442-7109*, National Renewable Energy Laboratory, 1995. Disponível em: <<https://doi.org/10.2172/10106095>>.

THETYS. 2019. Disponível em: <<https://tethys.pnnl.gov/project-sites/openhydro-alderney>>.

UOE. *James Blyth (1839 - 1906)*. 2018. University of Edinburgh - 30 October 2018. Disponível em: <<https://www.ed.ac.uk/alumni/services/notable-alumni/alumni-in-history/james-blyth>>.

Vestas. *V164-9.5 MW*. 2022. Disponível em: <<https://www.vestas.com/en/products/offshore/V164-9-5-MW>>.

VITERNA, L. A.; JANETZKE, D. C. Theoretical and experimental power from large horizontal-axis wind turbines. *National Aeronautics and Space Administration - NASA TM-82944*, Setembro 1982. Disponível em: <<https://doi.org/10.2172/6763041>>.

VOGEL, C. R. *et al.* Prospects for tidal stream energy in the UK and South America: A review of challenges and opportunities. *Polytechnica*, v. 2, p. 97–109, 2019. Disponível em: <<https://doi.org/10.1007/s41050-019-00017-y>>.

WALKER, J. M. *et al.* Experimental and numerical studies of blade roughness and fouling on marine current turbine performance. *Renewable Energy*, v. 66, p. 257–267, 2014. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.renene.2013.12.012>>.

WhalePower Corporation. *Wind Turbines*. 2022. Disponível em: <<https://whalepowercorp.wordpress.com/wind-turbines/>>.

WHITE, F. M. *Mecânica dos Fluidos - Fundamentos e Aplicações*. [S.l.]: Mc Graw Hill, 2011. ISBN 978-85-8055-009-2.

World Bank Group. *Population, total*. 2022. Disponível em: <[https://data.worldbank.org/indicator/SP.POP.TOTL?most\\_recent\\_year\\_desc=false](https://data.worldbank.org/indicator/SP.POP.TOTL?most_recent_year_desc=false)>.

YELMULE, M. M.; VSJ, E. A. CFD predictions of NREL Phase VI rotor experiments in nasa/ames wind tunnel. *International Journal of Renewable Energy Research*, v. 3, p. 261–269, 2013. Disponível em: <<https://www.ijrer.com/index.php/ijrer/article/view/570/pdf>>.

ZHOU, W. *et al.* Current status of research on optimum sizing of stand-alone hybrid solar–wind power generation systems. *Applied Energy*, v. 87, p. 380–389, 2010. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2009.08.012>>.

ZHOU, Z. *et al.* Developments in large marine current turbine technologies – A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 71, p. 852–858, 2017. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.12.113>>.

ÇENGEL, Y. A.; CIMBALA, J. M. *Mecânica dos Fluidos - Fundamentos e Aplicações*. [S.l.]: Mc Graw Hill, 2007. ISBN 978-85-8055-066-5.

ØSTERGAARD, P. A.; SPERLING, K. Towards sustainable energy planning and management. *International journal of Sustainable Energy Planning and Management*, v. 1, p. 1–5, 2014. Disponível em: <<https://doi.org/10.5278/ijsepm.2014.1.1>>.