

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ - UNIFEI
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM
ENGENHARIA MECÂNICA**

Otimização do efeito Sweep da Turbina
Eólica NREL-phase VI, através de CFD e da
construção de metamodelos.

Marcelo Marques Gomes Dias

Itajubá, 14 de junho de 2021

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ - UNIFEI
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM
ENGENHARIA MECÂNICA**

Marcelo Marques Gomes Dias

**Otimização do efeito Sweep da Turbina
Eólica NREL-phase VI, através de CFD e da
construção de metamodelos.**

Dissertação submetida ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica como parte dos requisitos para obtenção do Título de Mestre em Ciências em Engenharia Mecânica.

Área de Concentração: Térmica, Fluidos e Máquinas de Fluxo

Orientador: Prof. Dr. Ramiro Gustavo Ramirez Camacho

**14 de junho de 2021
Itajubá**

UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ - UNIFEI
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM
ENGENHARIA MECÂNICA

Otimização do efeito Sweep da Turbina
Eólica NREL-phase VI, através de CFD e da
construção de metamodelos.

Marcelo Marques Gomes Dias

Dissertação aprovada por banca examinadora em
27 de Maio de 2021, conferindo ao autor o título
de **Mestre em Ciências em Engenharia Me-
cânica.**

Banca Examinadora:

Prof. Dr. Ramiro Gustavo Ramirez Camacho
Prof. Dr. Nelson Manzanares Filho
Prof. Dr. Jerson Rogério Pinheiro Vaz

Itajubá
2021

Agradecimentos

Agradeço primeiramente ao meu pai, Prof. Me. David Gomes Dias, pois sem ele, eu não seria nada, ninguém. Agradeço também ao meu orientador, Prof. Dr. Ramiro Gustavo Ramírez Camacho, pela sugestão do tema, acompanhamento do trabalho e orientação, e ao Dr. Nelson Jose Díaz Gautier, pelas valiosas contribuições à respeito de otimização e metamodelagem. À todo o pessoal do Laboratório de Hidrodinâmica Virtual (LHV) da Universidade Federal de Itajubá, pelas sugestões durante o tempo de trabalho, e também pela possibilidade de utilizar da estrutura do trabalho para o desenvolvimento do trabalho.

Por fim, agradeço à CAPES, pela bolsa de fomento que possibilitou a dedicação exclusiva ao mestrado.

” Se enxerguei mais longe, foi porque estava sobre os ombros de gigantes ”

(Isaac Newton)

Assim sempre será a ciência.

Resumo

Esse trabalho apresenta um procedimento de otimização através da variação da curva de *sweep* de uma Turbina Eólica de Eixo Horizontal de duas pás, previamente ensaiada pelo laboratório estadunidense denominado *National Renewable Energy Laboratory* (NREL). A metodologia utilizada para realizar a simulação numérica foi: uso de malha não estruturada em todo o domínio, regime permanente, com dois referenciais, sendo um não inercial no domínio do rotor, e um inercial no campo distante, modelo de turbulência $k - \omega SST$, o esquema de discretização do momento foi o de primeira ordem a montante, algoritmo de acoplamento SIMPLE. Foi realizado critério de independência de malha, e também validação através da comparação com dados experimentais do momento da pá, tendo concluído que a metodologia foi validada para velocidades de vento entre 5 m/s e 16 m/s. Posteriormente, foi realizada uma integração de processos de geração de geometria, malha e simulação numérica, para otimizar o coeficiente de potência, através da introdução do ângulo de *sweep* nas pás, sendo variados o expoente da curva, a posição radial de início da curvatura e o deslocamento máximo da ponta da pá durante o processo de otimização.

Este processo foi feito utilizando o algoritmo NSGA-II, que é uma modificação do Algoritmo Genético, com o coeficiente de potência (C_p) sendo a função objetivo. No processo, foi possível obter duas geometrias otimizadas para a pá, sendo uma com *sweep* para frente, que resultou em um aumento de 4,58% no C_p , e outra com *sweep* para trás, que resultou em um aumento de 5,62% no C_p para velocidade de vento de 11 m/s, que consistiu no ponto mais alto da região estável. Também foi construído um metamodelo para, tentar conseguir um ótimo ainda melhor de maneira rápida, e que permitiu a obtenção de uma turbina com 5,93% mais C_p do que a original.

Além disso, as geometrias otimizadas forneceram um aumento do coeficiente de potência para toda a faixa de operação entre 10 m/s e 15 m/s.

Palavras-chaves: Turbina Eólica de Eixo Horizontal, NREL Phase VI. Otimização. Sweep. CFD

Abstract

This work presents an optimization procedure through the variation of the sweep curve of a two bladed Horizontal Axis Wind Turbine, previously tested by the National Renewable Energy Laboratory (NREL).

The simulation was conducted using unstructured mesh on whole domain, steady state with multiple reference frames: a moving reference frame around the rotor, and a steady reference frame on the far field region. The turbulence model was the $k - \omega SST$, the coupling algorithm was the SIMPLE, and the discretization scheme was the first order upwind for the moment. It was also conducted a grid independence study and a validation with experimental data from NREL Phase VI, using the moment as the control variable, whereby it was concluded that the numerical method was validated for a range of wind speeds from 5 m/s to 16 m/s. In addition, it has been also made an integration of processes of geometry generation, mesh generation and simulation, aiming to optimize the power coefficient of the blades, by means of introducing the sweep angle on the geometry of the blades. The parameters of sweep, such as radial position of sweep start, maximum displacement of the tip and the exponent of the curve, were chosen as the design variables, and varied during the optimization process through genetic algorithm, with the power coefficient being the objective function.

As a result of the optimization process, it was possible to obtain two optimized geometries for the blade, one with forward sweep with an increase of 4,49% on the power coefficient; and another one with backward sweep, which has resulted in an increase of 5,62% on power coefficient. Both cases were tested for a wind speed of 11 m/s, which was the speed with the highest moment within the stable range of operation. Furthermore, it was built a metamodel, aiming to fastly get a better optimum point. The optimization with metamodel has yielded a turbine with 5,93% more C_p in comparison with the baseline turbine. Moreover, both geometries yielded greater power coefficients for all wind speeds between 10 m/s and 15 m/s.

Key-words: Horizontal Axis Wind Turbine. HAWT. NREL Phase VI. Optimization. Sweep. CFD

Lista de ilustrações

Figura 1 – Crescimento de potência instalada de energias renováveis no mundo, entre 2013 e 2019	19
Figura 2 – Matriz Energética Brasileira	20
Figura 3 – Custo por MWh das principais fontes renováveis de energia	20
Figura 4 – Distribuição das velocidades médias do vento para o Brasil	21
Figura 5 – Esquema sobre o ângulo de guinada da turbina	26
Figura 6 – Esquema sobre o ângulo de arfagem (representado como β na figura) da turbina	26
Figura 7 – Distribuição dos medidores de pressão estática na pá, e sondas de 5 furos	27
Figura 8 – Turbina Eólica de Eixo Horizontal ensaiada no <i>UAE Phase VI</i>	28
Figura 9 – Turbina de Eixo Horizontal do rotor STAR, com efeito <i>sweep</i> nas pás, em Tehachapi, EUA.	44
Figura 10 – Conceito do Disco Atuador	48
Figura 11 – Curva típica de C_p versus λ para uma Turbina Eólica de Eixo Horizontal	51
Figura 12 – Referenciais estacionário (inercial) e móvel (não inercial).	53
Figura 13 – Comparativo entre curvas de u^+ e y^+ obtidas experimentalmente por Schlichting [34], e através de equações teóricas descritas na seção 4.2	60
Figura 14 – Curvas das seções da pá, importadas através de programa feito no scilab.	61
Figura 15 – Aproximação do bordo de fuga: em azul, o original, e em vermelho, o aerofólio com o bordo de fuga modificado.	62
Figura 16 – Geometria da pá, com ogiva aproximada, construída no ICFM CFD.	62
Figura 17 – Detalhe do bordo de fuga plano aproximado.	63
Figura 18 – Tamanho do domínio computacional, em relação ao raio do rotor.	64
Figura 19 – Malha preliminar na superfície do rotor.	66
Figura 20 – Malha preliminar na superfície do rotor com refinamento no bordo de ataque.	66
Figura 21 – Malha preliminar volumétrica no entorno do rotor, com destaque para as camadas prismáticas.	67
Figura 22 – Corte de uma seção da malha inicial do domínio interno do rotor.	68
Figura 23 – Malha na superfície das interfaces.	68
Figura 24 – Malha das superfícies periódicas. Note que as malhas do lado esquerdo e direito, ao redor do contorno do cubo, são iguais. Isso é uma condição necessária para a aplicação da periodicidade.	69
Figura 25 – Malha volumétrica ao redor do domínio rotativo, com refinamento na região próxima à interface.	69

Figura 26 – Malha volumétrica ao redor do domínio rotativo, com refinamento na região da esteira)	70
Figura 27 – Superfícies de entrada, periódicas e de saída do escoamento, além das interfaces com o domínio interno	70
Figura 28 – Detalhe de malhas da superfície das interfaces do domínio externo. A malha do domínio interno com o rotor se "encaixa" aqui	70
Figura 29 – Critério de independência de malha	76
Figura 30 – Comparação dos resultados experimentais e numéricos para a turbina ensaiada	77
Figura 31 – contornos de pressão na pá para velocidade de 7 m/s, 30% da envergadura	79
Figura 32 – contornos de pressão na pá para velocidade de 7 m/s, 47% da envergadura	79
Figura 33 – contornos de pressão na pá para velocidade de 7 m/s, 63% da envergadura	80
Figura 34 – contornos de pressão na pá para velocidade de 7 m/s, 80% da envergadura	80
Figura 35 – contornos de pressão na pá para velocidade de 7 m/s	81
Figura 36 – contornos de pressão na pá para velocidade de 10 m/s, 30% da envergadura	81
Figura 37 – contornos de pressão na pá para velocidade de 10 m/s, 47% da envergadura	82
Figura 38 – contornos de pressão na pá para velocidade de 10 m/s, 63% da envergadura	82
Figura 39 – contornos de pressão na pá para velocidade de 10 m/s, 80% da envergadura	83
Figura 40 – Contornos de pressão na pá para velocidade de 10m/s, 95% da envergadura	83
Figura 41 – contornos de pressão na pá para velocidade de 11 m/s, 30% da envergadura	83
Figura 42 – contornos de pressão na pá para velocidade de 11 m/s, 47% da envergadura	84
Figura 43 – contornos de pressão na pá para velocidade de 11 m/s, 63% da envergadura	84
Figura 44 – contornos de pressão na pá para velocidade de 11 m/s, 80% da envergadura	84
Figura 45 – Contornos de pressão na pá para velocidade de 11m/s, 95% da envergadura	85
Figura 46 – Curvas de <i>sweep</i> para mesmo deslocamento de ponta e seção de início, porém com expoentes diferentes.	89
Figura 47 – Curva de <i>sweep</i> aplicada à pá	89
Figura 48 – Fluxograma da integração de processos	90

Figura 49 – Curvas geradas automaticamente pelo programa em scilab, no processo de otimização, para uma pá com <i>sweep</i> . Figura ilustrativa	91
Figura 50 – Geometria otimizada, com ângulo de <i>sweep</i> para trás (geometria 1 da tabela 5)	98
Figura 51 – Geometria otimizada, com ângulo de <i>sweep</i> para frente (geometria 2 da tabela 5)	98
Figura 52 – Comparativo de desempenho entre as turbinas original e otimizadas.	99
Figura 53 – Contornos de Pressão para as pás otimizadas em comparação com a turbina original, para 11 m/s e em 30% da envergadura	100
Figura 54 – Contornos de Pressão para as pás otimizadas em comparação com a turbina original, para 11 m/s e em 47% da envergadura	101
Figura 55 – Contornos de Pressão para as pás otimizadas em comparação com a turbina original, para 11 m/s e em 63% da envergadura	101
Figura 56 – Contornos de Pressão para as pás otimizadas em comparação com a turbina original, para 11 m/s e em 80% da envergadura	102
Figura 57 – Contornos de Pressão para as pás otimizadas em comparação com a turbina original, para 11 m/s e em 95% da envergadura	102
Figura 58 – Distribuições de pressão no lado de pressão das pás original e otimizadas.	103
Figura 59 – Distribuições de pressão no lado de sucção das pás original e otimizadas.	103
Figura 60 – Intensidade da velocidade angular na direção de z, em um plano imediatamente à jusante da turbina, para a turbina base.	104
Figura 61 – Intensidade da velocidade angular na direção de z, em um plano imediatamente à jusante da turbina, para a turbina com <i>sweep</i> para trás.	104
Figura 62 – Intensidade da velocidade angular na direção de z, em um plano imediatamente à jusante da turbina, para a turbina com <i>sweep</i> para frente.	105
Figura 63 – Linhas de corrente para a pá otimizada com <i>sweep</i> para frente, em 30% da envergadura, com 11 m/s de velocidade do vento	105
Figura 64 – Linhas de corrente para a pá otimizada com <i>sweep</i> para frente, em 47% da envergadura, com 11 m/s de velocidade do vento	106
Figura 65 – linhas de corrente saindo da pá original, para velocidade de vento de 11 m/s	106
Figura 66 – Linhas de corrente saindo da pá otimizada com <i>sweep</i> para trás, para velocidade de vento de 11 m/s	107
Figura 67 – Comparativo de desempenho entre as turbinas original, otimizadas com o NSGA-II na integração de processos e otimizada com auxílio de metamodelo. Todos os dados foram obtidos numericamente	116
Figura 68 – Contornos de pressão na pá para velocidade de 15m/s, 30% da envergadura	120

Figura 69 – Contornos de pressão na pá para velocidade de 15m/s, 47% da envergadura	120
Figura 70 – Contornos de pressão na pá para velocidade de 15m/s, 63% da envergadura	121
Figura 71 – Contornos de pressão na pá para velocidade de 15m/s, 80% da envergadura	121
Figura 72 – Contornos de pressão na pá para velocidade de 15m/s, 95% da envergadura	121
Figura 73 – Contornos de pressão na pá para velocidade de 20m/s, 30% da envergadura	122
Figura 74 – Contornos de pressão na pá para velocidade de 20m/s, 47% da envergadura	122
Figura 75 – Contornos de pressão na pá para velocidade de 20m/s, 63% da envergadura	122
Figura 76 – Contornos de pressão na pá para velocidade de 20m/s, 80% da envergadura	123
Figura 77 – Contornos de pressão na pá para velocidade de 20m/s, 95% da envergadura	123
Figura 78 – Contornos de pressão na pá para velocidade de 25m/s, 30% da envergadura	123
Figura 79 – Contornos de pressão na pá para velocidade de 25m/s, 47% da envergadura	124
Figura 80 – Contornos de pressão na pá para velocidade de 25m/s, 63% da envergadura	124
Figura 81 – Contornos de pressão na pá para velocidade de 25m/s, 80% da envergadura	124
Figura 82 – Contornos de pressão na pá para velocidade de 25m/s, 95% da envergadura	125
Figura 83 – Linhas de corrente para velocidade de 10m/s. Em detalhes, o ponto de descolamento e escoamento radial (o plano preto passa em 30% da envergadura)	126
Figura 84 – Linhas de corrente para velocidade de 11 m/s. Os planos passam por 30% e 47% da envergadura	126
Figura 85 – Linhas de corrente para velocidade de 11 m/s, em 47% da envergadura.	127
Figura 86 – Linhas de corrente na pá para velocidade de 15 m/s.	127

Lista de tabelas

Tabela 1 – Tamanhos máximos de aresta da malha preliminar do domínio interno	67
Tabela 2 – Tamanhos máximos de aresta para a região do campo distante.	68
Tabela 3 – Critério de independência de malha: número de elementos versus momento calculado	76
Tabela 4 – Limites superior e inferior para as variáveis de projeto	90
Tabela 5 – Resultados do processo de otimização	93
Tabela 6 – Formas das Funções de Base Radial utilizadas	110
Tabela 7 – Erros obtidos com o método LOOCV para as formas de função de base radial testadas	114
Tabela 8 – Resultados da otimização do metamodelo com o uso de algoritmos genéticos (GA)	115
Tabela 9 – Resultados obtidos pela simulação por CFD da geometria otimizada obtida por meio do metamodelo	115
Tabela 10 – Esforços de empuxo axial nas quatro turbinas, para a velocidade de 11 m/s	116

Lista de abreviaturas e siglas

BEM	<i>Blade Element Momentum</i> , ou Momento de Elemento de Pá
CFD	<i>Computational Fluid Dynamics</i> , ou Dinâmica dos Fluidos Computacional
FOWT	<i>Floating Offshore Wind Turbine</i> - Turbina Eólica Flutuante em alto mar
LOOCV	<i>Leave One Out Cross Validation</i> , ou Validação Cruzada Deixando Um de Fora
MARIN	<i>Maritime Research Institute of Netherlands</i> - Instituto neerlandês de pesquisa marítima
MRF	<i>Moving Reference Frame</i> , ou Domínio de Referencial Não Inercial
NASA	<i>National Aeronautics and Space Administration</i>
NREL	<i>National Renewable Energy Laboratory</i> - Laboratório Nacional de Energias Renováveis
PISO	<i>Pressure-Implicit with Splitting of Operators</i>
RANS	<i>Reynolds Averaged Navier Stokes</i> , ou Equações de Navier Stokes com médias de Reynolds
RPM	rotações por minuto
SIMPLE	<i>Semi-Implicit Method for Pressure Linked Equations</i> - Método semi-implícito para equações de pressão acoplada
SST	<i>Shear Stress Transport</i> , ou Transporte de Tensão de Cisalhamento
STAR	<i>Sweep Twist Adaptive Rotor</i> - Rotor adaptativo com torção e <i>sweep</i>
TSR	<i>Tip Speed Ratio</i> , ou Razão de velocidade de ponta de pá
UAE	<i>Unsteady Aerodynamics Experiment</i> - Experimento aerodinâmico transiente

Lista de símbolos

CO_2	Dióxido de Carbono
C_p	Coefficiente de Potência
K_p	Coefficiente de potência baseado na razão de ponta de pá
Re	Número de Reynolds
S_ϕ	Termo Fonte
V_∞	Velocidade do campo não perturbado
Γ	Coefficiente de difusão
Ω	Velocidade angular
Υ	Intermitência turbulenta
α	Expoente da curva que gera o efeito <i>sweep</i>
δ	Espessura de camada limite
ϵ	Dissipação de energia cinética turbulenta
λ	TSR - Razão de velocidade de ponta de pá
μ	Viscosidade
ω	Dissipação específica de energia cinética turbulenta
ϕ	Representação de uma Propriedade escalar qualquer
ρ	Massa Específica
τ_w	Tensão de cisalhamento na parede
\vec{R}_0	Vetor posição do referencial não inercial
\vec{V}_0	Velocidade do referencial não inercial
\vec{V}	Vetor Velocidade
\vec{W}	Vetor Velocidade Relativa
$\vec{\tau}$	Tensor das tensões viscosas no fluido
\vec{r}	Vetor posição no referencial não inercial.
ζ	Aproximação da função objetivo pela função de base radial de um determinado ponto no espaço de decisão
a	Fator de indução axial
c	Fator de Forma das funções de base radial
g	Aceleração gravitacional
k	Energia Cinética Turbulenta
p	Pressão estática
p_∞	Pressão do campo não perturbado
r	raio
u	Velocidade na direção do eixo cartesiano x
u^+	Velocidade adimensional
v	Velocidade na direção do eixo cartesiano y

w Velocidade na direção do eixo cartesiano z
 y^+ Distância adimensional da parede

Sumário

1	INTRODUÇÃO	18
1.1	Motivação	22
1.2	Justificativa	22
1.3	Objetivos	22
1.4	Delineamento do Trabalho	23
2	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	25
2.1	O Experimento <i>NREL (National Renewable Energy Laboratory - Laboratório Nacional de Energias Renováveis) UAE Phase VI</i>	25
2.2	Revisão sobre simulação numérica do comportamento de Turbinas Eólicas de Eixo Horizontal	29
2.2.1	Revisão sobre técnicas de otimização e melhora de desempenho de Turbinas Eólicas de Eixo Horizontal	34
2.2.2	Revisão sobre efeito <i>sweep</i> em Turbinas Eólicas de Eixo Horizontal	42
3	FUNDAMENTOS TEÓRICOS	46
3.1	Equações de conservação	46
3.2	Obtenção do Coeficiente de Potência e o Limite de Betz	48
3.3	Curvas de Desempenho de Turbinas Eólicas de Eixo Horizontal	50
3.4	Método dos Volumes Finitos	52
3.5	Equações no referencial não-inercial	52
4	ANÁLISE NUMÉRICA DO CAMPO DE ESCOAMENTO EM TURBINAS EÓLICAS DE EIXO HORIZONTAL	55
4.1	Revisão em relação a metodologia numérica de outros trabalhos	55
4.2	Escoamento Turbulento perto da parede	58
4.3	Geração da Geometria	60
4.4	Geração de malha	61
4.5	Modelagem da turbulência	71
4.6	Algoritmo de acoplamento entre pressão e velocidade	73
4.7	Condições de contorno	74
5	VALIDAÇÃO DO MODELO NUMÉRICO	75
5.1	Critério de independência de malha	75
5.2	Distribuições de Momento com relação à velocidade do vento	76
5.3	Análise local do campo de pressões nas pás	78

6	INTEGRAÇÃO DE PROCESSOS E OTIMIZAÇÃO	86
6.1	Algoritmos Genéticos	86
6.2	Parametrização do efeito <i>sweep</i> e variáveis de projeto	88
6.3	Integração de processos	90
6.4	Análise dos Resultados	92
6.5	Análise local do escoamento nas geometrias otimizadas	98
7	OTIMIZAÇÃO COM AUXÍLIO DE METAMODELOS	108
7.1	Construção do Metamodelo	109
7.2	Avaliação do erro do Metamodelo, e cálculo do fator de forma	112
7.2.1	Avaliação do erro do Metamodelo	112
7.2.2	Cálculo do fator de forma c	113
7.3	Resultados das funções de interpolação	114
8	CONCLUSÃO E SUGESTÃO PARA TRABALHOS FUTUROS	117
8.1	Conclusão	117
8.2	Sugestão para trabalhos futuros	118

APÊNDICES **119**

APÊNDICE A – CONTORNOS DE PRESSÃO NA SUPERFÍCIE DA PÁ - RESULTADOS EXPERIMENTAIS E NUMÉRICOS	120
---	------------

APÊNDICE B – LINHAS DE CORRENTE NAS PÁS, RESULTANTES DA ANÁLISE NUMÉRICA	126
---	------------

ANEXOS **128**

ANEXO A – DADOS CONSTRUTIVOS DA TURBINA DO NREL PHASE VI	129
---	------------

REFERÊNCIAS	131
--------------------	------------

1 Introdução

A energia do vento tem contribuído para a melhoria da qualidade de vida do ser humano durante muito tempo. Por exemplo, moinhos de vento tem sido usado por pelo menos 3 mil anos[1]. Seja na forma de moinhos de vento, ou na forma de propulsão de barcos, como as caravelas, o vento é uma energia amplamente disponível para uso do ser humano, e, naturalmente, pode ser também usada para a geração de energia elétrica.

Em 1887, foi construída a primeira turbina eólica utilizada para produzir energia, na Escócia, criada pelo professor James Blyth, do *Anderson College*[2]). Houve também algumas pesquisas notáveis no final do século 19 e início do século 20, como a do cientista neerlandês Poul La Cour, que desenvolveu, em 1891, uma turbina eólica para gerar eletricidade e, posteriormente, em 1895, converteu seu moinho de vento em um protótipo de usina eólica [2].

Apesar disso, embora algumas pesquisas ainda fossem conduzidas na primeira metade do século XX, como por exemplo o desenvolvimento da turbina Darrieus, em 1931[2]; havia pouco interesse no uso da energia do vento para gerar eletricidade, sendo este uso limitado a carregar baterias em lugares isolados[1].

Devido a um aumento repentino do preço do petróleo ocorrido no século XX, surgiram diversos programas governamentais de pesquisa, desenvolvimento e demonstração de turbinas eólicas, em países como os Estados Unidos, Alemanha, Reino Unido, Suécia, Dinamarca e Canadá como uma alternativa para a geração de energia elétrica[1]. Esses programas resultaram em um grande avanço na tecnologia sobre turbinas eólicas.

Atualmente, o principal motivo para o desenvolvimento da energia eólica é a baixíssima emissão de CO_2 (Dióxido de Carbono), já que uma das principais preocupações ambientais do mundo moderno são as mudanças climáticas. A redução de emissões de CO_2 é de tal relevância que alguns governos vêm estimulando a redução do uso dos combustíveis fósseis, como o do Reino Unido[3], enquanto que outros estabeleceram metas de redução de combustíveis fósseis, como o governo da Alemanha, que tem como meta aumentar o percentual de energias renováveis com relação ao total de energia gerada para 35% [4]. A preocupação é tão relevante que a União Europeia determinou que as emissões de CO_2 deveriam ser reduzidas em 40% até 2030, para serem zeradas em 2050¹. Outros países, como o Reino Unido, estudam banir os carros com motores a combustão até 2035². Portanto, a necessidade de geração de energia elétrica através de fontes renováveis se torna cada vez mais necessária.

¹ <https://observador.pt/2019/10/07/11-paises-europeus-querem-matar-diesel-e-gasolina-em-2030/>, acessado em 28/01/2021

² <https://jornaldocarro.estadao.com.br/carros/reino-unido-banir-combustao-2035/>, aces. 28/01/2021

De acordo com o instituto REN21, em 2019, as energias renováveis atingiram um recorde: a capacidade instalada cresceu mais de 200 GW no mundo, sendo o maior crescimento da história[5]. Portanto, o estudo de fontes renováveis de energia é fundamental para o setor. Dentre as tecnologias, a energia eólica foi a segunda que mais cresceu no mundo neste período. A figura 1 mostra o crescimento de potência instalada por energias renováveis no mundo, em GW. Pode-se notar, pela figura, que a energia eólica só não teve um crescimento acumulado maior do que a energia solar, o que mostra a importância desta tecnologia no escopo das energias renováveis.

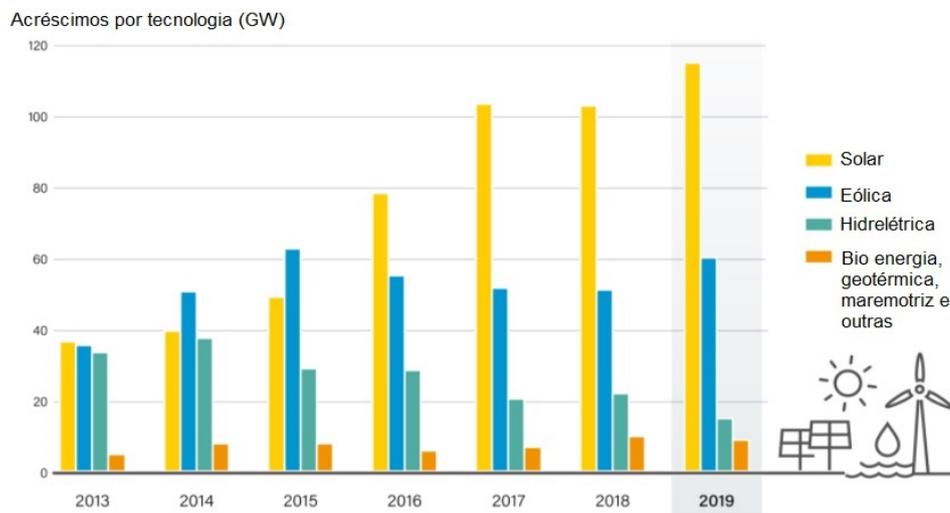


Figura 1 – Crescimento de potência instalada de energias renováveis no mundo, entre 2013 e 2019

Fonte: <https://www.ren21.net/what-are-the-current-trends-in-renewable-energy/>

Aliado ao fator ambiental, também há o fator de custos, pois atualmente, na maioria dos países do mundo, a produção de energia através de fontes renováveis já é mais eficiente do que produzi-la por combustíveis fósseis em termos de custos[5].

A energia eólica, além de limpa, é também renovável, e possui um impacto ambiental menos significativo do que algumas outras formas de energias renováveis, tais como as usinas hidroelétricas, que demandam construção de barragens e alagamento de algumas regiões.

O panorama da energia eólica no Brasil também é bastante promissor. Segundo a Associação Brasileira de Energia Eólica (ABEEólica)[6], foram instalados, em 2019, 38 novos parques eólicos, resultando em um total de 744,95 MW de capacidade, nos estados da Bahia, Rio Grande do Norte e Maranhão. Ainda de acordo com o mesmo instituto, a energia eólica já corresponde a aproximadamente 9% da matriz elétrica brasileira, como mostra a figura 2, o que torna a tecnologia a segunda maior do Brasil. A capacidade total instalada no país o coloca como tendo a sétima maior capacidade instalada do mundo em números absolutos[6]. O fato de ainda existirem no Brasil usinas a carvão, petróleo

e gás natural mostra que ainda há espaço para o crescimento de fontes renováveis, em particular, da energia eólica.

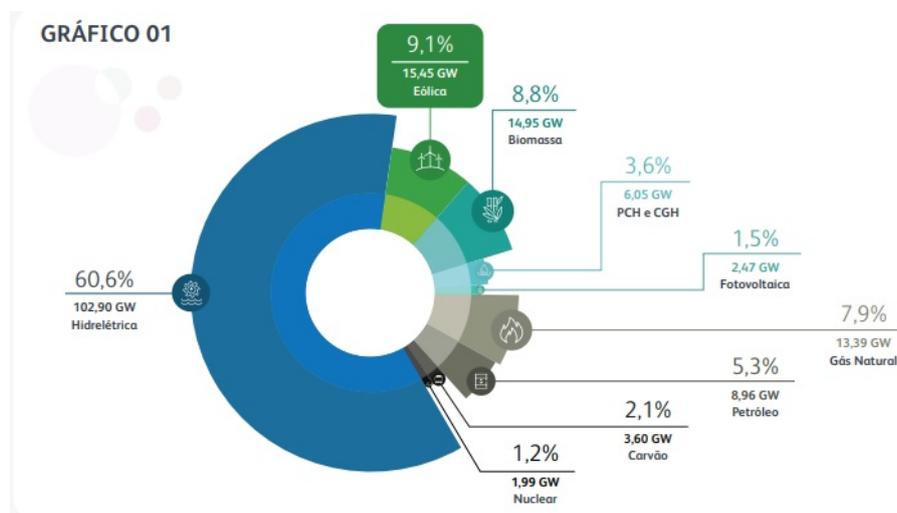


Figura 2 – Matriz Energética Brasileira
Fonte: ABEEólica [6]

Além disso, na figura 3, pode-se ver que, de acordo com um estudo realizado pela CCEE (Câmara de Comercialização de Energia Elétrica)³ teve o menor custo por MWh (Megawatt-hora) dentre todas as fontes renováveis desde 2015, e este custo teve ainda uma queda acentuada entre 2018 e 2019, o que é um excelente indicativo para a energia eólica no Brasil.

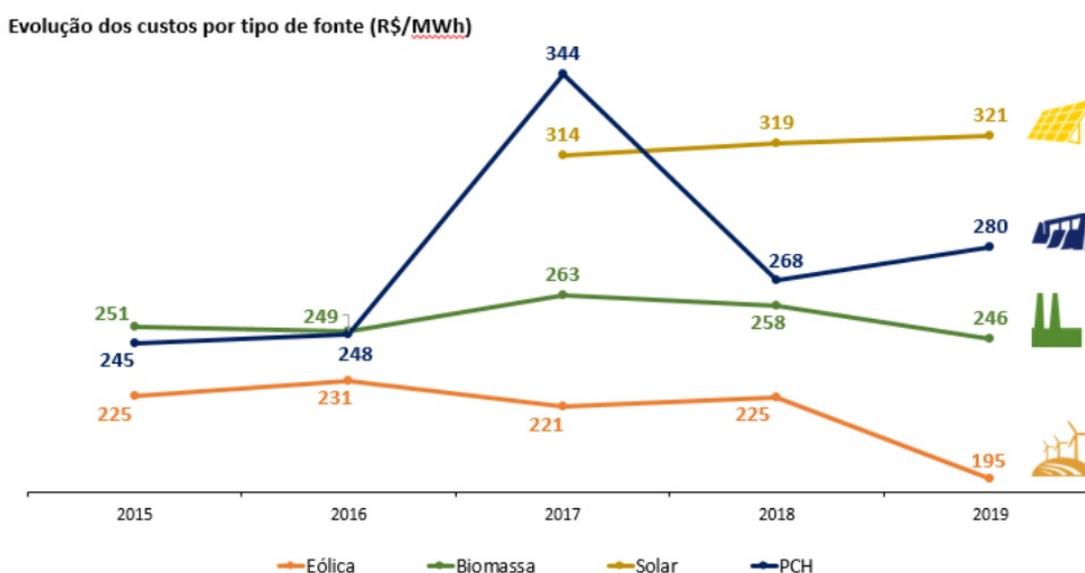


Figura 3 – Custo por MWh das principais fontes renováveis de energia
Fonte: CCEE, <https://www.ccee.org.br>, acessado em 29/01/2021

³ <https://www.ccee.org.br>, acessado em 29/01/2021

Diante de tudo isso, melhorias realizadas nos desempenhos de turbinas eólicas têm um impacto relevante na geração de energia e na viabilidade deste tipo de tecnologia. Por conseguinte, novas tecnologias vem sendo estudadas pela comunidade acadêmica para que seja possível obter um melhor aproveitamento energético da tecnologia eólica, além de tentar viabilizar instalações em regiões com velocidades de vento mais baixas (inferiores a 10 m/s), e até mesmo em ambientes urbanos[5].

A figura 4 mostra um mapa de calor contendo velocidades médias de vento para o Brasil. Nele, é possível observar que existem poucas regiões com velocidades médias de vento superior a 10 m/s. Este cenário é diferente de países onde a tecnologia eólica é bastante difundida, como na Dinamarca, por exemplo. Assim sendo, seria altamente relevante o desenvolvimento de turbinas com melhor desempenho para captar energia em baixas velocidades de vento.

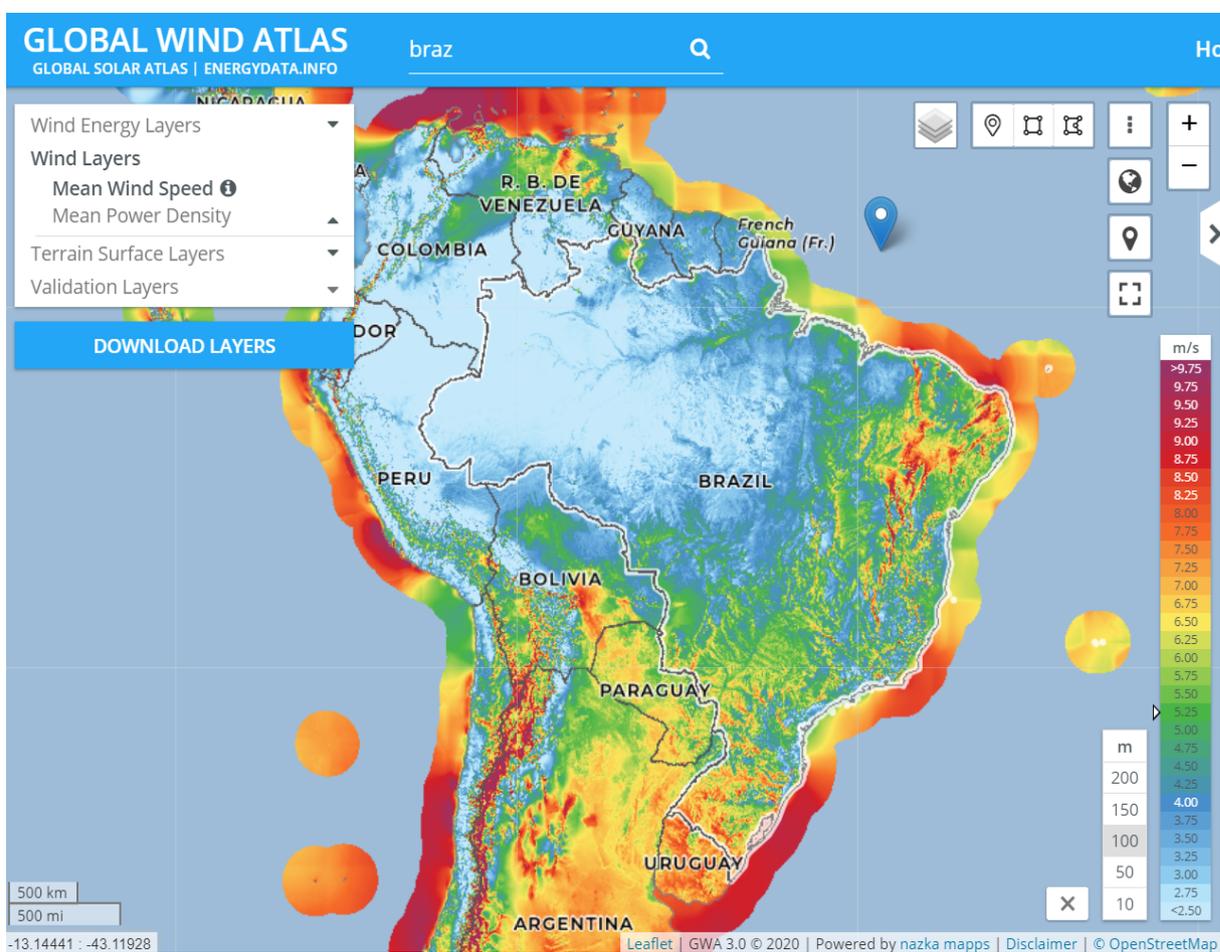


Figura 4 – Distribuição das velocidades médias do vento para o Brasil
Fonte: Global Wind Atlas, <https://globalwindatlas.info/area/Brazil>, acessado em 05/03/2021

São conhecidos da literatura diversos tipos de turbinas, de eixo horizontal e vertical. Atualmente, as turbinas de eixo horizontal são mais utilizadas, enquanto que as turbinas eólicas de eixo vertical ainda não estão plenamente desenvolvidas. As turbinas

eólicas de eixo horizontal podem operar sob velocidades de vento relativamente baixas (menores do que 10 m/s), e, através de procedimentos de otimização, podem ter seu desempenho melhorado para operar sob essas velocidades de vento.

1.1 Motivação

O motivo da pesquisa com base na otimização de turbinas eólicas é de crescente necessidade na redução de emissões de poluentes como o CO_2 . Como exposto na introdução, a energia eólica é bastante promissora, relativamente barata e tem um grande potencial para substituir a energia gerada por usinas termoelétricas.

Porém, uma das dificuldades que ainda existem com relação a implementação de usinas eólicas se dá em regiões com baixas velocidades de vento. Devido a este fato, a melhora de desempenho de turbinas para operar em sítios com velocidade de vento mais baixas poderia viabilizar ainda mais a tecnologia para ser implementada em outros sítios.

Uma das formas que tem sido estudadas para melhorar o aproveitamento energético das turbinas eólicas são os métodos de otimização. Na literatura, podem ser encontrados diversos métodos de otimização, que serão descritos na revisão bibliográfica. Contudo, não é comum se encontrar o efeito *sweep* como variável de projeto. Este efeito se caracteriza pela curvatura da pá na direção tangencial, podendo ser caracterizado como *sweep* para frente, quando esta curvatura se dá na mesma direção da rotação; ou como *sweep* para trás, quando as pás são curvadas na direção oposta à direção de rotação. Assim, pretende-se analisar neste trabalho a influência do efeito *sweep* no desempenho da turbina, e incluí-lo no algoritmo de otimização para encontrar o parâmetro do *sweep* que maximiza o coeficiente de potência da turbina.

1.2 Justificativa

A justificativa da realização deste trabalho é a busca por um melhor desempenho das turbinas eólicas de eixo horizontal em locais de baixas velocidades de vento (menores do que 10 m/s). Espera-se que aplicando o procedimento de otimização, seja possível atingir um ganho de potência, tornando a turbina mais eficiente e reduzindo o custo por kW.

1.3 Objetivos

O objetivo geral deste trabalho é realizar uma melhora de desempenho de uma Turbina Eólica de Eixo Horizontal de duas pás do NREL *Phase VI* (*National Renewable Energy Laboratory*, ou Laboratório Nacional de Energias Renováveis), através da inclusão

do efeito *sweep* nas pás, além da melhora do próprio efeito *sweep* através de um processo de otimização. Os objetivos específicos são:

- Melhorar a eficiência de uma turbina de duas pás, previamente ensaiada pelo laboratório NREL.
- Propor uma metodologia de validação numérica, com base no modelo ensaiado pelo NREL, onde, para a solução numérica, serão aplicadas técnicas de CFD (*Computational Fluid Dynamics*, ou Dinâmica dos Fluidos Computacional), critérios de construção de malhas, escolha adequada de modelos de turbulência, esquemas numéricos de solução e condições de contorno adequados para se estudar o escoamento em torno de turbinas eólicas.
- Parametrização geométrica do efeito *sweep*, ou seja, da curvatura da pá na direção tangencial, por meio da geração de funções polinomiais de diferentes ordens.
- Integração de processos de geração de malha, simulação numérica e algoritmo de otimização.
- Extensão da metodologia de otimização para análise através da interpolação de metamodelos.

1.4 Delineamento do Trabalho

No capítulo 2, será apresentada uma revisão bibliográfica, dividido em duas seções, sendo a primeira sobre o experimento do NREL, denominado UAE (*Unsteady Aerodynamics Experiment* - Experimento aerodinâmico transiente) *Phase VI*, seguido por uma revisão da literatura, focada em simulações numéricas com turbinas eólicas de eixo horizontal, métodos de otimização de turbinas eólicas e variáveis de projeto para melhoria de desempenho e desenvolvimento de turbinas para regiões com velocidades de vento relativamente baixas.

No capítulo 3, serão apresentados fundamentos teóricos relevantes especificamente sobre turbinas eólicas, além de fundamentos básicos de mecânica dos fluidos, que serão fundamentais para o desenvolvimento do modelo numérico.

No capítulo 4, será descrita a análise numérica do campo de escoamento, sendo apresentada uma breve revisão bibliográfica específica sobre parâmetros da simulação utilizados por outros autores, além de aspectos utilizados no modelo, como lei de parede, modelo de turbulência, construção da geometria e da malha e, por fim, aspectos teóricos sobre método dos volumes finitos, utilizado para resolver o escoamento.

A validação do modelo numérico é apresentada no capítulo 5, onde será feita uma análise comparativa de variáveis globais e locais, com dados obtidos experimentalmente pelo NREL, e numericamente com o modelo desenvolvido neste trabalho.

O capítulo 6 apresenta a integração de processos, algoritmo de otimização, resultados do processo de otimização e análise do escoamento na turbina otimizada.

O capítulo 7 apresenta uma técnica de otimização com auxílio de metamodelos, para buscar um ótimo ainda melhor de maneira rápida

Por fim, o capítulo 8 apresenta a conclusão e sugestão para trabalhos futuros.

2 Revisão Bibliográfica

Na primeira seção deste capítulo, será feita uma revisão de um estudo experimental importantíssimo na elaboração do trabalho, relativo a uma turbina eólica de eixo horizontal em escala real.

Da segunda seção em diante, será feita uma revisão da literatura, focada principalmente em buscar o que tem sido pesquisado pela comunidade acadêmica com a finalidade de melhorar o desempenho de Turbinas Eólicas de Eixo Horizontal, e também em como tem sido feitas as análises numéricas do escoamento através destas turbinas e cálculos de seu desempenho. Serão buscadas informações relevantes sobre métodos de otimização, tipos de malha, modelos de turbulência, esquemas de solução e metodologia numérica.

2.1 O Experimento *NREL UAE Phase VI*

Para que fosse possível validar o modelo numérico, foi utilizado o experimento do NREL, denominado *UAE Phase VI*. Neste experimento, foi simulada uma turbina eólica de eixo horizontal de aproximadamente 10 metros de diâmetro, com duas pás, no mês de Maio do ano 2000. O experimento foi realizado no centro de pesquisa Ames, da NASA (*National Aeronautics and Space Administration*), em *Moffet Field*, na Califórnia. Todas as informações contidas nesta seção foram retiradas do relatório elaborado por Hand et al.[7], que detalha todo o experimento.

Segundo Hand et al.[7], o objetivo principal deste experimento foi quantificar o comportamento aerodinâmico de turbinas eólicas de eixo horizontal em escala real e em três dimensões, já que todos os códigos de projeto de turbinas eólicas de eixo horizontal disponíveis na época do ensaio eram baseados em modelos bidimensionais e em regime permanente, enquanto que testes de campo haviam mostrado a prevalência de efeitos tridimensionais de escoamento na operação das turbinas.

O grande diferencial deste experimento foi que, além das variáveis globais medidas, como o torque do eixo da turbina e potência gerada, foram medidas também variáveis locais de grande valia, como a distribuição de pressões na superfície da pá para cinco diferentes regiões da envergadura. Assim, estas medições podem ser utilizadas para validar modelos computacionais tridimensionais, inclusive em detalhes, como a avaliação de pontos de descolamento de camada limite.

Foram realizadas 30 sequências diferentes de testes, onde eram variados parâmetros como o ângulo de arfagem das pás (*pitch*), ângulo de guinada da turbina (*yaw*), ângulo de cone, configuração oscilante ou rígida, localização à montante ou à jusante, para velo-

idades de vento entre 5 e 25 m/s em todas as condições. Os ângulos de guinada e arfagem são esclarecidos nas figuras 5 e 6.

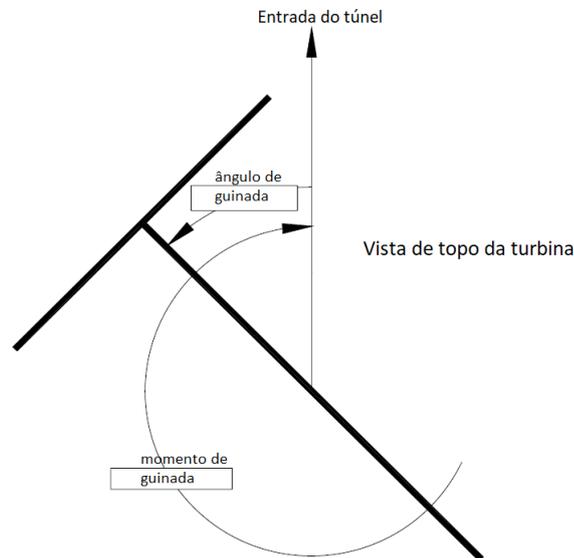


Figura 5 – Esquema sobre o ângulo de guinada da turbina
Fonte: HAND et al.[7]

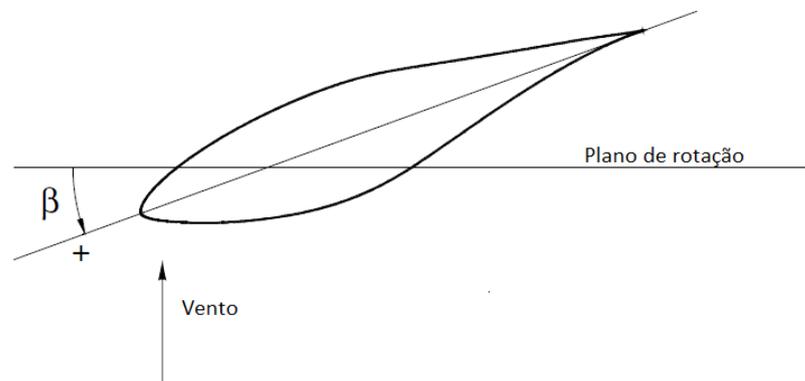


Figura 6 – Esquema sobre o ângulo de arfagem (representado como β na figura) da turbina
Fonte: HAND et al.[7]

Dentre as medições utilizadas, destacam-se as que serão úteis para este trabalho:

- Velocidade do vento no túnel, medida através de dois anemômetros sônicos.
- Medições de pressão estática na turbina, obtidas através de tomadas de pressão (*pressure taps*) ao longo da superfície da pá, além de sondas de 5 furos de ponta esférica, para medir pressões dinâmicas. As pressões eram medidas através de tubos de aço inoxidável, conectados a um transdutor de pressão dentro da pá. Correções foram aplicadas para levar em conta o efeito da força centrífuga, já que os medidores estavam rotacionando solidariamente à turbina. A figura 7 mostra os locais

da tomada de pressão na pá. As tomadas locais de pressão por toda a extensão da pá foram realizadas em 30%, 47%, 63%, 80% e 95% da envergadura, e, por isso, é possível realizar uma análise local nestas regiões.

- O torque no eixo foi medido através de extensômetros (*strain gauge*). Também foram utilizados extensômetros para realizar a medição da flexão do eixo. A potência aerodinâmica foi calculada a partir da medição do torque no eixo.

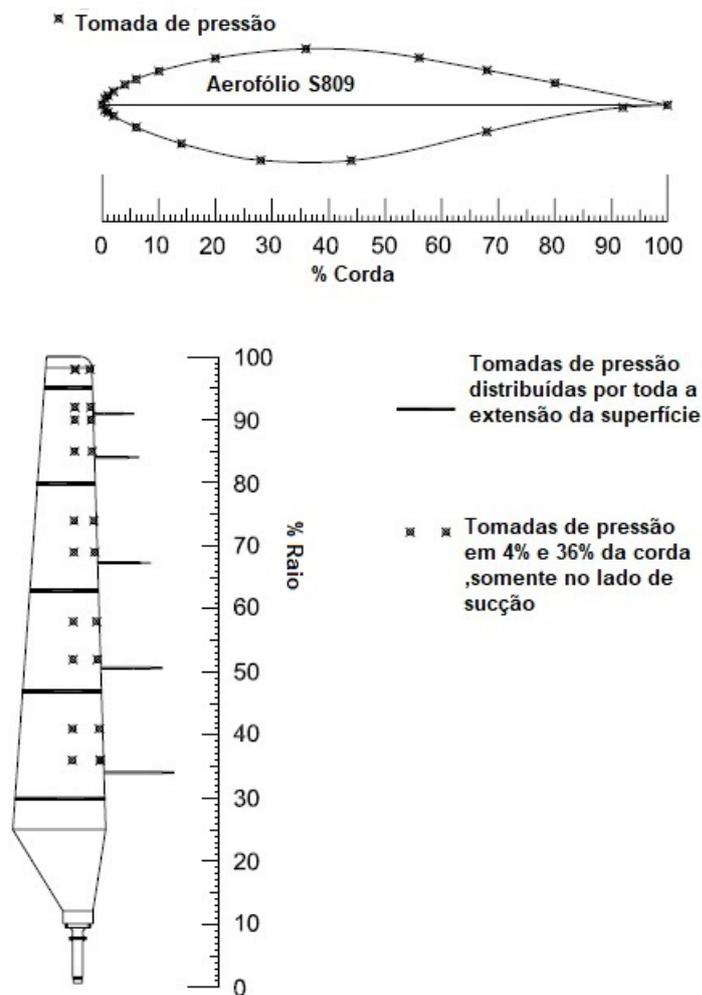


Figura 7 – Distribuição dos medidores de pressão estática na pá, e sondas de 5 furos
Fonte: HAND et al.[7]

Este experimento tem sido amplamente utilizado na literatura como uma referência em termos de validação de simulações numéricas de turbinas eólicas de eixo horizontal, devido à riqueza de detalhes dos dados experimentais disponíveis, e foi usado por alguns dos autores citados neste trabalho, tais como Lanzafame, Mauro e Messina[8], Moshfeghi, Song e Xie[9]; Mo e Lee[10].

Os dados experimentais foram solicitados através do site do Departamento de

Energia do governo dos Estados Unidos da América¹. A figura 8 mostra um foto da turbina eólica utilizada no ensaio.

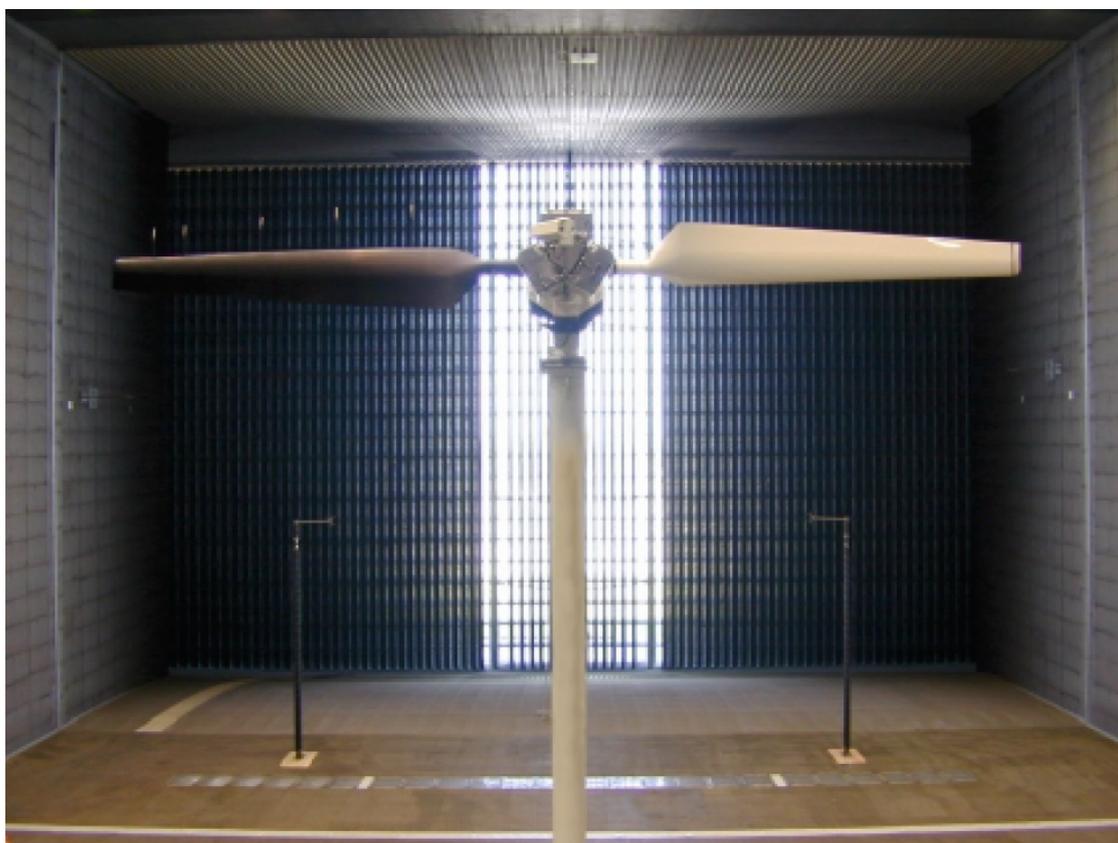


Figura 8 – Turbina Eólica de Eixo Horizontal ensaiada no *UAE Phase VI*.
Fonte: HAND et. al.[7]

A turbina possui as seguintes características:

- Número de pás: 2
- Rotação nominal: 72 RPM (Rotações por minuto)
- Potência Nominal : 19,8 kW
- Regulagem de potência através de estol
- Ângulo de arfagem regulável
- Seção transversal da pá: Aerofólio S809, entre os raios de 1257mm e 5029mm. Entre o encaixe da pá no cubo e a seção onde começa o aerofólio em si, há uma seção cilíndrica, que se estende até 883mm, e uma seção de transição, que vai de 883mm à 1257mm. Todos os dados a respeito da geometria da pá estão disponíveis no relatório de Hand et al.[7], e podem ser consultados no anexo deste documento.

¹ <https://a2e.energy.gov/data?ProjectFilter=%5B%22uae6%22%5D>

- Como se pode verificar na figura 8, a turbina não possui uma ogiva em formato aerodinâmico, possuindo instrumentação no cubo.

A geometria das pás está detalhada no anexo.

A regulagem por estol se dá, de acordo com Mo e Lee[10], através do fenômeno do descolamento da camada limite quando o vento atinge determinada velocidade, o que gera um escoamento na direção radial, no sentido da raiz para a ponta da pá, e faz com que a potência da turbina fique aproximadamente constante mesmo com o aumento da velocidade do vento, dentro de uma determinada faixa. Um aumento na velocidade do vento acima da velocidade de projeto, com rotação controlada, resulta em uma mudança no ângulo de ataque do escoamento relativo, que faz com que haja descolamento da camada limite. Este tipo de controle se dá para proteger a turbina de cargas estruturais excessivas para velocidades de vento muito elevadas. A esse respeito, Burton et al.[1] dizem que a curva do coeficiente de potência decai quando o descolamento da camada limite é atingido e, posteriormente, sobe gradualmente com o crescimento da velocidade do vento, o que fornece um elemento de controle passivo de regulagem de potência, fazendo com que o gerador não sofra sobrecarga para velocidades de vento muito elevadas. Ainda segundo Burton et al.[1], a regulagem por estol é o meio mais simples de se controlar a potência máxima gerada pela turbina que se adeque ao gerador elétrico e à transmissão, e é o método mais utilizado de controle de capacidade. Neste tipo de controle de capacidade, idealmente, a potência deveria aumentar até um ponto máximo e, posteriormente, permanecer constante.

O caso que será utilizado neste trabalho será o experimento denominado sequência H, em que a turbina está posicionada a 0° contra o vento, sem inclinação de ângulo de cone, e com arfagem da ponta da pá igual a 3° em direção ao vento, com pás rígidas (não oscilantes). Nesta sequência, a rotação da turbina foi mantida constante, em 72 RPM, enquanto que a velocidade do vento foi de 5 m/s a 25 m/s.

2.2 Revisão sobre simulação numérica do comportamento de Turbinas Eólicas de Eixo Horizontal

Nesta seção, busca-se estudar as metodologias existentes para análise numérica do escoamento em torno das turbinas eólicas, e obter as melhores práticas a respeito de condições de contorno, modelos de turbulência, algoritmos de acoplamento e critérios de convergência, para que seja possível fazer uma análise precisa do escoamento para dar procedimento ao método de otimização.

Krogstad e Lund[11] fizeram um estudo com a finalidade de investigar a eficácia de modelos de previsão de desempenho de turbinas eólicas de eixo horizontal. Para isso,

foi projetada uma turbina, baseada no método de teoria de momento de elemento de pá, posteriormente fabricada em modelo reduzido e ensaiada em túnel de vento, e os resultados foram comparados com o cálculo de projeto, e também com uma análise numérica feita pelo método dos volumes finitos, utilizando o programa Ansys Fluent[®]. A simulação foi conduzida utilizando o modelo de turbulência $k-\omega$ -SST (*Shear Stress Transport*, ou Transporte de Tensão de Cisalhamento). O experimento foi conduzido mantendo-se a velocidade do vento constante em 10m/s , e variando-se a rotação do rotor, afim de se atingir os valores de TSR (*Tip Speed Ratio*, ou Razão de velocidade de ponta de pá), ou λ , de 3, 4, 5, 6, 7, 9 e 11. Os autores constataram que as duas metodologias apresentam um bom desempenho em prever o coeficiente de potência da turbina para condições próximas das condições de projeto, onde o escoamento encontra-se bem colado nas pás. Para altos valores de λ , há uma diferença significativa entre os valores medidos e os valores previstos, e isto pode ser explicado, segundo os autores, pelo desenvolvimento da camada limite, de difícil previsão. Apesar disso, de modo geral, os autores concluem que, embora a previsão não seja perfeita, ela está, de modo geral, bastante próxima aos valores medidos experimentalmente, o que faz com que o pacote comercial Ansys Fluent[®] consiga uma previsão confiável a respeito do desempenho de turbinas eólicas de eixo horizontal.

Moshfeghi, Song e Xie[9] estudaram o efeito do espaçamento do primeiro elemento da malha em relação a uma superfície de parede no resultado final de uma simulação numérica de uma turbina eólica de eixo horizontal. As simulações foram realizadas com a turbina do experimento NREL *Phase VI*, e foram simuladas oito diferentes condições, onde foram alterados parâmetros como o espaçamento do primeiro elemento em relação a parede, número de camadas prismáticas e razão de crescimento do espaçamento. Os modelos de turbulência utilizados foram o $k-\omega$ SST e o *Transitional* Gamma-Theta. Foi constatado que o nível de precisão do modelo numérico depende sensivelmente da localização do ponto de separação da camada limite, do número de nós na direção radial e na direção da corda e o espaçamento do primeiro elemento em relação à parede. O modelo $k-\omega$ SST erra consideravelmente na previsão do ponto de separação da camada limite na pá. Também foi concluído que é importante que se tenha entre 15 e 20 nós dentro da camada limite, tendo sido os resultados imprecisos na região de separação nas situações com menos nós na camada limite. No entanto, na região com a camada limite completamente separada, o número de nós na camada limite não afeta de maneira muito significativa a distribuição de pressões.

Mo e Lee [10] estudaram o escoamento através da turbina eólica de eixo horizontal NREL phase VI, com o objetivo de ter uma compreensão detalhada do escoamento ao redor desta turbina, de modo que isso possa auxiliar projetistas de turbinas eólicas a realizar projetos com melhor desempenho e eficiência. A metodologia utilizada foi numérica, com malha estruturada gerada através do programa GAMBT[®], e o escoamento foi calculado através do Ansys Fluent[®], com modelo de turbulência $k-\omega$ SST. Os autores observaram

que o modelo conseguiu captar o escoamento radial que surge através da raiz da pá em direção à ponta devido ao estol que ocorre na pá, e é esse fenômeno que faz com que a potência se mantenha aproximadamente constante em uma longa faixa de operação. Também notou-se que o escoamento vai se tornando cada vez mais complexo, na medida em que a velocidade do vento é aumentada, devido ao crescimento do ângulo de ataque do escoamento relativo e do escoamento na direção radial. Também foi constatado que o modelo $k-\omega$ SST consegue prever de maneira bastante aceitável o comportamento de escoamentos descolados da parede, embora haja uma limitação de previsão precisa para ângulos de ataque extremamente elevados, o que ocorre nas velocidades de vento mais elevadas. Os autores concluíram que o escoamento na direção radial se espalha com o aumento da velocidade do vento, que a maior razão entre sustentação e arrasto ocorre em um ângulo de ataque de 6° e que o modelo computacional teve boa concordância com os resultados experimentais.

Lanzafame, Mauro e Messina[8] estudaram a modelagem matemática em CFD de uma turbina eólica utilizando uma correlação baseada no modelo transacional para desenvolver uma rotina de projeto usando a teoria BEM (*Blade Element Momentum*, ou Momento de Elemento de Pá), em conjunto com CFD em três dimensões. A pesquisa foi conduzida devido às limitações do BEM, que precisa de dados experimentais dos coeficientes aerodinâmicos, e devido à imprecisão do modelo de turbulência $k-\omega$ SST para a região de transição do escoamento. A metodologia consistiu em modelar a turbina eólica em um programa de CAD, gerar o domínio computacional e a malha através do Ansys Workbench[®] e resolver o escoamento através do Fluent[®], utilizando o modelo *Transitional SST*, que é baseado no modelo $k-\omega$ SST, acoplado com duas equações adicionais, sendo uma para a intermitência Υ , e a outra para o número de Reynolds de transição. Para validar o método, foi simulada a turbina NREL *Phase VI* e o resultado da simulação foi comparado com resultados experimentais disponíveis. As equações adicionais dependem de variáveis empíricas de correlação, que foram calibradas através de simulações com aerofólios típicos de turbinas eólicas, até que se chegasse em um modelo calibrado consistente, que fornecesse bons resultados para todas as faixas de velocidade de vento. Para simular a rotação da turbina, foi utilizado o MRF (*Moving Reference Frame*, ou Domínio de Referencial Não Inercial) e foi imposta uma rotação para o referencial. O método foi validado através da comparação com a turbina citada anteriormente, apresentando um erro relativo de apenas 5% com relação aos dados experimentais. Posteriormente, o método foi aplicado a uma turbina projetada através da teoria de momento de elemento de pá, que foi simulada tridimensionalmente através do mesmo procedimento. Os resultados indicam que o modelo BEM superestima o coeficiente de potência para razões de velocidade de ponta de pá acima de 2,7. Os autores concluem que a metodologia aplicada produziu resultados altamente confiáveis. O modelo completamente turbulento falha em prever adequadamente a potência quando ocorre a perda de sustentação devido à separação da

camada limite. A simulação tridimensional apresentada é uma ferramenta útil, portanto, para validar o projeto de uma turbina eólica realizado através de teoria de momento de elemento de pá.

Make e Vaz[12] estudaram os efeitos de escala em turbinas FOWT (*Floating Offshore Wind Turbine* - Turbina Eólica Flutuante em alto mar), devido à atratividade destas turbinas para geração de energia renovável. Como os resultados experimentais de turbinas em escala reduzida podem variar com relação às turbinas verdadeiras, o objetivo deste estudo é realizar uma comparação entre o desempenho aerodinâmico de modelos reduzidos destas turbinas com relação às turbinas reais, por meio dos parâmetros coeficiente de empuxo e coeficiente de potência, já que a análise experimental em turbinas de escala reduzida se mostra como uma boa opção para compreender a resposta dinâmica destas turbinas. A pesquisa foi feita por comparação entre resultados experimentais de modelos de escala reduzida das turbinas do NREL de 5 MW, e da turbina MSTW (*Marin Stock Wind Turbine*), do MARIN (*Maritime Research Institute of Netherlands* - Instituto neerlandês de pesquisa marítima), e análise através de CFD de ambas as turbinas em escala reduzida. O escoamento foi simulado através do código ReFresco® para escoamento viscoso, com os modelos de turbulência $k-\omega$ SST e *Spalart Allmaras* (SA). Foi apresentada uma boa convergência entre o experimento e a simulação numérica para o coeficiente de empuxo das duas turbinas em escala reduzida, porém, a turbina NREL em escala reduzida apresentou coeficiente de potência negativo nos experimentos, enquanto que a simulação apresentou coeficientes positivos. O desempenho do modelo reduzido também foi inferior ao da turbina em tamanho real. A turbina MSTW em escala reduzida apresentou boa convergência entre os resultados numéricos e experimentais, com a turbina em tamanho real tendo desempenho ligeiramente superior. Os autores concluem que os modelos em escala reduzida apresentam separação de camada limite maior do que nos modelos em tamanho real, especialmente para a turbina NREL, o que deteriora o desempenho do modelo reduzido. Os efeitos de escala do número de Reynolds também deterioraram o desempenho das turbinas reduzidas. A turbina MSTW apresentou menor diferença entre o modelo reduzido e o real. E, por fim, sugerem para trabalhos futuros a introdução de modelos mais modernos de escoamento transiente na análise numérica.

R.N. Pinto et al.[13] estudaram o estado da arte envolvendo CFD, aplicado às máquinas de fluxo, a fim de identificar o andamento da tecnologia envolvendo o estudo destas máquinas. O estudo foi feito através de uma extensa revisão bibliográfica a respeito de estudos anteriores de escoamentos envolvendo turbomáquinas utilizando programas de CFD, para analisar os avanços, os problemas e as vantagens do uso de CFD para estudar o comportamento de máquinas de fluxo. Foram apontados estudos de escoamento através de CFD para turbinas, bombas centrífugas e turbocompressores. Os autores discutem como resultados que o estudo de escoamentos através de máquinas de fluxo através do CFD requerem quantidades imensas de cálculos computacionais, especialmente para os

escoamentos em regime transiente, ocasionando em um elevado tempo computacional para se chegar a resultados satisfatórios, além da necessidade de grande capacidade de processamento dos computadores, o que favorece programas que consigam trabalhar com computação paralela. Também discutem que, embora o CFD seja confiável na análise de diversas propriedades, e que sua precisão venha aumentando, o método ainda precisa melhorar na precisão das análises de escoamentos turbulentos, além de reduzir erros de modelagem e erros numéricos. Também ressaltam a necessidade de se desenvolver melhor as hipóteses e aproximações utilizadas na análise de turbomáquinas através de CFD.

Carneiro et al.[14] estudaram a aplicação de um algoritmo de malha móvel AMI (*Arbitrary Mesh Interface*) em uma turbina eólica de eixo horizontal de escala reduzida. O trabalho foi motivado pelo fato de malhas geradas por métodos tradicionais podem apresentar erros consideráveis em alguns cálculos, como no coeficiente de arrasto, além de alguns efeitos que técnicas como a do rotor congelado (*Frozen Rotor*) não conseguem prever com precisão. O algoritmo AMI consegue criar uma malha definida pela interseção de elementos de dois espaços de tempo consecutivos, e consegue simular o movimento do rotor de uma turbina eólica. A metodologia da pesquisa consistiu em projetar a turbina através da teoria de momento de elemento de pá, realizar um experimento com um modelo reduzido de uma turbina, obter os coeficientes de potência máximo, médio e mínimo, velocidade média do vento e razão de velocidade de ponta de pá, e realizar dois estudos numéricos tridimensionais, um com a abordagem do rotor congelado, e outro com o algoritmo da malha móvel, afim de comparar os resultados e compreender as diferenças entre os modelos, bem como realizar a validação. As simulações numéricas foram realizadas através do OpenFOAM®, com modelos de turbulência $k-\omega$ SST. O algoritmo de solução para o rotor congelado foi o *simpleFoam*, enquanto que o utilizado para a malha móvel foi o *pimpleDyMFoam*. A abordagem do rotor congelado apresentou perda de sustentação, o que gerou aumento do arrasto e diminuição do coeficiente de sustentação, causando grande perturbação no fluido, enquanto que a abordagem da malha móvel apresentou um escoamento contínuo com menor arrasto e maior sustentação. Os vórtices podem ser vistos na simulação com a abordagem do rotor congelado, enquanto que o escoamento é contínuo utilizando o algoritmo da malha móvel. A vorticidade tem magnitude superior em uma região maior na parte posterior do rotor na abordagem do rotor congelado também. Os autores concluem que a abordagem do rotor fixo não reproduz a tensão de cisalhamento induzida pelo movimento do rotor, não influenciando o escoamento ao redor dele, enquanto que o algoritmo AMI consegue captar este movimento. Concluem também que o AMI é capaz de captar o coeficiente de potência com boa precisão, de maneira robusta e estável, embora o esforço computacional tenha sido muito grande, chegando a durar 320 horas para algumas simulações. A abordagem do rotor fixo é mais simples e requer menor esforço computacional, porém, a condição de movimento com uma malha estacionária causou distorções na estrutura do escoamento.

2.2.1 Revisão sobre técnicas de otimização e melhora de desempenho de Turbinas Eólicas de Eixo Horizontal

Nesta seção, será realizada uma revisão da literatura a respeito de técnicas de otimização e outros métodos utilizados para melhorar o desempenho de Turbinas Eólicas de Eixo Horizontal, especialmente para velocidades de vento mais baixas, para, assim, obter um melhor aproveitamento de energia.

Diveux et al.[15] estudaram a aplicação de um algoritmo genético de otimização de uma turbina eólica de eixo horizontal a ser instalada em uma região do mediterrâneo europeu, devido ao fato de, na época do estudo, não existirem turbinas comerciais otimizadas para a região em questão, já que a energia eólica era mais explorada no norte europeu, e havia um potencial inexplorado na região mediterrânea. A metodologia empregada na pesquisa consistiu em estabelecer como função objetivo a ser minimizada o custo por kW da energia gerada, realizando estimativas realistas dos custos de instalação de dois tipos diferentes de turbinas, levando em conta todos os seus componentes, e estimando-se a energia gerada, sendo o vento na região caracterizado com base na distribuição de Weibull. A potência produzida pela turbina foi estimada através de uma relação analítica da potência em função dos parâmetros: número de pás, área do rotor, diâmetro do rotor, velocidade de rotação, potência nominal, altura da torre e velocidade de projeto do vento. A função do custo de projeto foi baseada em normas de projeto mecânico para o peso dos componentes, aliado a variações no custo dos geradores por potência nominal gerada e outros equipamentos que fazem parte da turbina. Custos anuais de manutenção também foram considerados. O algoritmo de otimização fez a variação destes parâmetros para encontrar os valores ótimos para o perfil de ventos obtido através da distribuição de Weibull para o sítio de instalação em questão. Foi realizado também uma análise de sensibilidade a fim de se verificar como cada variável de projeto influencia a relação custo por kilowatt. A turbina otimizada foi comparada com turbinas instaladas no norte europeu, com a finalidade de comparar se o projeto otimizado realmente entrega um melhor desempenho para a função objetivo. Os autores apresentam uma redução de 38% no custo por kilowatt da turbina otimizada com relação à turbina de referência. Os parâmetros mais sensíveis apresentados foram o diâmetro do rotor, altura da torre e velocidade de projeto. Também apresentam que o sítio de instalação tem grande influência no desempenho da turbina. Os autores concluem que as turbinas adaptadas para a região mediterrânea possuem menor diâmetro e menor altura da torre, em comparação com as turbinas de referência do norte europeu. Isso ocorre devido ao fato de as características do vento na região mediterrânea serem bem diferentes daquelas no norte europeu. Concluem também que a aplicação dos modelos de otimização ajudam a reduzir o custo da energia, em comparação com a energia gerada por turbinas comerciais. O modelo atua tanto na redução do custo da instalação como no aumento da energia total gerada.

Abe et al.[16] estudaram o escoamento através de uma turbina eólica com um difusor e uma flange a jusante, devido ao fato de estudos anteriores mostrarem que a flange a jusante produz uma zona de baixa pressão próximo à face, fazendo com que o escoamento que passa pela turbina seja acelerado. A metodologia consistiu em obter experimentalmente os perfil de velocidade do escoamento, coeficientes de potência e de torque para uma turbina com difusor e flange, e uma turbina sem difusor, para efeito de comparação. Adicionalmente ao método experimental, também foram realizados cálculos através de métodos numéricos para avaliar as variáveis em questão para as duas situações (com e sem difusor), a fim de se realizar uma comparação com a metodologia experimental. O método numérico foi fundado no modelo RANS (*Reynolds Averaged Navier Stokes*, ou Equações de Navier Stokes com médias de Reynolds), com equações para o cálculo da carga no difusor. A obtenção dos coeficientes de carga, de potência e de torque através do método de carga em disco atuador (*Disk Loading*). A pesquisa mostrou que houve boa convergência entre o método experimental e o numérico para faixas médias e altas de razão de velocidade de ponta de pá, onde não ocorre separação de camada limite. Para baixas razões de velocidade de ponta de pá, há uma divergência significativa. Também foi mostrado que o coeficiente de potência da turbina com difusor foi aproximadamente quatro vezes maior do que o coeficiente obtido para a turbina sem difusor. Quando o coeficiente é normalizado através da velocidade média imediatamente à jusante da turbina, o desempenho é similar, o que indica que o ganho de potência é majoritariamente causado pela aceleração do vento à montante. Além disso, os autores concluem que, para baixas razões de velocidade de ponta de pá, ocorrem estruturas de vórtices que são difíceis de prever através da teoria do disco atuador. Mesmo assim, o método deu uma previsão inicial para se desenvolver uma nova turbina com difusor. Na turbina munida de difusor, também foi observada uma rápida destruição dos vórtices nas proximidades da ponta da pá, o que não é observado na turbina sem difusor, e é uma característica notável propiciada pelo difusor.

Henriques et al.[17] trabalharam no desenvolvimento de um aerofólio de uma turbina eólica para ambiente urbano utilizando o método inverso do carregamento de pressão, com a finalidade de desenvolver pás de turbinas que operem melhor em ambientes com baixos ventos, situação típica de ambientes urbanos. A metodologia utilizada consistiu em aplicar um método inverso para desenvolver uma pá que apresente diferencial de pressão aproximadamente constante ao longo da corda, a fim de se obter um alto coeficiente de sustentação. Isso é feito utilizando um método iterativo que impõe o diferencial de pressão em vários pontos da pá, variando linha de cambagem do aerofólio para atingir o diferencial de pressão desejado. O código para realizar o processo iterativo é baseado no método dos painéis para cascatas de pás. Posteriormente, a pá foi desenvolvida, e foi realizado um experimento para obter os coeficientes de sustentação, arrasto e pressão, e o resultado experimental foi comparado com metodologia numérica através do programa

Xfoil[®]. Os autores apresentam a convergência do método iterativo para o projeto, diferencial de pressão aproximadamente constante entre as distâncias de 20% a 80% da corda total. O projeto também foi bem sucedido em obter um alto coeficiente de sustentação (máximo acima de 1,7) com baixos coeficientes de arrasto associados (menor que 0,15 na sustentação máxima). O cálculo numérico convergiu com o experimental para o coeficiente de sustentação, mas subestimou significativamente o coeficiente de arrasto. Concluem que melhorias adicionais podem ser feitas acoplando o método de desenvolvimento apresentado com otimização da distribuição da espessura para escoamento viscoso, o que pode fazer com que a metodologia consiga reduzir o arrasto sem modificar significativamente a sustentação.

Singh et al.[18] estudaram o projeto de um aerofólio para turbinas eólicas de eixo horizontal de pequeno porte, já que estas turbinas podem produzir energia em regimes de baixa intensidade de vento. A pesquisa foi motivada pela possibilidade de se usar deste tipo de turbinas em tetos de residência, fazendas, comunidades isoladas e em barcos, para gerar energia. Devido a isso, o projeto foi realizado a fim de otimizar o coeficiente de potência. O objetivo foi projetar um aerofólio ótimo para estas condições, analisando os parâmetros de sustentação e arrasto para chegar na melhor combinação, e analisar o perfil do escoamento ao longo do aerofólio. A metodologia do trabalho consistiu em testar vários tipos de aerofólio para baixos números de Reynolds (segundo os autores, abaixo de 500.000), usando o programa Xfoil[®], e variar alguns parâmetros, tais como o raio do bordo de ataque e a espessura do bordo de fuga, para verificar a resposta do coeficiente de sustentação e da relação entre sustentação e arrasto, afim de selecionar a melhor geometria para este tipo de escoamento. Posteriormente, foi realizado um experimento, no túnel de vento da Universidade do Pacífico Sul (*University of the South Pacific, Fiji*), afim de se obter os coeficientes de sustentação, arrasto em função do ângulo de ataque e do número de Reynolds, também o coeficiente de pressão em função do comprimento de corda. Além disso, as linhas de corrente foram visualizadas através de captação de imagem por meio de dispersão de fumaça no escoamento. Métodos numéricos também foram utilizados, através do programa Ansys CFX[®] para efeito de comparação. Os autores apresentam como resultado o melhor desempenho do perfil de aerofólio AF300, sendo otimizado com variação na espessura do bordo de fuga, aumentada em 3%, o que tornou mais difícil a separação do fluido e melhorou o desempenho aerodinâmico, além de aumentar a resistência estrutural. Foi obtido um coeficiente de sustentação máximo de 1,72; 1,81 e 1,86 para números de Reynolds de 75.000, 128.000 e 205.000, respectivamente. O escoamento permaneceu colado até o ângulo de ataque de 14°. O coeficiente de arrasto cresceu linearmente com o número de Reynolds, na faixa entre 75.000 e 205.000. Com relação ao ângulo de ataque, o coeficiente de arrasto diminuiu lentamente, até à perda de sustentação, onde teve um aumento abrupto devido à transição de arrasto de contato para arrasto devido à pressão adversa.

Os autores concluem que houve boa concordância entre os métodos experimental e numérico, que o aerofólio AF300 teve um bom desempenho aerodinâmico para este problema, obtendo a melhor combinação entre sustentação e arrasto entre os aerofólios estudados por meio do Xfoil. Este aerofólio manteve o escoamento colado até um ângulo de ataque de 14° para número de Reynolds igual a 75.000, que o bordo de fuga achatado melhorou as propriedades do escoamento, retardando o descolamento do fluido, além da resistência mecânica ao aerofólio. Este fator ainda permite que o aerofólio seja construído com materiais mais leves e mais baratos, reduzindo a inércia e reduzindo o torque necessário para o início do movimento da turbina. O ângulo de ataque alto necessário para provocar o descolamento do fluido também permite que a turbina opere em uma gama mais ampla de velocidades de vento.

Drew, Barlow e Cockerill[3] estudaram o potencial de geração de energia eólica na área urbana de Londres, devido ao fato de haverem incentivos governamentais para micro geradores de baixa emissão de carbono, e também pelo fato de que os micro geradores eólicos instalados normalmente produzem menos energia do que o esperado. O objetivo da pesquisa é fornecer um guia para que seja possível otimizar o local de instalação destes micro geradores em áreas urbanas através do desenvolvimento de um método que permita uma previsão mais precisa do perfil do vento em torno de uma ampla área urbana. A metodologia empregada consiste em calcular a velocidade do vento na região de Londres através de métodos desenvolvidos por outros autores, porém levando em conta a variação do perfil de urbanização em cada região de Londres, ao invés de fazer uma estimativa mais ampla. Assim, o município foi mapeado em regiões com $1km^2$ de área, e cada região foi caracterizada com relação à sua urbanização para proceder ao cálculo da velocidade média do vento, enquanto que estudos anteriores simplesmente criavam algumas escalas médias de perfil urbano para fazer a estimativa. O potencial de produção de energia foi estimado através de uma distribuição estatística de Weibull para representar a variação do vento, e a energia produzida foi calculada multiplicando a função de densidade probabilística pela potência nominal de uma turbina em função da velocidade do vento. Foram comparadas 30 turbinas neste estudo. A validação foi realizada comparando-se o vento calculado com os dados de dois sítios meteorológicos com medição local de velocidade do vento. A validação foi bem sucedida, resultando em variações de 1% e 3% entre a velocidade calculada e as medições dos dois sítios em questão. O estudo apresenta como resultados que o desempenho das turbinas eólicas de eixo horizontal são melhores do que das turbinas de eixo vertical para as regiões analisadas, e que o potencial de produção de energia se eleva na medida em que o local se distancia do centro da cidade, embora algumas regiões próximas do centro tenham apresentado um potencial considerável. Considerando que a instalação de uma pequena turbina é válida em regiões cuja velocidade do vento está entre 4 e 5 m/s , apenas 28% da região apresenta viabilidade de se instalar uma pequena turbina eólica, e a maioria destas regiões está localizada fora da região metropolitana. Apenas

duas das regiões analisadas apresentou velocidade média do vento acima de $5m/s$. Os autores concluem que o método desenvolvido teve uma validação melhor do que métodos de trabalhos anteriores, comparando a diferença entre o valor do vento calculado e o valor medido nos dois sítios meteorológicos; que as turbinas de eixo horizontal teriam um desempenho melhor do que as de eixo vertical para as regiões analisadas, e que o método pode ser replicado para analisar a viabilidade da instalação de pequenas turbinas eólicas em outras áreas urbanas.

Elfarrá, Sezer-Uzol e Akmandor[19] realizaram o desenvolvimento e otimização de um winglet para melhorar o desempenho da turbina de eixo horizontal do NREL phase VI, através da redução do escoamento na direção radial que ocorre após o descolamento da camada limite. A metodologia utilizada foi numérica, utilizando o programa NUMECA®. Foram utilizadas as equações RANS, com o modelo de turbulência $k-\epsilon$ Launder-Sharma. Foram realizadas algumas simulações para validar o modelo e, através da análise em CFD, foi construído um modelo utilizando redes neurais para calcular a potência a partir de parâmetros geométricos, e este modelo foi utilizado no processo de otimização, através de algoritmo genético, dos ângulos de torção e inclinação do winglet. Os autores conseguiram aumentar a potência em 9%, entre as velocidades de 5 m/s e 9 m/s, porém, a força de empuxo também sofreu um aumento.

Fischer, Kipouros e Savill[20] estudaram o problema de otimização multi objetivo para o projeto das pás de uma turbina eólica de eixo horizontal, objetivando viabilizar o projeto de turbinas eólicas mais eficientes em termos de custo por energia gerada. A metodologia do estudo foi usar a ferramenta CoBOLDT (*Computational Blade Optimization and Load Deflation Tool*), que consiste em um algoritmo de busca local que não necessita de gradientes das funções, para melhorar o desempenho da turbina. As funções objetivo escolhidas para serem otimizadas foram a energia gerada por ano, que deve ser maximizada; o peso total, que deve ser minimizado; e o empuxo nas pás, que deve ser minimizado. As restrições foram selecionadas para garantir o transporte seguro da turbina, nível de ruído aceitável e a integridade estrutural da turbina. Para isso, os parâmetros selecionados foram um comprimento de corda inferior a 4m, velocidade de ponta da pá inferior a 74m/s, e não alteração da raiz e da ponta da pá. A energia gerada pela turbina foi calculada através de teoria de momento de elemento de pá. O algoritmo utilizado consiste em partir de um perfil de aerofólio inicial, gerar uma perturbação na geometria, criar uma nova a partir desta modificação utilizando curvas de Bezier, avaliar as propriedades, verificar se viola as restrições e verificar a convergência. O algoritmo continua até que a convergência seja atingida. O experimento foi interrompido após 78773 modelos avaliados e 2717 iterações, em 84 horas. Alguns pontos extremos foram encontrados para as três funções objetivos, mas vale ressaltar que o algoritmo não atingiu o critério de parada. Ainda assim, foram encontrados perfis de aerofólio com desempenho superior ao inicial para as três funções objetivo do problema, indicando que o algoritmo de otimização funcionou. Os autores

concluem que o ponto de extremo da máxima energia gerada é relativamente distante dos pontos de extremo de menor massa e empuxo, que a redução na cambagem dos aerofólios propiciam uma maior razão entre sustentação e arrasto, e sugerem uma nova abordagem que defina os parâmetros para uma série de Pareto depois de um determinado número de iterações. Sugerem também substituir a teoria de momento de elemento de pá por um solucionador transiente que considere os efeitos aero elásticos durante o funcionamento da turbina.

Grieser, Sunak e Madlener[4] estudaram a viabilidade econômica de pequenas turbinas eólicas em instalações residenciais. A motivação do estudo foi baseada na crescente necessidade de emissões de CO_2 e geração de energia limpa. A metodologia empregada consistiu em analisar o valor presente líquido de três turbinas comerciais, em diferentes regiões de urbanização da Alemanha. A análise levou em consideração diferentes casos, sendo eles o da turbina sem dispositivo de armazenamento de energia, turbina com bateria de armazenagem de energia, e turbina com armazenagem de energia e tarifas de incentivos governamentais para geração de energia limpa. Parâmetros relacionados ao vento nas regiões foram obtidos através de metodologias propostas por outros autores. Os dados de entrada das condições climáticas foram através do sistema de meteorologia alemão. As características das turbinas foram obtidas de informações do fabricante de cada uma. Seis regiões específicas foram analisadas, sendo elas: metropolitana, cidade pequena, subúrbio, subúrbio no litoral, região sub-urbana e região rural. O trabalho apresenta que a instalação só seria viável em regiões sub-urbanas no litoral e em regiões rurais, com velocidades do vento de pelo menos 4m/s e incluindo baterias de armazenagem de energia na instalação. A adição dos incentivos para geração de energia limpa aumenta o valor presente líquido nos casos em que é viável a instalação. Apresentam também, após uma análise de sensibilidade, que os fatores mais impactantes no valor presente líquido são a altura da turbina, a velocidade do vento e o grau de urbanização. Os autores também concluem que incentivos para a geração de energia limpa tem um papel muito importante na viabilidade de pequenas instalações eólicas. Também recomendam pesquisas de análise de viabilidade de instalação de pequenas turbinas eólicas no topo de edifícios comerciais e públicos na área urbana, já que este tipo de construção possuem um potencial substancial para a geração de energia eólica em ambientes urbanos.

Mortazavi, Soltani e Motieyan[21] estudaram a otimização multi-objetivo do projeto de pás para turbinas eólicas de eixo horizontal utilizando análise de exergia e um algoritmo genético de otimização para atingir o ponto ótimo de Pareto, devido ao fato de as análises de exergia aliadas a características de estabilidade serem um meio vantajoso para otimização paramétrica de rotores de turbinas eólicas. Por meio da análise de exergia, é possível avaliar a eficiência e também o desperdício de energia de determinado processo. A metodologia consistiu em analisar através a segunda lei da termodinâmica algumas famílias de aerofólios projetados pelo NREL, afim de se obter um balanço de

exergia útil e dissipada, e calcular a eficiência do processo com base neste parâmetro. Os parâmetros do fluido para calcular a exergia foram obtidos através de simulação numérica utilizando as equações do modelo RANS, com modelo de turbulência $k-\omega$ SST. A exergia útil foi calculada com base na exergia de sustentação do aerofólio. Selecionada a melhor família de aerofólios, o trabalho procedeu para a otimização do perfil destes aerofólios, realizando uma otimização através do algoritmo MOGA (*Multi-Objective Genetic Algorithm*), modelando a exergia do aerofólio através de redes neurais. As funções objetivo foram a eficiência de exergia e a solidez da seção do aerofólio, que deveriam ser maximizadas; e também a energia dissipada, que deveria ser minimizada. O algoritmo utilizava como variáveis de projeto o comprimento de corda e o ângulo de torção para várias seções do aerofólio. O resultado do processo forneceu alguns perfis de pá, e foram analisados o coeficiente de pressão de três perfis obtidos através deste método, comparando-os com perfis de aerofólio projetados através de métodos convencionais. Os perfis obtidos através do processo de otimização entregaram coeficientes de potência superiores aos perfis obtidos com métodos convencionais, para valores de TSR entre 0 e 10. Os autores concluem que o conjunto ótimo de Pareto obtido através do processo de otimização por algoritmo de redes neurais representou uma seleção benéfica entre mais eficiência e solidez e menos desperdício de energia. Os cálculos do coeficiente de pressão confirmaram a efetividade das pás geradas através do método de otimização através da segunda lei da termodinâmica utilizando análise exergética.

Mohammadi, M. , Mohammadi, A. e Farahat[22] estudaram a otimização de uma turbina eólica de eixo horizontal, com objetivo de melhorar a entrega de energia desta tecnologia, para que fosse possível aplicá-la no Irã, cuja demanda por energia elétrica é crescente e ainda bastante dependente de combustíveis fósseis. Devido ao fato do país em questão possuir baixas velocidades de vento, a melhora do desempenho das turbinas eólicas é fundamental para viabilizar a tecnologia no local. A metodologia utilizada consistiu em realizar o procedimento de otimização em turbinas de 7 diâmetros diferentes. A função objetivo a ser maximizada foi o torque da turbina, e as variáveis de projeto a serem modificadas foram o tipo de aerofólio, ângulo de ataque e comprimento da corda, para várias seções da pá do rotor. O número de pás, velocidade do vento, ângulo de incidência do vento e tamanho das pás foi mantido constante durante o cálculo. O torque e os outros parâmetros variáveis foram calculados através da teoria de elemento de pá. O algoritmo parte de um projeto inicial, faz o cálculo do torque, verifica se é ótimo e, posteriormente, modifica as variáveis de projeto, dando origem a uma nova pá para cada seção do aerofólio e realizando o procedimento novamente. A validação consistiu em realizar o procedimento para uma turbina instalada com dados operacionais disponíveis. A pesquisa apresentou um aumento de até 25% no torque gerado, em comparação com o torque gerado pela a geometria inicial das pás. O tipo do aerofólio para o rotor otimizado não se manteve constante ao longo de toda a pá, sendo este modificado ao longo da seção. O mesmo

ocorre com o ângulo de ataque. 3 aerofólios diferentes foram selecionados ao longo do comprimento das pás das turbinas de médio porte. Para a turbina de pequeno porte que foi testada, o tipo do aerofólio se manteve constante ao longo de todo o comprimento da pá. Os autores concluem que isso ocorre devido à variações da condição do escoamento ao longo do diâmetro do rotor, ocasionando variações no número de Reynolds nas turbinas de médio porte. O efeito da otimização do comprimento da corda também foi relevante, já que, testando o método sem esta variável, o ganho no torque foi menor, e, portanto, esta variável deve ser considerada em trabalhos sobre otimização de turbinas eólicas de eixo horizontal.

Shen et al.[23] estudaram a otimização multi-objetivo de uma turbina eólica de eixo horizontal de pequeno porte, com os objetivos de aumentar a captação anual de energia para uma velocidade média do vento de 10 m/s, reduzir a força de empuxo na turbina e promover uma rápida aceleração da turbina estacionária até a rotação nominal de funcionamento. Uma função foi utilizada para atribuir um peso a cada um destes objetivos para o procedimento de otimização. As variáveis de projeto foram a distribuição da corda, o ângulo de torção do perfil da pá, e os ângulo de *sweep* e flexão na direção axial. A potência da pá e o empuxo foram calculados através da teoria de superfície de sustentação (*lifting surface theory*), e um algoritmo genético foi utilizado para conduzir a otimização, e o método foi validado através de comparação com resultados experimentais do coeficiente de empuxo e da estrutura da esteira. O processo de otimização resultou em um aumento de 5,76% na captação anual de energia, com uma redução de 2,2% no coeficiente de empuxo, além de um desempenho muito melhor com relação à aceleração da inércia até a velocidade nominal de rotação.

R.L.U. Pinto e Gonçalves[24] estudaram uma análise teórica de otimização de turbinas eólicas baseadas nas teorias de elemento de pá (BEM, *Blade Element Momentum*) incluindo efeitos de arrasto, a fim de verificar a possibilidade de se atingir o limite de Betz para o fator de indução axial, ou verificar o máximo fator de indução axial possível de se atingir. A metodologia da pesquisa foi analítica, desenvolvendo-se as equações da teoria de elemento de pá para formular um problema de otimização multi-objetivo com restrições de igualdade e desigualdade. A solução do problema de otimização restrita se deu pelas condições de Kuhn Tucker, que são condições necessárias para um determinado vetor de variáveis de projeto ser o vetor ótimo que minimiza a função objetivo em questão. A função objetivo a ser minimizada é o negativo da função do coeficiente de potência, o que significa que minimizar esta função implica em maximizar a função do coeficiente de potência, e, portanto, otimizar o desempenho a turbina. A inovação do estudo foi considerar os efeitos do coeficiente de arrasto. Os resultados mostraram que o coeficiente de arrasto fazem uma diferença relevante nos fatores de indução tangencial e axial, conseqüentemente afetando o coeficiente de potência máximo da turbina. Apresentam também como resultado um diagrama que permite estimar o coeficiente de potência máximo e a condição ótima de

operação de uma turbina eólica de eixo horizontal através do quociente entre o coeficiente de sustentação e arrasto do aerofólio. Os autores concluem que, mesmo se não considerar o arrasto, o limite de Betz para o fator de indução não pode ser atingido, e corroboram o fato de que o desempenho ótimo deve ocorrer em uma situação onde a razão entre os coeficientes de arrasto e sustentação seja a menor possível (embora intuitivo, isto não havia sido demonstrado formalmente). Também foi possível encontrar uma equação do quarto grau para o fator de indução ótimo.

2.2.2 Revisão sobre efeito *sweep* em Turbinas Eólicas de Eixo Horizontal

Nesta seção, é conduzida uma revisão da literatura a respeito do efeito *sweep* aplicado em Turbinas Eólicas de Eixo Horizontal, e sua influência no desempenho da máquina. Os resultados obtidos neste trabalho poderão ser, posteriormente, comparados aos resultados obtidos pelos autores citados nesta seção.

Verelst e Larsen[25] estudaram a influência da aplicação deste efeito em uma turbina de referência de 5MW do NREL, regulada por arfagem (*pitch regulated*), a fim de se investigar o que ocorre com a fadiga na raiz da pá, e com cargas extremas. O efeito foi aplicado através de lei de potência. O efeito *sweep* para trás fez com que a turbina sofresse torção em direção ao escoamento incidente (reduzindo o ângulo de ataque) quando as tensões estavam em um dado patamar, enquanto que o *sweep* para frente fez o oposto (aumentando o ângulo de ataque). O estudo foi numérico, e as simulações foram feitas através do código HAWC2, um simulador aeroelástico do laboratório dinamarquês Risø. Foram analisadas 121 variantes de pás, com diferentes intensidades de *sweep* e formatos de curvatura da pá. Para os cálculos de fadiga, uma distribuição de Rayleigh foi utilizada para estimar a probabilidade de velocidades de vento. Sobre as cargas de fadiga, para *sweep* para frente, os autores observaram que a fadiga por flexão na direção axial aumenta, enquanto que, para o *sweep* para trás, ela cai até cerca de 10%. As cargas na direção circunferencial aumentam de 2% a 6% para os dois tipos de *sweep*. Ambos efeitos afetaram dramaticamente a carga de torção, com a carga de fadiga por torção chegando a aumentos de até 400% dependendo da configuração.

Para cargas máximas de flexão na direção axial, o *sweep* para trás permitiu redução de até 15% , enquanto que a carga na direção circunferencial teve um aumento de até 6%, e a carga máxima de torção teve aumentos que chegaram a até 300% em casos mais extremos.

Sobre a geração de potência, os autores identificaram uma produção um pouco menor de potência para as turbinas com *sweep* para trás, devido ao fato de elas terem ângulos de ataque menores (devido à torção em direção ao vento ao sofrerem cargas), mas ressaltam que o projeto da turbina poderia ser modificado para posicionar os aerofólios em um ângulo de ataque adequado para as turbinas com *sweep*.

Ashwill et al.[26] desenvolveram uma turbina eólica de eixo horizontal com ângulo de *sweep*, intitulada STAR (*Sweep Twist Adaptive Rotor* - Rotor adaptativo com torção e *sweep*), a fim de se melhorar o desempenho deste tipo de turbina em regiões com baixas velocidades de vento, já que estas regiões com velocidades de vento médias de 5,8 m/s são abundantes nos Estados Unidos. Uma pá com efeito *sweep* é mostrada na figura 9. A ideia da aplicação deste efeito seria poder melhorar a potência, além de reduzir os esforços na direção axial, através de um controle passivo, onde a pá sofreria torção em cargas extremas, reduzindo o ângulo de ataque e, conseqüentemente, os esforços aerodinâmicos.

Os autores partiram de uma geometria inicial, e alteraram parâmetros dos aerofólios, afim de desenvolver o modelo final da turbina. Simulações numéricas foram realizadas para prever a potência da turbina, e também para fazer análise estrutural e, posteriormente, a turbina foi fabricada e testada experimentalmente, em Tehachapi, nos Estados Unidos. O resultado foi que a turbina com *sweep* pôde ter o diâmetro elevado de 48m para 54m, mantendo-se praticamente as mesmas tensões do modelo inicial de 48m. Além disso, a potência gerada pela turbina aumentou entre 10% e 12%.

Amano et al.[28] estudaram o efeito da variação do ângulo de *sweep* no desempenho de uma turbina eólica de eixo horizontal, com relação a potência gerada, nível de ruído e análise estrutural. A metodologia empregada foi numérica, através de análise utilizando CFD, com modelo de turbulência $k-\omega$ SST, sendo o modelo validado através de dados experimentais. Os autores trouxeram como resultado que a turbina com ângulo de *sweep* gerou entre 7 e 10% a mais de potência para baixas velocidades de vento (entre 5 e 12 m/s), enquanto que, para velocidades maiores, a turbina com eixo de torção retilíneo gerou entre 7% e 15% a mais de potência. Além disso, a análise modal mostrou uma frequência natural 11% menor no caso da turbina com ângulo de *sweep*. Os autores concluem que a turbina com ângulo de *sweep* gera mais potência em baixas velocidades devido ao fato de apresentar menores pressões de estagnação no bordo de ataque devido ao formato mais aerodinâmico, quando não há separação da camada limite. Em velocidades mais altas, onde há separação, a turbina com eixo reto apresenta menores pressões na região próxima ao bordo de fuga, e produz mais potência. A análise modal também indica menores níveis de ruído na turbina com ângulo de *sweep*.

Larwood, van Dam e Schow[27] estudaram a influência do efeito do ângulo de *sweep* com relação ao eixo de torção na produção de energia e nos carregamentos, para três Turbinas Eólicas de Eixo Horizontal, afim de aprimorar o conhecimento a respeito da possibilidade de se usar turbinas com este efeito para aumentar a produção anual de energia, e também aumentar a vida útil do rotor. A metodologia empregada foi numérica, utilizando o código CurveFAST, do NREL, para obter os parâmetros de geração de energia e resultados aerodinâmicos da turbina, e também para calcular os carregamentos e as tensões induzidas nas pás. O modelo CurveFAST foi verificado através do modelo



Figura 9 – Turbina de Eixo Horizontal do rotor STAR, com efeito *sweep* nas pás, em Tehachapi, EUA.

Fonte: LARWOOD, VAN DAM e SCHOW[27]

STAR7D, que é um modelo utilizado pela equipe de desenvolvimento do rotor STAR para o Departamento de Energia dos Estados Unidos. O parâmetro de *sweep* da ponta das pás foi variado de -15% a 15% . O *sweep* não foi aplicado a toda a extensão das pás devido à complexidade de fabricação de pás projetadas desta maneira. O efeito da variação do *sweep* foi verificado para a produção de energia e tensões induzidas. Três modelos base de turbinas foram utilizados para a pesquisa, de 1,5 MW; 3 MW e 5 MW. Os autores apresentam como resultados que o *sweep* para trás (direção tangencial oposta à direção de rotação da turbina) reduz a tensão devido à flexão nas pás em até 3%, reduzindo também a carga de fadiga e aumentando a vida útil, enquanto que um ângulo negativo aumenta a tensão no mesmo valor. Um ângulo de *sweep* negativo aumenta levemente a energia gerada (em torno de 1,5%), enquanto que o ângulo positivo manteve a energia gerada praticamente constante. Realizando uma análise de escala, aumentando o tamanho do

rotor com o objetivo de obter um aumento na energia gerada de 5%, os autores concluem que, acrescentando o ângulo de *sweep* na ponta da pá, foi possível aumentar o tamanho do rotor, sem afetar de maneira significativa a tensão induzida devido a flexão, e também a carga de fadiga, sendo este o maior benefício de se acrescentar o ângulo na ponta das pás.

Khalafallah, Ahmed e Eman[29] estudaram o efeito de diferentes efeitos de *sweep* no desempenho de uma turbina eólica de eixo horizontal. A metodologia empregada foi numérica, utilizando CFD através do programa Ansys Fluent[®], em regime permanente através do modelo RANS, com modelo de turbulência $k-\omega$ SST. O estudo consistiu em comparar o desempenho de turbinas com efeito *sweep*, e também com curvatura diedral (ou seja, na direção axial), utilizando parametrizações desenvolvidas por três diferentes autores. Os autores obtiveram como resultado uma melhora do coeficiente de potência adimensional para as turbinas com curvatura diedral a jusante (no sentido do escoamento), porém, isso ocasionou em um aumento na força de empuxo axial sofrida pela turbina.

Kaya et al.[30] estudaram o desempenho de turbinas eólicas de eixo horizontal com efeito *sweep* nas pás, em comparação com uma turbina base pré existente, afim de comparar o desempenho da turbina com este efeito em relação à turbina sem ângulo de *sweep*. A metodologia consistiu em utilizar uma turbina desenvolvida pela Universidade de Ciência e Tecnologia da Noruega (NTNU), e aplicar o efeito *sweep* nas pás, através de equações desenvolvidas pelos autores, e rodar simulações numéricas utilizando o Ansys Fluent[®] para analisar os coeficientes de potência e de empuxo das pás modificadas. O ângulo foi aplicado nas pás começando em diferentes pontos da corda, e também foram utilizados diferentes ângulos, tanto projetados na direção de rotação (ângulos positivos, para frente), quanto na direção contrária. Após as simulações, os autores apresentam como resultados que foi obtido um aumento máximo no coeficiente de potência de 2,9% utilizando um ângulo positivo, e que as turbinas com ângulo *sweep* positivos apresentaram um pequeno aumento no coeficiente de potência. As turbinas com ângulo negativo (na direção oposta do escoamento) apresentaram coeficientes de potência ligeiramente menores do que as turbinas base além de redução no coeficiente de empuxo, aliviando os esforços na estrutura da turbina. Os autores concluem que é possível obter melhor desempenho através da introdução do efeito *sweep* nas pás do rotor da turbina, e concluem que uma razão que pode explicar o aumento de potência das turbinas com ângulos positivos é a redução na força radial, que faz com que o tubo de corrente fique menor, aumentando a velocidade em que o ar passa pelo rotor.

3 Fundamentos Teóricos

Neste capítulo, serão apresentados alguns conceitos teóricos fundamentais para a análise de escoamentos, em referenciais inerciais e não-inerciais (caso muito comum de turbomáquinas), além de conceitos fundamentais específicos sobre a extração de energia de uma turbina eólica. O trabalho consiste em analisar as características do escoamento ao redor de turbinas eólicas e otimizar o desempenho de uma turbina eólica de eixo horizontal, através da introdução dos efeitos *sweep*. As grandezas de interesse da turbina serão calculadas através da Dinâmica dos Fluidos Computacional (DFC), mais conhecida pela sua sigla em inglês, CFD, pois trata-se de uma metodologia barata (se comparada à metodologia experimental) e confiável, bastante utilizada na literatura, pela maior parte dos autores citados no capítulo 2. Além do custo mais baixo do CFD em relação a um ensaio experimental, tem-se, entre outras vantagens, segundo Versteeg e Malalasekera[31] a redução do tempo de preparo do esquema de ensaios, e também de novos modelos, capacidade de estudar sistemas onde experimentos controlados são difíceis de se fazer, capacidade de se estudar sistemas em condições perigosas e em condições além dos limites de desempenho, e um nível de detalhes praticamente ilimitado. No caso deste trabalho, como a pá será modificada sucessivas vezes, torna-se extremamente conveniente o uso da técnica da dinâmica dos fluidos computacional, tendo em vista que é muito simples mudar a geometria da pá e realizar a simulação.

A primeira parte do trabalho consiste em realizar a validação do modelo computacional, para que se possa ter confiança nos resultados e no procedimento de otimização. Nesta etapa, também serão realizadas análises locais e globais do escoamento ao redor da pá, para diferentes velocidades do vento, e será realizado o critério de independência de malha.

Os dados experimentais foram retirados de Hand et al.[7]

3.1 Equações de conservação

O trabalho é baseado na metodologia de dinâmica dos fluidos computacional, amplamente utilizada para trabalhos com turbinas eólicas, como exposto na revisão bibliográfica. Segundo White[32] a análise de pequena escala, ou análise diferencial, consiste na aplicação das leis básicas de conservação para um volume infinitesimalmente pequeno.

A técnica dos volumes finitos consiste em subdividir o domínio em volumes de controle discretos, e assim, discretizar as equações que governam o escoamento em cada volume de controle. Para se ter as equações discretizadas em cada nó, é preciso utilizar

uma técnica de aproximação da distribuição de propriedades ao redor dos nós. Sendo assim, serão utilizadas as leis básicas de conservação da mecânica dos fluidos, aplicadas em volumes pequenos, que por sua vez, serão discretizadas e resolvidas através de uma aproximação, que irá gerar um sistema de equações algébricas que será resolvido computacionalmente. Sendo assim, serão apresentadas, primeiramente, as equações de conservação.

A equação diferencial da conservação da massa é:

$$\frac{\partial \rho}{\partial t} + \frac{\partial(\rho u_i)}{\partial x_i} = 0 \quad (3.1)$$

sendo ρ a massa específica, e u_i representando o componente na velocidade na i -ésima, sendo $i = 1, 2$ e 3 correspondendo, respectivamente, a u , v e w , que são os componentes nas direções x , y e z da velocidade. Se o escoamento é incompressível, a equação se reduz a:

$$\frac{\partial u_i}{\partial x_i} = 0 \quad (3.2)$$

A segunda equação de conservação, é da quantidade de movimento linear, que, para fluidos Newtonianos, é conhecida como equação de Navier-Stokes:

$$\rho g_i - \frac{\partial p}{\partial x_i} + \mu \left(\frac{\partial u_i}{\partial x_j} + \frac{\partial u_j}{\partial x_i} \right) = \rho \frac{\partial u_i}{\partial t} + u_j \frac{\partial u_i}{\partial x_j} \quad (3.3)$$

onde μ é a viscosidade, p é a pressão e g a aceleração da gravidade. De acordo com o manual teórico do Ansys Fluent[®] [33], pode ser incluída uma força adicional \vec{F} no lado esquerdo da equação 3.3, indicando forças externas.

As equações de conservação podem ser escritas para uma propriedade qualquer. Seja ϕ uma propriedade escalar qualquer (pode ser, por exemplo, a velocidade u , na direção de x , temperatura, etc). A equação de transporte pode ser escrita da seguinte forma:

$$\frac{\partial(\rho\phi)}{\partial t} + \frac{\partial\rho\phi u_i}{\partial x_i} = \Gamma \frac{\partial^2\phi}{\partial x_i^2} + S_\phi \quad (3.4)$$

onde Γ é o coeficiente de difusão (por exemplo, a viscosidade) e S_ϕ é o termo fonte. Os termos da equação 3.4 são, na ordem, a variação temporal da propriedade ϕ ; a variação convectiva do termo ϕ ; a taxa de aumento de ϕ por difusão e, o último termo, a taxa de aumento de ϕ devido ao termo fonte.

Embora o escoamento ao redor de um corpo rotativo (neste caso, uma turbina) seja sempre de natureza transiente, será utilizada na metodologia deste trabalho a técnica do Domínio Referencial Não Inercial, conhecido por MRF. Através desta técnica, a solução pode ser modelada em regime permanente com relação ao referencial não inercial rotativo. O uso desta técnica trata alguns fenômenos de natureza transitória, como o desprendimento de vórtices, de maneira permanente, isto é, *captura* uma média destas propriedades. Para os objetivos deste trabalho, serão necessários os valores médios

do torque ao longo da rotação da pá, e, assim sendo, a técnica do escoamento permanente em referencial não inercial é capaz de fornecer esta estimativa. Além disso, o uso de escoamento em regime transitório para o procedimento de otimização inviabilizaria a integração com algoritmo de otimização, já que exigiria um tempo computacional muito maior do que uma abordagem puramente em regime permanente.

3.2 Obtenção do Coeficiente de Potência e o Limite de Betz

Uma turbina eólica é uma máquina projetada para extrair energia do vento e transformá-la em trabalho de eixo. Todos os conceitos apresentados nesta seção vêm da análise contida no capítulo 3, de Burton et al.[1].

O conceito do disco atuador elucidada equações sobre o escoamento em torno de um disco que extrai energia de um escoamento de ar, sem entrar em detalhes a respeito de como a energia é extraída. Se o escoamento for imaginado como um tubo de corrente, a presença da turbina faz com que o escoamento desacelere gradualmente, fazendo com que o tubo de corrente sofra uma expansão, como resultado desta desaceleração. Ao passar pelo disco atuador, como é extraída energia do escoamento, a pressão cai e o ar prossegue, na região da esteira, com pressão e velocidade mais baixos do que na corrente livre, até que, finalmente, a pressão na esteira retorne ao nível da pressão atmosférica, ao custo de energia cinética. A figura 10 mostra um esquema do escoamento ao longo de um disco atuador. Assim, pela equação da continuidade (4.9)

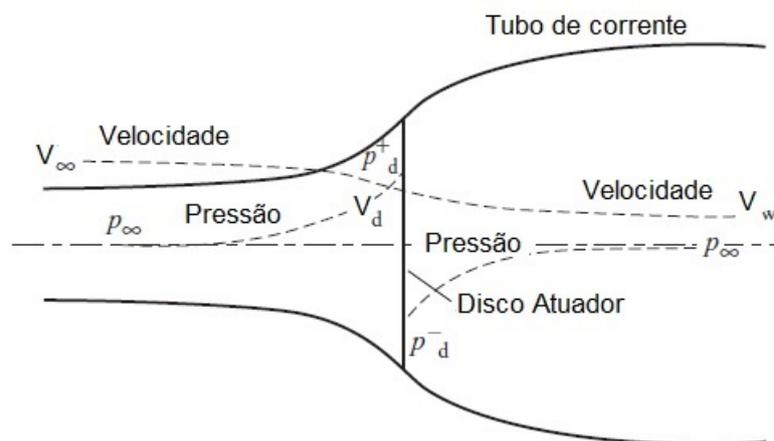


Figura 10 – Conceito do Disco Atuador
Fonte: BURTON et al. [1]

$$\rho A_\infty V_\infty = \rho A_d V_d = \rho A_w V_w \quad (3.5)$$

sendo A a área do tubo de corrente em cada região, e V_∞ e p_∞ se referem, respectivamente, à velocidade e à pressão não perturbados (distante do disco atuador, e longe dele),o

subscrito d se refere ao disco e w se refere à esteira, região após o disco atuador. Como mencionado anteriormente, o disco atuador induz uma desaceleração no escoamento, que deve ser sobreposta à velocidade da corrente livre, na forma de um componente negativo de velocidade que será somado à velocidade da corrente livre, assim, o componente desta velocidade induzida é dado por $-aV_\infty$, onde a é o chamado **fator de indução do escoamento axial**. Assim, a velocidade resultante no disco atuador é dada por:

$$V_d = V_\infty(1 - a) \quad (3.6)$$

Da equação da conservação da quantidade de movimento linear na direção axial para o disco atuador da figura 10, considerando que a força exercida na direção axial é função apenas da pressão, tem-se que

$$(p_d^+ - p_d^-)A_d = (V_\infty - V_w)\rho A_d V_\infty(1 - a) \quad (3.7)$$

O termo $\rho A_d[V_\infty(1 - a)]$ equivale a $\rho A_d V_d$ e representa o fluxo mássico que passa pelo disco atuador. O cálculo da diferença de pressão será realizado utilizando-se a equação de Bernoulli duas vezes, uma entre o escoamento da corrente livre e o disco, e outra entre o disco e a região da esteira após o disco. Assim, considerando pressão atmosférica na corrente livre e fluido incompressível e escoamento horizontal (sem diferença de cotas de altura), a equação de Bernoulli entre a corrente livre e a entrada do disco:

$$\frac{1}{2}\rho V_\infty^2 + p_\infty = \frac{1}{2}\rho V_d^2 + p_d^+ \quad (3.8)$$

De maneira similar, aplicando a equação entre a saída e um ponto longe na região da esteira, considerando que a pressão neste ponto já terá se igualado à pressão atmosférica:

$$\frac{1}{2}\rho V_w^2 + p_\infty = \frac{1}{2}\rho V_d^2 + p_d^- \quad (3.9)$$

subtraindo 3.9 de 3.8 para calcular a diferença de pressões no disco, chega-se a:

$$(p_d^+ - p_d^-) = \frac{1}{2}\rho(V_\infty^2 - V_w^2) \quad (3.10)$$

Aplicando este diferencial de pressões na equação 3.7:

$$\frac{1}{2}\rho(V_\infty^2 - V_w^2)A_d = (V_\infty - V_w)\rho A_d V_\infty(1 - a) \quad (3.11)$$

Que, manipulando, fornece a relação:

$$V_w = (1 - 2a)V_\infty \quad (3.12)$$

A taxa de trabalho da força realizada pelo disco atuador é dado por FV_d e a força no disco é dada pela equação 3.7, e a velocidade V_d pela equação 3.6. Desta forma, a potência que o disco extrai do ar é dada por:

$$P = FV_d = 2\rho A_d V_\infty^3 a(1 - a)^2 \quad (3.13)$$

Aqui, definir-se-à o coeficiente de potência como a razão entre a potência extraída pelo disco atuador e a potência presente no escoamento se não houvesse o disco atuador. Este coeficiente é denominado C_p

$$C_p = \frac{P}{\frac{1}{2}\rho V_\infty^3 A_d} \quad (3.14)$$

Substituindo 3.13 em 3.14, chega-se à:

$$C_p = 4a(1 - a)^2 \quad (3.15)$$

Para encontrar o valor do fator de indução axial a que maximiza o C_p , deriva-se a equação 3.15 em relação a a e iguala-se a derivada a zero:

$$\frac{dC_p}{da} = 4(1 - a)(1 - 3a) \quad (3.16)$$

A derivada possui raízes em $a = 1$, que seria a ausência do disco atuador, e $a = 1/3$. Assim, $a = 1/3$ será o valor do fator de indução que maximiza o coeficiente de potência. Substituindo este valor para a na equação 3.15, obtém-se:

$$C_p = \frac{16}{27} = 0,593 \quad (3.17)$$

Este valor é conhecido como **Limite de Betz**, e possui o significado físico de que o máximo valor que o coeficiente de potência pode assumir é de 0,593; e isto ocorre devido ao fato de o tubo de corrente precisar se expandir à montante da turbina e, portanto a área transversal do tubo na região distante da turbina é menor do que a área do disco, e nenhuma turbina eólica livre (não carenada) é capaz de exceder este limite. Outra definição importante comumente utilizada em trabalhos sobre turbinas eólicas é a razão de ponta de pá, conhecida por sua sigla em inglês, TSR, e que relaciona a velocidade tangencial da ponta da pá à velocidade da corrente livre. A razão de ponta de pá é definida por :

$$\lambda = \frac{\Omega r}{V_\infty} \quad (3.18)$$

sendo λ a razão de ponta de pá, Ω a velocidade angular da turbina e r o raio da turbina

3.3 Curvas de Desempenho de Turbinas Eólicas de Eixo Horizontal

Como mostrado na seção anterior, o limite de Betz estabelece o máximo coeficiente de potência teórico que pode ser atingido por um dispositivo que retira energia do escoamento, e este limite é alcançado para um fator de indução de 1/3. Uma curva típica de C_p versus razão de ponta de pá (λ) é apresentada na figura 11

Sobre o pico de coeficiente de potência de uma turbina eólica de eixo horizontal, Burton et al.[1] salienta:

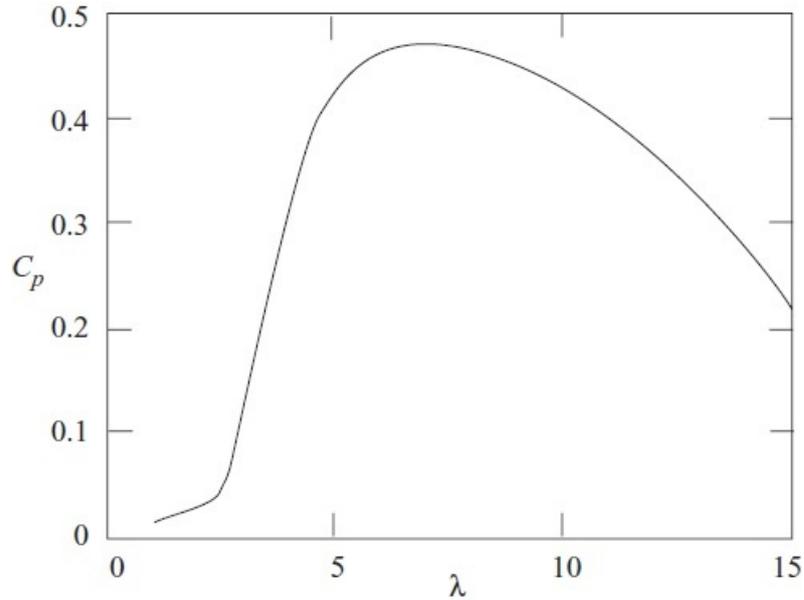


Figura 11 – Curva típica de C_p versus λ para uma Turbina Eólica de Eixo Horizontal
Fonte: BURTON et al. [1]

O máximo coeficiente de potência ocorre em uma razão de ponta de pá na qual o fator de indução axial a , que, de modo geral, varia com o raio, seja o mais próximo do limite de Betz (Burton et al. [1]).

É importante ressaltar também que o valor mais elevado de C_p normalmente ocorre em condições onde o escoamento está completamente colado. Nas condições de TSR muito baixos ou muito elevados, o ângulo de ataque é mais elevado, provocando descolamento da camada limite (ou estol), fazendo com que o coeficiente de potência caia. Porém, nas turbinas com regulagem de potência por estol, como no caso da turbina ensaiada e descrita na seção 2.1, o projeto é feito para que o escoamento não fique totalmente colado, para uma faixa de velocidades de vento, afim de se manter a geração de potência aproximadamente constante, e também não sobrecarregar a estrutura da turbina em altas velocidades de vento. Desta forma, é esperado que a curva de $C_p \times \lambda$ desta turbina possua um pico de coeficiente de potência mais baixo.

As curvas de C_p versus λ são úteis para analisar o desempenho de turbinas variando-se a rotação para uma mesma velocidade do vento. Mas, no caso oposto, em que a rotação se mantém constante e a velocidade do vento varia, há outro conceito útil citado por Burton et al. [1] que será definido aqui é o K_p , que é definido como o coeficiente de potência baseado na velocidade de ponta de pá

$$K_p = \frac{P}{\frac{1}{2}\rho(\Omega R)^3 A_d} = \frac{C_p}{\lambda^3} \quad (3.19)$$

3.4 Método dos Volumes Finitos

Retomando a equação 3.4, que se refere a uma equação de transporte para uma propriedade qualquer. A integração da equação 3.4 em um volume de controle tridimensional é um passo chave para o método dos volumes finitos Versteeg e Malalasekera[31]. A integração sobre um volume de controle da equação 6 fica na forma:

$$\int_{VC} \frac{\partial(\rho\phi)}{\partial t} dV + \int_{VC} \nabla \cdot (\rho\phi\vec{V}) dV = \int_{VC} \nabla \cdot (\Gamma \nabla\phi) dV + \int_{VC} S_\phi dV \quad (3.20)$$

Utilizando o teorema da divergência de Gauss, que enuncia que, para um dado vetor $\vec{\phi}$ qualquer:

$$\int_{VC} \nabla \cdot \vec{\phi} dV = \int_A \vec{n} \cdot \vec{\phi} dA \quad (3.21)$$

onde S_ϕ indica o termo fonte da propriedade ϕ , \vec{n} o vetor normal ao elemento de área dA . A área dA se refere ao somatório das áreas que fazem a fronteira do volume de controle, enquanto que o componente $\vec{a} \cdot \vec{n}$ representa a componente do vetor \vec{a} na direção normal a superfície. Aplicando o teorema na equação 3.20, nos termos convectivo e difusivo, obtém-se:

$$\int_{CV} \frac{\partial(\rho\phi)}{\partial t} + \int_A \vec{n} \cdot (\rho\phi\vec{V}) dA = \int_A \vec{n} \cdot (\Gamma \nabla\phi) dA + \int_{CV} S_\phi \quad (3.22)$$

As integrais de área podem ser resolvidas nas faces de um volume de controle. Para um volume de controle fixo, o termo $\int_{CV} \frac{\partial(\rho\phi)}{\partial t}$ sai da equação, e o termo $\int_A \vec{n} \cdot (\rho\phi\vec{V}) dA$ representa o fluxo convectivo líquido de ϕ . O primeiro termo à direita $\int_A \vec{n} \cdot (\Gamma \nabla\phi) dA$ representa o fluxo difusivo líquido de ϕ , enquanto que o termo fonte representa a geração ou destruição de ϕ no volume de controle. Essas integrais, por sua vez, são resolvidas numericamente através de um esquema de discretização. No caso deste trabalho, o esquema de discretização utilizado foi o esquema a montante de primeira ordem¹. Estes esquemas são adequados para escoamentos fortemente convectivos (o que é o caso do escoamento tratado neste trabalho), já que leva em conta a direção do escoamento na avaliação das propriedades. Neste esquema, para a propriedade qualquer ϕ , o valor de ϕ em uma determinada face do volume de controle será equivalente ao valor de ϕ no nó anterior a montante. Desta forma, é obtido um sistema de n equações e n variáveis para ϕ , sendo n o número de elementos da malha. As variáveis do sistema serão os valores de ϕ em cada nó. Existem outros esquemas de discretização, mas estes esquemas não serão abordados neste trabalho. Detalhes a respeito destes podem ser encontrados no livro de Versteeg e Malalasekera[31], capítulo 5.

3.5 Equações no referencial não-inercial

Para o escoamento no referencial não inercial, define-se a velocidade relativa. Seja Ω a velocidade de rotação da turbina eólica, \vec{W} a velocidade relativa e \vec{V}_0 a velocidade do

¹ mais conhecido pelo nome original em inglês *first order upwind*

referencial não inercial (que, neste caso, irá apenas rotacionar em torno do eixo da máquina, caso típico de turbomáquinas). Neste caso, a velocidade relativa \vec{W} (ou velocidade aparente) é definida como:

$$\vec{W} = \vec{V} - \vec{V}_0 \quad (3.23)$$

A figura 12 mostra o sistema de referenciais utilizados. Seja \vec{R}_0 o vetor posição da origem

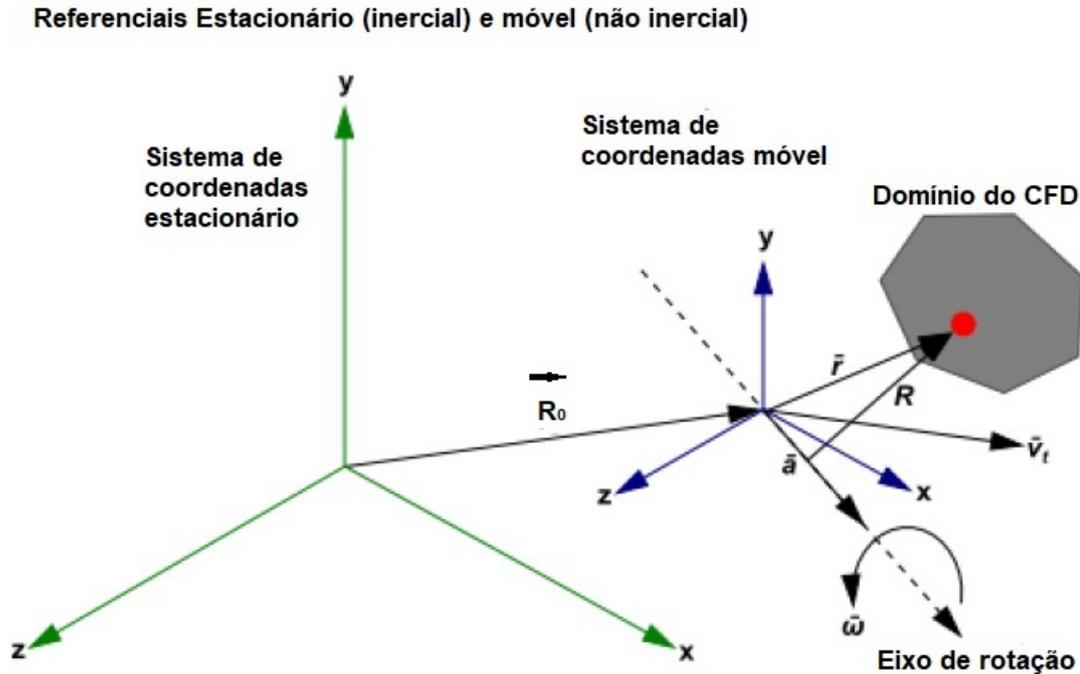


Figura 12 – Referenciais estacionário (inercial) e móvel (não inercial).

Fonte: Ansys Fluent Theory Guide 15 [33]

do referencial não inercial, \vec{r} o vetor posição de um ponto qualquer com relação ao referencial não inercial e \vec{R}_p o vetor posição deste mesmo ponto no referencial inercial. Por soma de vetores, tem-se que

$$\vec{R}_p = \vec{R}_0 + \vec{r} \quad (3.24)$$

Sendo \hat{R}_0 e \hat{r} os versores dos vetores correspondentes, pode-se escrever a equação 3.24 da forma

$$\vec{R}_p = R_0 \hat{R}_0 + r \hat{r} \quad (3.25)$$

O versor \hat{r} não é constante em relação ao referencial inercial, pois ele rotaciona solidariamente ao referencial não inercial. Pode-se demonstrar que um vetor de módulo constante com rotação constante dada pelo vetor $\vec{\Omega}$ possui derivada igual ao vetor rotação $\vec{\Omega}$, multiplicado pelo próprio vetor de módulo constante. Assim, a derivada de \vec{r} é dada por $\vec{\Omega} \times \vec{r}$. Portanto, a derivada do vetor posição, que resulta na velocidade da partícula é dada por:

$$\vec{V} = \frac{D\vec{R}_p}{Dt} = \frac{D\vec{R}_0}{Dt} + \vec{W} + (\vec{\Omega} \times \vec{r}) \quad (3.26)$$

Como a máquina apenas rotaciona, sem movimento de translação, o termo $\frac{D\vec{R}_0}{Dt}$ é nulo. Derivando pela segunda vez, para obter o termo $\frac{D\vec{v}}{Dt}$, da equação da quantidade de movimento linear 3.3. Novamente, será usada a derivada de $\frac{D\hat{r}}{Dt}$. Derivando novamente:

$$\frac{d\vec{V}}{dt} = \frac{dW}{dt}\hat{r} + W(\vec{\Omega} \times \hat{r}) + \frac{d\vec{\Omega}}{dt} \times \vec{r} + \vec{\Omega} \times \frac{d\vec{r}}{dt} \quad (3.27)$$

A derivada $\frac{d\vec{r}}{dt}$ equivale a $\frac{Dr}{Dt}\hat{r} + \frac{D\hat{r}}{Dt}r$, e foi resolvida na equação 3.26, e resulta em $(\vec{\Omega} \times \vec{r}) + \vec{W}$. Como $W\hat{r} = \vec{W}$, segue:

$$\frac{d\vec{V}}{dt} = \frac{d\vec{W}}{dt} + (\vec{\Omega} \times \vec{W}) + \frac{d\vec{\Omega}}{dt} \times \vec{r} + \vec{\Omega} \times (\vec{\Omega} \times \vec{r}) + \vec{\Omega} \times \vec{W} \quad (3.28)$$

Assim, o termo $\frac{D\vec{V}}{Dt}$ da equação da quantidade de movimento pode ser escrito em termos da velocidade relativa, dentro do referencial não inercial. A equação 3.3 no referencial móvel fica:

$$-\nabla p + \rho g + \nabla \cdot \tau_{ij} = \rho \left[\frac{d\vec{W}}{dt} + \vec{W} \cdot (\vec{\nabla} \vec{W}) + 2(\vec{\Omega} \times \vec{W}) + \vec{\Omega} \times (\vec{\Omega} \times \vec{r}) + \left(\frac{d\vec{\Omega}}{dt} \times \vec{r} \right) + \vec{a}_0 \right] \quad (3.29)$$

sendo \vec{a}_0 a aceleração do referencial, que, para este problema, serão considerados nulos e irão desaparecer da equação, já que o rotor gira com velocidade constante. Desta forma, o escoamento será representado em regime permanente, com auxílio do referencial móvel. Este referencial será adotado na vizinhança do rotor, e uma interface será feita entre o referencial móvel e o referencial estacionário. Essa equação é utilizada pelo programa Ansys Fluent[®] no modo de referencial móvel.

4 Análise Numérica do campo de escoamento em Turbinas Eólicas de Eixo Horizontal

Neste capítulo, serão descritos os procedimentos utilizados para a realização da análise numérica do escoamento na Turbina Eólica de Eixo Horizontal, bem como a apresentação de alguns fundamentos teóricos a respeito da dinâmica dos fluidos computacional. Com base na literatura especializada, foram investigados os melhores procedimentos para a simulação em turbinas de eixo horizontal, em regime permanente.

Antes do desenvolvimento da revisão bibliográfica a respeito do tema, é necessário introduzir o conceito de lei de parede

4.1 Revisão em relação a metodologia numérica de outros trabalhos

Sobre a literatura citada no capítulo 2, serão destacados alguns modelos computacionais utilizados em outros trabalhos, a fim de se fazer uma revisão sobre as melhores práticas em simulações de turbinas eólicas de eixo horizontal.

Lanzafame, Mauro e Messina[8] utilizaram o Ansys Fluent[®], baseado no método dos volumes finitos, com equações RANS, com malha não estruturada tetraédrica de 19 milhões de elementos, posteriormente convertida em malha poliédrica de 9 milhões de elementos. O domínio computacional consistiu de um cilindro de $6m$ de raio na direção radial, e $10m$ de comprimento na direção axial. Foi modelado o rotor inteiro, com condição de contorno de simetria nas paredes laterais do cilindro. Para a turbulência, utilizaram os modelos $k-\omega$ SST de 2 equações, e o modelo Transicional de 4 equações, que consiste em um modelo baseado no $k-\omega$ SST, porém com duas equações adicionais: uma para a intermitência e outra para o número de Reynolds de transição. Este modelo foi calibrado pelos autores até que se chegasse a um modelo que funcionaria bem para a aplicação em questão. Os esquemas de discretização utilizados foram os esquemas à montante de segunda ordem (*Second Order Upwind*), e o escoamento foi resolvido em regime permanente utilizando a técnica do MRF (abordada no capítulo 3, seção 3.1). O algoritmo de acoplamento entre pressão e velocidade foi o SIMPLE (do inglês, *Semi-Implicit Method for Pressure Linked Equations*). O modelo foi validado experimentalmente comparando-o com a turbina *NREL Phase VI*, tendo o modelo $k-\omega$ SST apresentado algumas imprecisões nas regiões com forte descolamento da camada limite (para altas velocidades de vento), enquanto que o modelo Transicional de 4 equações padrão não teve boa concordância,

porém, com a mudança dos parâmetros de correlação pelos autores, foi atingida uma boa concordância para todas as faixas de velocidade de vento, com erros na faixa de 5%.

Krogstad e Lund[11] utilizaram o programa Ansys Fluent[®], modelando um terço de um rotor de três pás, utilizando-se da condição de periodicidade. O domínio se estendeu por 4,5 D (diâmetros do rotor) do rotor a montante e 7,8 D a jusante. A distância do primeiro elemento em relação à parede foi determinada de modo a fornecer um valor de y^+ inferior a 5 em toda a superfície da pá. A malha utilizada foi estruturada na superfície da pá, com camada prismática, e não estruturada no restante do domínio. Foram analisados dois modelos de turbulência, sendo eles o $k - \epsilon RNG$ e o $k - \omega SST$. O $k - \omega SST$ obteve os melhores resultados, já que o $k - \epsilon RNG$ superestimou o arrasto em quase 30%, além de não prever corretamente a separação da camada limite. O algoritmo de acoplamento pressão velocidade foi o SIMPLER, com esquemas de primeira ordem (*upwind*) para as variáveis do campo de escoamento. A validação foi feita experimentalmente pelos próprios autores, apresentando boa concordância, especialmente próximo à condição nominal de operação.

Mo e Lee[10] utilizaram o programa Ansys Fluent[®] para simular o rotor do experimento *NREL Phase VI*. Foi simulado apenas metade do rotor de duas pás, impondo a condição de periodicidade. O domínio computacional foi constituído de um semi-cilindro, com um comprimento equivalente a 6 vezes o raio do rotor. A malha utilizada foi do tipo estruturada em todo o domínio. Para uma solução confiável dos gradientes de velocidade próximos à parede, foi fixada a distância do primeiro elemento em torno de 0,2 mm de distância da superfície da parede, o resultou num valor y^+ médio em torno de 7, considerando velocidade de 7m/s. O modelo de turbulência utilizado foi o $k - \omega SST$.

Amano et al.[28] realizaram a simulação também impondo a condição de periodicidade com a técnica do MRF, simulando apenas um terço do rotor de 3 pás. O tamanho do domínio se estendeu 100 metros a montante e 550 metros a jusante do rotor, com o rotor de 41,1 metros de diâmetro. Foi utilizada uma malha híbrida, sendo estruturada na vizinhança do rotor e não estruturada no resto do domínio. A resolução da camada limite foi feita de tal modo a garantir um valor de y^+ inferior a 5 em todo o domínio. O modelo de turbulência utilizado foi o $k - \omega SST$, e a validação foi feita comparando-se o valor da potência obtido através da análise numérica com os dados experimentais, reportando boa concordância, exceto na velocidade de 15 m/s, onde se dava o início da perda de sustentação, ou a instabilidade provocada pelo estol massivo. Houve uma diferença de 10% entre os dados experimentais e numéricos.

Elfarrá, Sezer-Uzol e Akmandor[19] utilizaram o programa NUMECA, para simular metade do rotor de duas pás do experimento *NREL Phase VI*, com condição de periodicidade e a técnica do MRF. A extensão do domínio semi-cilíndrico foi de 5 vezes o comprimento das pás tanto a montante como a jusante, e o diâmetro na direção ra-

dial com 7 vezes o comprimento da pá. Foi utilizada malha estruturada hexaédrica em todo o domínio, com o valor de y^+ entre 1 e 7. O modelo de turbulência utilizado foi o $k - \epsilon$ Launder-Sharma. Os termos convectivos foram modelados com esquemas de segunda ordem.

Make e Vaz[12] utilizaram o código ReFRESKO[®], com modelos de turbulência $k - \omega$ SST de duas equações e Spallart-Almaras de uma equação, esquema de discretização QUICK de segunda ordem para os termos convectivos e diferenças centrais de segunda ordem para os termos difusivos, também em regime permanente, com uso MRF. A malha foi feita mantendo-se y^+ menor que 1, e o menor tamanho de domínio validado se estendeu 10 diâmetros a montante, 20 diâmetros a jusante, e o diâmetro do "tunel" do domínio (direção radial) foi de 20 diâmetros do rotor. O algoritmo de acoplamento de pressão e velocidade foi o SIMPLE. Foi feita validação comparando os resultados com experimentos realizados na turbina denominada MSTW, e os resultados foram validados para uma faixa de TSR, tendo o modelo $k - \omega$ SST atingido melhor convergência com os resultados experimentais. Em altos valores de TSR (acima de 5), foram encontradas diferenças significativas com relação aos dados experimentais.

Khalafallah, Ahmed e Emam[29] utilizaram o Ansys Fluent[®], simulando um terço do rotor com condição de contorno de periodicidade, usando a técnica do MRF para simular o efeito de rotação em regime permanente. O domínio se estendeu por 4 vezes o raio do rotor a montante, 7 vezes o diâmetro a jusante, e 5 vezes o raio do rotor na direção radial. Foi utilizada malha não estruturada, com uma estimativa feita para se atingir o valor de y^+ equivalente a 1. O modelo de turbulência foi o $k - \omega$ SST, e os termos convectivos foram discretizados com o esquema a montante de segunda ordem.

Kaya et al.[30] usaram o programa Ansys Fluent[®], tendo modelado apenas um terço do rotor (uma pá), utilizando condição de contorno de periodicidade nas fronteiras laterais do domínio. O domínio se estendeu 4,5 diâmetros a montante, e 7,8 diâmetros a jusante (mesmo valor utilizado por Krogstad e Lund[11]). A malha manteve o y^+ próximo de 1, foram utilizados os modelos de turbulência $k - \omega$ SST e $k - \epsilon$ *realizable*, o algoritmo de acoplamento entre pressão e velocidade foi o SIMPLE (*Semi-Implicit Method for Pressure Linked Equations* - Método semi-implícito para equações de pressão acoplada), e a simulação utilizou o MRF para simular a rotação do rotor, e o modelo foi validado comparando com dados experimentais de um modelo ensaiado por outros autores. A malha utilizada contou com 4,8 milhões de elementos. Os dois modelos de turbulência resultaram em boa concordância com o resultado experimental para o C_p , tendo o $k - \epsilon$ *realizable* um desempenho um pouco mais adequado para altos TSR, e ambos tendo resultados muito próximos no pico de eficiência da turbina. Porém, ambos os modelos resultaram em uma subestimação considerável do coeficiente de empuxo.

Dos trabalhos analisados, parece razoável observar que a condição de contorno com

periodicidade é suficiente para representar o escoamento ao longo do rotor de turbinas eólicas em regime permanente, já que existe simetria, e, com esta condição, é possível reduzir o número de elementos de malha para representar o escoamento e, consequentemente, reduzir o custo computacional. O modelo $k-\omega$ SST tem sido o mais utilizado na literatura para representar o escoamento em turbinas eólicas de eixo horizontal, sendo este modelo bem desenvolvido, testado e validado, embora alguns autores optem por outros modelos. Destaca-se o trabalho de Lanzafame, Mauro e Messina[8], que obtiveram um modelo transicional de 4 equações modificado, que representou com maior precisão os dados experimentais para este escoamento específico, para uma ampla faixa de velocidades de vento. O modelo em questão tem um comportamento superior ao $k-\omega$ SST convencional para velocidades de vento acima dos 17 m/s, onde o escoamento já se encontra completamente descolado da camada limite no lado de sucção, e possui um comportamento mais complexo. Por fim, o adimensional y^+ deve ficar ao menos inferior a 5, para representar a sub-camada viscosa, mais próxima a parede, para o modelo de turbulência $k-\omega$ SST. O algoritmo de acoplamento entre pressão e velocidade foi o SIMPLE também forneceu boas soluções, não sendo necessário o uso de um algoritmo de maior custo computacional como o PISO (*Pressure-Implicit with Splitting of Operators*).

Nas seções subsequentes, serão abordados aspectos sobre o que foi efetivamente utilizado neste trabalho.

4.2 Escoamento Turbulento perto da parede

Antes de abordar a criação da malha em si, é necessário introduzir conceitos a respeito do escoamento turbulento próximos da parede, pois isso é fundamental na geração da malha. A presença requer uma modelagem para representar a influência que esta parede exerce no gradiente de velocidades. Próximo à parede, existe uma dominância das forças viscosas, que vão diminuindo até que se chega na corrente livre, onde as forças inerciais são dominantes. Devido a isso, o modelo de turbulência deve ter a capacidade de representar este comportamento diferenciado do escoamento em regiões próximas de parede. Nestas regiões, a velocidade média do escoamento irá depender, da distância y da parede, da massa específica do fluido, da viscosidade e da tensão de cisalhamento na parede. Da análise dimensional, vem:

$$u^+ = \frac{U}{u_\tau} = f(y^+) \quad (4.1)$$

sendo y^+ a distância adimensional da parede, dada por:

$$y^+ = \frac{\rho u_\tau y}{\mu} \quad (4.2)$$

\bar{U} representa a velocidade média na direção de x , y representa a distância com relação à parede e u_τ representa a velocidade de atrito, dada por:

$$u_\tau = \sqrt{\frac{\tau_w}{\rho}} \quad (4.3)$$

sendo τ_w a tensão de cisalhamento na parede. Conforme a equação 4.3, foi definido o adimensional y^+ , que representa a distância adimensional da parede. A modelagem da turbulência irá depender desta distância adimensional. Outra variável importante é a espessura de camada limite δ , que será equivalente à distância da parede onde a velocidade assume valores equivalentes a $0,99U$, sendo U a velocidade da corrente livre. Assim, a chamada lei de déficit de velocidade (do inglês, *velocity-defect law* [31]) elucida que há uma diferença entre a velocidade em determinado ponto e a velocidade do escoamento livre, existindo uma variação de velocidade na região interna, que corresponde a espessura de camada limite. A lei é dada por:

$$\frac{U_{max} - U}{u_\tau} = g\left(\frac{y}{\delta}\right) \quad (4.4)$$

A função g é modelada através de relações empíricas, de acordo com a distância adimensional da parede. Assim, a modelagem da turbulência do escoamento é subdividida em quatro regiões:

- A sub camada viscosa, onde há dominância dos efeitos viscosos. É uma camada fina, com y^+ inferior a 5 (*logy 1*). É importante que a malha seja refinada o suficiente para conseguir identificar esta camada. A relação entre u^+ e y^+ é linear nesta região.
- Camada da lei de potência, onde ambos os efeitos inerciais e viscosos são importantes. A relação entre u^+ e y^+ é logarítmica. Essa camada normalmente é delimitada por $30 < y^+ < 500$.
- Entre as duas camadas anteriormente mencionadas, há a chamada camada amortecida (*buffer layer*), conhecida também como camada intermediária, onde o comportamento é intermediário entre as duas anteriores, e é normalmente modelada nos códigos numéricos como uma ponderação entre as duas camadas.
- Camada externa, dominada pelos efeitos inerciais. É modelada através da lei da esteira.

A figura 13 mostra graficamente um comparativo entre a modelagem do escoamento pelo método descrito, em comparação com dados experimentais obtidos por Schlichting [34]:

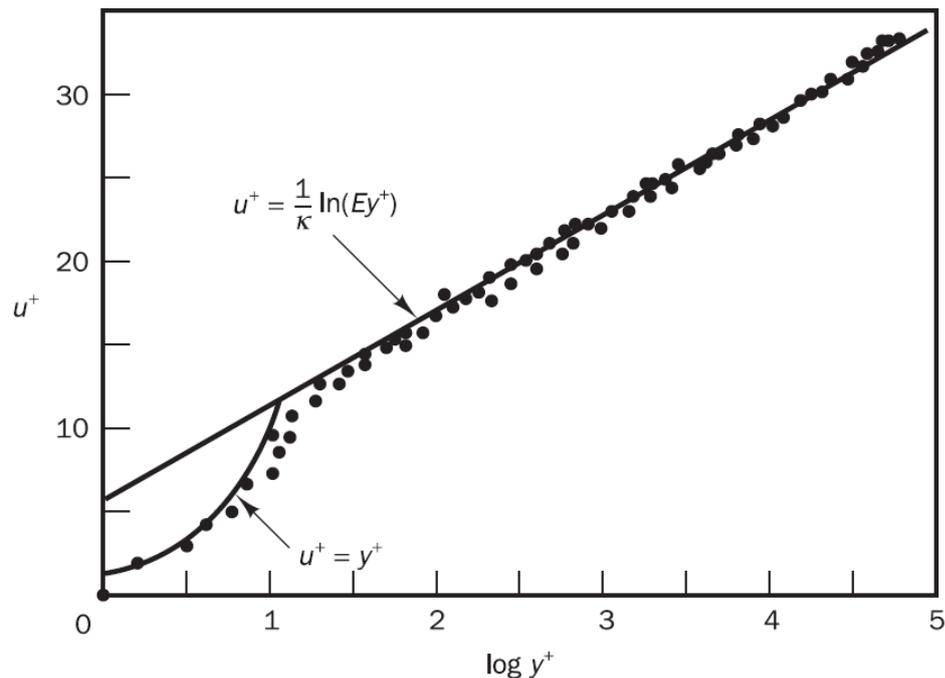


Figura 13 – Comparativo entre curvas de u^+ e y^+ obtidas experimentalmente por Schlichting [34], e através de equações teóricas descritas na seção 4.2

FONTE: Versteeg e Malalasekera [31]

4.3 Geração da Geometria

A geometria da pá encontra-se disponível no trabalho de Hand et al.[7]. Nos anexos 1 e 2, encontram-se as tabelas que definem a geometria do aerofólio S809, utilizado em toda a extensão da pá, e também do perfil da pá em várias seções.

Estas seções da pá foram exportadas para o programa Ansys ICEM CFD[®], onde foram construídas as superfícies a partir destas curvas, por meio da função "loft". É conveniente a construção da geometria no próprio ICEM CFD[®], já que foi o programa utilizado também para a construção da malha. O arquivo de dados contendo os pontos para geração dos perfis é gerado através de um código escrito em Scilab, que, na integração de processos, irá também alterar o valor do *sweep*, o que fará com que o ICEM CFD[®] construa a pá modificada dentro da integração de processos, de forma automática. A figura 14 mostra os perfis gerados através do programa: Uma pequena modificação geométrica também foi realizada para a construção da malha: o aerofólio precisou ser truncado na região do bordo de fuga, por este ser afiado. Sem isso, a malha gerada no bordo de fuga seria de baixa qualidade, acarretando problemas na simulação numérica. Este recurso também foi utilizado por todos os autores citados na revisão bibliográfica a respeito da análise numérica. O corte foi realizado em aproximadamente 2% da corda. A figura 15 mostra um comparativo entre o aerofólio original e o aerofólio truncado.

No trabalho de Hand et al.[7], não existem informações a respeito da geometria do

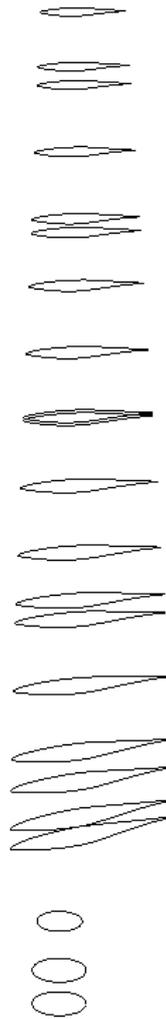


Figura 14 – Curvas das seções da pá, importadas através de programa feito no scilab.

cubo e da ogiva. Portanto, a turbina simulada neste modelo terá uma ogiva aproximada. A geometria da pá é apresentada na figura 16. A figura 17 apresenta um detalhe do bordo de fuga.

4.4 Geração de malha

A malha consiste na subdivisão de um domínio em diferentes volumes de controle, dentro dos quais serão resolvidas as equações de transporte.

De acordo com Owen[35], a malha pode ser denominada estruturada, quando todos os elementos possuem o mesmo número de elementos adjacentes. Já a malha não estruturada permite que qualquer número de elementos possam estar ligados a um nó. As duas abordagens foram consideradas para que fosse construída a malha. Considerando geometrias complexas, como no caso em questão, onde há uma pá com torção ao longo das pás, podem ser usadas duas técnicas. A primeira consiste na construção de malhas

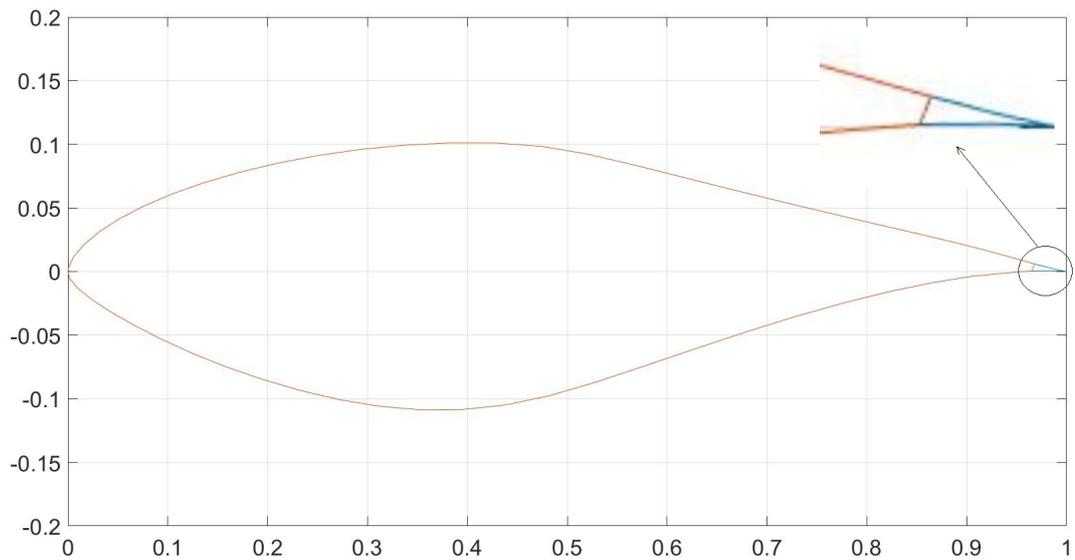


Figura 15 – Aproximação do bordo de fuga: em azul, o original, e em vermelho, o aerofólio com o bordo de fuga modificado.

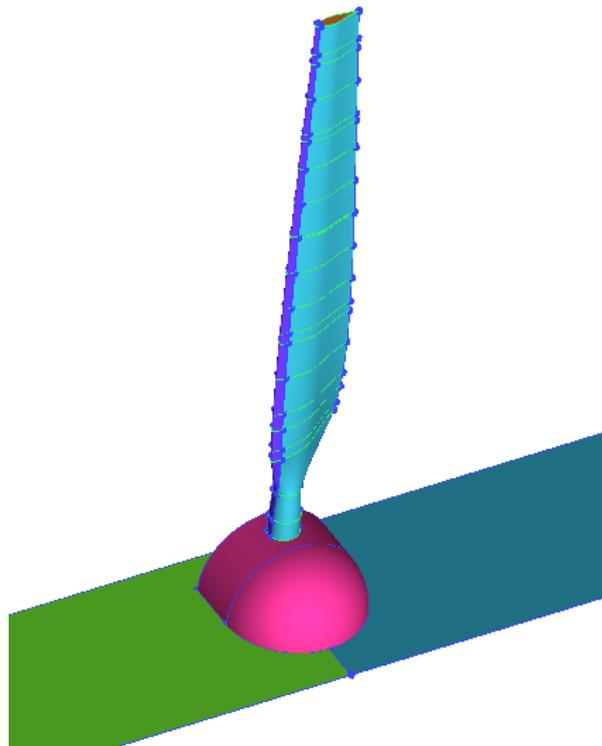


Figura 16 – Geometria da pá, com ogiva aproximada, construída no ICEM CFD.

estruturadas através da técnica de blocagem, aplicada em domínios e subdomínios, entretanto, este tipo de malha é apropriada para geometrias simples. No caso das geometrias mais complexas, pode ser necessário o uso de malhas não estruturadas, cuja flexibilidade geométrica é ilimitada[31].

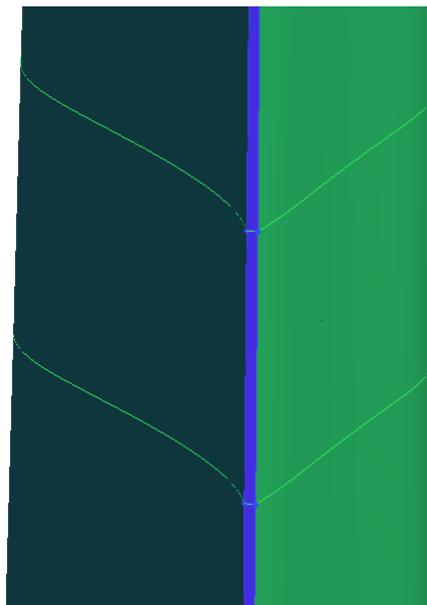


Figura 17 – Detalhe do bordo de fuga plano aproximado.

Neste trabalho, houve uma dificuldade de se elaborar uma malha estruturada funcional, tendo em vista a complexidade da geometria. Além disso, no processo iterativo de otimização, a geometria seria perturbada diversas vezes, o que faria com que a malha precisasse ser construída automaticamente a cada vez que a geometria fosse modificada. Diante disso, é conveniente contar com a flexibilidade geométrica da malha não estruturada, já que podem ocorrer problemas na malha estruturada em geometrias *extremas*, tal como o efeito de torção e *sweep* na pá. Portanto, será utilizada uma malha não estruturada para discretizar todo o domínio da turbina. O número de elementos a ser utilizado será definido através de um critério de independência de malha, que será realizado com malhas de três diferentes tamanhos, para que seja definido um número de elementos tal que, a partir dele, o resultado não sofra uma mudança significativa se o número de elementos for simplesmente aumentado. O domínio computacional será composto de apenas a metade da turbina, com a condição de periodicidade, considerando a simetria do problema. Assim, o torque total da turbina será igual a duas vezes o torque calculado pela simulação.

Na confecção do trabalho, primeiramente, a malha será decomposta em dois domínios. O primeiro é o domínio do rotor e sua vizinhança. Neste domínio, será aplicado o referencial móvel, já que a turbina rotaciona com velocidade constante. Este domínio irá ser modificado no processo iterativo, já que a geometria do rotor será modificada.

O segundo domínio, domínio do campo distante do rotor, será um domínio fixo e inercial. Este domínio não será modificado no processo iterativo. Os dois domínios estarão ligados por meios de superfícies com condições de contorno de interfaces. A figura 18 mostra o tamanho total do domínio inercial, definido em função do raio do rotor.

O critério de independência de malha é feito analisando-se uma variável global,

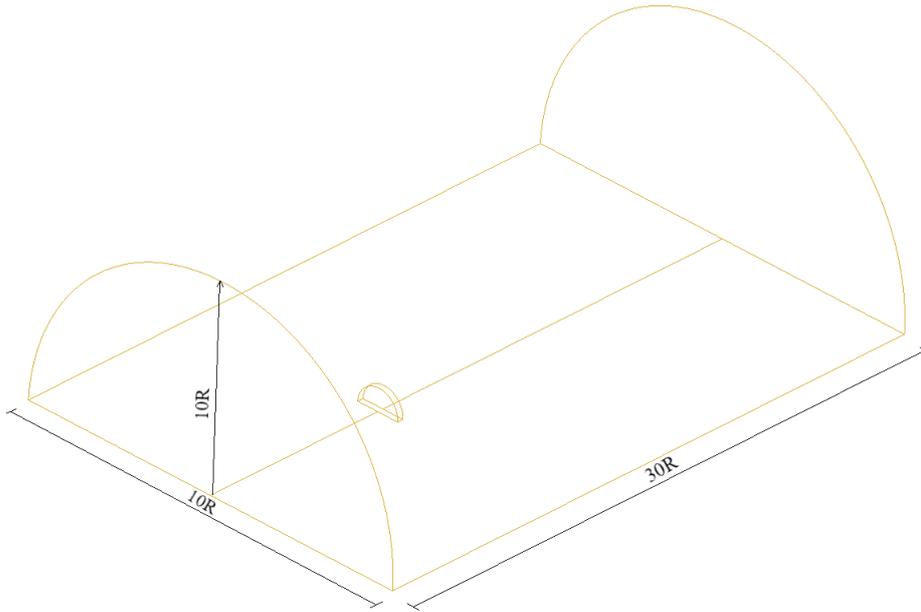


Figura 18 – Tamanho do domínio computacional, em relação ao raio do rotor.

que, neste caso, foi o torque de uma pá da turbina. O tamanho total do domínio foi baseado na literatura. Como não é possível calcular localmente e analiticamente o valor de y^+ para a geometria em questão, é feita uma estimativa do valor da distância mínima da distância do primeiro elemento com relação a parede para y^+ inferior a 5. Posteriormente, este valor é conferido após a simulação.

Para fazer a estimativa inicial, foram utilizados os valores:

- $\rho = 1,225 \text{ kg/m}^3$
- $\mu = 1,83 \times 10^{-5} \text{ Pa.s}$
- A tensão de cisalhamento na parede, para o cálculo da velocidade adimensional u^+ , será estimada através da solução de Prandtl (equação 4.5), retirada de White[32]:

$$\tau_w = \frac{C_f \rho V_\infty^2}{2} \quad (4.5)$$

onde C_f é o coeficiente de fricção, que, para escoamentos turbulentos em placas planas, é dado por:

$$C_f = \frac{0,027}{Re^{1/7}} \quad (4.6)$$

E Re é o número de Reynolds, dado por

$$Re = \frac{\rho V_\infty L}{\mu} \quad (4.7)$$

Onde L é o dito comprimento característico. Para a determinação da ordem de grandeza do número de Reynolds, são necessárias algumas considerações:

- O comprimento característico, que será estimado em 1 metro, para este cálculo preliminar. A corda do aerofólio, na sua maior seção, equivale a $0,737m$. Como o comprimento de uma seção superior ou inferior do aerofólio não é reta como a corda, é razoável estimar o valor de 1 metro. Como este cálculo é uma estimativa preliminar, já que não se trata exatamente de um escoamento sob placa plana, esta estimativa é bastante razoável.
- A rotação do rotor é de 72 rpm (rotações por minuto), o que equivale a aproximadamente $7,54 \text{ rads/s}$. Assim, na ponta da pá (que tem $5,029$ metros), a velocidade tangencial seria equivalente a, aproximadamente, 38 m/s . Assim, será aproximada uma velocidade de 40 m/s na "placa plana", para o cálculo preliminar.
- Por fim, escolheu-se valor de y^+ equivalente a 2. Este valor é inferior a 5, fazendo com que o primeiro elemento esteja na sub-camada viscosa, como explicado no capítulo anterior, e fornece uma margem de confiabilidade nos resultados. Ressalta-se novamente que os valores de y^+ serão conferidos a posteriori.

Os cálculos realizados resultaram em um espaçamento mínimo da parede de $1,8 \times 10^{-5}m$, ou $0,018mm$. Como há uma margem de segurança considerável, será utilizado o valor de $0,02mm$ para o espaçamento entre o primeiro elemento e a parede. É possível que nas regiões onde a velocidade do escoamento for mais alta (ou seja, na ponta da pá), será obtido um valor de y^+ um pouco superior a 2, porém inferior a 5. No restante da pá, especialmente na altura média da pá, o valor deve chegar perto de 1, o que deixa a malha em uma faixa razoável de y^+ . Além disso, o número de Reynolds é da ordem de 10^5 , o que caracteriza escoamento turbulento, sendo necessário um modelo de turbulência para representá-lo.

Uma malha será construída em princípio, e, posteriormente, será aprimorada conforme o resultado da validação mostre a necessidade de aprimoramento. A malha na superfície da pá será gerada através do algoritmo *Octree*, que, basicamente, cria um volume cúbico em volta do domínio, e procede subdividindo este cubo até que os requerimentos pré estabelecidos de tamanho de malha sejam satisfeitos. A malha de superfície é feita projetando estes elementos nas superfícies. Posteriormente, a malha volumétrica gerada com o *Octree* será descartada, e será criada uma nova malha volumétrica com o algoritmo *Delaunay*, que cria a malha volumétrica a partir da malha de superfície.

A figura 19 mostra uma malha preliminar na superfície da pá, do domínio interno (rotativo), que contém o rotor, enquanto que a figura 21 mostra a malha volumétrica no entorno do rotor, com as camadas prismáticas. Porém, realizando-se uma simulação preliminar de testes, foi constatado que o tamanho da malha no bordo de ataque não era refinado o suficiente para captar todos os gradientes de pressão naquela região, ficando os gradientes de pressão limitados ao tamanho de elemento da malha. Por isso, foi necessário

um refino nesta região, resultando a malha mostrada na figura 20. No capítulo 5, serão verificados os contornos de pressão, y^+ , distribuição de pressões na pá, e poderão ser feitos eventuais ajustes à malha, até que possua uma adequação satisfatória com os resultados experimentais. O objetivo principal será obter uma boa concordância com os resultados experimentais, especialmente na faixa entre 10 e 15 m/s , já que esta é a faixa estável de operação da turbina, com a potência de eixo próxima da máxima. Posteriormente a 15 m/s , a camada limite já se encontra completamente descolada (separação massiva), fazendo com que o comportamento seja muito instável, e de difícil previsão.

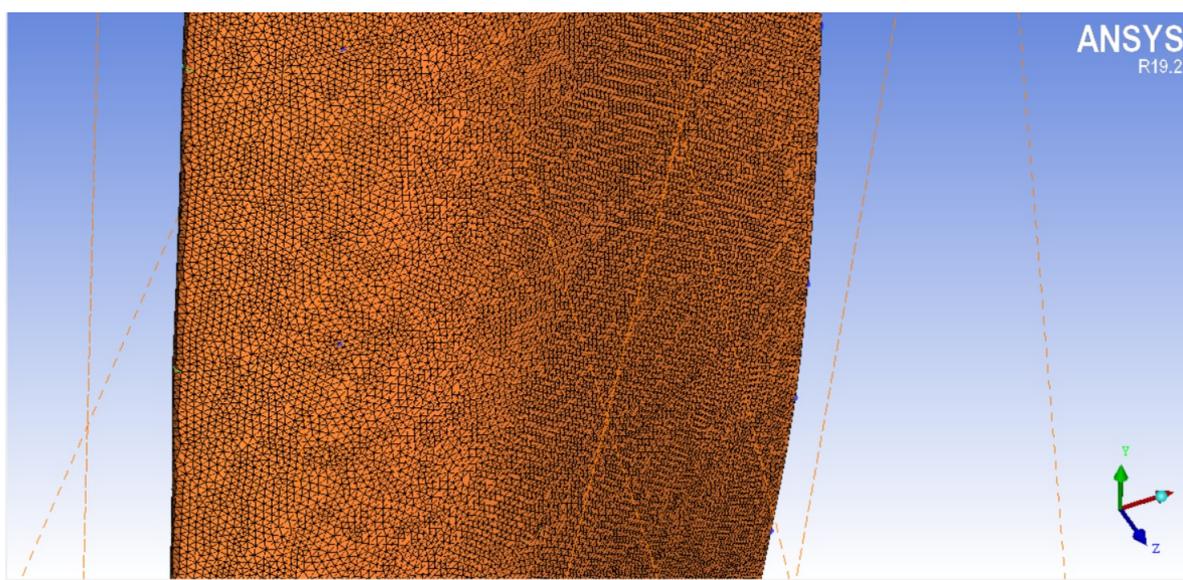


Figura 19 – Malha preliminar na superfície do rotor.

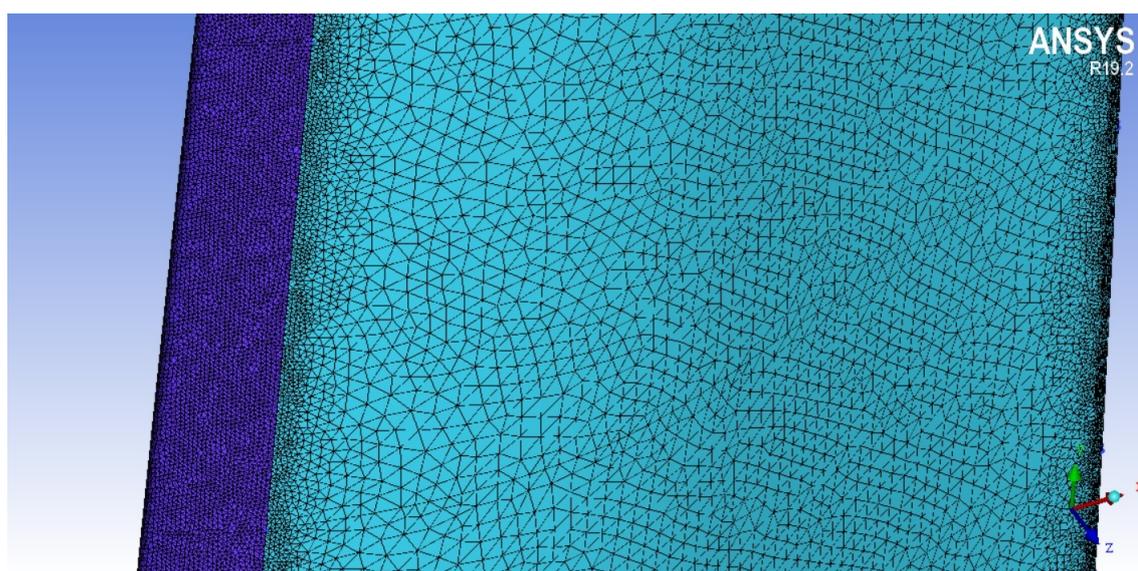


Figura 20 – Malha preliminar na superfície do rotor com refinamento no bordo de ataque.

A caracterização do tamanho máximo de elemento se dá através do tamanho máximo de aresta de um determinado elemento (tetraedro). A tabela 1 mostra os tamanhos máximos de aresta adotados para cada superfície. Um detalhe é que o crescimento do

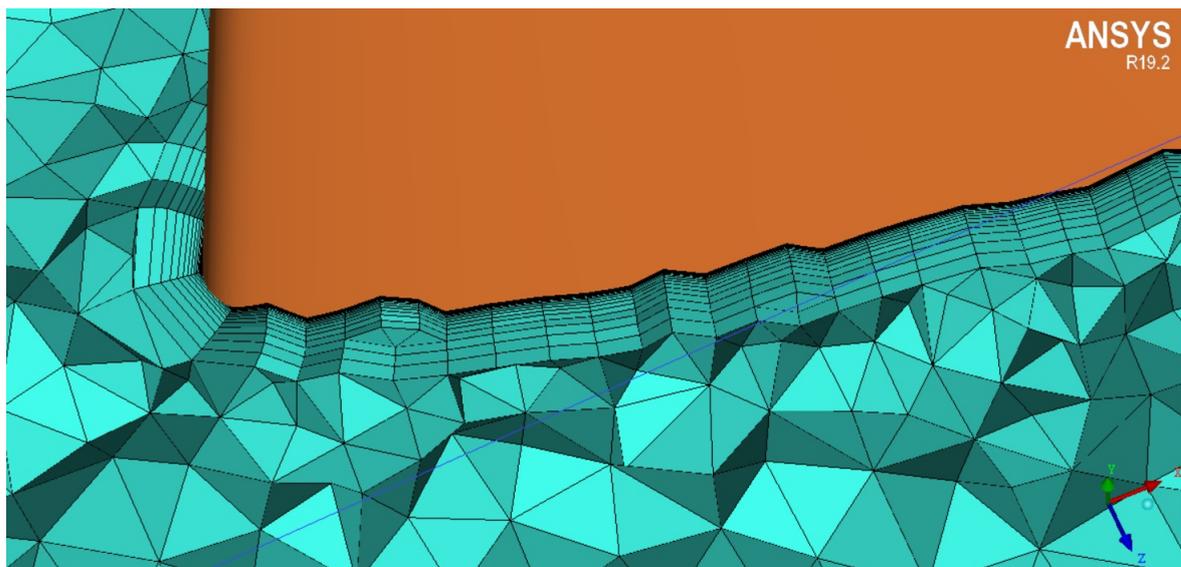


Figura 21 – Malha preliminar volumétrica no entorno do rotor, com destaque para as camadas prismáticas.

Tabela 1 – Tamanhos máximos de aresta da malha preliminar do domínio interno

Tamanhos máximos de aresta da malha preliminar	
Superfície	Tamanho de aresta(mm)
Pá(exceto bordo de fuga)	10
Bordo de fuga	2
Cubo e Ogiva	20
Interfaces	100
Superfícies Periódicas	100
Malha Volumétrica (domínio interno)	200

tamanho de elemento da malha de superfície para a malha volumétrica se dá na razão de 1,5 (ou seja, o próximo elemento tem 1,5 vezes o tamanho de aresta do elemento anterior, até que se atinja o tamanho definido para a malha volumétrica), afim de se evitar um crescimento muito abrupto do tamanho de elemento, o que pode gerar problemas na simulação. A tabela 2 mostra o tamanho dos elementos para o campo distante. A figura 22 mostra uma seção da malha volumétrica no domínio interno do rotor, e a figura 23 mostra as superfícies das interfaces do domínio interno com o domínio externo, já com malha. A figura 24 mostra as superfícies com condição de periodicidade. A figura 26 ilustra a malha resultante

A malha do campo distante será fixa e, portanto, será gerada uma só vez e aproveitada em todas as simulações. O domínio utilizado se estende por 50 metros a montante (aproximadamente 10 vezes o raio do rotor) e 100 metros a jusante (aproximadamente 20 vezes o raio do rotor), enquanto que o raio do semi-cilindro do domínio computacional é também de 50 metros, o que é coerente com os outros trabalhos citados na seção 4.1. A importância do tamanho do domínio, especialmente a jusante, se dá por conta das

Tabela 2 – Tamanhos máximos de aresta para a região do campo distante.

Tamanho de elemento do campo distante		
Parte	Tamanho de aresta (mm)	Taxa de crescimento
Entrada	1000	-
Saída	1000	-
Limite lateral	2000	-
Superfícies periódicas	1000	-
Interfaces	100	1.5
Esteira 1	300	1.5
Esteira 2	700	1.5
Malha volumétrica fora da esteira	5000	-

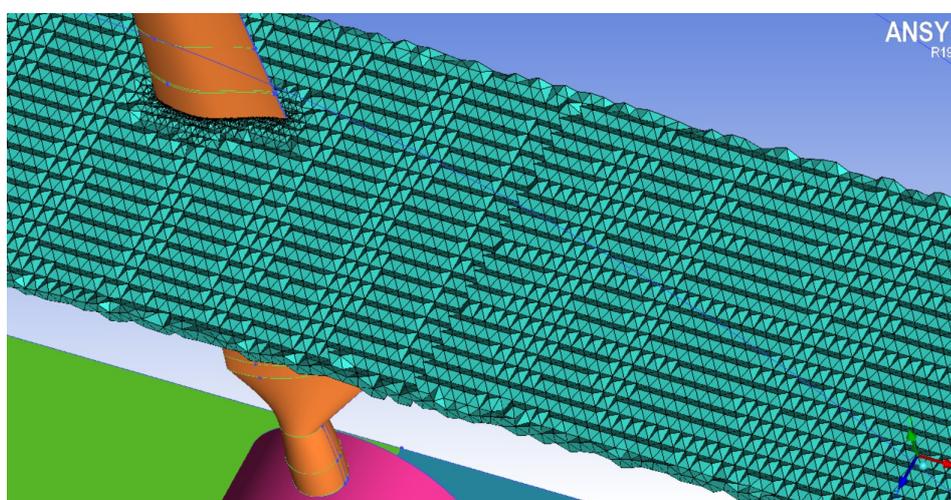


Figura 22 – Corte de uma seção da malha inicial do domínio interno do rotor.

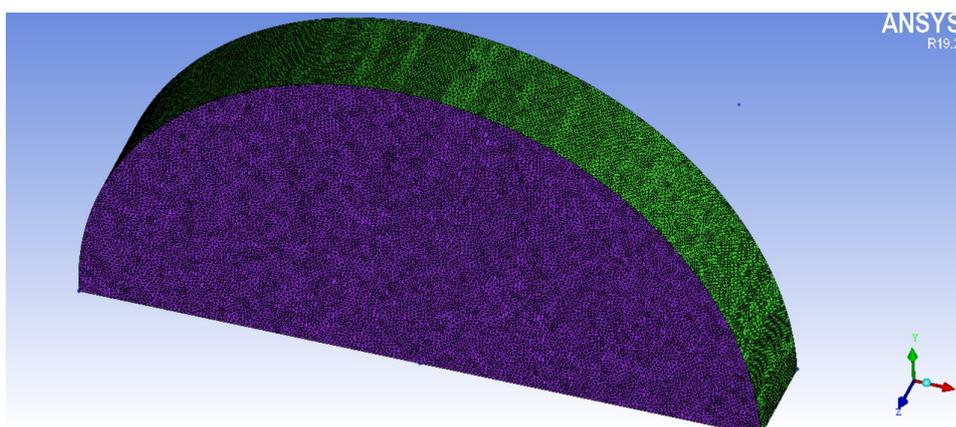


Figura 23 – Malha na superfície das interfaces.

condições de contorno utilizadas. Como a fronteira de saída do domínio terá condição de contorno de pressão atmosférica, o domínio deve ser suficientemente grande para que a esteira possa se dissipar por completo, ao ponto de o escoamento chegar no final do domínio em pressão atmosférica. A montante, como a condição de contorno é de entrada de velocidade, não há necessidade de se fazer o domínio tão extenso entre a entrada da pá e a entrada do domínio, sendo necessário um tamanho suficiente para o escoamento

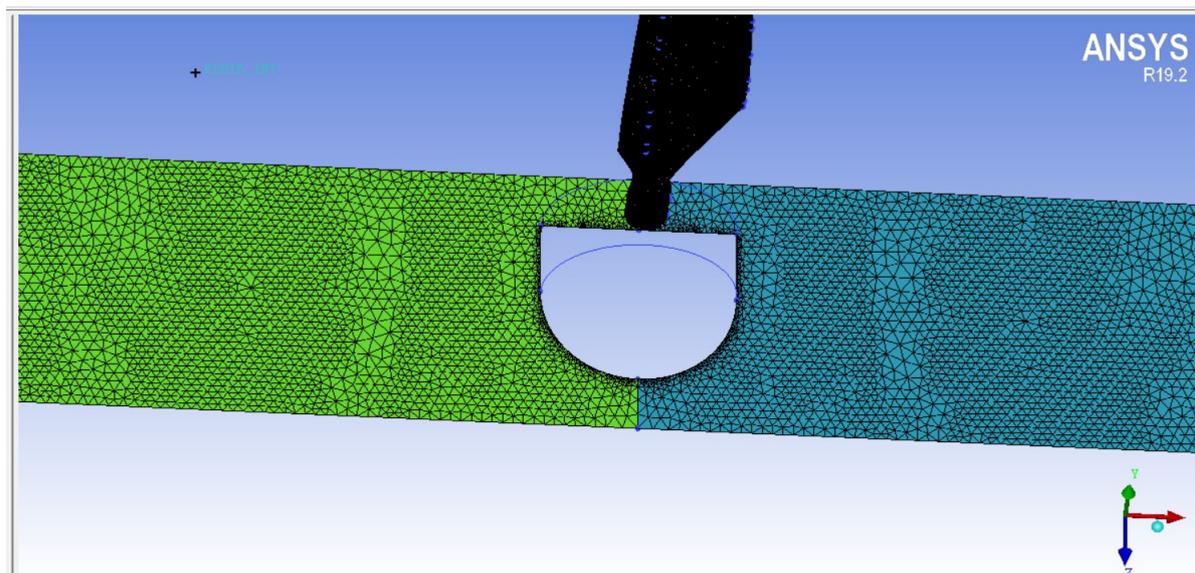


Figura 24 – Malha das superfícies periódicas. Note que as malhas do lado esquerdo e direito, ao redor do contorno do cubo, são iguais. Isso é uma condição necessária para a aplicação da periodicidade.

se desenvolver até a entrada da pá (já que ele sofre uma expansão e uma desaceleração antes de entrar no disco descrito pela pá, como visto na seção 3.3). Uma malha preliminar dos volumes do campo distante é mostrada nas figuras 25 e 26. Nas figuras 27 e 28, são mostradas as superfícies do domínio do campo distante. Pode-se notar, na figura, alguns volumes relativamente grandes em comparação com os elementos próximos à fronteira do domínio externo. Isso se dá porque nestas regiões, os gradientes são ínfimos, e portanto, não é necessário um volume refinado para representá-los. A região da esteira é mais refinada, pois nela, as variações nas propriedades do escoamento são mais elevadas. Na entrada e na saída do domínio, os gradientes também são ínfimos.

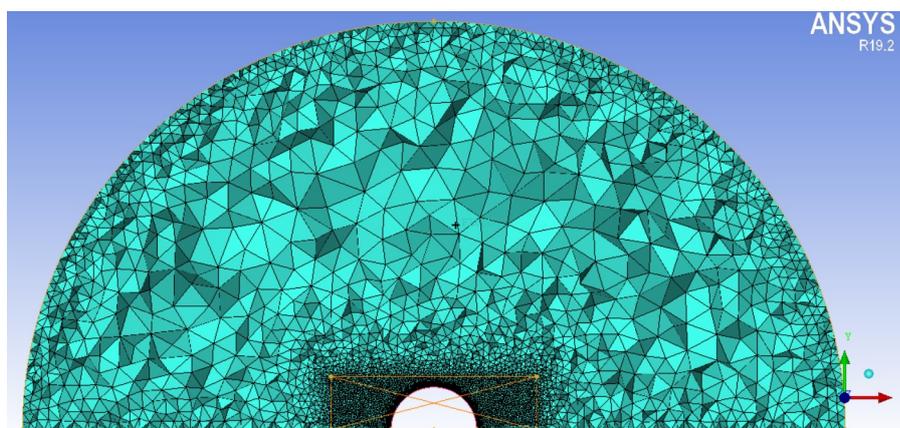


Figura 25 – Malha volumétrica ao redor do domínio rotativo, com refinamento na região próxima à interface.

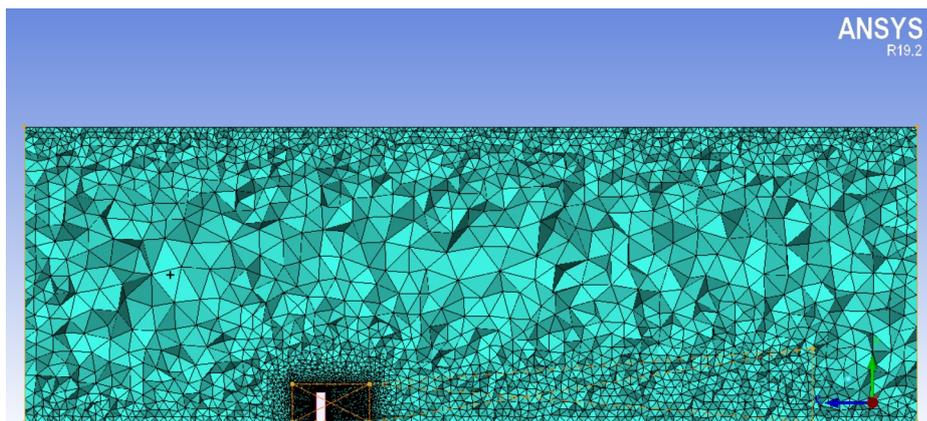


Figura 26 – Malha volumétrica ao redor do domínio rotativo, com refinamento na região da esteira)

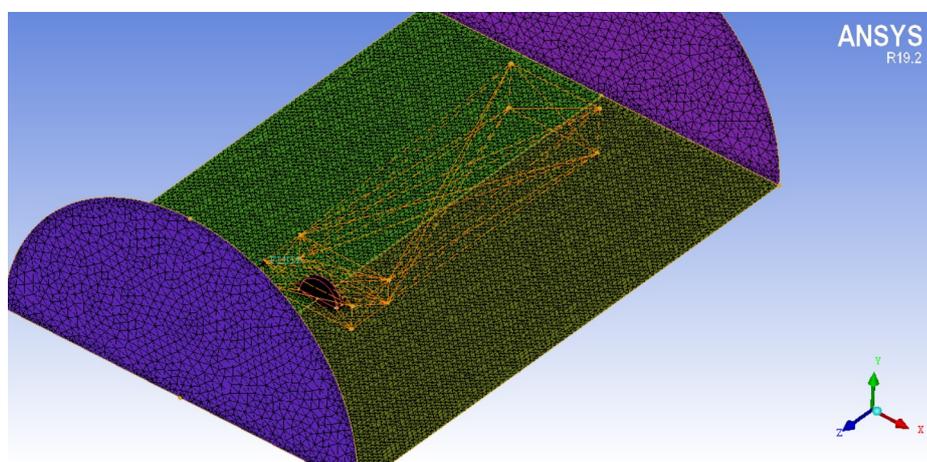


Figura 27 – Superfícies de entrada, periódicas e de saída do escoamento, além das interfaces com o domínio interno

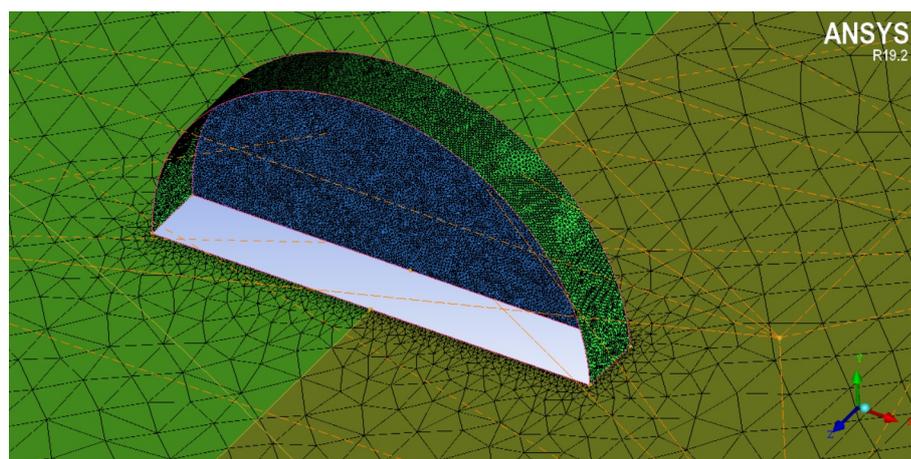


Figura 28 – Detalhe de malhas da superfície das interfaces do domínio externo. A malha do domínio interno com o rotor se "encaixa" aqui

4.5 Modelagem da turbulência

Para caracterizar a turbulência, utiliza-se a decomposição de Reynolds, que define uma propriedade do fluido como a soma entre um componente médio permanente e uma flutuação, que varia aleatoriamente com o tempo, sendo o valor médio desta flutuação igual a zero. Assim, seja ϕ uma propriedade escalar qualquer. Esta será definida como:

$$\phi = \bar{\phi} + \phi' \quad (4.8)$$

onde ϕ' representa a flutuação, e $\bar{\phi}$ representa a média da flutuação. O campo de escoamento, cinemático, pressão e temperatura podem ser representados através da composição apresentada na equação 4.8.

As equações da conservação da massa (4.9) e conservação da quantidade de movimento (4.10), são modificadas ao ser introduzida a decomposição, resultando nas equações das médias de Reynolds, conhecidas como RANS, como mostram as equações 4.9 e 4.10, para escoamento incompressível.

$$\frac{\partial \bar{U}_i}{\partial x_i} = 0 \quad (4.9)$$

$$\rho \left(\frac{\partial \bar{U}_i}{\partial t} + \bar{U}_j \frac{\partial \bar{U}_i}{\partial x_j} \right) = -\frac{\partial p}{\partial x_i} + \mu \frac{\partial^2 \bar{U}_i}{\partial x_j^2} + -\rho \left(\frac{\partial \overline{u'_i u'_j}}{\partial x_j} \right) \quad (4.10)$$

Sendo \bar{U}_i os componentes da velocidade média de Reynolds, e u'_i as flutuações. O conjunto de equações (4.9) e (4.10) são chamadas de equações de Navier Stokes com médias de Reynolds (RANS)

Comparando as equações RANS com a equação de Navier-Stokes, nota-se que surgem seis tensões adiconais, sendo três normais:

$$\tau_{xx} = \rho \overline{u'^2} \quad \tau_{yy} = \rho \overline{v'^2} \quad \tau_{zz} = \rho \overline{w'^2}$$

e três de cisalhamento, considerando isotropia do escoamento.

$$\tau_{xy} = \rho \overline{u'v'} \quad \tau_{xz} = \rho \overline{u'w'} \quad \tau_{yz} = \rho \overline{v'w'}$$

estas tensões que surgem são chamadas de tensões de Reynolds, e estes novos termos precisam ser modelados para que as equações possam ser solucionadas. A vantagem de se utilizar de modelos de turbulência para resolver as equações RANS é apresentar resultados razoavelmente precisos com recursos computacionais relativamente modestos, e por isso, este método tem sido o mais utilizado na engenharia para cálculos de fluidos nas últimas década [31].

Desta forma, foi utilizado o modelo de turbulência $k - \omega$ SST, desenvolvido por Menter[36], bastante difundido na literatura a respeito de simulações numéricas de Turbinas Eólicas de Eixo Horizontal[8] [12] [21] [10] [29] [9] [28] [14], devido à capacidade adaptativa do modelo em se utilizar tanto da vantagem do modelo $k - \omega$ de Wilcox[37],

na região próxima da parede, quanto do modelo $k-\epsilon$ na região da esteira, e nas regiões distantes da parede. Para que isso seja possível, o modelo multiplica as equações do modelo $k-\omega$ por um fator F , e as equações do modelo $k-\epsilon$ pelo fator $1-F$, de modo que a função F valha 1 na região próxima da parede, e 0 na região distante da parede. As equações do modelo $k-\epsilon$ utilizadas aqui são transformadas em equações em função de ω . Este modelo é baseado na hipótese de Boussinesq, que enuncia que existe uma analogia entre as tensões viscosas e as tensões de Reynolds no escoamento médio. A hipótese de Boussinesq, para fluido incompressível, em notação indicial é:

$$\tau_{ij} = \overline{\rho u'_i u'_j} = \mu_t \left(\frac{\partial \bar{U}_i}{\partial x_j} + \frac{\partial \bar{U}_j}{\partial x_i} \right) - \frac{2}{3} \rho k \delta_{ij} \quad (4.11)$$

onde τ_{ij} representa o tensor de Reynolds, \bar{U}_i representa o componente médio da velocidade na direção do índice i , μ_t a viscosidade turbulenta, δ_{ij} representa o Delta de Kronecker ($\delta_{ij} = 1$ se $i = j$ e $\delta_{ij} = 0$ se $i \neq j$); k representa a energia cinética turbulenta, dada pela equação 4.12:

$$k = \frac{1}{2} (\overline{u'^2} + \overline{v'^2} + \overline{w'^2}) \quad (4.12)$$

O modelo $k-\omega$ SST faz uso de duas equações adicionais para resolver as tensões de Reynolds, e essas equações são as seguintes[36]:

$$\frac{D\rho k}{Dt} = \tau_{ij} \frac{\partial u_i}{\partial x_j} - \beta^* \rho \omega k + \frac{\partial}{\partial x_j} \left[(\mu + \sigma_k \mu_t) \frac{\partial k}{\partial x_j} \right] \quad (4.13)$$

$$\frac{D\rho \omega}{Dt} = \frac{\gamma}{v_t} \tau_{ij} \frac{\partial u_i}{\partial x_j} - \beta \rho \omega^2 + \frac{\partial}{\partial x_j} \left[(\mu + \sigma_\omega \mu_t) \frac{\partial \omega}{\partial x_j} \right] + 2\rho(1 - F_1) \sigma_{\omega 2} \frac{1}{\omega} \frac{\partial k}{\partial x_j} \frac{\partial \omega}{\partial x_j} \quad (4.14)$$

onde β^* , σ_k , $\sigma_{\omega 2}$ e γ são constantes do modelo, que são, por sua vez, formadas através das constantes dos modelos $k-\omega$ e $k-\epsilon$. Seja ξ uma constante qualquer do modelo, e ξ_1 e ξ_2 a constante correspondente dos modelos $k-\omega$ e $k-\epsilon$, respectivamente. A constante utilizada no modelo $k-\omega$ SST será dada por:

$$\xi = F_1 \xi_1 + (1 - F_1) \xi_2 \quad (4.15)$$

O detalhamento das constantes pode ser encontrado no trabalho deMenter[36]. A função F_1 é dada por:

$$F_1 = \tanh(\arg_1^4) \quad (4.16)$$

$$\arg_1 = \min \left[\max \left(\frac{\sqrt{k}}{0,09\omega y}; \frac{500\nu}{y^2\omega} \right); \frac{4\rho\sigma_{\omega 2}k}{CD_{k\omega}y^2} \right] \quad (4.17)$$

$$CD_{k\omega} = \max \left(2\rho\sigma_{\omega 2} \frac{1}{\omega} \frac{\partial k}{\partial x_j} \frac{\partial \omega}{\partial x_j}; 10^{-20} \right) \quad (4.18)$$

onde y é a distância até a próxima superfície, $CD_{k\omega}$ é a parcela positiva do termo de difusão cruzada (último termo) da equação 4.14. Finalmente, a viscosidade turbulenta para este modelo será calculada por:

$$\nu_t = \frac{a_1 k}{\max(a_1 \omega; \Omega F_2)} \quad (4.19)$$

$$F_2 = \tanh \left[\max \left(2 \frac{\sqrt{k}}{0.09 \omega y}; \frac{500 \nu}{y^2 \omega} \right)^2 \right] \quad (4.20)$$

sendo ν a viscosidade cinemática, Ω o valor absoluto da vorticidade e a_1 é uma constante igual a 0,31.

4.6 Algoritmo de acoplamento entre pressão e velocidade

Na solução das propriedades do escoamento, no caso de escoamento em regime permanente e incompressível, existe um problema inerente do fato da pressão aparecer nas equações de conservação da quantidade de movimento, mas não existir uma equação própria de transporte para a pressão. Sendo assim, é necessário um algoritmo de acoplamento iterativo para encontrar o valor da pressão de modo que as velocidades resultantes da equação de conservação do momento satisfaçam a equação da continuidade[31].

Para encontrar a pressão, foi utilizado o algoritmo SIMPLE (*Semi-Implicit Method for Pressure Linked Equations*), desenvolvido por Patankar e Spalding[38] (1972), e consiste em realizar uma estimativa inicial para a pressão, seguido por uma rotina de correções até que a pressão resulte em um campo de velocidades que satisfaça a equação da continuidade. Assim, uma pressão inicial é estimada e, com ela, as equações discretizadas da quantidade de movimento na malha escalonada são resolvidas. Os passos do algoritmo são[31]:

- Realiza-se uma estimativa inicial para a pressão e para o campo de velocidades: $p^* u^* v^*, w^*, \phi^*$
- Equações discretizadas da equação da quantidade de movimento são resolvidas com as estimativas iniciais, dependentes do esquema numérico utilizado.
- Os resíduos do campo de velocidades são obtidos através da equação da quantidade de movimento linear, em função dos resíduos da pressão.
- Através da equação da continuidade, são obtidos os resíduos de pressão, que é a diferença entre a pressão *correta* e a estimada. Em uma solução convergida, este valor deve tender a zero.

- A partir do valor para a correção da pressão, encontram-se também os valores corrigidos do campo de velocidades
- Resolvem-se as outras equações de transporte (por exemplo, as equações para k e ω)
- Verifica-se a convergência com os valores dos resíduos. Se não forem suficientemente pequenos, faz-se a pressão inicial sendo igual à ela mesma, acrescida do valor do resíduo. Faz-se o mesmo para o campo de velocidades e demais variáveis, e retorna ao primeiro passo com estes novos valores. Se todos os valores forem suficientemente pequenos, o algoritmo para.

Quando o valor dos resíduos for suficientemente baixo, significa que a equação da continuidade estará sendo satisfeita, pois o valor dos resíduos da pressão são obtidos através da equação da continuidade e dos outros resíduos.

4.7 Condições de contorno

O domínio interno foi modelado com as seguintes condições de contorno:

- Paredes: pá, cubo e ogiva: condição de não escorregamento (ou seja, velocidade relativa do escoamento igual a 0).
- Condição de contorno de interface na fronteira do domínio interno.
- Região de entrada e fronteira lateral do domínio com condição de contorno de entrada de velocidade, ou seja, com a velocidade de corrente livre (velocidade do vento), na direção de $-Z$ (conforme eixos coordenados mostrados nas figuras 19 a 26). Isso significa que, na região distante da pá, a velocidade da corrente livre não será perturbada pelo escoamento de esteira.
- Saída do escoamento: condição de contorno de pressão atmosférica.
- Condição de periodicidade em relação ao eixo de rotação (eixo Z , superfícies inferiores do modelo). Isso significa que todas as propriedades nestas superfícies possuem simetria com relação ao eixo Z , devido ao fato de que as duas pás do rotor são simétricas

Além disso, a condição de convergência terá como base resíduos menores que $\epsilon = 10^{-5}$ ou 2000 iterações. O tamanho de malha será definido conforme critério de independência de malha, no capítulo 5.

5 Validação do Modelo Numérico

Para que a metodologia de otimização seja usada com um grau de confiabilidade, é necessário validá-la através de dados experimentais.

Como foi pontuado no capítulo anterior, a simulação será conduzida utilizando-se o Ansys Fluent[®], programa baseado no método dos volumes finitos, com modelo de turbulência $k - \omega SST$, algoritmo SIMPLE para acoplamento entre pressão e velocidades, esquema de discretização de primeira ordem a montante. Nas seções a seguir, serão apresentados os requisitos para que se tenha um modelo computacional confiável, incluindo o critério de independência de malha e a comparação com resultados experimentais

5.1 Critério de independência de malha

Para atestar que o tamanho de malha é adequado para representar o problema, será conduzido um estudo de independência de malha. Este estudo consiste em comparar o resultado de uma variável global, calculada com malhas de diferentes tamanhos. É esperado que tenham mudanças significativas nos resultados até um certo ponto, onde o resultado não será afetado com variações significativas, mesmo aumentando-se o número de elementos. Quando este ponto é atingido, diz-se que a solução é independente da malha, e, portanto, foi atingido um tamanho de malha suficiente para representar o problema. O estudo foi conduzido considerando a velocidade de vento de 11 m/s, para o máxima potência, e rotação de 72 RPM.

A variável global a ser utilizada para a análise em questão será o torque da turbina, uma vez que o valor do torque influencia diretamente o coeficiente de potência (equação 3.14), que será a variável a ser maximizada, pois a potência produzida pela turbina será calculada através da equação:

$$P = M_z \Omega \quad (5.1)$$

Onde M representa o torque aerodinâmico (Nm), e Ω representa a velocidade angular da turbina (rad/s). A tabela 3 mostra a análise de independência de malha, utilizando o momento gerado por uma pá como variável global, enquanto que a figura 29 mostra graficamente o critério de independência de malha. O critério foi aplicado variando-se apenas a malha do domínio interno (que contém o rotor), mantendo-se o tamanho do campo distante constante. Isso é feito porque os gradientes no campo distante são bem inferiores, portanto, a região mais importante para realizar refinamento de malha é no domínio interno. Os valores máximos de y^+ para as 3 malhas ficaram em torno de 3, para regiões no bordo de ataque, na ponta da pá, que são encontrados no bordo de ataque, na

região da ponta da pá. Para a maior parte da pá, o valor de y^+ ficou menor que 1 para todas as malhas.

Tabela 3 – Critério de independência de malha: número de elementos versus momento calculado

Malha	N° elementos	Momento (Nm)	Variação no momento
1	7.175.947	656,37	-
2	16.376.202	762,5	16,17%
3	24.475.897	795,95	4,39%

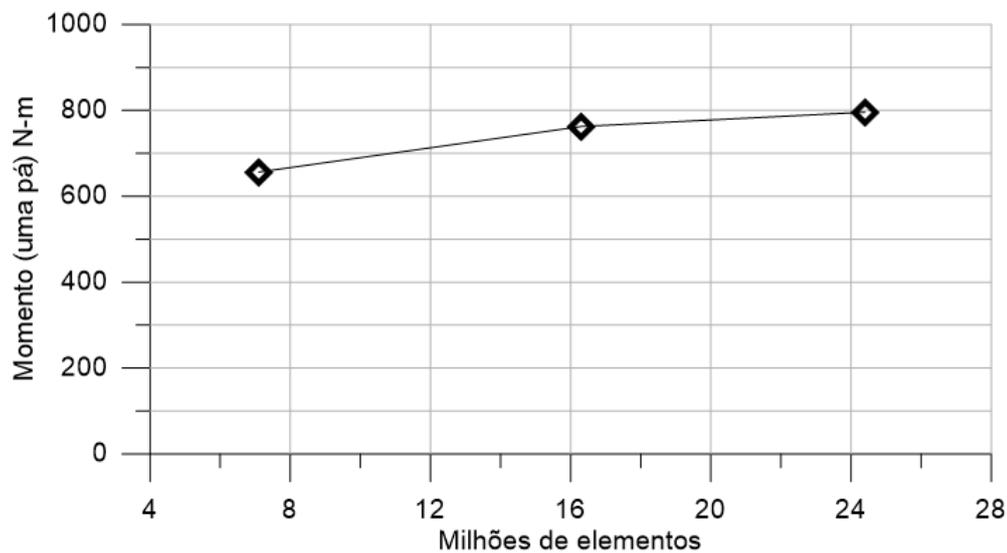


Figura 29 – Critério de independência de malha

Da tabela 3, pode-se observar que, da malha 2 para a 3, aumentando-se em 50% o número de elementos, houve uma diferença próxima de 4%, esta diferença é inferior ao desvio padrão percentual dos resultados experimentais, mesmo tendo feito um aumento considerável no número de elementos da malha. Sendo assim, será utilizada a malha de referência 2, para conduzir o processo de otimização, reduzindo assim o esforço computacional quando integrado o problema com algoritmo de otimização.

5.2 Distribuições de Momento com relação à velocidade do vento

A Figura 30 mostra a comparação entre os valores calculados numericamente para o momento aerodinâmico da turbina com os resultados experimentais de Hand et al.[7]. As barras presentes nos dados experimentais representam o desvio padrão das medições, com base nas análises de incertezas.

Dentro da validação, pode-se destacar claramente três regiões distintas. A primeira região, considerada como estável, varia entre 5 m/s a 9 m/s na curva experimental,

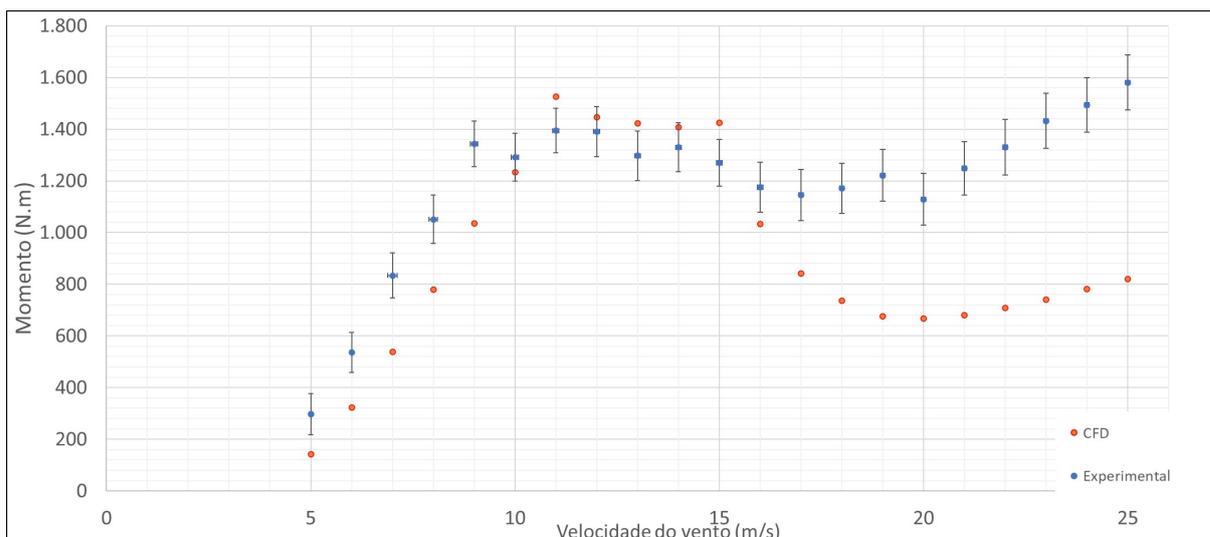


Figura 30 – Comparação dos resultados experimentais e numéricos para a turbina ensaiada

enquanto que na numérica, varia até a velocidade de 11 m/s . Nesta região, há um crescimento aproximadamente linear do momento, proporcional com o aumento da velocidade do vento. A curva numérica tem boa concordância com a experimental, embora esteja aparentemente deslocada para a direita, ou seja, com um valor de 1 m/s de forma a atingir as potências da análise experimental. Também, no caso numérico, a região de crescimento praticamente linear se estende até a velocidade de 11 m/s . Observando-se a distribuição de pressões nas pás para a velocidade de 7 m/s (figuras 31 a 35), nota-se que o comportamento da distribuição obtido numericamente nesta região é concordante com os dados experimentais, tendo uma pequena discordância na região do bordo de ataque no lado de sucção, até em torno de 20% da corda.

A segunda faixa relevante é a faixa de relativa estabilidade do torque, entre 10 m/s e 15 m/s . Nesta faixa, os valores experimentais ficam bem próximos dos resultados numéricos, estando quase todos contidos dentro da faixa do desvio padrão da média dos resultados experimentais. Como a turbina é regulada por estol, essa faixa apresenta um momento com pouca variação com relação a velocidade do vento, e é a região onde o escoamento na direção radial da pá começa a ter relevância. A turbina é projetada considerando forças e velocidades radiais no campo de escoamento, de modo a manter a potência aproximadamente constante e evitar sobrecargas.

A terceira faixa é posterior a 16 m/s , onde, devido ao crescimento da velocidade do vento, os ângulos de ataque do escoamento relativo ficam cada vez mais elevados, e o escoamento cada vez mais descolado da superfície da pá, com um comportamento mais instável. Esta condição já está fora da faixa de operação da turbina para a arfagem de ponta de pá de 3° . Nessa região, a análise numérica subestima significativamente o momento, e, portanto, o modelo não pode ser considerado validado para essa faixa de operação. Este

resultado é próximo ao obtido por Lanzafame, Mauro e Messina[8], utilizando o modelo $k-\omega$ SST, embora eles tenham obtido uma superestimação bastante superior na faixa entre 10 e 15 m/s , porém, resultando em uma concordância melhor na região linear. A boa concordância na região acima de 16 m/s só foi atingida pelos mesmos autores com o modelo *Transitional SST*, calibrado por uma função definida para que conseguisse simular melhor a transição e o estol no aerofólio S809.

Como o objetivo deste trabalho será a otimização para a faixa de operação da turbina, isto é, nas regiões até 15 m/s , não será necessário realizar esta calibração para que o modelo se adeque a estas faixas, uma vez que ele pode ser considerado validado para a região até 15 m/s .

Esta faixa de comportamento, até os 15 m/s , também foi reportada pelos trabalhos de Mo e Lee[10];Lanzafame, Mauro e Messina[8] e Moshfeghi, Song e Xie[9].

Além deste estudo comparativo de variável global, será conduzido também um estudo comparativo de distribuições de pressões na pá, já que o experimento de Hand et al.[7] possui estes dados disponíveis. A análise local permite uma validação mais cuidadosa, onde tanto as variações de pressão e velocidades são calculados nas regiões próximas das camadas limites, com base nos critérios de malha preestabelecidos.

5.3 Análise local do campo de pressões nas pás

O estudo realizado por Hand et al.[7] obteve um dado de extrema importância para a validação de modelos numéricos, que é a distribuição de pressões nas pás. As distribuições foram medidas nas regiões de 30%, 47%,63%,80% e 95% da envergadura da pá. Nesta seção, serão apresentadas as distribuições de pressão para as velocidades de 7 m/s , 10 m/s , 11 m/s , 15 m/s , 20 m/s e 25 m/s , para um estudo comparativo entre o método numérico e o experimental. As representações mais importantes serão apresentadas aqui, enquanto que outras serão apresentadas no Apêndice A.

As figuras 31, 32, 33, 34 e 35 mostram os contornos de pressão na pá, para velocidade de vento de 7 m/s . É possível observar a concordância quase perfeita na região do bordo de ataque e na região do bordo de fuga. Nas regiões entre 47% a 80% , há uma leve redução da pressão no lado de sucção, nas regiões próximas do bordo de ataque (até cerca de 20% da corda).

Nas velocidades de vento de 10 m/s , figuras 36 a 40, pode se observar uma superestimação da baixa pressão no início do lado de sucção nas regiões de 30% e 47% da envergadura, e, posteriormente tendo uma boa concordância ao longo de toda a corda. No lado de sucção próximo ao bordo de ataque da região de 47% da corda, é notável observar que, no modelo experimental, a pressão se mantém aproximadamente constante entre 0%

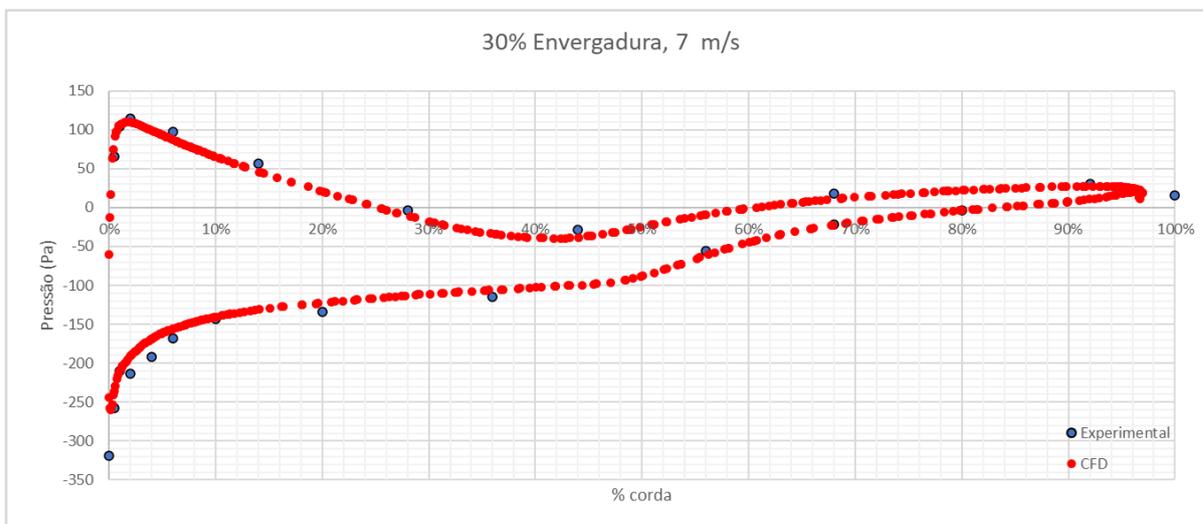


Figura 31 – contornos de pressão na pá para velocidade de 7 m/s, 30% da envergadura

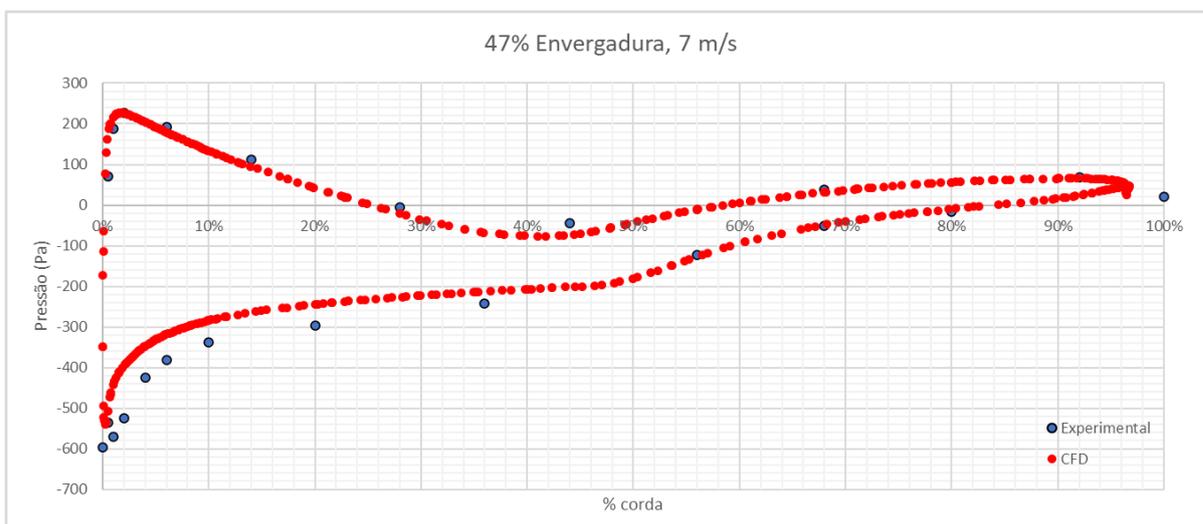


Figura 32 – contornos de pressão na pá para velocidade de 7 m/s, 47% da envergadura

e 20% da corda, enquanto que no modelo numérico, a pressão tem uma forte queda perto de 0% da corda, se desenvolvendo até atingir o valor próximo ao experimental em 20% da corda. Além dos contornos, observa-se na figura 83 (Apêndice B) que, para a velocidade de 10 m/s, já há um pequeno descolamento da camada limite com escoamento na direção radial no início da pá, próximo à 30% da envergadura, como mostrado na figura. A boa concordância com os resultados experimentais para o momento nesta velocidade pode ser explicada pela concordância da distribuição dos campos de pressão, que mantém excelente concordância com os resultados experimentais em 90% da corda perto da raiz, e em quase toda a pá na região perto da ponta.

Para 11 m/s (figuras 41 a 45), ponto de maior momento produzido pela turbina, há uma discrepância considerável no lado de sucção em 47% da envergadura, onde o experimento mostra uma pressão bastante inferior à encontrada numericamente no lado de sucção. Nesta região, há descolamento da camada limite, e o modelo numérico tem dificul-

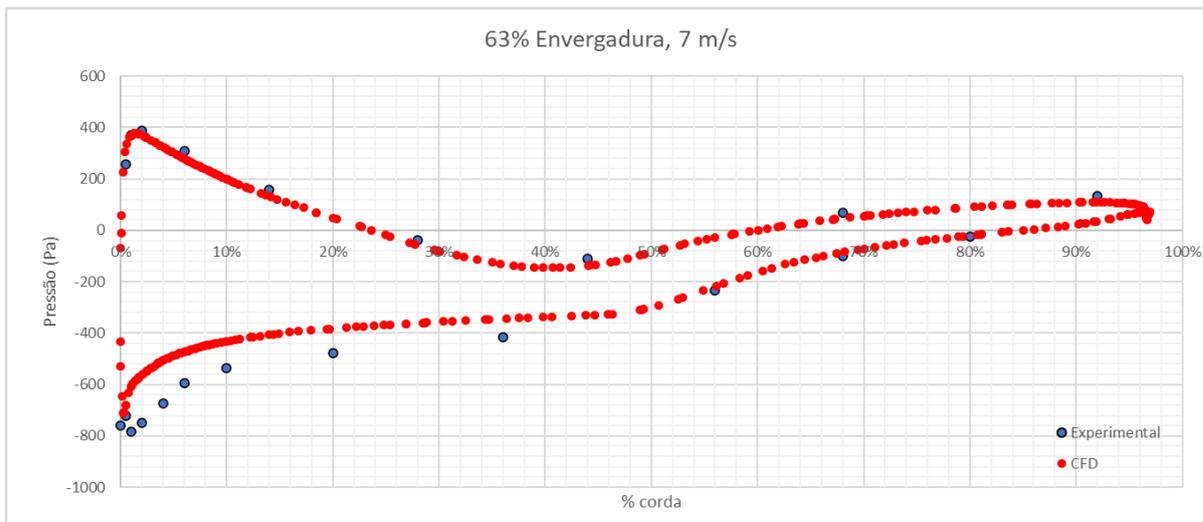


Figura 33 – contornos de pressão na pá para velocidade de 7 m/s, 63% da envergadura

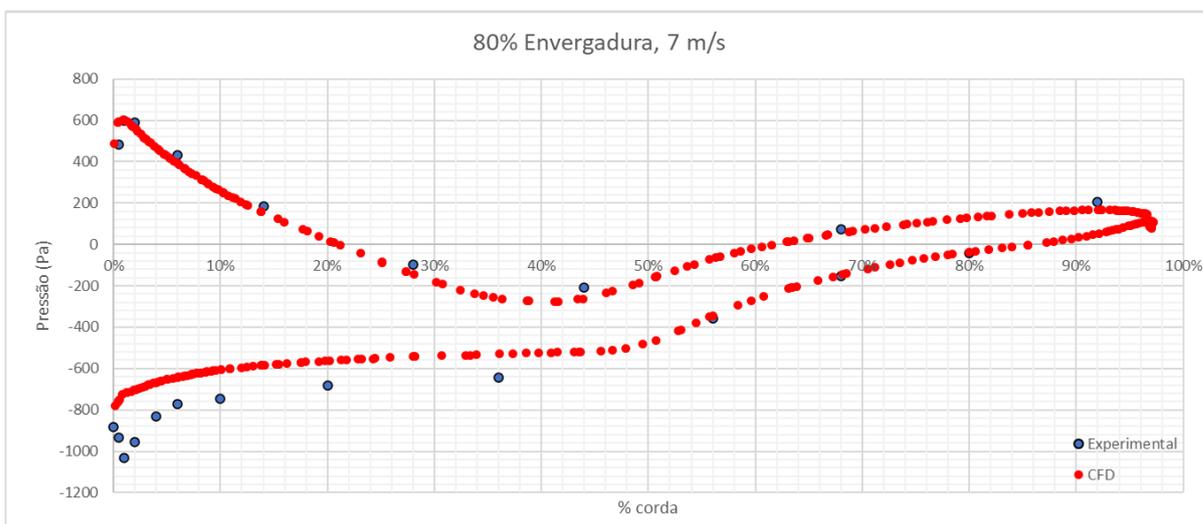


Figura 34 – contornos de pressão na pá para velocidade de 7 m/s, 80% da envergadura

dade de prever precisamente o comportamento, especialmente no início do descolamento. A figura 84 (Apêndice B) mostra as linhas de corrente no lado de sucção da pá, onde é possível visualizar o escoamento radial característico das turbinas com regulagem por estol. A figura 85 (Apêndice B) mostra o escoamento em 47% da envergadura, já descolado da camada limite. O ponto de separação aparenta ser antecipado no modelo numérico, a se observar pela variação abrupta na pressão no lado de sucção, próximo ao bordo de ataque, de maneira antecipada ao que ocorre no experimento.

Para as condições de 15 m/s, o escoamento radial já se encontra desenvolvido ao longo de toda a pá, como mostrado na figura 86 (Apêndice B). Esta região ainda apresenta o momento aproximadamente constante. Novamente, algumas diferenças nos contornos da pressão estática, figuras 68 a 72, mostram que o método numérico tem dificuldade para prever o início do estol. No modelo numérico, há descolamento da camada limite em

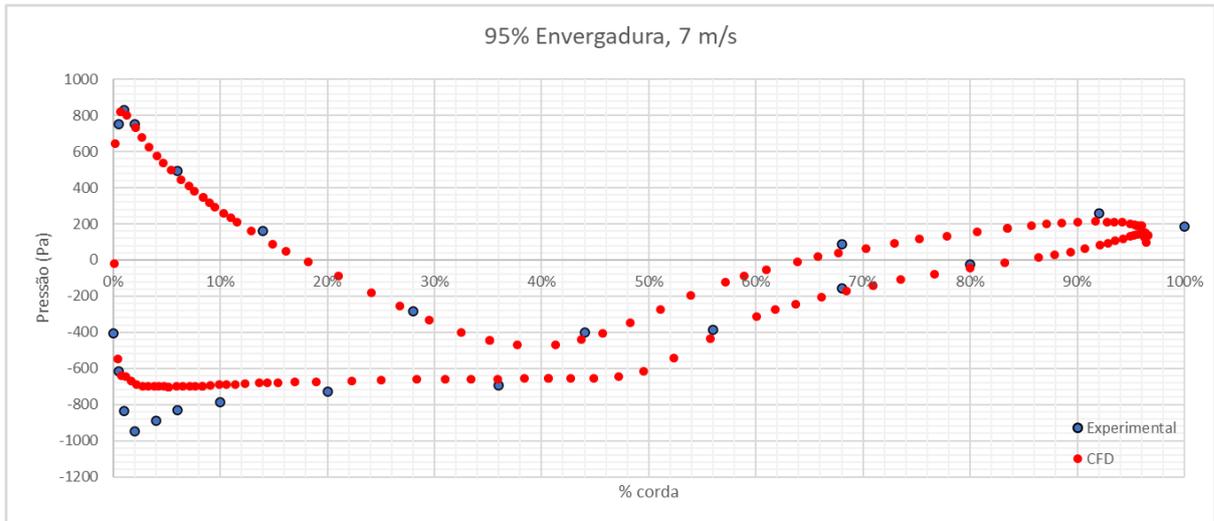


Figura 35 – contornos de pressão na pá para velocidade de 7 m/s

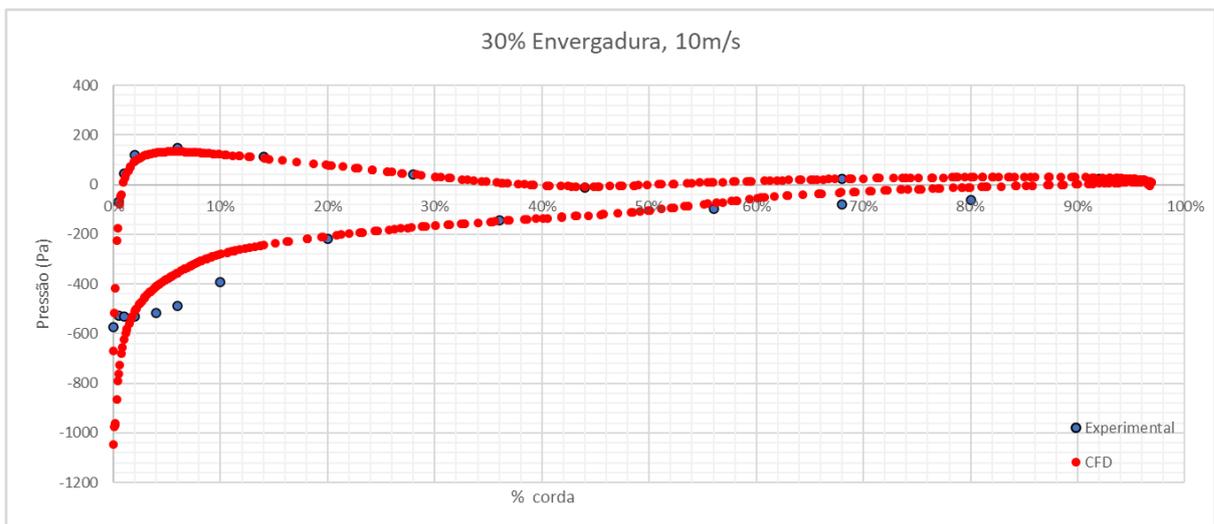


Figura 36 – contornos de pressão na pá para velocidade de 10 m/s, 30% da envergadura

todas as seções, exceto para 95% da envergadura. Isso marca o início de uma região de comportamento mais complexo do escoamento, e, por esta razão, o desempenho do modelo numérico pode ser comprometido.

Nas condições de 20 m/s e 25 m/s, o escoamento já se encontra massivamente descolado para toda a pá, e o modelo numérico tem uma divergência grande em relação ao experimental. Analisando os contornos de pressão para estas duas condições, pode-se observar que existe concordância no lado de pressão e, surpreendentemente, nas regiões mais próximas da ponta da pá, especialmente para os casos de 80% e 95% da envergadura. A principal fonte de erros ocorre no lado de sucção das regiões mais próximas à raiz da pá. No caso da velocidade de 25 m/s, em 30% da envergadura, por exemplo, a pressão calculada no lado de sucção está em torno de 40% da pressão calculada experimentalmente, e isso explica a discrepância grande no momento. Como exposto por Lanzafame, Mauro e Messina[8], é necessária a calibração do modelo de turbulência, para que ele possa

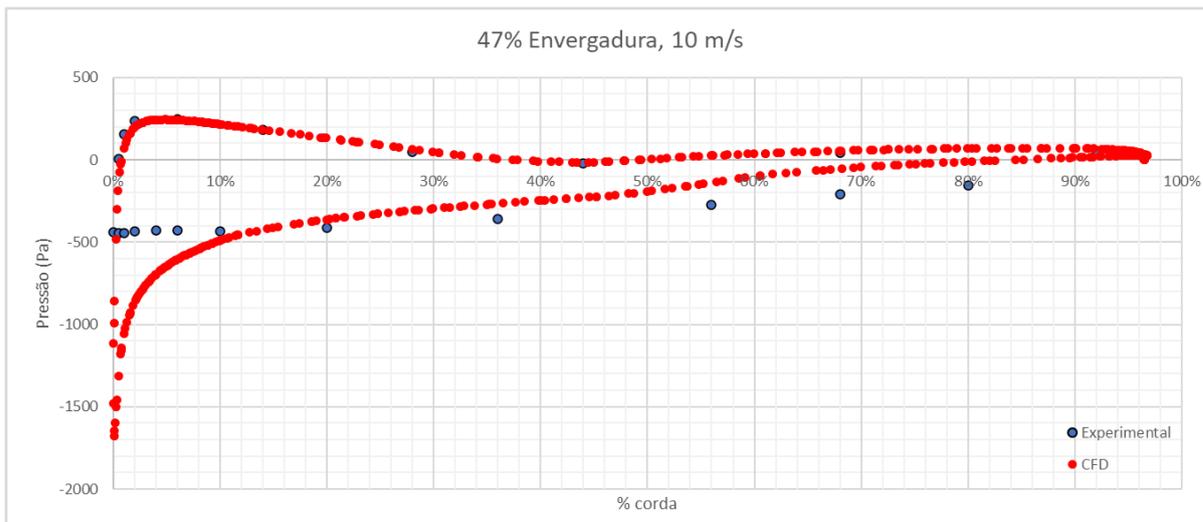


Figura 37 – contornos de pressão na pá para velocidade de 10 m/s, 47% da envergadura

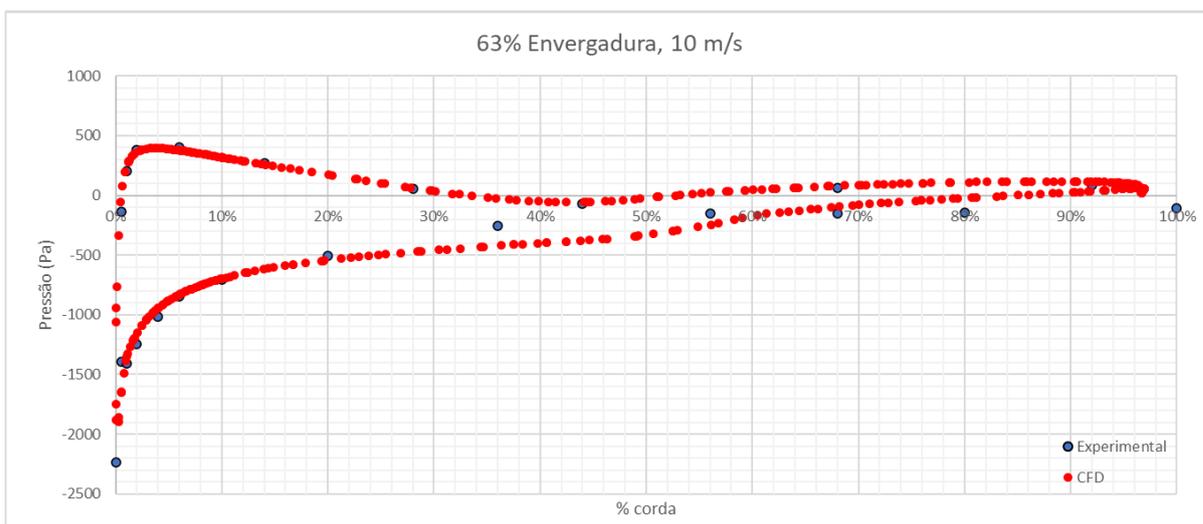


Figura 38 – contornos de pressão na pá para velocidade de 10 m/s, 63% da envergadura

representar adequadamente o escoamento em situações de ângulos de ataque elevados, como o que acontece neste caso. As figuras 73 a 77 (Apêndice A) mostram as distribuições para a velocidade de 20 m/s, enquanto que as figuras 78 a 82 (Apêndice A) mostram as distribuições para a velocidade de vento de 25 m/s.

As análises locais mostram que o modelo numérico utilizado neste trabalho é suficientemente sensível para o campo de pressão na pá de maneira bastante razoável (dentro da faixa considerada válida). Mesmo entre 5 e 10 m/s, onde a curva do modelo numérico apresenta um aparente deslocamento de 1 m/s com relação aos dados experimentais, os contornos de pressão na superfície da pá são bastante precisos, tendo o resultado numérico validado ao longo de toda a pá. Considerando todas as análises local e global, entende-se que o modelo numérico é suficientemente fiel à realidade para retratar a otimização, que será feita para o ponto de velocidade de vento de 11 m/s.

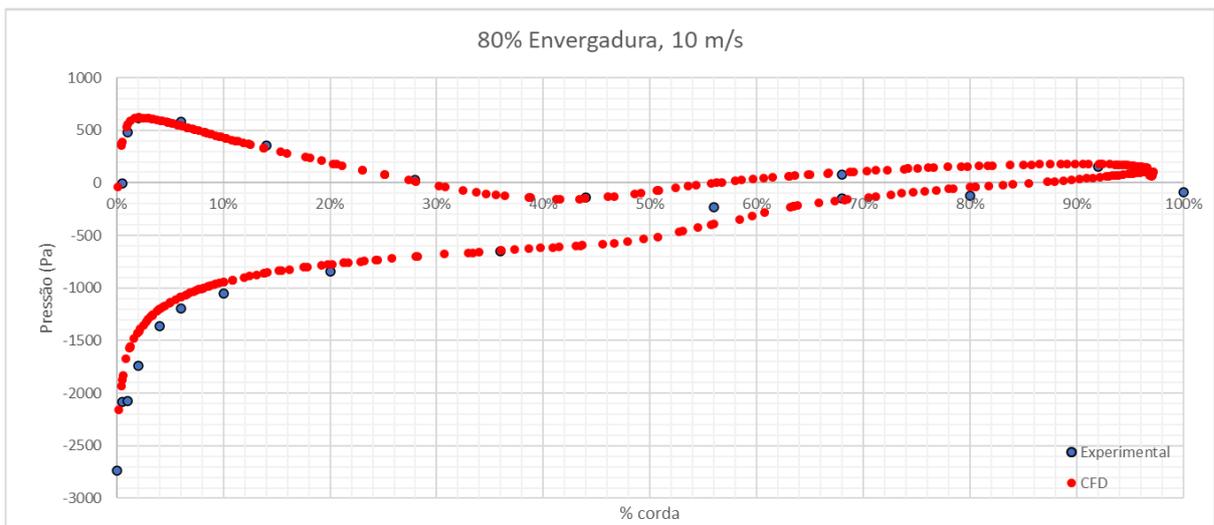


Figura 39 – contornos de pressão na pá para velocidade de 10 m/s, 80% da envergadura

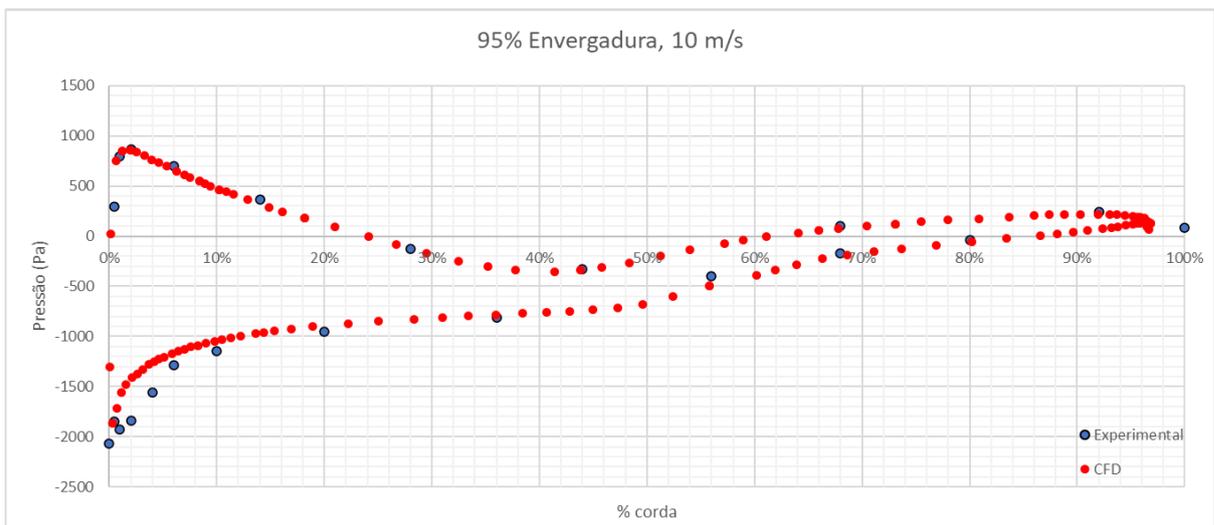


Figura 40 – Contornos de pressão na pá para velocidade de 10m/s, 95% da envergadura

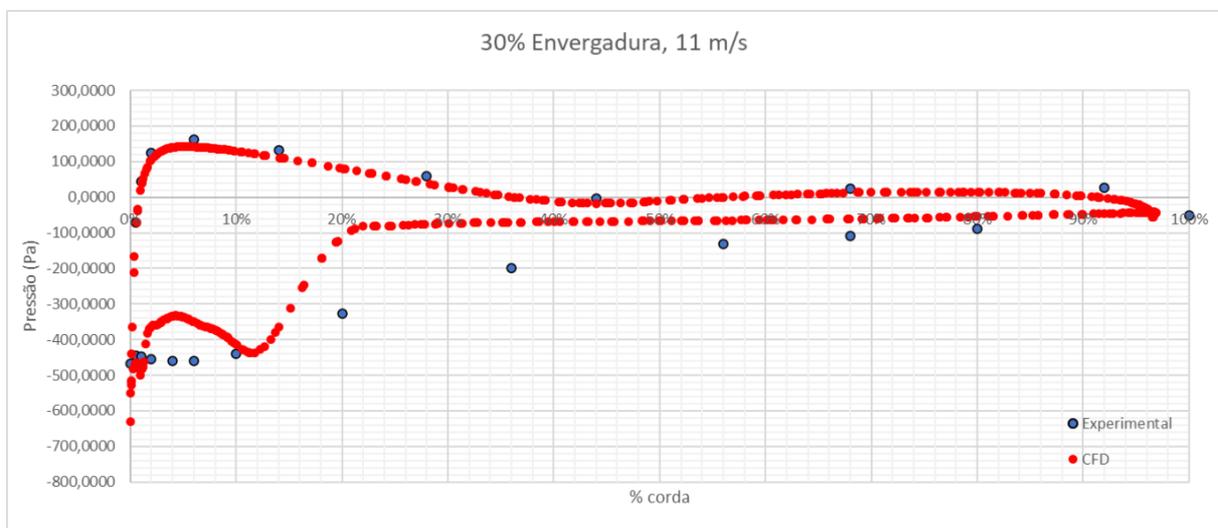


Figura 41 – contornos de pressão na pá para velocidade de 11 m/s, 30% da envergadura

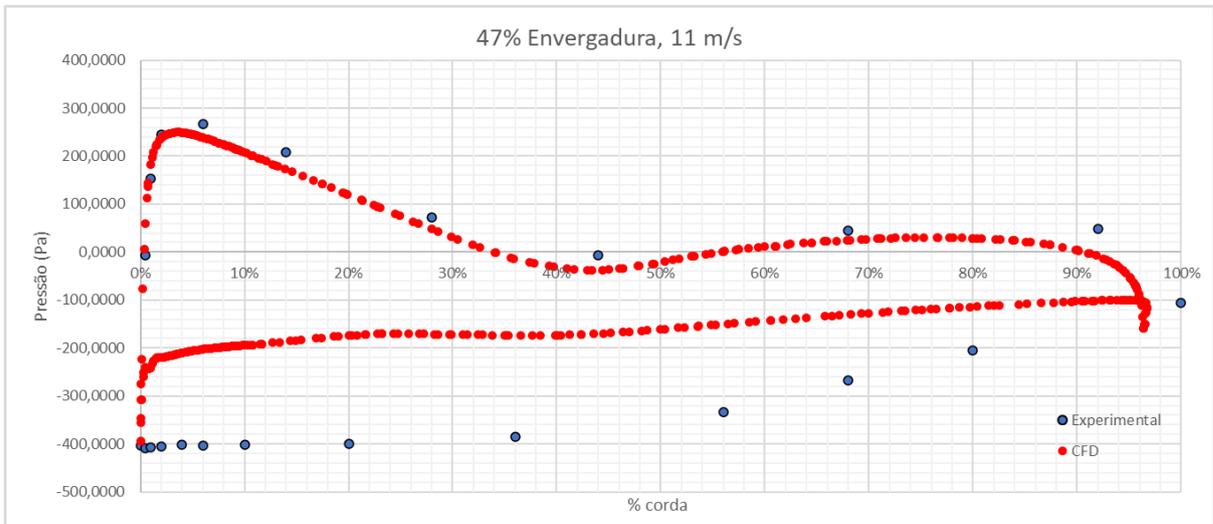


Figura 42 – contornos de pressão na pá para velocidade de 11 m/s, 47% da envergadura

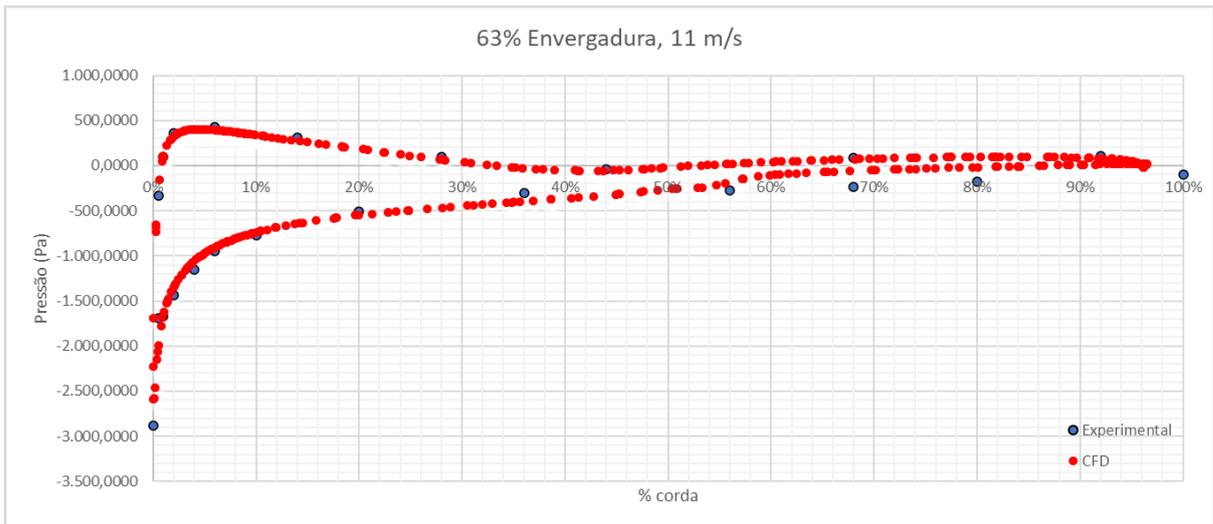


Figura 43 – contornos de pressão na pá para velocidade de 11 m/s, 63% da envergadura

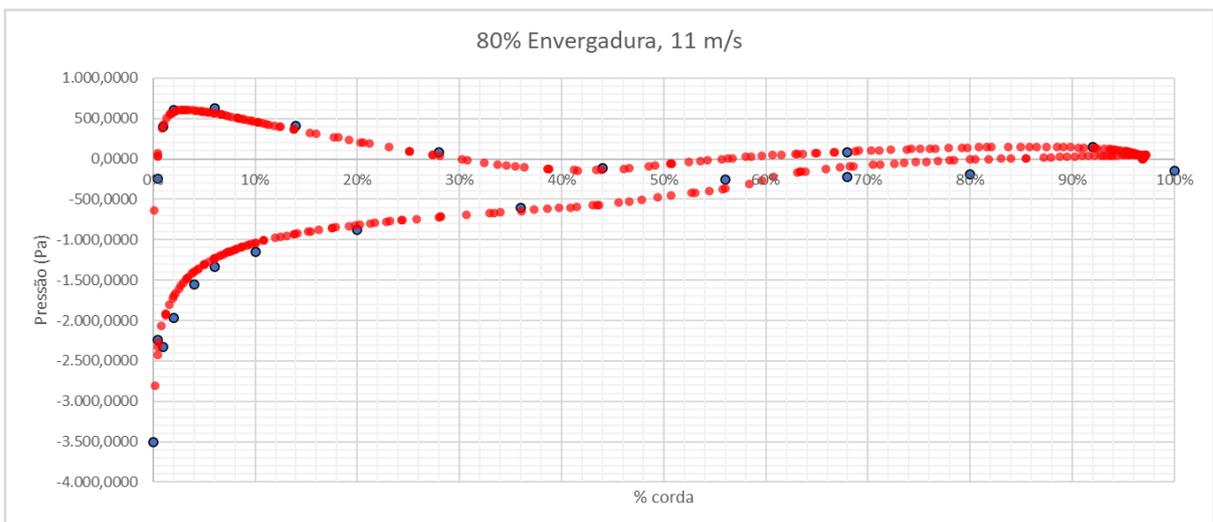


Figura 44 – contornos de pressão na pá para velocidade de 11 m/s, 80% da envergadura

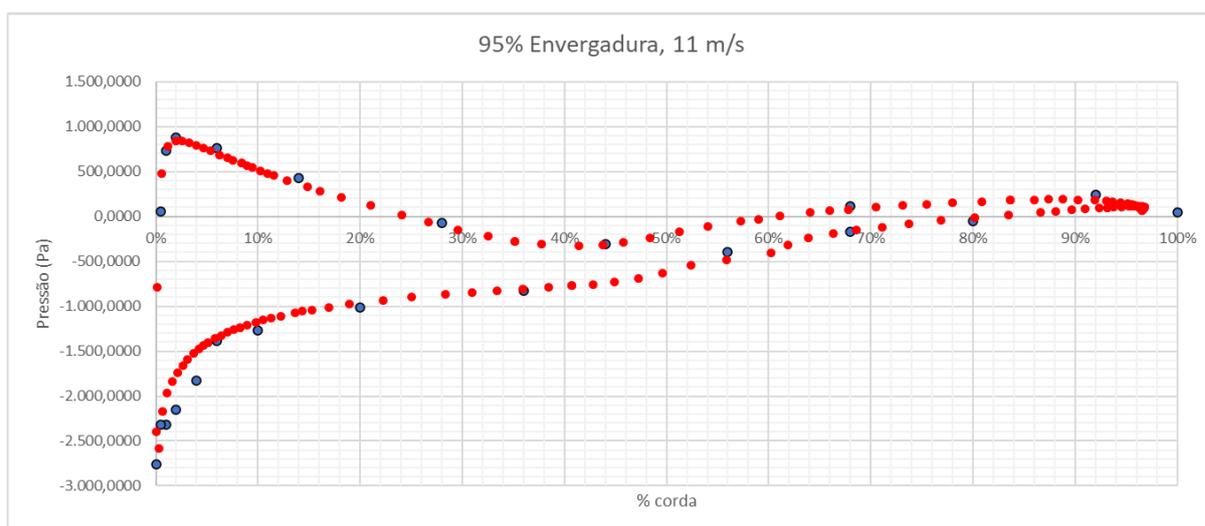


Figura 45 – Contornos de pressão na pá para velocidade de 11m/s, 95% da envergadura

6 Integração de processos e otimização

Neste capítulo, serão descritos os procedimentos realizados no processo de otimização, bem como os resultados da integração de processos para o procedimento de otimização, além da análise dos resultados do procedimento de otimização.

6.1 Algoritmos Genéticos

Os algoritmos genéticos são parte de um método moderno de otimização que se baseiam nos princípios de seleção natural de Charles Darwin. De acordo com Rao[39], este método de otimização não utiliza de derivadas da função objetivo (função que se deseja minimizar ou maximizar o valor), e este algoritmo tem menos probabilidade de ficar preso em pontos ótimos locais, como ocorre com outros métodos de otimização que usam derivadas de função objetivo, como BFGS, Gradiente Conjugado, Máxima Descida, entre outros. Além disso, de acordo com Goldberg[40], o algoritmo genético precisa converter as variáveis de projeto em um sequenciamento finito de caracteres, e possui a vantagem de necessitar de pouca informação a respeito do problema. Diferentemente de métodos citados anteriormente, como máxima descida, BFGS e outros, o algoritmo genético não precisa de nenhuma informação sobre o funcionamento da função objetivo, isto é, ele não precisa de derivadas da função, tampouco de estimativas sobre passo ótimo de crescimento, por exemplo, necessitando tão somente do valor da função objetivo para um vetor de variáveis correspondente. Com o algoritmo genético, é possível otimizar uma função "caixa preta". Esta característica em questão é bastante benéfica para o intuito deste trabalho, pois o valor do coeficiente de potência, função objetivo aqui utilizada, será dado através da análise numérica em CFD, pois, em princípio, não se conhece a variação do C_p em função destes parâmetros. Como o C_p é uma função "caixa preta", a otimização por algoritmos genéticos é adequada.

Segundo Rao[39], Neste algoritmo, cada variável é representada como vetores de variáveis binárias, que correspondem aos cromossomos, e , em cada geração, uma nova cadeia de vetores é produzida utilizando seleção parental aleatória, combinada com *crossover* da geração anterior. Assim, o vetor de binários será tal que represente todas as variáveis de projeto, e a função objetivo exercerá a "pressão seletiva" para selecionar os melhores indivíduos. O algoritmo funciona, basicamente, da forma [40]:

1. Determinar o comprimento do vetor contendo as variáveis de projeto. As variáveis de projeto serão codificadas através de uma sequência de caracteres binários, gerando um "indivíduo".

2. Gerar uma população inicial, com cada indivíduo contendo uma cadeia de binários
3. Avaliação da adaptabilidade: a função objetivo é avaliada para cada vetor de variáveis (ou, no caso, cada indivíduo). Com isso, é construída a matriz de adaptabilidade, onde o valor da função objetivo obtido para cada indivíduo é somado, e a cada indivíduo, é atribuída uma porcentagem de adaptabilidade, que corresponde ao peso ponderado que a função objetivo deste indivíduo tem no total. Essa porcentagem será a porcentagem deste indivíduo ser selecionado aleatoriamente para se reproduzir e gerar um novo indivíduo. Os indivíduos selecionados tem sua cadeia de binários copiada para a pilha de possíveis novos indivíduos. Sendo assim, quanto mais "apto" for uma cadeia, maior a probabilidade de ela ser selecionada para compor a próxima geração
4. Realizar o processo de *cross-over*: Essa operação consiste na troca de um pedaço da cadeia de binários entre dois indivíduos, da seguinte forma: dois indivíduos resultantes do passo anterior são selecionados aleatoriamente. Um número k , entre 1 e $l - 1$, sendo l o comprimento da cadeia de binários, é selecionado aleatoriamente, e, as cadeias de binário dos dois indivíduos são substituídas a partir da posição k até a posição l . Por exemplo, sejam 2 indivíduos $A_1 = 01111$ e $A_2 = 11000$, respectivamente. Supondo que o valor k , sorteado aleatoriamente, seja 3, então as duas cadeias dos indivíduos A_1 e A_2 serão "cortadas" a partir do terceiro caractere, e os valores posteriores serão trocados (neste caso, será apenas um caractere). Isso irá resultar em dois novos indivíduos, $A'_1 = 01100$, e $A'_2 = 11011$, e estes indivíduos irão compor a próxima geração.
5. Realizar a operação de mutação, que consiste em, simplesmente, aplicar uma probabilidade de algum valor da cadeia de binários ser alterado.
6. Ao final das operações de reprodução, *cross-over* e mutação, tem-se a nova geração. Então, realiza-se novamente a avaliação da adaptabilidade da nova geração.
7. Testar o critério de convergência, ou critério de parada. Este critério pode ser um número máximo de gerações, ou algum outro critério estabelecido, como, por exemplo, o valor da função objetivo alterar menos do que uma determinada tolerância.

Aqui, é importante ressaltar que, no passo 3, a função objetivo C_p será avaliada através do CFD. O algoritmo genético, portanto, não possui informação sobre como é obtido o C_p (ou seja, sobre a forma da função objetivo), mas possui a entrada (variáveis de projeto) e o valor da função objetivo C_p . Isso é suficiente para o funcionamento do algoritmo.

Ressalta-se também que o resultado obtido pelo algoritmo genético tenderá a ser tão melhor quanto maior for o número de gerações e de indivíduos por geração, pois, como

enumerado, há uma aleatoriedade envolvida. Porém, o aumento do número de gerações eleva substancialmente o custo computacional.

O algoritmo utilizado neste trabalho é o denominado NSGA-II, sigla para *nondominated sorting genetic algorithm*, ou algoritmo genético de ordenação por não dominância, que está disponível no modeFrontier[®], programa utilizado para fazer a integração de processos e a otimização.. Este algoritmo foi desenvolvido por Deb et al.[41],sendo que o índice II indica um aprimoramento do algoritmo NSGA original proposto pelos autores em 1995. O NSGA-II é projetado para otimizações multi-objetivo, mas também funciona com otimização mono-objetivo, e, como aprimoramento, ele acrescenta ao algoritmo genético o elitismo, que consiste em passar para a próxima geração os indivíduos mais aptos da geração anterior, além do ordenamento dos vetores baseado em não dominância (ou seja, as soluções não dominadas são priorizados), o que faz com que o algoritmo atinja a convergência mais rapidamente em relação ao algoritmo genético convencional para otimização multi-objetivo, para a construção da frente de Pareto. Como a otimização deste trabalho é mono-objetivo, este assunto não será mais abordado, e o NSGA-II deverá se comportar como um algoritmo genético convencional

6.2 Parametrização do efeito *sweep* e variáveis de projeto

Como a geometria será modificada automaticamente ao longo do processo de otimização, é necessário parametrizar o *sweep* que será aplicado às pás. A parametrização utilizada neste trabalho será a mesma proposta no programa STAR, retirada do trabalho de Larwood, van Dam e Schow[27]:

$$d = d_{ponta} \left[\frac{(r - r_0)}{(L_{pa} - r_0)} \right]^\alpha \quad (6.1)$$

Onde, para uma dada seção da pá, d é o deslocamento da pá com relação ao eixo de torção original, d_{ponta} é o deslocamento da ponta da pá com relação ao eixo de torção, r é a posição radial da seção, r_0 é a posição onde o *sweep* começa, L_{pa} é o comprimento da pá e α é o expoente que irá determinar o formato da curva. Neste trabalho, convencionou-se a adotar o *sweep* **positivo** como sendo o deslocamento na **direção oposta à velocidade circunferencial da pá**, e o negativo como sendo o deslocamento na mesma direção da velocidade circunferencial da pá.

Desta forma, as variáveis de otimização do *sweep* serão o valor de r_0 , posição onde a curvatura se inicia, e também o deslocamento da ponta da pá, d_{ponta} , que irá influenciar conseqüentemente toda a curva em questão. A figura 46 mostra três curvas, todas começadas no início da pá ($r_0 = 0$), para uma pá de comprimento de 5,029 metros, e todas com um deslocamento da ponta igual a 1 metro, afim de se comparar o efeito do expoente da curva. Pode-se notar que um expoente mais baixo torna a transição mais

suave, e um deslocamento maior perto da raiz da pá e do meio. A figura 47 mostra um

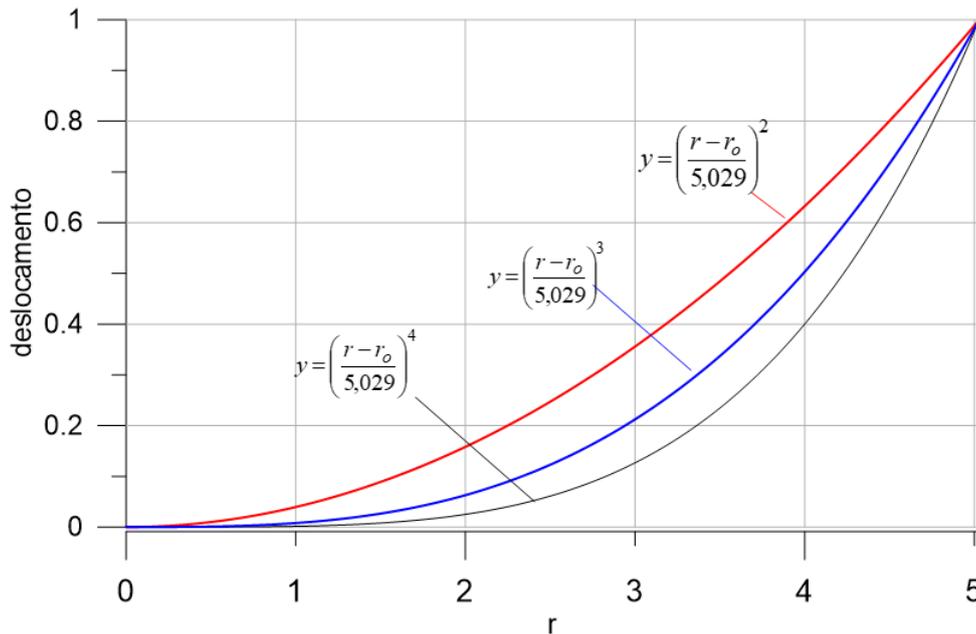


Figura 46 – Curvas de *sweep* para mesmo deslocamento de ponta e seção de início, porém com expoentes diferentes.

esquema de como este efeito vai ser aplicado na pá:

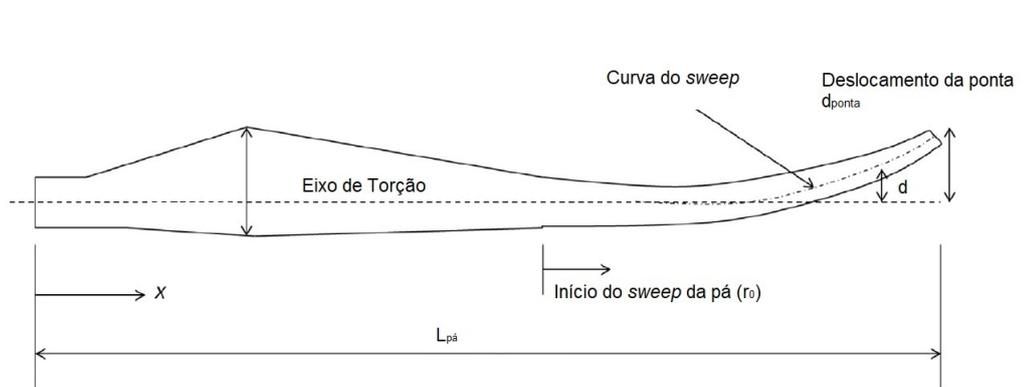


Figura 47 – Curva de *sweep* aplicada à pá
Fonte: Larwood, van Dam e Schow[27]

Através da equação 6.1, será calculado o deslocamento das seções da pá no processo de geração automática da geometria.

Os limites estabelecidos para as variáveis são mostrados na tabela 4. Em princípio, antes do processo integrado, foram testados valores maiores para r_0 , porém, para algumas combinações de variáveis de r_0 e d_{ponta} altos próximos das fronteiras, ocorria um problema de malha de baixa qualidade, resultando em erros na simulação.

Tabela 4 – Limites superior e inferior para as variáveis de projeto

Variável	Limite Inferior	Limite Superior
α	2	4
r_0	0 mm	2000 mm
d_{ponta}	0mm	1500 mm

6.3 Integração de processos

Para realizar o processo de otimização, é necessário integrar diversos processos necessários para a realização dos cálculos. A integração de processos e a otimização serão feitos pelo programa modeFrontier®. A figura 48 mostra o fluxograma da integração de processos.

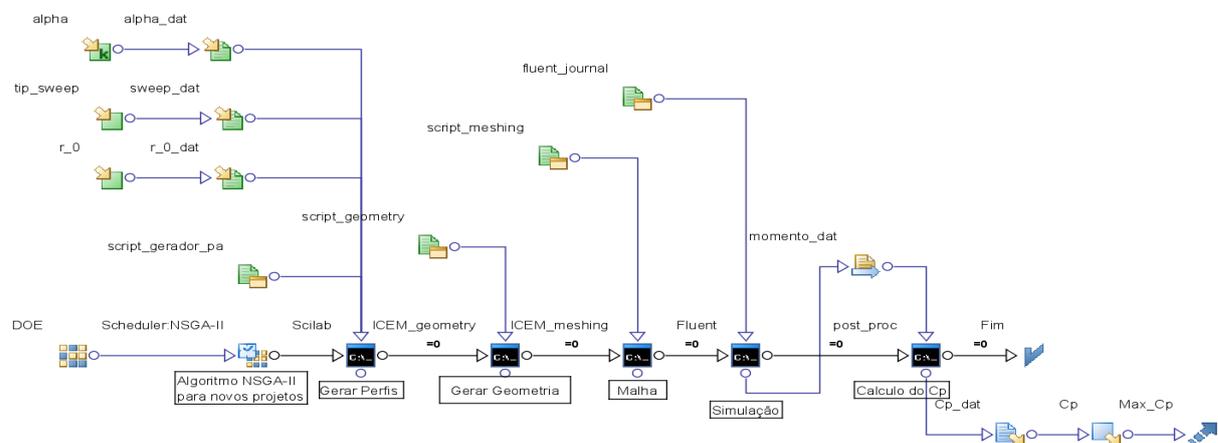


Figura 48 – Fluxograma da integração de processos

Este processo funciona da seguinte forma:

1. Variáveis de projeto iniciais são geradas, na primeira geração, no nó DOE. A partir da segunda geração, os vetores de variáveis de projeto são gerados pelo algoritmo NSGA-II. O DOE utilizado foi definido pelo usuário, onde foram colocados 5 projetos iniciais.
2. Os nós α , tip_sweep e r_0 vão gerar arquivos de dados contendo os valores definidos para as variáveis. No processo de otimização, foram feitas 3 rotinas, mantendo-se o α constante, igual a 2, 3 e 4 respectivamente, enquanto que os valores do $sweep$ da ponta da pá, e da posição de início do $sweep$ eram alterados.
3. Um programa feito em Scilab faz a leitura dos arquivos de dados do passo anterior, para gerar as curvas para a construção da geometria da pá. A figura 49 mostra os deslocamentos dos perfis em 22 posições radiais.

4. O Ansys ICEM CFD é utilizado para a construção da geometria, através de código em linguagem Tcl/tk. Foi necessário colocar um nó separado para construir a geometria, pois estavam ocorrendo erros ao se construir a geometria e a malha no mesmo script. O programa é chamado por um comando em DOS.
5. O Ansys ICEM CFD, com outro código em linguagem Tcl/tk, é utilizado para abrir a geometria do nó anterior e gerar a malha
6. O ANSYS Fluent carrega a malha construída no nó anterior e, juntamente com a malha do campo distante, faz a simulação, com velocidade de vento de 11 m/s e condições de contorno descritas na seção 4.7. Ele irá gerar um arquivo de dados contendo os resultados para o momento.
7. Um novo código no Scilab irá converter os dados em C_p , e irá gerar um arquivo de dados com o resultado. Este resultado é o resultado da função objetivo, que deverá ser maximizada. Aqui, o processo reinicia.



Figura 49 – Curvas geradas automaticamente pelo programa em scilab, no processo de otimização, para uma pá com *sweep*. Figura ilustrativa

Para reduzir a complexidade do problema de otimização, foram feitos 3 ciclos de otimização para a análise do efeito *sweep* para trás, mantendo-se o valor de α constante em cada um deles, sendo este igual a 2, 3 e 4 em cada um dos procedimentos. Assim, cada processo de otimização é feito com duas variáveis de projeto, ao invés de 3. A redução das variáveis de projeto possibilita uma redução no tamanho populacional e no número de gerações necessário para atingir a convergência, o que é positivo, considerando o elevado tempo computacional de cada avaliação da função objetivo (cerca de 3 horas e meia). Posteriormente, o mesmo procedimento foi realizado para a análise do *sweep* para frente, mas apenas com o valor de α equivalente a 2 e 4, pois o valor de α igual a 3 foi o menos promissor na avaliação do *sweep* para trás. A otimização foi realizada utilizando-se um processador AMD Ryzen Threadripper 3990X com 128 núcleos e 128MB

de memória RAM. Com esta configuração, cada avaliação da função objetivo (que consiste na geração da geometria, malha, simulação numérica e pós processamento para converter o momento em C_p) levou, em média, 3 horas e 30 minutos, o que é um tempo computacional consideravelmente elevado para a realização de um processo de otimização. Por esta razão, não foi possível a escolha de um tamanho populacional e de um número de gerações muito elevado, pois isso iria requerer que o computador ficasse operando de forma ininterrupta durante vários dias. Assim, foram escolhidos, para cada ciclo de otimização, tamanho populacional inicial de 5 indivíduos, com 5 gerações em cada ciclo. Isso irá fazer com que um ciclo de otimização dure cerca de 3 dias e meio. Como foram feitos 5 ciclos (três para o efeito *sweep* para trás e mais dois para o efeito *sweep* para frente), o procedimento durou um total de 18 dias.

Embora a população inicial não fosse muito elevada, na quinta geração, observou-se que os melhores vetores de variáveis já começavam a ser repetidos pelo algoritmo, indicando uma convergência dentro da região ótima.

6.4 Análise dos Resultados

O processo de otimização utilizando os processos integrados, com algoritmos genéticos para a geração de novas geometrias, forneceu o resultado apresentado na tabela 5. É possível observar, na coluna "ganho", a variação do C_p com relação ao da turbina original (sem efeito *sweep*).

A solução por CFD foi realizada com os seguintes parâmetros:

- Velocidade do vento = 11 m/s
- Rotação do rotor = 72 RPM
- Razão de ponta de pá (TSR) $\cong 3,45$
- Regime permanente, com quadro de referencial móvel na vizinhança do rotor.
- Malha não estruturada, com aproximadamente 16 milhões de elementos.
- Modelo de turbulência $k - \omega SST$
- Discretização do momento, energia cinética turbulenta e dissipação específica turbulenta usando o esquema de primeira ordem à montante
- Algoritmo SIMPLE[38] para acoplamento entre pressão e velocidade

Tabela 5 – Resultados do processo de otimização

ordem	α	r_0 (mm)	d_{ponta} (mm)	C_p	ganho
1	2	1000,0	1500,0	0,18796	5,52%
2	2	0,0	-1500,0	0,18628	4,58%
3	2	0,0	-1350,0	0,18462	3,64%
4	2	0,0	1500,0	0,18414	3,38%
5	4	0,0	1350,0	0,18342	2,97%
6	2	500,0	1500,0	0,18308	2,78%
7	4	500,0	1350,0	0,18307	2,78%
8	4	500,0	1050,0	0,18307	2,78%
9	4	500,0	1500,0	0,18283	2,64%
10	3	1500,0	1500,0	0,18266	2,54%
11	3	1500,0	600,0	0,18209	2,22%
12	4	1500,0	1050,0	0,18192	2,13%
13	4	0,0	750,0	0,18177	2,05%
14	4	1000,0	750,0	0,18173	2,02%
15	3	500,0	900,0	0,18162	1,96%
16	3	1500,0	900,0	0,18159	1,95%
17	3	1000,0	450,0	0,18104	1,63%
18	2	500,0	1200,0	0,18113	1,69%
19	4	2000,0	1050,0	0,18106	1,64%
20	4	500,0	900,0	0,18106	1,64%
21	4	500,0	450,0	0,18080	1,50%
22	4	1000,0	300,0	0,18055	1,36%
23	4	1500,0	600,0	0,18054	1,36%
24	2	1500,0	1500,0	0,18045	1,30%
25	4	3000,0	600,0	0,18001	1,06%
26	4	2500,0	1050,0	0,17972	0,90%
27	2	1000,0	750,0	0,17969	0,88%
28	3	0,0	1050,0	0,17991	1,00%
29	3	1000,0	300,0	0,17964	0,85%
30	3	1500,0	300,0	0,17902	0,50%
31	2	1500,0	150,0	0,17931	0,66%
32	2	0,0	900,0	0,17908	0,53%
33	2	1000,0	1200,0	0,17906	0,52%
34	4	1000,0	1200,0	0,17905	0,52%
35	4	0,0	1500,0	0,17904	0,51%

Continua na página seguinte

Tabela 5 – Continuação

ordem	α	r_0 (mm)	d_{ponta} (mm)	C_p	ganho
36	4	1500,0	150,0	0,17904	0,51%
37	4	2000,0	1350,0	0,17823	0,06%
38	4	0,0	1050,0	0,17816	0,02%
39	4	0,0	1200,0	0,17815	0,01%
40	4	1000,0	0,0	0,17813	0,00%
41	2	1000,0	0,0	0,17813	0,00%
42	2	0,0	-900,0	0,17767	-0,26%
43	4	2000,0	1500,0	0,17765	-0,27%
44	4	500,0	1200,0	0,17762	-0,28%
45	3	1000,0	1050,0	0,17765	-0,27%
46	4	0,0	900,0	0,17735	-0,44%
47	2	0,0	600,0	0,17707	-0,59%
48	4	2500,0	300,0	0,17701	-0,63%
49	2	500,0	-1200,0	0,17688	-0,70%
50	4	1000,0	1050,0	0,17667	-0,82%
51	4	1000,0	1500,0	0,17651	-0,91%
52	3	1000,0	750,0	0,17663	-0,84%
53	4	1500,0	750,0	0,17637	-0,98%
54	4	1000,0	1350,0	0,17635	-1,00%
55	4	0,0	600,0	0,17615	-1,11%
56	4	2500,0	600,0	0,17612	-1,13%
57	4	1500,0	900,0	0,17587	-1,27%
58	4	2000,0	600,0	0,17578	-1,32%
59	4	1000,0	600,0	0,17546	-1,50%
60	4	1500,0	450,0	0,17543	-1,52%
61	4	0,0	450,0	0,17538	-1,54%
62	2	1500,0	300,0	0,17515	-1,67%
63	4	250,0	-450,0	0,17514	-1,68%
64	2	1000,0	450,0	0,17511	-1,69%
65	4	3000,0	450,0	0,17499	-1,76%
66	4	500,0	300,0	0,17496	-1,78%
67	4	500,0	600,0	0,17496	-1,78%
68	4	1500,0	1500,0	0,17486	-1,84%
69	4	1500,0	300,0	0,17485	-1,84%
70	4	2500,0	150,0	0,17450	-2,04%

Continua na página seguinte

Tabela 5 – Continuação

ordem	α	r_0 (mm)	d_{ponta} (mm)	C_p	ganho
71	2	1000,0	-450,0	0,17444	-2,07%
72	4	2500,0	1500,0	0,17439	-2,10%
73	4	2500,0	900,0	0,17432	-2,14%
74	4	2500,0	-300,0	0,17428	-2,16%
75	4	0,0	-1200,0	0,17415	-2,23%
76	4	0,0	300,0	0,17401	-2,31%
77	4	3000,0	750,0	0,17395	-2,35%
78	2	500,0	-300,0	0,17317	-2,78%
79	2	3000,0	1500,0	0,17288	-2,94%
80	4	2500,0	1200,0	0,17269	-3,06%
81	2	1500,0	-1200,0	0,17258	-3,12%
82	4	500,0	-300,0	0,17218	-3,34%
83	4	3000,0	1050,0	0,17198	-3,45%
84	4	0,0	-150,0	0,17162	-3,65%
85	4	2500,0	1350,0	0,17153	-3,71%
86	2	2000,0	-600,0	0,17150	-3,72%
87	4	0,0	-750,0	0,17122	-3,88%
88	4	2500,0	-450,0	0,17076	-4,13%
89	2	3000,0	-1500,0	0,17069	-4,18%
90	3	0,0	1500,0	0,16967	-4,75%
91	4	500,0	-1200,0	0,16916	-5,04%
92	4	250,0	-1200,0	0,16868	-5,30%
93	4	1000,0	-1050,0	0,16763	-5,90%
94	4	0,0	-1500,0	0,16728	-6,09%
95	4	500,0	-1500,0	0,16398	-7,94%
96	4	2500,0	-900,0	0,16323	-8,36%
97	4	2000,0	-1200,0	0,16199	-9,06%
98	4	2500,0	-1200,0	0,15912	-10,67%
99	3	500,0	1200,0	0,15137	-15,02%
100	4	2500,0	-1500,0	0,14300	-19,72%
101	2	1000,0	-1500,0	0,14061	-21,06%
102	2	1000,0	-750,0	0,09333	-47,60%

Como se pode observar, através do processo de otimização, foi possível obter um

ganho de 5,62%, para a turbina com *sweep* para trás. A turbina de segundo melhor desempenho no processo de otimização tinha, surpreendentemente, ângulo de *sweep* para frente, fornecendo um ganho de 4,49% no coeficiente de potência. É válido ressaltar também que, entre as 5 turbinas com melhor desempenho, somente uma teve o r_0 superior a zero. Isso indica que curvas mais suaves ao longo de toda a pá tiverem a tendência de fornecer melhores resultados. No caso particular do *sweep* para frente, nota-se que a maioria dos projetos com esta característica entregou um coeficiente de potência mais baixo do que o da turbina original, sendo que apenas dois projetos com *sweep* para frente entregaram melhora no desempenho, o que mostra que o *sweep* para trás apresenta um comportamento mais estável no quesito de melhorar o desempenho da turbina. Outro efeito importante observado na turbina com *sweep* para frente foi que esta conseguiu manter a potência aproximadamente constante na região entre 10 m/s e 15 m/s.

O resultado do *sweep* para frente melhorar o desempenho da turbina é coerente com o resultado obtido por Kaya et al.[30], que realizou o teste em uma turbina com regulação de potência por arfagem (e não por estol), e que portanto, já tinha um coeficiente de potência mais elevado. Os autores em questão conseguiram um aumento de 3% no C_p . Porém, no experimento deles, não foi obtido um coeficiente de potência mais alto para o *sweep* para trás, diferentemente do que ocorreu neste trabalho, no entanto, os autores conseguiram obter um menor coeficiente de empuxo com esta geometria. A não obtenção de um coeficiente de potência mais alto com *sweep* para trás pelos autores pode ter se dado pelo tamanho de amostra, já que este trabalho fez uso de um algoritmo de otimização e 102 amostras diferentes de turbinas, enquanto que o trabalho de Kaya et al.[30] contou com apenas 32 amostras pré definidas, sendo um processo de otimização por busca direta entre elas. Outra hipótese pode ser a respeito do tipo de controle de capacidade. Enquanto a turbina ensaiada pelos autores era regulada por arfagem (*pitch regulated*), a turbina ensaiada neste trabalho é regulada por estol, e, portanto, apresenta uma curva de momento com relação a velocidade do vento com um comportamento bastante diferente, uma vez que as turbinas reguladas por estol tendem a ter menores coeficientes de potência no ponto de projeto, porém mantêm um momento aproximadamente constante por uma faixa ampla de velocidades de vento.

Os resultados obtidos por Larwood, van Dam e Schow[27] e Ashwill et al.[26] não podem ser comparados adequadamente aos obtidos por este trabalho, pois o rotor STAR foi especialmente projetado para ter um controle passivo de redução de cargas estruturais, alterando o ângulo de arfagem na medida em que a turbina sofresse um aumento de esforço axial. Ou seja, o vento faria com que o ângulo de arfagem fosse alterado na medida em que a intensidade do vento mudasse, e isso faria com que os esforços no rotor fossem reduzidos, permitindo um aumento no diâmetro do rotor sem aumentar a carga. Essa foi a principal razão do aumento da produção anual de energia do rotor STAR do trabalho de Ashwill et al.[26].

O trabalho de Amano et al.[28] testou uma turbina com efeito *sweep* apenas na ponta da pá, ao longo de várias velocidades de vento entre 6 m/s e 20 m/s. O efeito *sweep* utilizado por eles é comparável aos de r_0 superiores a 2,5 metros deste trabalho, e concluíram que houve um pequeno aumento na potência produzida nas condições de escoamento colado, enquanto que houve uma redução na potência produzida nas condições de estol. Este comportamento observado foi o exato oposto do que ocorreu com as turbinas otimizadas neste trabalho. Comparando com os resultados expostos na tabela 5, é possível observar que, para valores elevados de r_0 , existem condições com aumento da potência produzida, bem como condições onde a potência diminuiu, mostrando que o resultado depende, de maneira bastante sensível, da intensidade do *sweep*, da posição de início da curvatura, e também do formato da curvatura, determinado pelo parâmetro α . A condição testada pelos autores provavelmente corresponde a alguma das condições que reduz a potência na região onde há o estol. No trabalho de Amano et al.[28], foi testada apenas uma geometria de *sweep*, sendo o resultado coerente com alguns dos resultados obtidos neste trabalho.

Além disso, ao se comparar o resultado obtido neste trabalho com o resultado obtido por Verelst e Larsen[25], nota-se que, opostamente ao que ocorreu no trabalho dos autores, foi obtido aqui um aumento de potência. Isso provavelmente ocorre pelo fato de, neste trabalho, ter sido testada uma turbina com regulagem por estol, enquanto que no trabalho dos autores, foi testada uma turbina regulada por arfagem, que, portanto, tende a não ter descolamentos de camada limite. Neste trabalho, é observado que a potência entregue pelas turbinas com *sweep* é ligeiramente mais baixa do que a potência da turbina convencional em baixas velocidades de vento (inferiores a 9 m/s), que é justamente a região onde não há estol. Assim, nota-se que o efeito do *sweep* no escoamento é benéfico quando há descolamento da camada limite em alguma seção da pá, caso característico de turbinas reguladas por estol.

As figuras 50 e 51 mostram as geometrias das turbinas ótimas obtidas pelo processo de otimização.

Diante desta análise, pode-se concluir que os resultados obtidos estão coerentes com outros estudos na literatura sobre *sweep* em turbinas eólicas de eixo horizontal. Além disso, a principal contribuição deste trabalho foi a integração do *sweep* em um procedimento de otimização, que permitiu a obtenção de diversos modelos de *sweep* a serem testados. A figura 52 mostra um comparativo entre as turbinas original e otimizadas. É possível observar no gráfico que o desempenho das turbinas otimizadas fica ligeiramente abaixo da turbina original para velocidades de vento de 7 m/s e inferiores, e, desta velocidade em diante, o desempenho das turbinas otimizadas vai ficando maior do que a original, até a velocidade de 15 m/s. A característica de potência aproximadamente constante para uma ampla faixa de velocidades do vento é mantida na turbina com *sweep*, o

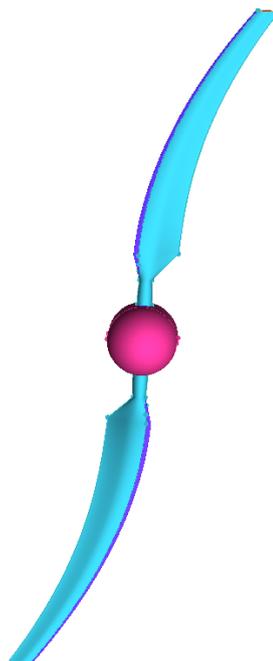


Figura 50 – Geometria otimizada, com ângulo de *sweep* para trás (geometria 1 da tabela 5)

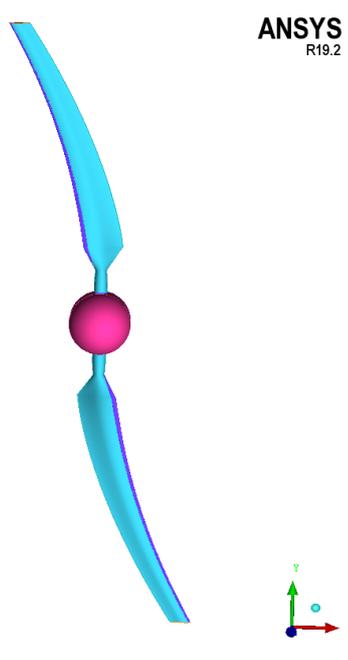


Figura 51 – Geometria otimizada, com ângulo de *sweep* para frente (geometria 2 da tabela 5)

que é desejável.

6.5 Análise local do escoamento nas geometrias otimizadas

A partir da análise local do escoamento nas novas geometrias, é possível identificar a razão pela qual estas fornecerem um momento maior do que na pá original, além de

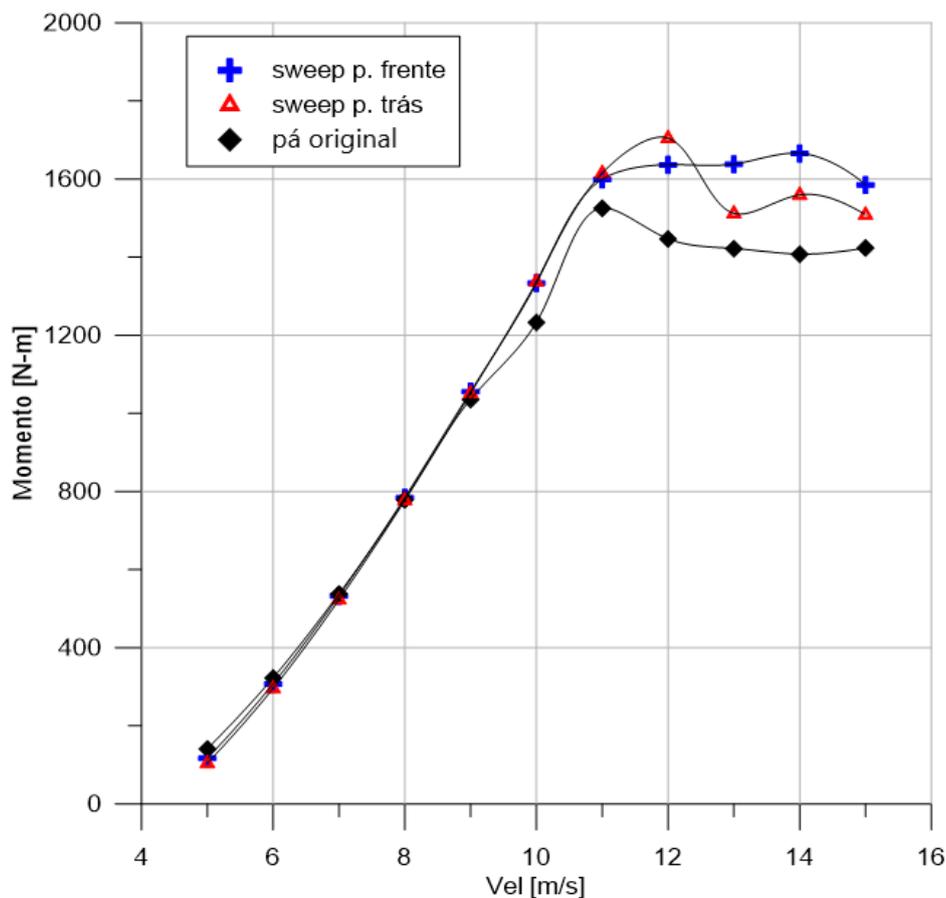


Figura 52 – Comparativo de desempenho entre as turbinas original e otimizadas.

entender como o *sweep* afeta a geometria.

As figuras 53 a 57 mostram os contornos de pressão nas pás otimizadas, em comparação com os contornos de pressão na geometria original, onde pode ser verificado que, no lado de pressão, os contornos se comportam de maneira praticamente idêntica. Além disso, nas figuras 58 e 59, podem ser verificadas as distribuições de pressão nas pás original e otimizadas. Através destas figuras, é possível visualizar que a mudança significativa no escoamento se encontra no lado de sucção da pá, onde os contornos de pressão mostram escoamento colado nas pás com efeito *sweep*, o que não ocorre na turbina base. Na figura 59, pode ser visto que as zonas de baixa pressão estão mais bem definidas nas pás otimizadas, enquanto que na pá original, há um efeito tridimensional bastante significativo na distribuição de pressões no lado de sucção. Como se pode observar, nas regiões mais próximas da raiz da pá original, há uma mudança abrupta de pressão ao se deslocar radialmente pela pá, o que ocasionará o escoamento radial.

Ainda ao se analisar os contornos de pressão, pode-se notar que o efeito *sweep* fez com que fosse possível a obtenção de gradientes de pressão significativamente maiores no início da corda (até cerca de 40%), o que, por sua vez, aumenta a sustentação da pá e, conseqüentemente, o momento. Isto se dá porque, como já mencionado, a camada limite

permaneceu colada nestas pás, além do escoamento radial induzido ser menor. Posteriormente, nas regiões de 63% da envergadura até a ponta da pá, o comportamento das turbinas com efeito *sweep* ficou mais próximo do comportamento da turbina original, com uma pequena perda de gradiente de pressão nas seções inferiores a 10% da corda, especialmente visível para a região com 95% da envergadura. Diante disso, pode-se analisar que o efeito *sweep* sacrificou um pouco do gradiente de pressão na ponta da pá, para aumentar consideravelmente o gradiente de pressão (e, conseqüentemente, a sustentação) nas regiões próximas à raiz, onde havia escoamento radial induzido. Isso seria difícil de se prever utilizando uma análise bidimensional como o BEM, pois o efeito *sweep* é essencialmente tridimensional.

Com relação às distribuições de pressão nas pás, é possível observar que a distribuição no lado de pressão quase não sofre alterações nas 3 pás (original e nas duas otimizadas com melhor desempenho), o que é corroborado pelos contornos de pressão.

Além disso, as figuras 60, 61 e 62 apresentam os contornos de velocidade angular na direção de z , em um plano imediatamente à jusante do rotor. A partir delas, é possível visualizar que algumas regiões da esteira da turbina base possuem magnitude da velocidade angular maior do que nas turbinas otimizadas. Isso indica que, na turbina base, mais energia foi perdida para a vorticidade do escoamento. A esteira das turbinas otimizadas possui magnitudes menores de velocidade angular na esteira, e, portanto, possuem um melhor aproveitamento da energia do escoamento.

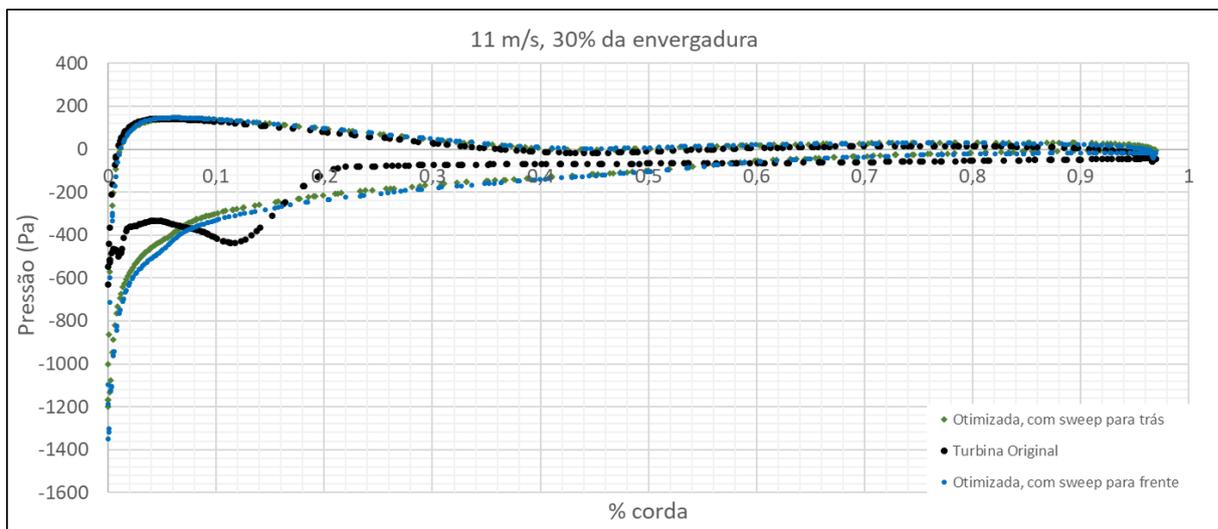


Figura 53 – Contornos de Pressão para as pás otimizadas em comparação com a turbina original, para 11 m/s e em 30% da envergadura

As figuras 63 e 64 mostram as linhas de corrente para 30% e 47% da envergadura na turbina otimizada com *sweep* para frente. Comparando com a figura 85 do apêndice B, é possível observar que o escoamento ficou mais colado no lado de sucção ao longo da pá, o que corrobora os fatos observados no gráfico da figura 53. Outra observação interessante

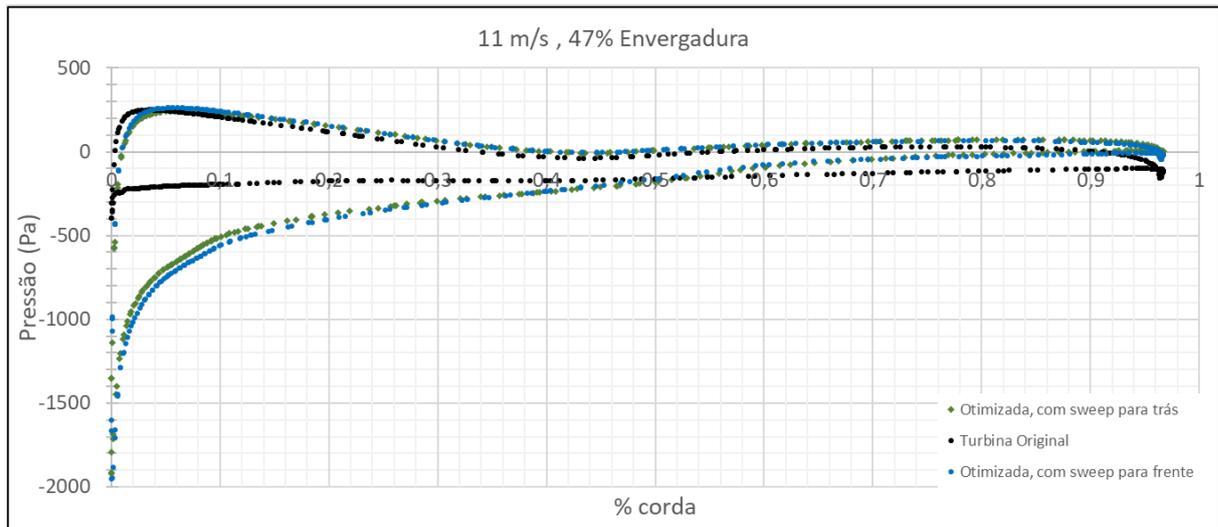


Figura 54 – Contornos de Pressão para as pás otimizadas em comparação com a turbina original, para 11 m/s e em 47% da envergadura

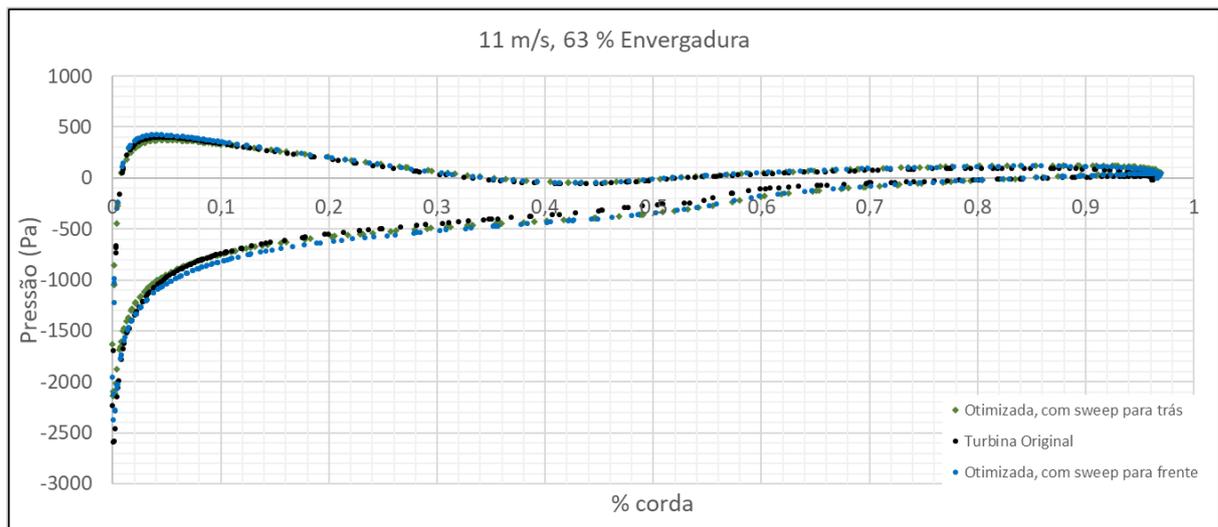


Figura 55 – Contornos de Pressão para as pás otimizadas em comparação com a turbina original, para 11 m/s e em 63% da envergadura

é que o comportamento das turbinas com *sweep* para frente e para trás é bem similar para a velocidade de 11 m/s, pois a curvatura do efeito *sweep* é bastante próxima. Isso indica que o fato de ter a curvatura melhorou a aderência da camada limite, independente do sentido da curvatura. Embora o descolamento da camada limite seja previsto nas turbinas com regulagem por estol, a figura 52 mostra que o comportamento de manter a potência aproximadamente constante dentro de uma faixa de velocidades entre 10 e 15 m/s foi mantida. Isso permite concluir que o acréscimo do *sweep*, em termos de geração de momento, foi vantajoso. Portanto, conclui-se que o procedimento de otimização foi bem sucedido, e conseguiu entregar duas geometrias com evolução de desempenho com relação ao projeto preliminar.

Finalmente, as figuras 65 e 66 mostram as linhas de corrente das partículas de

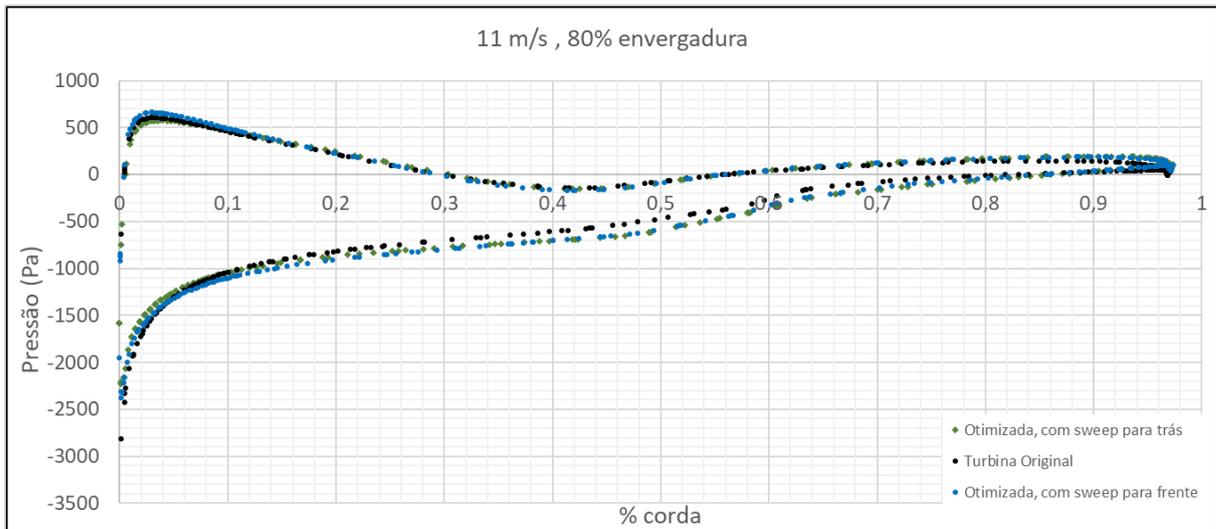


Figura 56 – Contornos de Pressão para as pás otimizadas em comparação com a turbina original, para 11 m/s e em 80% da envergadura

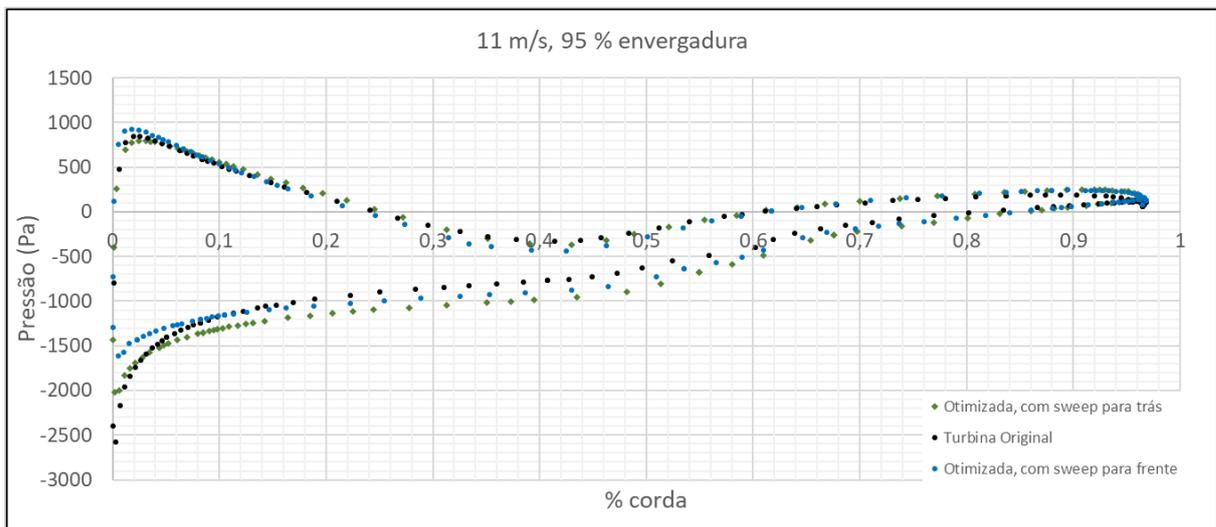


Figura 57 – Contornos de Pressão para as pás otimizadas em comparação com a turbina original, para 11 m/s e em 95% da envergadura

fluido que passam pela pá, a figura 65 relativa à pá original, enquanto que a figura 66 se refere à pá ótima com *sweep* para trás. É nítido que a pá base tem uma formação mais intensa de vórtices, o que caracteriza maiores perdas de energia para o escoamento, resultando em um aproveitamento menor da turbina.

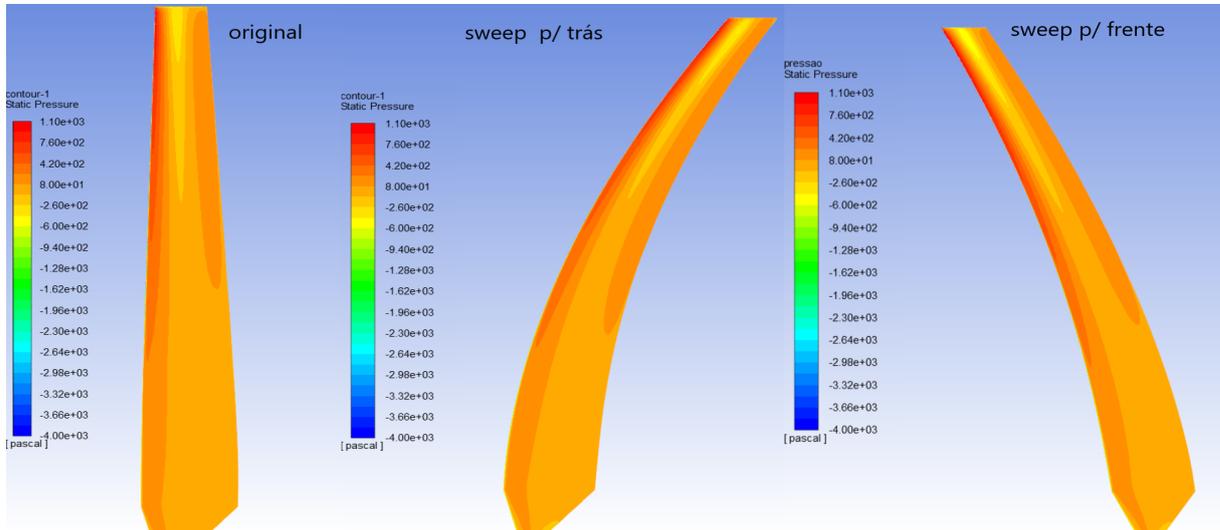


Figura 58 – Distribuições de pressão no lado de pressão das pás original e otimizadas.

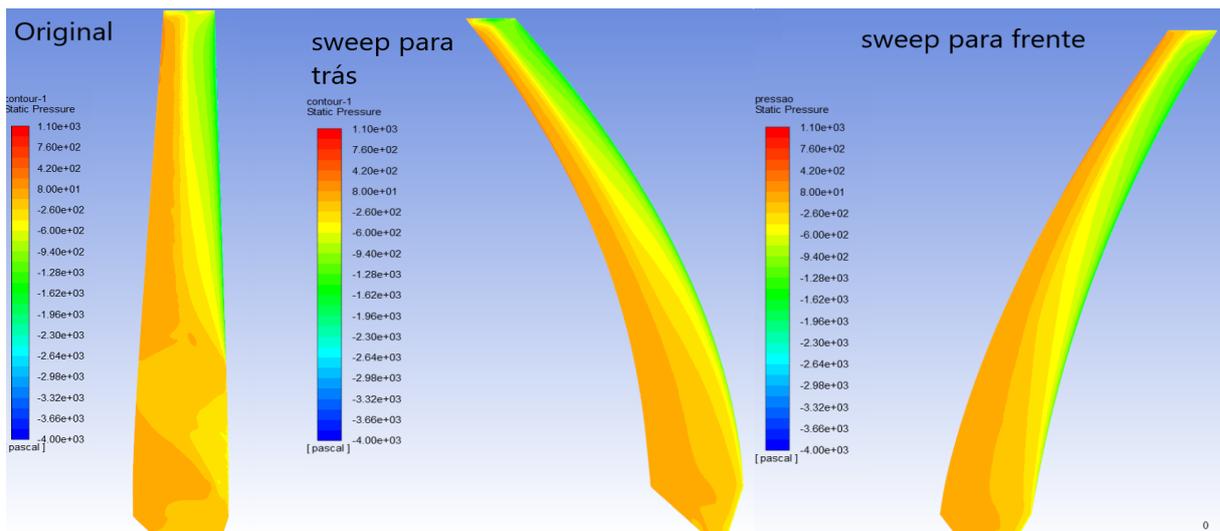


Figura 59 – Distribuições de pressão no lado de sucção das pás original e otimizadas.

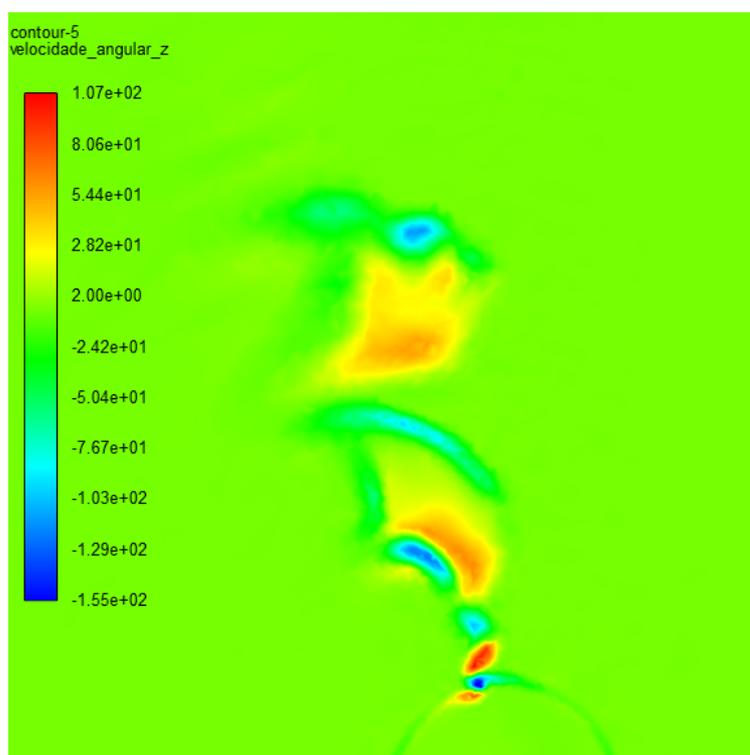


Figura 60 – Intensidade da velocidade angular na direção de z, em um plano imediatamente à jusante da turbina, para a turbina base.

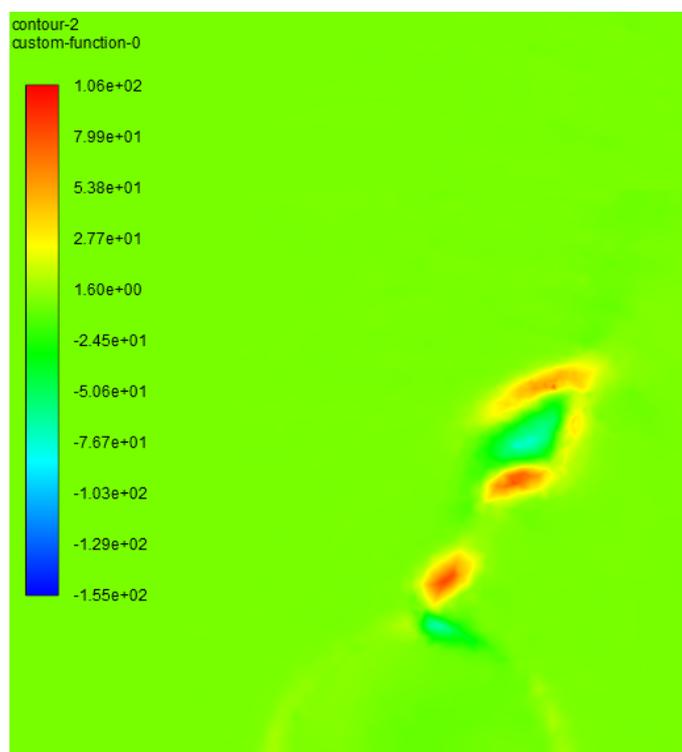


Figura 61 – Intensidade da velocidade angular na direção de z, em um plano imediatamente à jusante da turbina, para a turbina com *sweep* para trás.

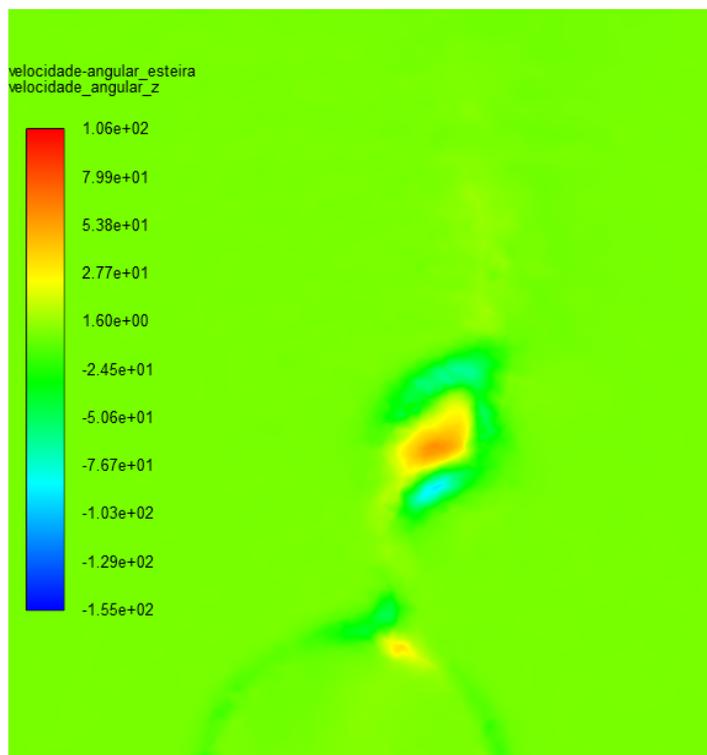


Figura 62 – Intensidade da velocidade angular na direção de z, em um plano imediatamente à jusante da turbina, para a turbina com *sweep* para frente.

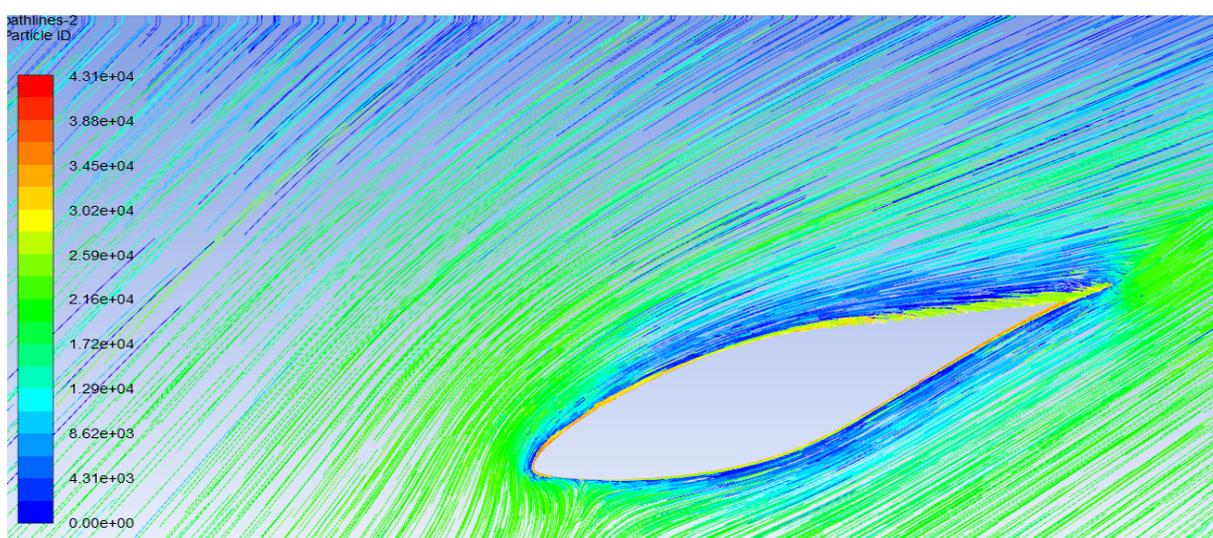


Figura 63 – Linhas de corrente para a pá otimizada com *sweep* para frente, em 30% da envergadura, com 11 m/s de velocidade do vento

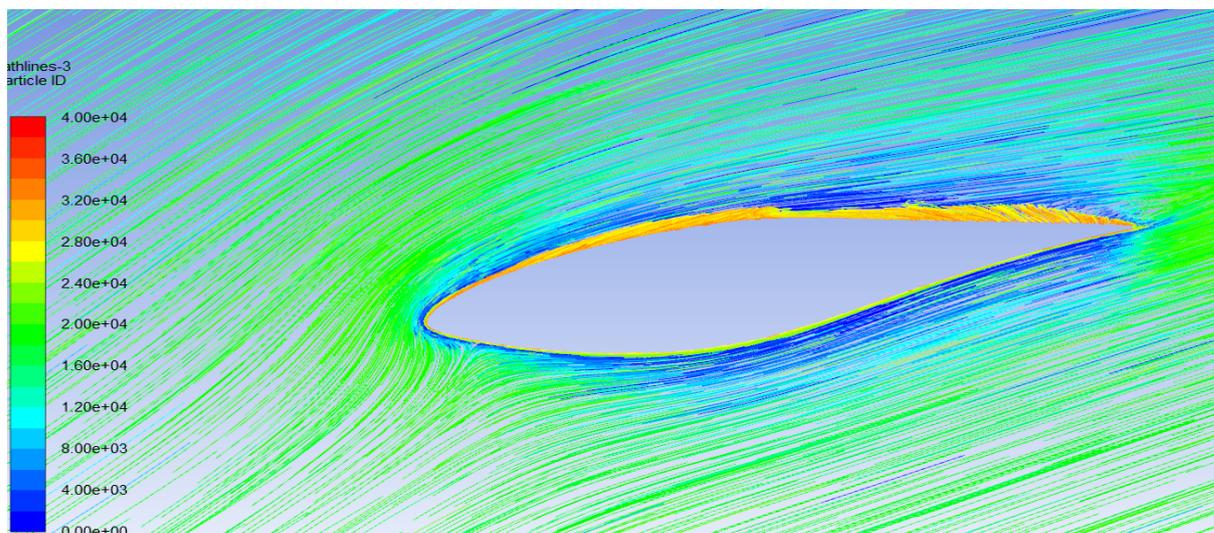


Figura 64 – Linhas de corrente para a pá otimizada com *sweep* para frente, em 47% da envergadura, com 11 m/s de velocidade do vento

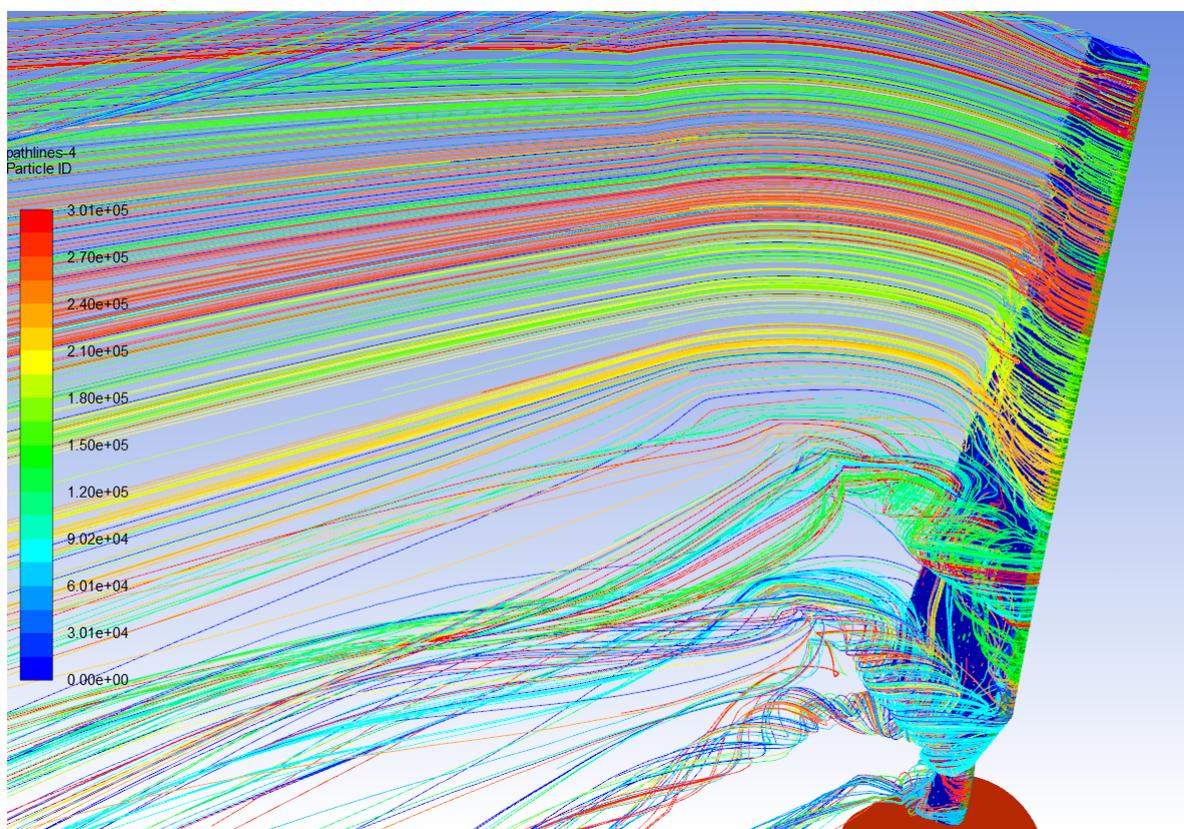


Figura 65 – linhas de corrente saindo da pá original, para velocidade de vento de 11 m/s

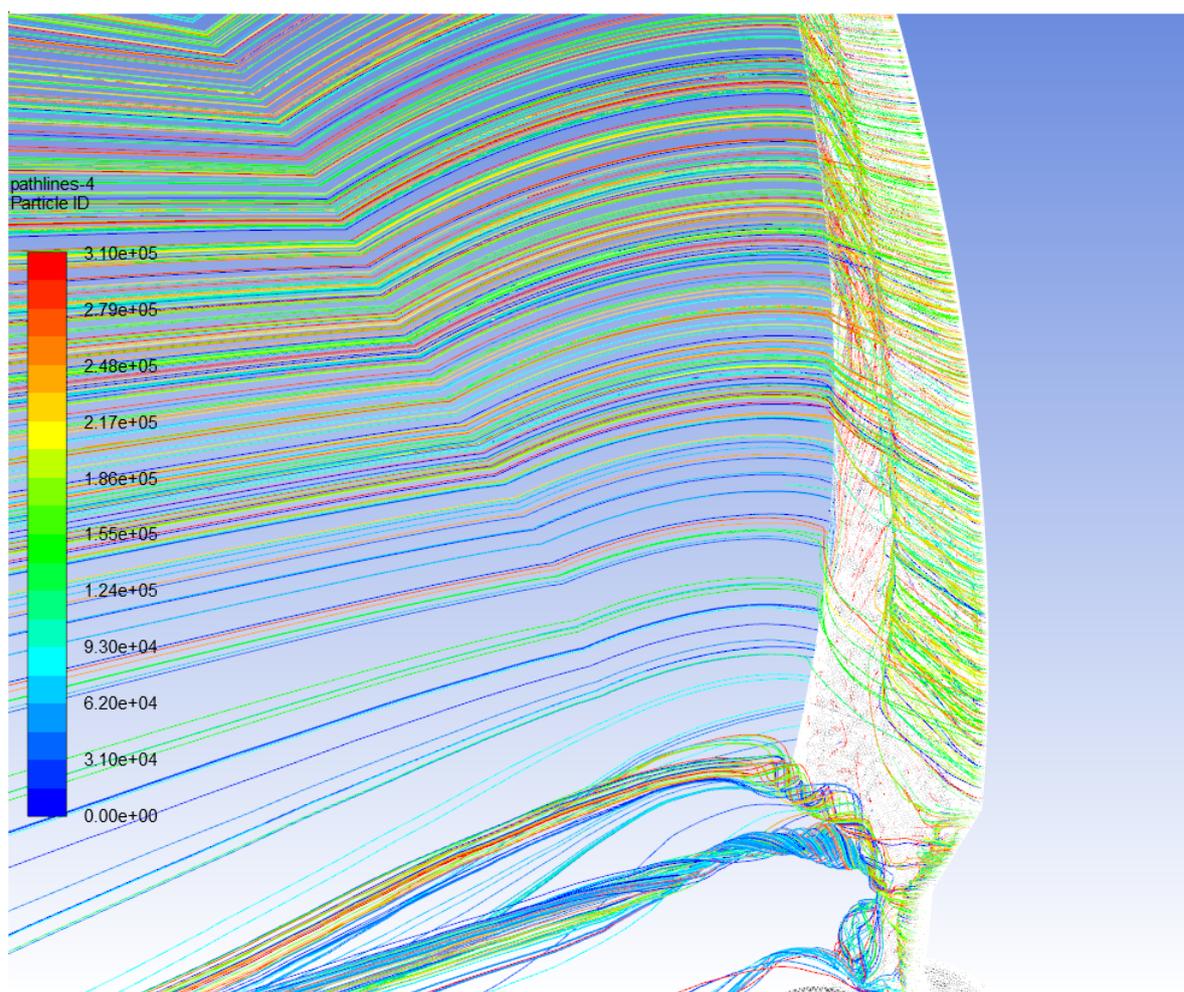


Figura 66 – Linhas de corrente saindo da pá otimizada com *sweep* para trás, para velocidade de vento de 11 m/s

7 Otimização com auxílio de Metamodelos

A otimização assistida por metamodelos é um recurso importante para a otimização de problemas cuja complexidade computacional é elevada. Como exemplo, pode-se citar este trabalho, onde cada avaliação da função objetivo leva, em média, três horas e meia, como mencionado no capítulo anterior. Isso acaba limitando o número de avaliações da função objetivo que se pode analisar, fazendo com que o processo de otimização não chegue necessariamente ao ótimo global. Este caso de avaliações de funções custosas é citado na motivação do trabalho de Regis e Shoemaker[42] onde é dito:

Devido aos enormes custos computacionais envolvidos, é de interesse a realização de apenas um pequeno número de avaliações da função objetivo ao se otimizar funções custosas. Assim, o objetivo do desenvolvimento dos metamodelos é se ter um algoritmo que produza soluções razoavelmente boas com um número bastante limitado de avaliações da função objetivo. Regis e Shoemaker[42], (traduzido pelo autor)

A função custosa no caso deste trabalho envolve a chamada de um programa para realizar a perturbação da geometria, outro para gerar a malha, e ainda, outro para solucionar as equações para encontrar a variável de saída a ser otimizada. A respeito disso, Díaz(2020) elucidada:

A questão do custo computacional dos modelos torna-se ainda mais crítica ao se tratar de problemas de otimização. Aqui, a avaliação das funções objetivo envolve chamadas recorrentes dos solucionadores (solvers) dos modelos para diferentes valores das variáveis de projeto. Nesse contexto, surge o interesse no emprego de funções de aproximação denominadas metamodelos. Díaz[43]

Para realizar a construção de modelos computacionalmente mais baratos para interpolar funções de alto custo computacional, é necessário escolher uma função ou uma forma para realizar esta aproximação. A respeito disso, sobre uso de funções de base radial para interpolar modelos complexos, da Silva[44] elucidada:

Por ser uma técnica de reconstrução de funções que possuem muitas variáveis, as funções de base radial têm demonstrado serem muito úteis para solucionar os problemas advindos da computação científica das mais variadas áreas. Suas aplicações são encontradas no campo da ciência e da engenharia, provêem desempenhos excelentes para modelos determinísticos e estocásticos e são muito eficientes para tratar problemas complexos em engenharia que exigem muito esforço computacional ou que possuem grande dimensão. (...)

(...) uma função de base radial é definida como uma função em que seus valores dependem somente da distância da origem, ou, alternativamente, da distância de um ponto a outro ponto x , chamado de centro. da Silva[44]

Interessam neste trabalho certas aproximações de funções (metamodelos) representadas matematicamente da seguinte forma:

$$F(X) = \sum_{i=1}^n a_i \zeta(\|X - X_i\|) \quad (7.1)$$

onde $\zeta(\|X - X_i\|)$ é uma função de base radial cujos valores dependem da distância em relação ao ponto central e, neste caso, $F(X)$, ($X \in \mathbb{R}^N$) é um metamodelo dado pela soma ponderada das n funções de base radial, cada uma associada com um ponto central X_i [44].

Como o caso em questão consiste de uma otimização com uma função objetivo que depende de três variáveis, a aproximação por funções de base radial se mostra uma solução em potencial. A construção do metamodelo irá consistir no uso dos resultados já obtidos neste trabalho (avaliação da função objetivo computacionalmente custosa) para, através deles, obter um modelo mais barato computacionalmente, para, a partir dele, realizar uma otimização mais detalhada (como por exemplo, no caso de algoritmos genéticos, consistindo no uso de mais gerações e maior população inicial), afim de se verificar se o resultado pode ficar ainda melhor. No caso do modelo de otimização utilizado no capítulo 6, o uso dos algoritmos genéticos foi feito com apenas 5 indivíduos na população inicial e 5 gerações para cada caso, o que é um número consideravelmente baixo de avaliações. Com a construção do metamodelo, é possível, por exemplo, aumentar substancialmente a população inicial e o número de gerações para, a partir disso, buscar um melhor ponto ótimo em poucos minutos (vale lembrar que cada ciclo da otimização mencionada no capítulo 6 levou, em média, 3 dias). Portanto, como complemento ao processo de otimização, buscar-se-á a construção de um metamodelo, cuja otimização possa eventualmente propiciar um ótimo ainda melhor do que os já encontrados. Posteriormente, este ótimo será testado no CFD para realizar a validação do metamodelo.

7.1 Construção do Metamodelo

A seguir, serão descritos os passos para a construção do Metamodelo. O procedimento realizado é o mesmo descrito no Apêndice A do trabalho de Díaz[43], e será exposto aqui.

1. **construção de um banco de dados de simulações da função custosa:** Faz-se uma matriz onde o número de colunas é equivalente ao número de variáveis de projeto, e o número de linhas é o número de pontos do banco de dados. Neste caso, a matriz terá 3 colunas e 102 linhas (o banco de dados inicial é justamente aquele obtido no processo de otimização descrito no capítulo 6, e pode ser encontrado na

Tabela 6 – Formas das Funções de Base Radial utilizadas

FBR	$\zeta(r)$
Linear	r
Cúbica	r^3
Gaussiana	$\exp(-\frac{r^2}{c^2})$
Multiquádrica	$\sqrt{r^2 + c^2}$
Multiquádrica inversa	$\frac{1}{\sqrt{r^2 + c^2}}$
Poliharmônicas	$r^{2\beta-1}, \beta \in \mathbb{N}$
<i>Thin Plate Splines</i>	$r^2 \log(r)$

Fonte: da Silva [44], e Díaz[43]

tabela5. Chamar-se-à esta matriz de S .

$$S = \begin{pmatrix} \alpha_1 & r_{0_1} & d_{ponta_1} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ \alpha_{102} & r_{0_{102}} & d_{ponta_{102}} \end{pmatrix}$$

2. **Avaliação da função custosa no banco de dados de variáveis de projeto selecionado:** Isso também foi realizado pelo procedimento do capítulo 6, e corresponde ao C_p da tabela 5. Isso irá gerar um vetor coluna, de 102 linhas.

$$C_p = \begin{pmatrix} C_{p_1} \\ \vdots \\ C_{p_{102}} \end{pmatrix}$$

3. **Construção da matriz de avaliação da função de base radial (ζ):** A matriz de avaliação consiste em uma matriz onde cada valor ζ_{ij} da matriz será função da distância radial entre os pontos i e j do banco de dados obtido no item 1. O valor de ζ_{ij} dependerá da forma da função de base radial utilizada. Se for, por exemplo, a função multiquádrica, $\zeta = \sqrt{\|X_j - X_i\|^2 + c^2}$, onde X_i e X_j são os pontos de índice i e j da matriz contendo o espaço de projeto S . Ou seja, cada vetor possui três componentes, sendo elas α , r_0 e d_{ponta} ; $r = \|X_j - X_i\|$ representa a norma euclidiana entre os pontos X_i e X_j , e c é o fator de forma, cujo cálculo será explanado mais a frente. As formas das funções de base radial descritas no trabalho de Díaz[43] são apresentadas na tabela 6. Cada uma destas funções será testada, para a verificação

do erro, e a função que resultar no menor erro será utilizada. Este procedimento irá gerar uma matriz ζ_{ij} simétrica, da forma:

$$\zeta = \begin{pmatrix} \zeta_{1,1} & \cdots & \zeta_{1,102} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ \zeta_{102,1} & \cdots & \zeta_{102,102} \end{pmatrix}$$

Nota-se que, como ζ é função da distância radial entre os pontos, esta matriz será simétrica, pois $\zeta_{i,j} = \zeta_{j,i}$. Assim, o valor da aproximação da função em cada ponto irá depender da distância radial dele em relação a todos os outros pontos do espaço de decisão. Nota-se também que, para o caso das funções sem o fator de forma c , o valor de r na diagonal principal da matriz ζ será nulo. Neste caso, é conveniente construir um polinômio de extensão para a resolução do sistema de equações.

4. **Construção da matriz de extensão de pontos no espaço de decisão:** Esta matriz deve ser construída em caso de serem utilizadas formas das funções de base radial sem o fator de forma c , como no caso das Poliharmônicas e das *splines* Poliharmônicas. Esta matriz consiste da matriz do espaço de decisão, S , acrescida de uma coluna unitária, de modo que a matriz de extensão P fica:

$$P = \begin{pmatrix} 1 & \alpha_1 & r_{0_1} & d_{ponta_1} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ 1 & \alpha_{102} & r_{0_{102}} & d_{ponta_{102}} \end{pmatrix}$$

5. **Cálculo dos coeficientes de interpolação a_i H_j :** Os coeficientes de interpolação serão multiplicados pela matriz ζ para resultar no valor da função aproximada. Assim, para o caso das funções de base radial que possuem fator de forma, a aproximação fica:

$$[\zeta] \{a\} = \{f\} \quad (7.2)$$

Em que $\{a\}$ representa o vetor de coeficientes de interpolação, e $\{f\}$ representa o vetor coluna de valores interpolados para a função objetivo. Para o caso das funções de base radial sem o fator de forma c , utiliza-se o polinômio de extensão, e o problema fica:

$$\begin{pmatrix} \zeta & P \\ P^T & \hat{0} \end{pmatrix} \begin{Bmatrix} a \\ H \end{Bmatrix} = \begin{Bmatrix} f \\ 0 \end{Bmatrix} \quad (7.3)$$

Em que $\hat{0}$ é um vetor nulo. Escrevendo os vetores da equação 7.3 em mais detalhes:

$$\begin{pmatrix} \zeta_{1,1} & \cdots & \zeta_{1,102} & 1 & \alpha_1 & r_{0_1} & d_{ponta_1} \\ \vdots & \ddots & \vdots & \vdots & \ddots & \ddots & \vdots \\ \zeta_{102,1} & \cdots & \zeta_{102,102} & 1 & \alpha_{102} & r_{0_{102}} & d_{ponta_{102}} \\ 1 & \cdots & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ \alpha_1 & \cdots & \alpha_{102} & 0 & 0 & 0 & 0 \\ r_{0_1} & \cdots & r_{0_{102}} & 0 & 0 & 0 & 0 \\ d_{ponta_1} & \cdots & d_{ponta_{102}} & 0 & 0 & 0 & 0 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} a_1 \\ \vdots \\ a_{102} \\ H_0 \\ \vdots \\ H_3 \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} f_1 \\ \vdots \\ f_{102} \\ 0 \\ \vdots \\ 0 \end{pmatrix} \quad (7.4)$$

Este sistema deve ser resolvido para encontrar os coeficientes de interpolação. Esta matriz é uma matriz 106×106 , pois possui um número de linhas e de colunas equivalente a $n_{variáveis} + n_{experimentos} + 1$

6. **Construção dos metamodelos** $\tilde{f}_k(\alpha, r_0, d_{ponta})$ Finalmente, os metamodelos são construídos depois de encontrados os coeficientes de interpolação. No caso das funções sem polinômio de extensão, a interpolação fica, para um vetor X qualquer (sendo X o vetor $(\alpha; r_0; d_{ponta})$)

$$\tilde{f}_k(X) = \sum_{i=1}^{102} a_i \zeta(\|X - X_i\|) \quad (7.5)$$

E, no caso das funções com polinômio de extensão:

$$\tilde{f}_k(X) = \sum_{i=1}^{102} a_i \zeta(\|X - X_i\|) + H_0 + \sum_{i=1}^3 H_i x_i \quad (7.6)$$

Posteriormente, é necessário realizar a avaliação do erro de aproximação das funções de aproximação com relação à função original para verificar se elas representam bem o problema e qual delas o representa melhor.

7.2 Avaliação do erro do Metamodelo, e cálculo do fator de forma

7.2.1 Avaliação do erro do Metamodelo

Posteriormente à construção do metamodelo, procede-se ao cálculo do erro relativo entre o metamodelo e a função custosa (no caso, a avaliação por CFD). Para isto, será utilizado o método LOOCV (*Leave One Out Cross Validation*, ou Validação Cruzada Deixando Um de Fora), e o erro considerado será a média dos quadrados. Este procedimento é descrito no trabalho de Rippa[45]. O método consiste em retirar um valor da matriz do espaço de decisão, construir o metamodelo com os demais restantes, calcular o valor da função para o valor retirado através do metamodelo e, por fim, compará-lo com o valor real da função objetivo. Depois, repete-se este procedimento para todos os outros valores,

e calcula-se o erro através da média dos quadrados dos erros (ou RMSE - *Root Mean Square Error*) obtidos desta maneira.

Para k entre 1 e 102 (número de amostras no banco de dados):

1. Constrói-se a matriz $S^{(k)}$, sendo ela a matriz S sem a k -ésima linha.
2. Constrói-se a matriz de $C_p^{(k)}$, sendo esta a matriz C_p sem a k -ésima linha.
3. Constrói-se a matriz $\zeta^{(k)}$, sendo a matriz ζ sem as k -ésimas linha e coluna, e procede-se ao cálculo do metamodelo da mesma maneira em que foi descrito na seção 7.1. Este metamodelo será chamado $f^{(k)}$.
4. Através do metamodelo calculado $f^{(k)}$, calcula-se o $f_k^{(k)}$, e compara este valor com C_{p_k} (que é o valor calculado pelo CFD. Armazena-se o valor da norma do k -ésimo componente do erro, E_k , como sendo:

$$E_k = (f^{(k)} - C_{p_k})^2 \quad (7.7)$$

5. $k = k + 1$, e volta ao primeiro passo. Se $k = 102$, procede-se ao cálculo total do erro
6. Erro por média da raiz dos quadrados:

$$E = \sqrt{\sum_{k=1}^{102} \frac{1}{102} E_k} \quad (7.8)$$

7.2.2 Cálculo do fator de forma c

As funções de base radial que utilizam o fator de forma c , como a multiquádrica e multiquádrica inversa, são fortemente influenciadas pela seleção do fator de forma. Sendo assim, no processo de construção dos metamodelos, será feito um processo de otimização, cuja função objetivo é a função do erro (que deverá ser minimizada. Sendo assim, o valor de c que será utilizado será aquele que minimiza o erro.

No trabalho de Rippa[45], é feito um algoritmo menos custoso para o cálculo do fator de forma. Para isso, é demonstrado no trabalho citado que, seja o vetor $x^{[k]}$ definido, tal que satisfaça a relação:

$$\zeta x^{[k]} = e^{[k]} \quad (7.9)$$

sendo $e^{[k]}$ a k -ésima coluna da matriz identidade $N \times N$ (da mesma ordem de ζ , da equação 7.2). É demonstrado no trabalho de Rippa[45] que:

$$E_k = \frac{a_k}{x_k^{[k]}} \quad (7.10)$$

Sendo a_k o k -ésimo componente do vetor a da equação 7.2, que contém os coeficientes de interpolação da função de base radial. Portanto, para realizar o cálculo do erro após a obtenção da matriz $\{a\}$, é necessário obter apenas a matriz $x^{[k]}$, resolvendo a equação matricial 7.9. A função do erro total (7.8) será a função objetivo a ser minimizada. Este procedimento de otimização é feito no programa MatLab, e é realizado em alguns segundos.

7.3 Resultados das funções de interpolação

Todas as formas das funções de base radial foram testadas, e, na tabela 7, apresentam-se os resultados do erro para cada uma delas.

Tabela 7 – Erros obtidos com o método LOOCV para as formas de função de base radial testadas

FBR	c	Erro LOOCV
Gaussiana	1,732	0,1413
Multiquádrica	$3,77E^{-5}$	0,0128
Linear	-	0,0128
Cúbica com polinômio de extensão	-	0,1896
Cúbica sem polinômio de extensão	-	0,1969
<i>Thin Plate Spline</i>	-	0,0177

Da tabela 7, observa-se que as funções de base radial que obtiveram melhor desempenho foram a linear, e também a multiquádrica, com fator de forma c muito próximo de zero. Observando-se a tabela 6, pode-se concluir que, quando o fator de forma tende a zero, a função multiquádrica tende à função linear, e, por esta razão, o erro de ambas é igual.

Sendo assim, como o erro, calculado pelo método LOOCV, da função de base radial linear foi o menor (dentro o erro de todas as funções testadas), pode-se concluir que esta função foi a que melhor representou a variação do C_p em função dos parâmetros do *sweep*, e, portanto, a otimização será feita usando a função de base radial linear. É importante ressaltar que o erro real pode ser diferente do erro calculado pelo método LOOCV, mas posteriormente, o ótimo obtido através de metamodelagem será testado com o CFD.

Na obtenção do novo ótimo através de metamodelagem, o limite superior do d_{ponta} foi estendido para 2000 mm, pois nesta etapa, não há a limitação de malha de baixa qualidade para deslocamentos grandes da ponta da pá. O metamodelo com função de base radial linear será otimizado através da função GA (*Genetic Algorithm*, ou Algoritmo Genético) do matlab, para encontrar o valor de α, d_{ponta} e r_0 que maximizam o coeficiente de potência.

No algoritmo genético, serão testadas 500 gerações, com 100 indivíduos por geração. O cálculo com estes valores foi concluído em menos de um minuto, o que mostra a vantagem da otimização com auxílio de metamodelos. O resultado obtido através desta otimização é mostrado na tabela 8.

Tabela 8 – Resultados da otimização do metamodelo com o uso de algoritmos genéticos (GA)

α	r_0	d_{ponta}	C_p	$C_p + \text{erro}$	$C_p - \text{erro}$
2,05	5,70	2000	0,2015	0,2143	0,1887

Como pode ser observado, a otimização do metamodelo forneceu uma geometria com *sweep* para trás (d_{ponta} positivo, como definido na parametrização da geometria), com a curva começando praticamente no centro do rotor (deslocamento de apenas 5,7 mm com relação a esta posição). O valor do C_p estimado através do metamodelo foi de 0,2015. Como o erro estimado pela média dos quadrados das diferenças foi de 0,0128; espera-se que o C_p encontrado pelo CFD esteja entre 0,1887 e 0,2143 (para velocidade de vento de 11 m/s). A simulação com CFD apresentou os resultados dados na tabela 9.

Tabela 9 – Resultados obtidos pela simulação por CFD da geometria otimizada obtida por meio do metamodelo

α	r_0	d_{ponta}	C_p (CFD)	Variação
2,05	5,70	2000	0,18869	5,93%

Ao observar o resultado obtido pela simulação, nota-se que se encontra no limite inferior estabelecido pelo metamodelo (resultado obtido $\pm 0,0128$, que é o erro do metamodelo, obtido pelo método LOOCV). Sendo assim, o metamodelo foi validado pelo CFD, pois o C_p encontra-se dentro da faixa prevista pelo metamodelo. A figura 67 repete a figura 52 com o comparativo do momento das turbinas original e otimizadas, porém, acrescentando os resultados da turbina otimizada pelo metamodelo. Nota-se que a melhoria de desempenho é ainda maior ao se aumentar a velocidade do vento até 15 m/s. Isso reforça ainda mais o que foi indicado anteriormente que a adição do efeito *sweep* possui uma maior influência quando a turbina está em estol.

Por fim, a tabela 10 faz um comparativo entre a força de empuxo axial nas três turbinas, para a velocidade de vento de 11 m/s, a fim de verificar como o efeito *sweep* afetou este parâmetro. Esse esforço é um importante parâmetro estrutural, que não foi considerado neste procedimento de otimização. Embora em trabalhos anteriores tenha sido mostrado que o efeito pôde reduzir o esforço de empuxo axial por uma redução no ângulo de ataque por torção da turbina (casos dos trabalhos de Ashwill et al.[26] e Verelst e Larsen[25]), este trabalho analisou apenas o efeito no escoamento em si. Neste caso, como o efeito *sweep* ajudou a carregar a pá, a força de sustentação aumentou, e

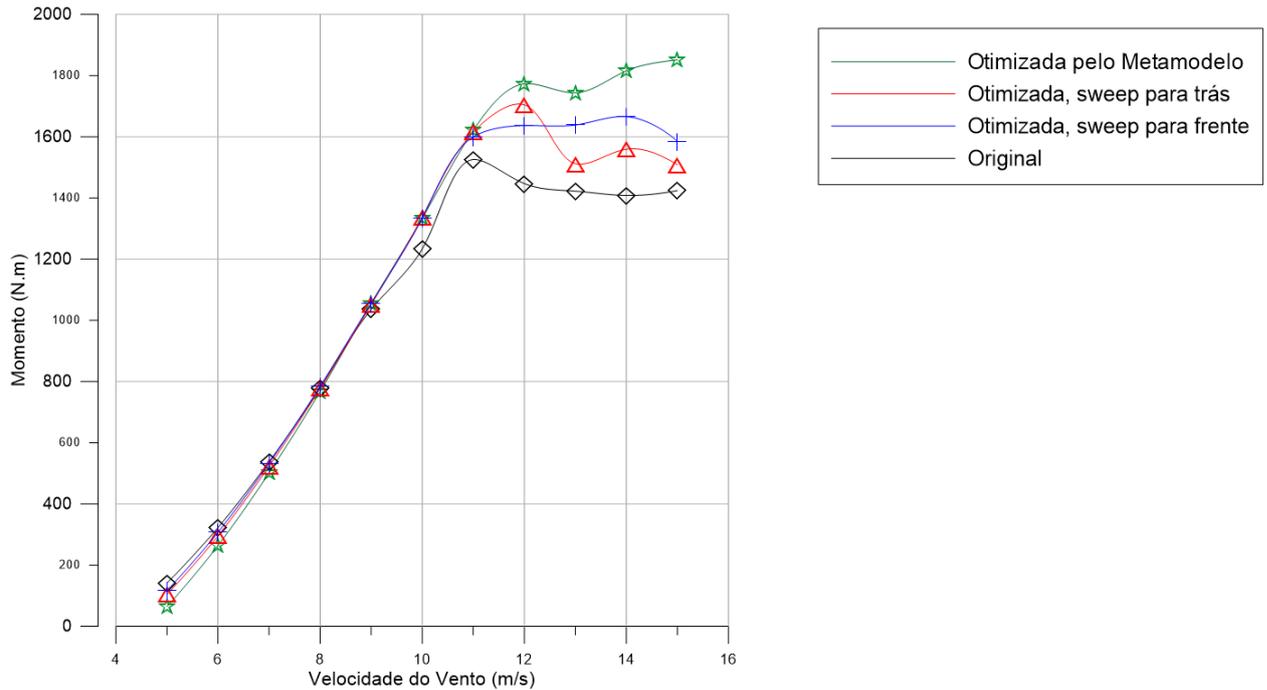


Figura 67 – Comparativo de desempenho entre as turbinas original, otimizadas com o NSGA-II na integração de processos e otimizada com auxílio de metamodelo. Todos os dados foram obtidos numericamente

consequentemente, aumentou-se também o esforço de empuxo axial. Este comportamento é válido para esta turbina em questão, que é regulada por estol.

Tabela 10 – Esforços de empuxo axial nas quatro turbinas, para a velocidade de 11 m/s

Turbina	Esforço de empuxo axial (N)	Variação
Original	770,82	-
Otimizada, sweep para trás	888,89	15,3%
Otimizada, sweep para frente	883,08	14,5%
Otimizada pelo metamodelo	901,61	17,0%

8 Conclusão e sugestão para trabalhos futuros

8.1 Conclusão

A partir do trabalho realizado, pôde-se concluir que a simulação numérica computacional utilizada foi adequada para fazer uma previsão do comportamento da turbina eólica de eixo horizontal, em relação ao momento e às distribuições de pressão na pá. Existem menores concordâncias no sentido do método numérico, que antecipa o estol com relação aos dados experimentais. Isso foi possível de ser visualizado principalmente nas velocidades de vento muito altas (acima de 17 m/s), onde o método numérico subestima consideravelmente a potência, devido a uma superestimação do efeito do descolamento da camada limite. O comportamento do escoamento em torno de turbinas eólicas para ângulos de ataque muito elevados ainda é algo desafiador para ser previsto pelas metodologias numéricas, onde devem ser introduzidos novos modelos de turbulência, para representar o campo de escoamento de forma mais realística (DNS ou LES, que são modelos de natureza transitória).

A integração de processos funcionou perfeitamente, possibilitando a realização da rotina de otimização do efeito *sweep* e sendo uma alternativa para o estudo de outras geometrias otimizadas de turbinas eólicas de eixo horizontal. Com uma integração de processos similar à que foi feita, é possível realizar a otimização de diversos outros parâmetros, como ângulo de arfagem, tipo de aerofólio, crescimento de corda por seção, entre outros parâmetros. Apesar de ter um custo computacional relativamente elevado, a integração de processos permite a utilização de técnicas de dinâmica dos fluidos computacional já bem validadas e bem exploradas pela literatura na otimização de turbinas eólicas de eixo horizontal.

Quanto ao procedimento de otimização através da integração de processos utilizando o NSGA-II, foi possível obter, para a velocidade considerada no processo, um ganho máximo de 5,62% no coeficiente de potência, C_p , da turbina de duas pás. Isso mostra que foi possível obter um incremento de potência através da introdução de pás curvas com efeito *sweep*, algo pouco explorado na literatura. Como mencionado no capítulo 6, o resultado de obter um coeficiente de potência mais elevado com *sweep* para frente está em convergência com o resultado obtido por Kaya et al.[30], porém, com um ganho de potência maior. Isso pode ser dado pelo fato de a turbina testada neste trabalho ser regulada por estol, e, pelos contornos de pressão, claramente há redução do descolamento da camada limite nas regiões próximas à raiz da pá, e isso faz com que o escoamento fique mais

aderido. O efeito tridimensional do escoamento na direção radial é reduzido ao se afastar as zonas de baixa pressão mais próximas à ponta da pá das regiões de baixa pressão mais próximas da raiz. Mesmo assim, o comportamento desejável da turbina regulada por estol, de ter uma ampla faixa de operação, é mantido, pois o efeito *sweep* não elimina o estol completamente, reduzindo apenas sua intensidade, portanto, a otimização foi bem sucedida nos dois sentidos.

A construção do metamodelo permitiu ainda a obtenção de uma geometria com desempenho ainda melhor (C_p 5,93% maior com relação à turbina original), e o mais interessante foi que o resultado do metamodelo foi validado através da simulação em CFD. Isso mostra tanto a viabilidade do uso de metamodelos para otimização de funções de elevado custo computacional, como a possibilidade de se obter ótimos ainda melhores com a aplicação da técnica. O uso de metamodelagem mostrou-se importante neste processo de otimização. A técnica também pode ser aplicada na otimização de outros parâmetros, como já citado anteriormente.

Devido ao efeito positivo que o *sweep* exerce no descolamento da camada limite, o incremento de potência foi ainda mais alto nas velocidades de vento mais elevadas (até 15 m/s), chegando a um incremento máximo de potência de cerca de 15%, na otimização pelo NSGA-II, e de cerca de 30% para a turbina otimizada pelo metamodelo, mostrando que o efeito *sweep* tem uma influência mais relevante fora da velocidade de projeto, onde há mais efeito do estol.

8.2 Sugestão para trabalhos futuros

Como sugestão para trabalhos futuros, para que seja possível aprimorar o conhecimento a respeito do comportamento do escoamento tridimensional com a introdução do *sweep*, sugere-se realizar o estudo em uma turbina de três pás, para verificar se o comportamento benéfico é mantido. Além disso, um ensaio experimental com uma turbina de duas pás com efeito *sweep* seria de grande importância para avaliar o comportamento com o uso de *sweep* e validar a otimização realizada neste trabalho.

A metodologia apresentada neste trabalho pode ser estendida para outras modalidades de turbinas eólicas, incluindo as de eixo vertical, onde o uso de metamodelos permitiria a obtenção de novos projetos otimizados para geração eólica distribuída.

Apêndices

APÊNDICE A – Contornos de pressão na superfície da pá - resultados experimentais e numéricos

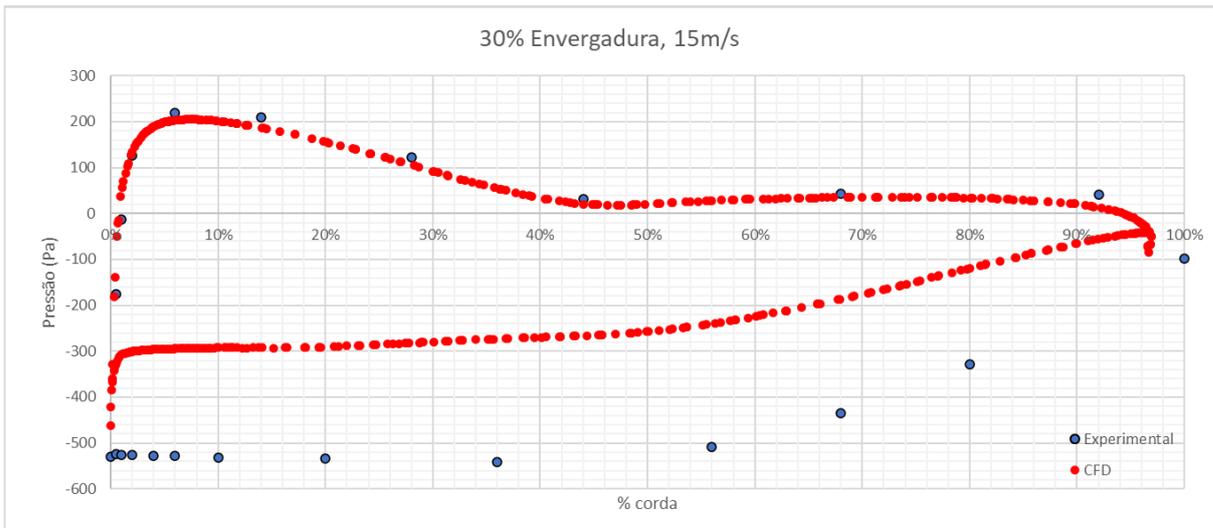


Figura 68 – Contornos de pressão na pá para velocidade de 15m/s, 30% da envergadura

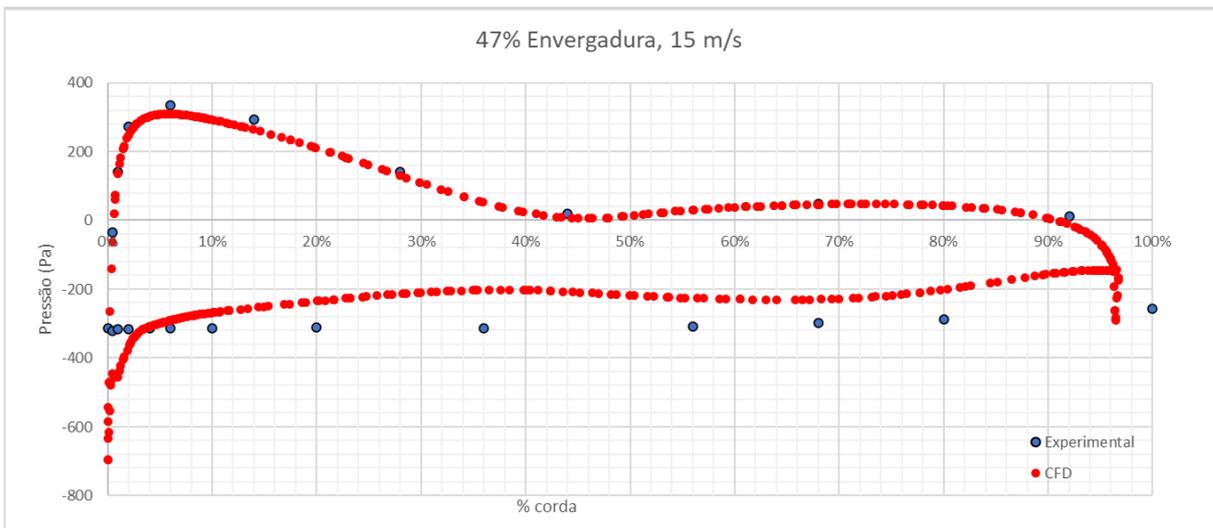


Figura 69 – Contornos de pressão na pá para velocidade de 15m/s, 47% da envergadura

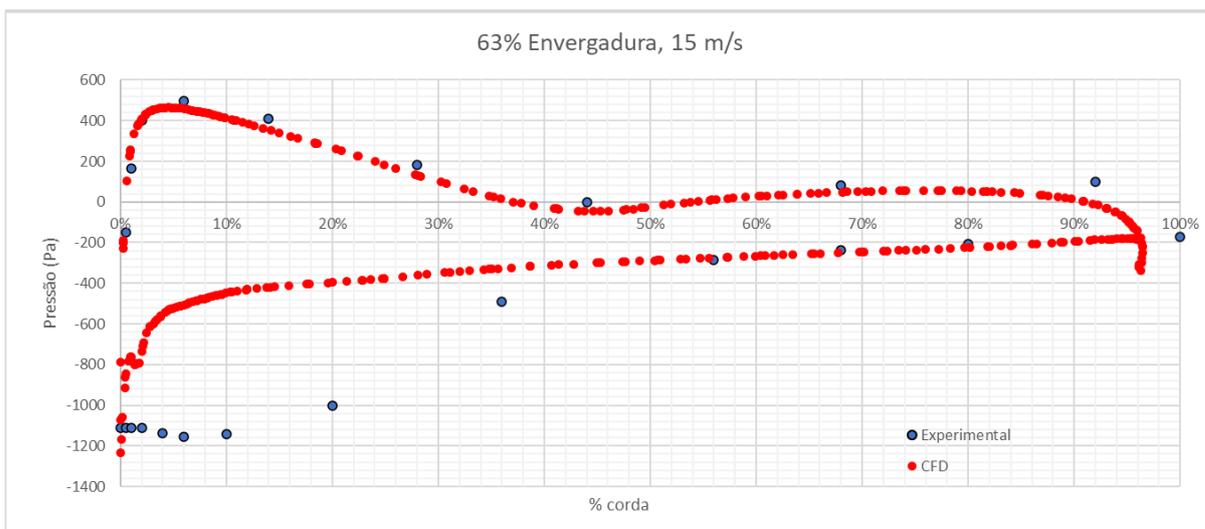


Figura 70 – Contornos de pressão na pá para velocidade de 15m/s, 63% da envergadura

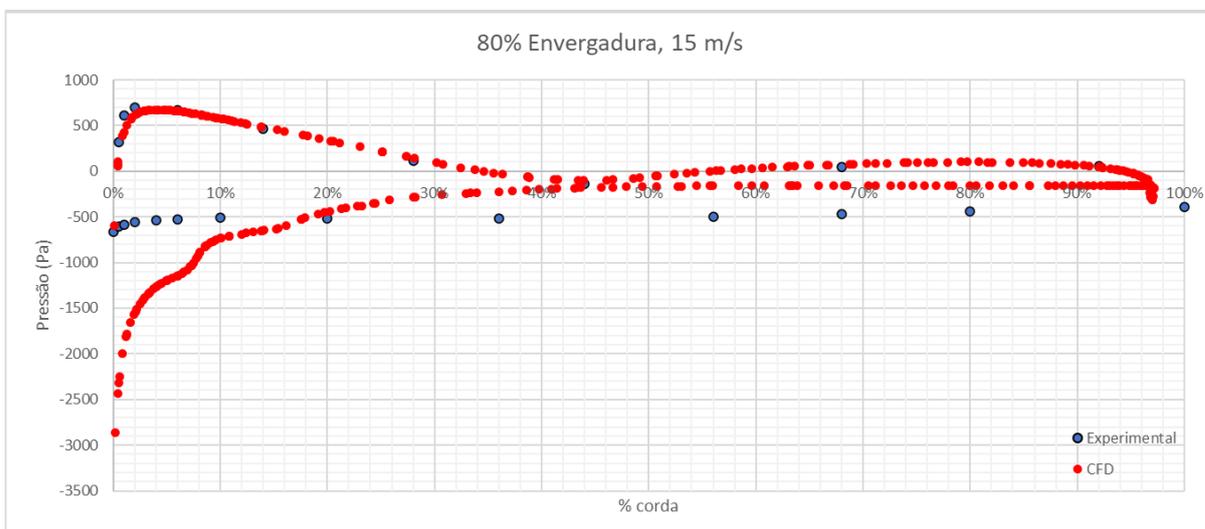


Figura 71 – Contornos de pressão na pá para velocidade de 15m/s, 80% da envergadura

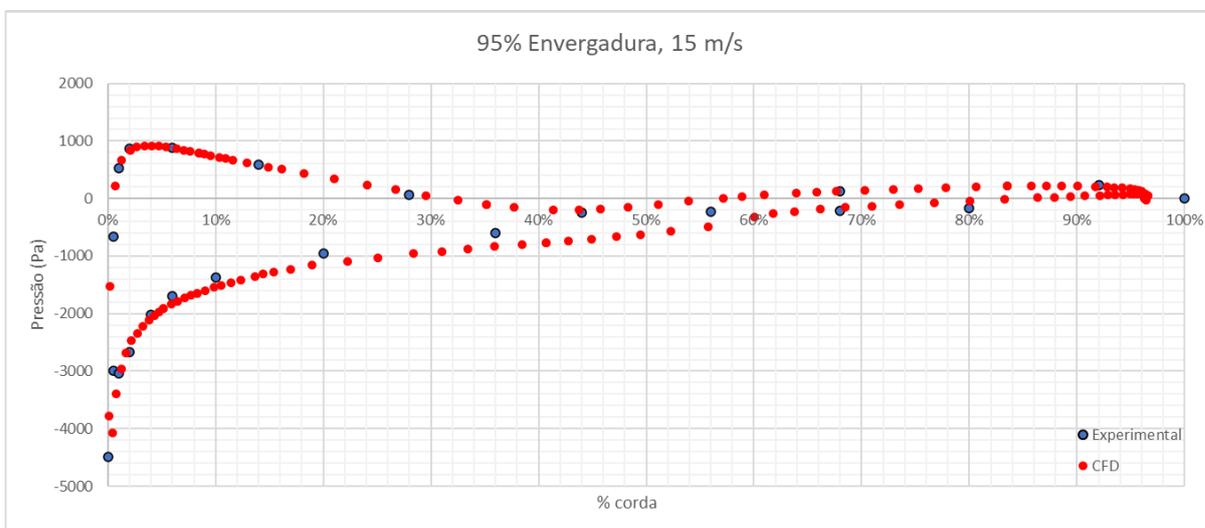


Figura 72 – Contornos de pressão na pá para velocidade de 15m/s, 95% da envergadura

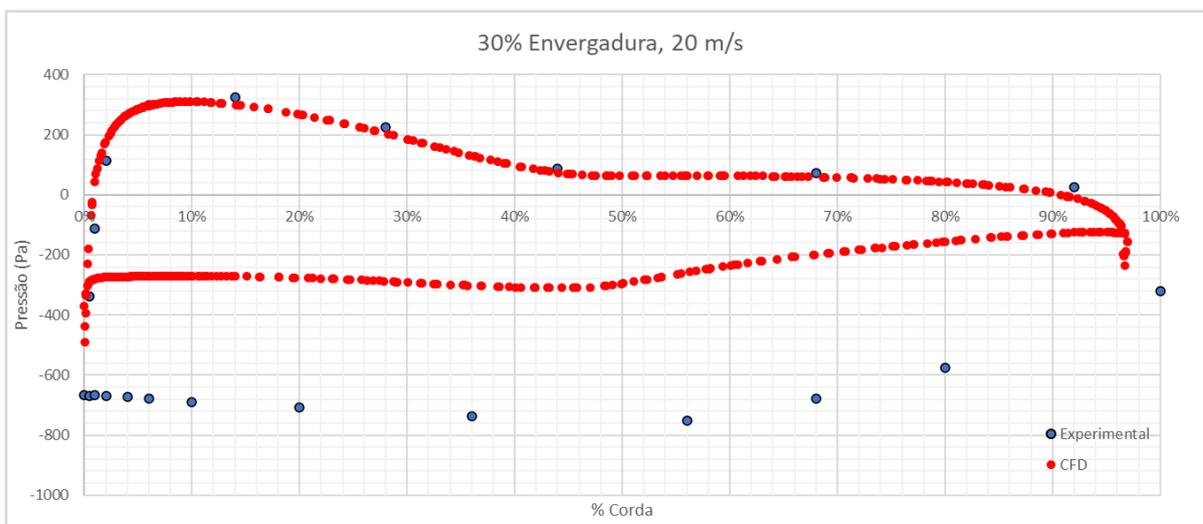


Figura 73 – Contornos de pressão na pá para velocidade de 20m/s, 30% da envergadura

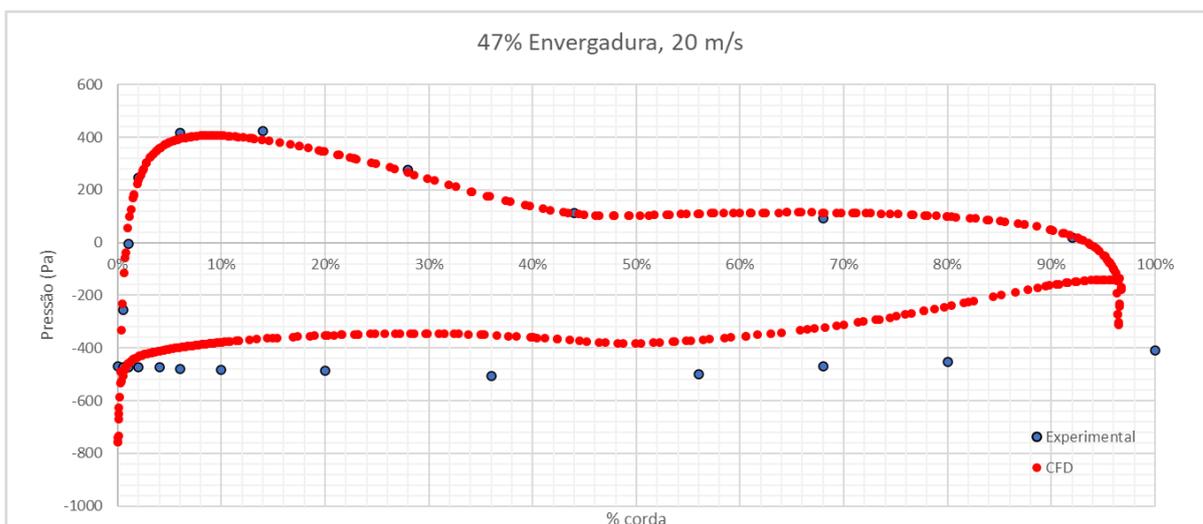


Figura 74 – Contornos de pressão na pá para velocidade de 20m/s, 47% da envergadura

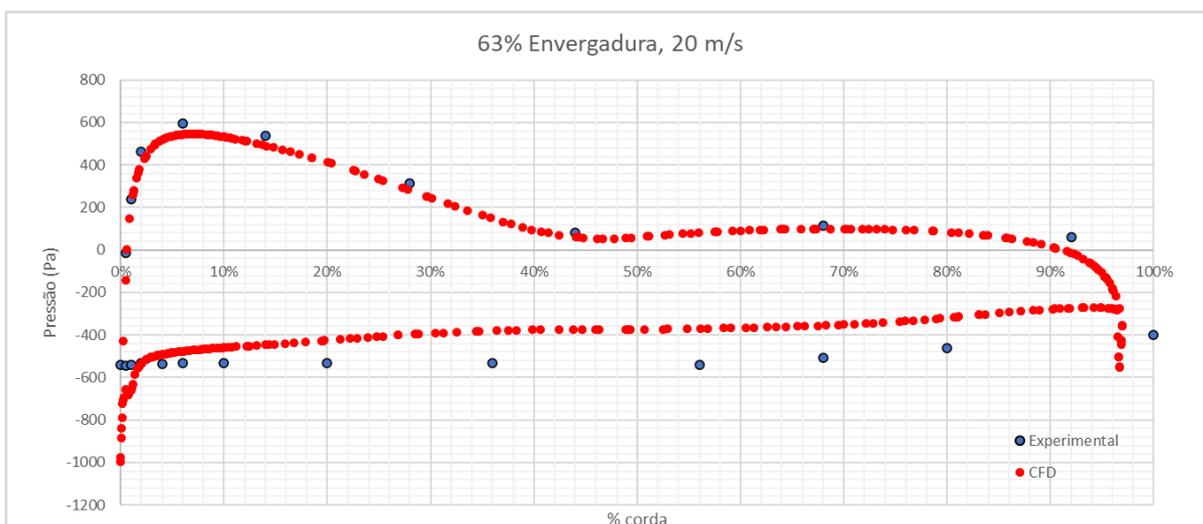


Figura 75 – Contornos de pressão na pá para velocidade de 20m/s, 63% da envergadura

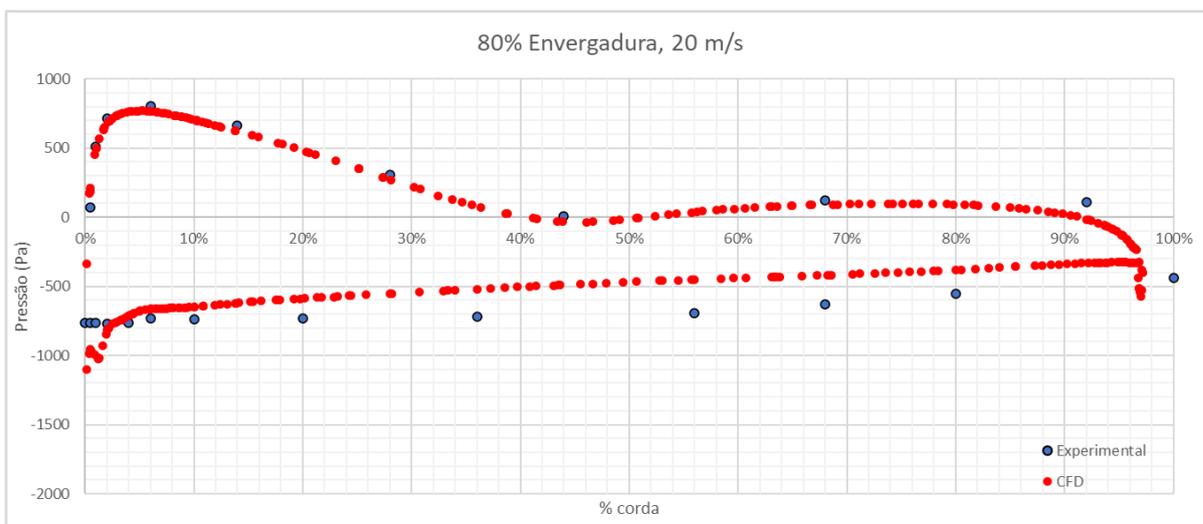


Figura 76 – Contornos de pressão na pá para velocidade de 20m/s, 80% da envergadura

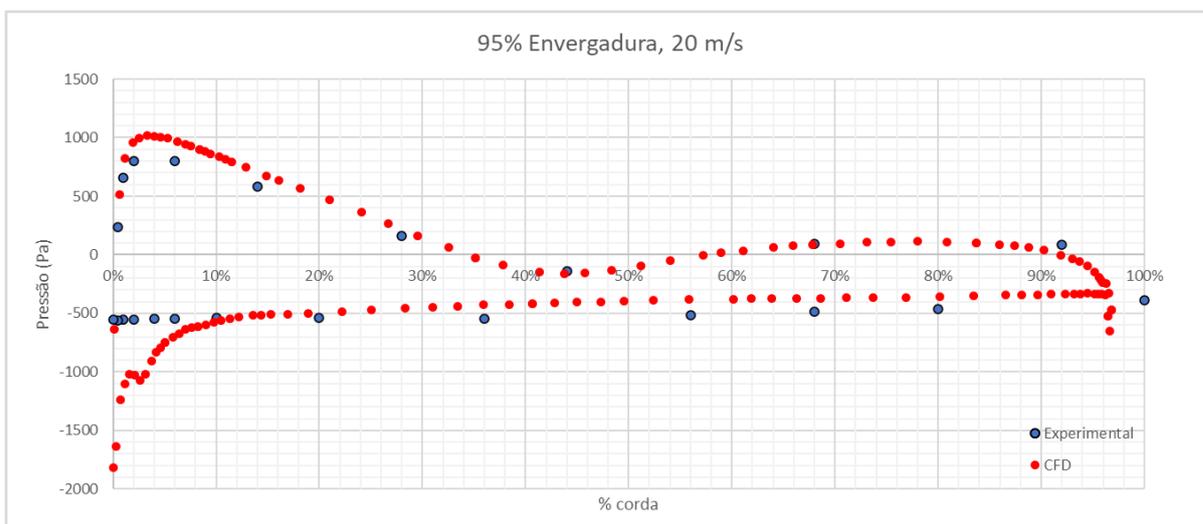


Figura 77 – Contornos de pressão na pá para velocidade de 20m/s, 95% da envergadura

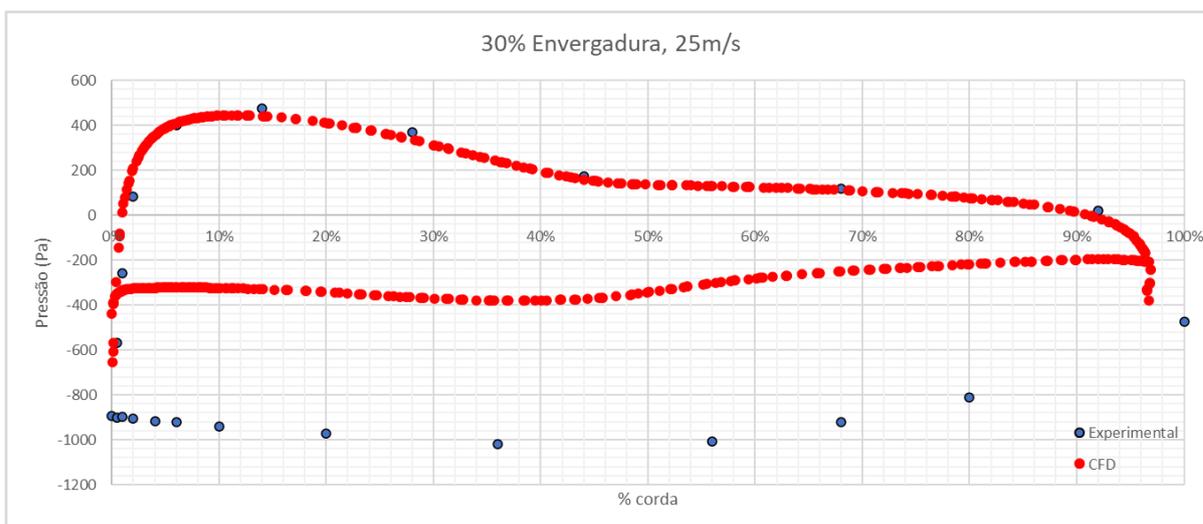


Figura 78 – Contornos de pressão na pá para velocidade de 25m/s, 30% da envergadura

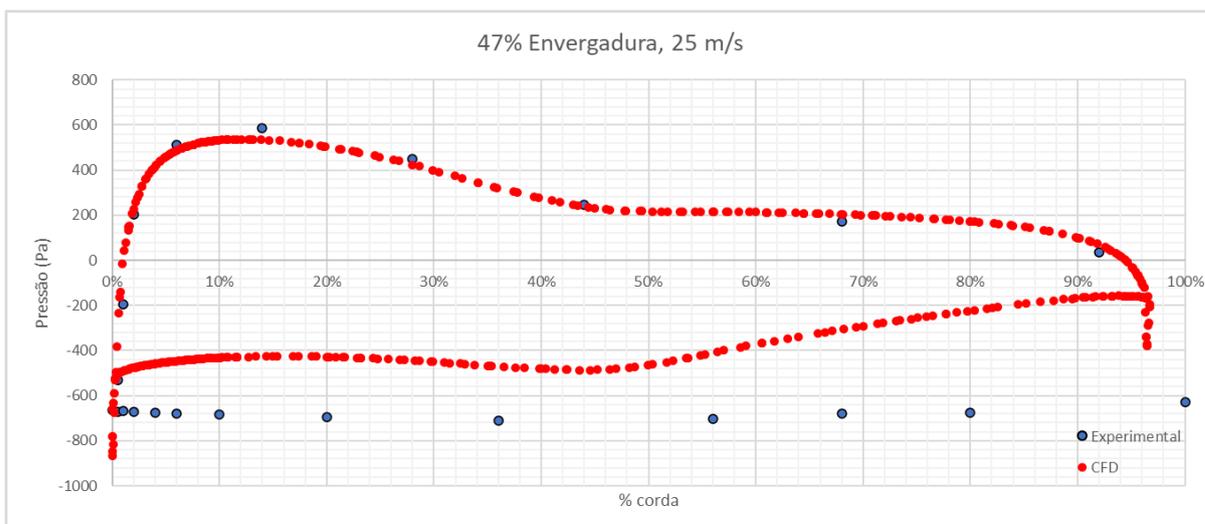


Figura 79 – Contornos de pressão na pá para velocidade de 25m/s, 47% da envergadura

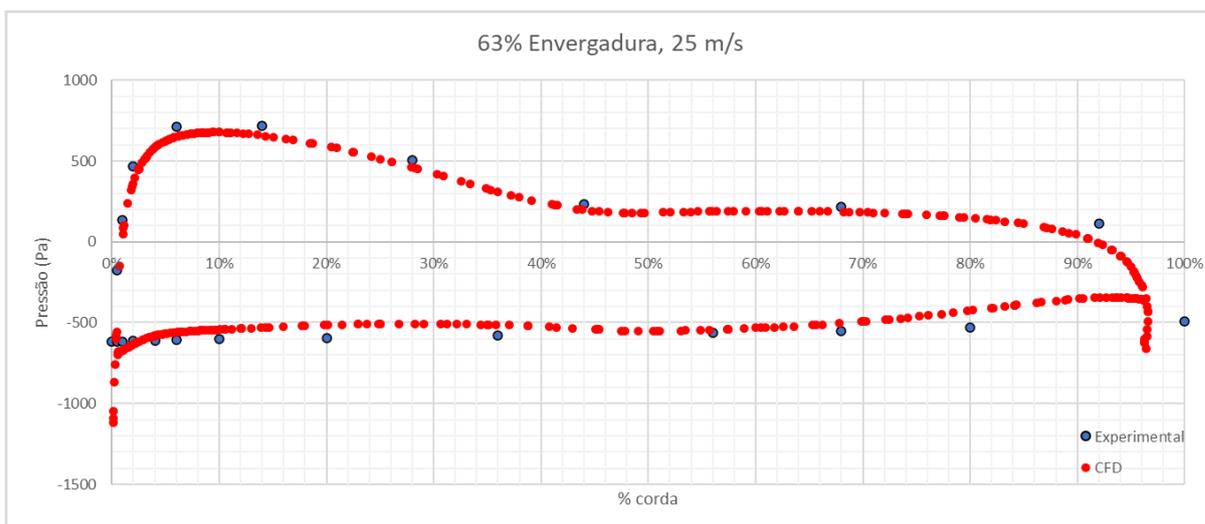


Figura 80 – Contornos de pressão na pá para velocidade de 25m/s, 63% da envergadura

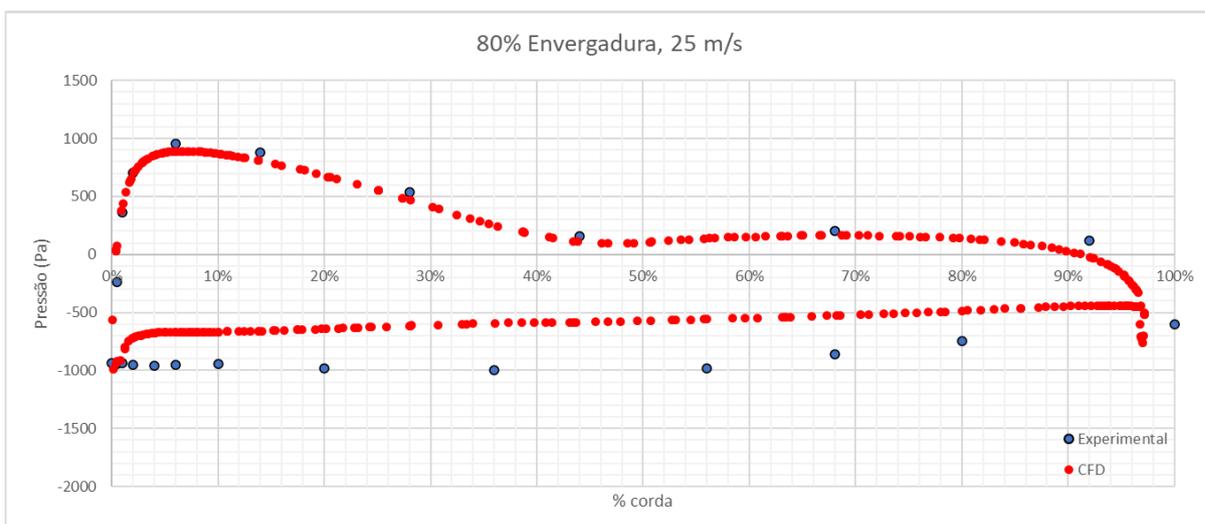


Figura 81 – Contornos de pressão na pá para velocidade de 25m/s, 80% da envergadura

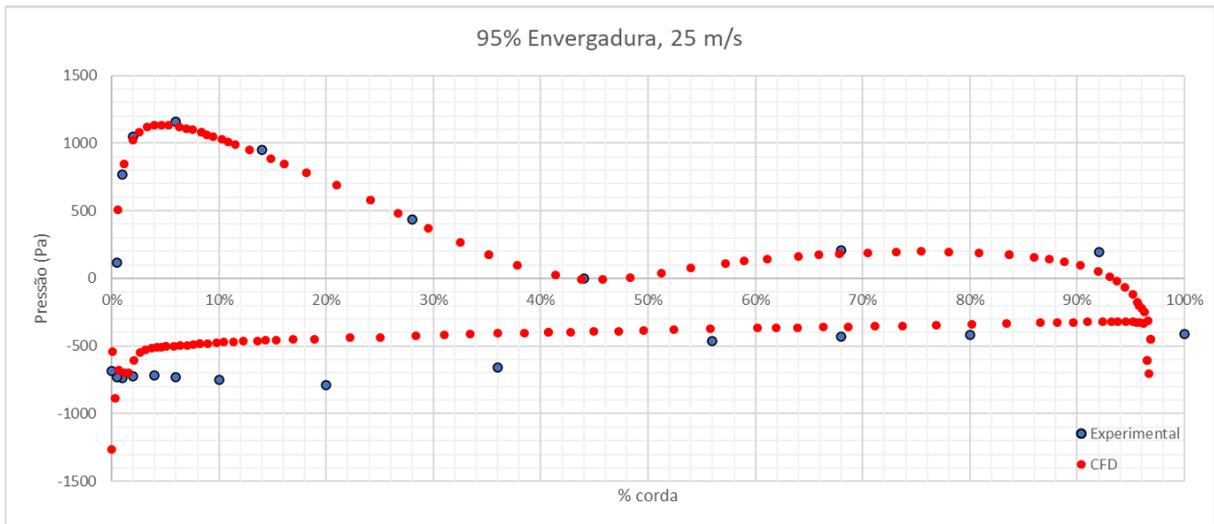


Figura 82 – Contornos de pressão na pá para velocidade de 25m/s, 95% da envergadura

APÊNDICE B – Linhas de corrente nas pás, resultantes da análise numérica

Figura 83 – Linhas de corrente para velocidade de 10m/s. Em detalhes, o ponto de descolamento e escoamento radial (o plano preto passa em 30% da envergadura)

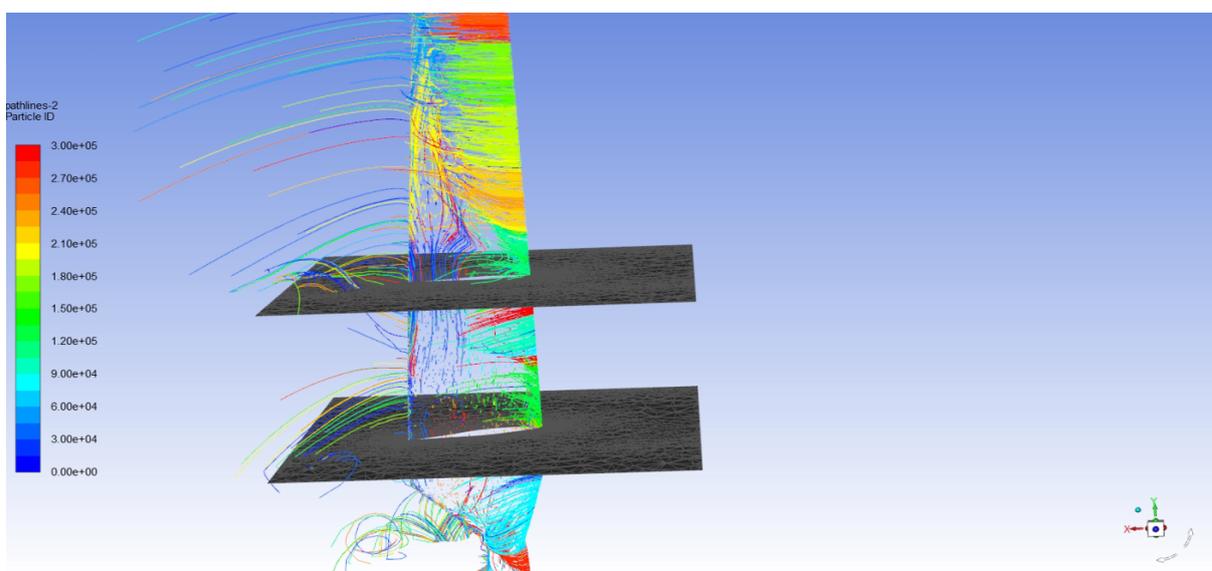
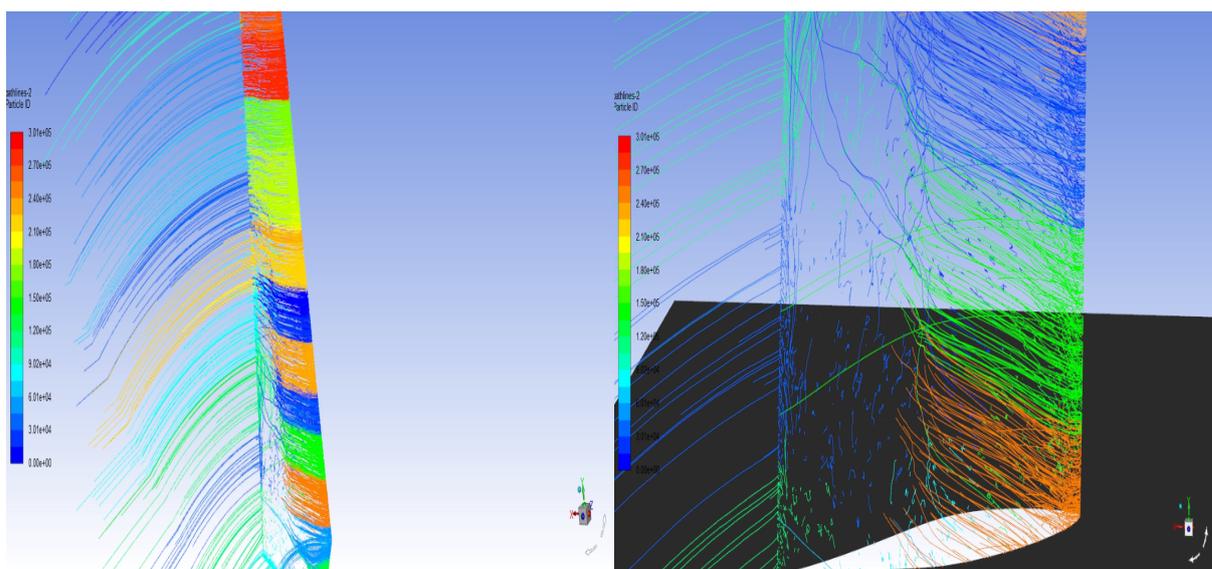


Figura 84 – Linhas de corrente para velocidade de 11 m/s. Os planos passam por 30% e 47% da envergadura

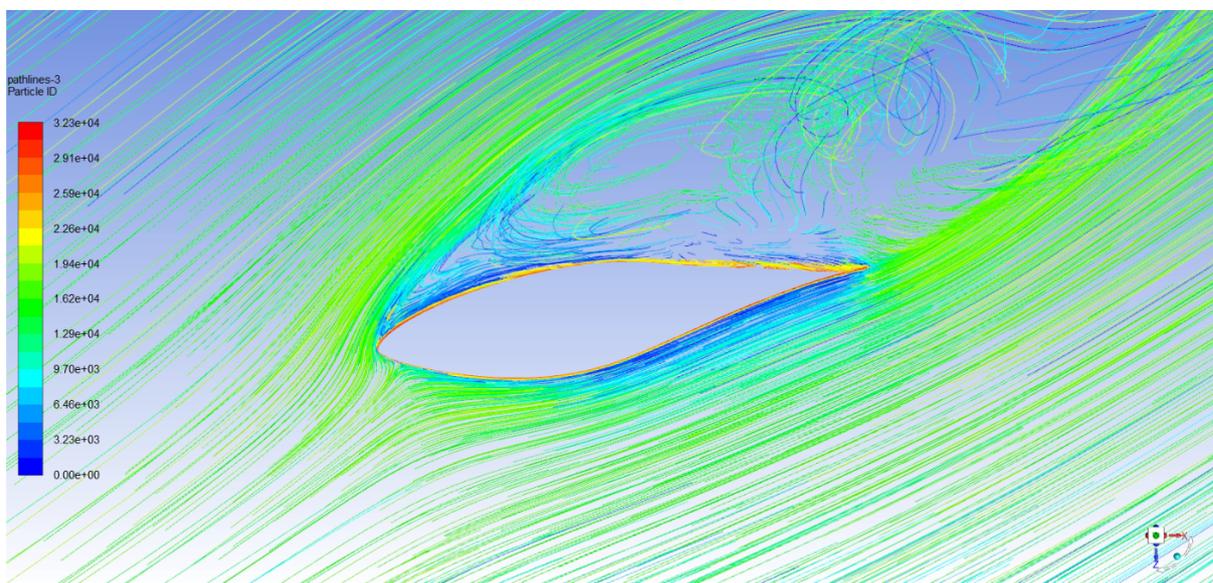


Figura 85 – Linhas de corrente para velocidade de 11 m/s, em 47% da envergadura.

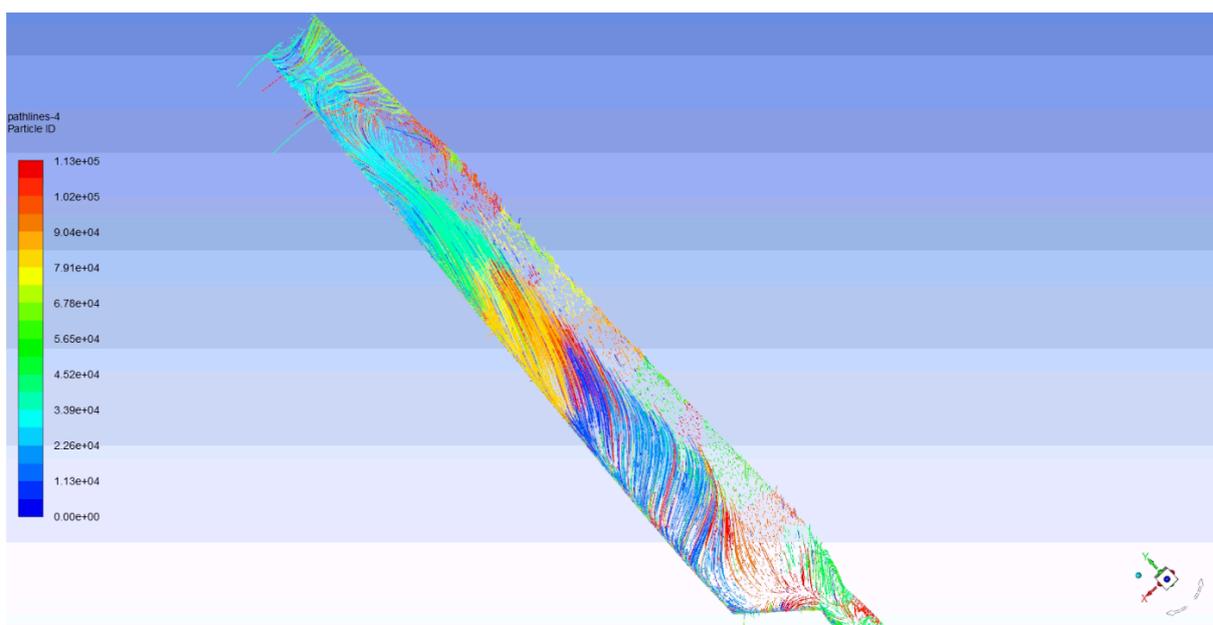


Figura 86 – Linhas de corrente na pá para velocidade de 15 m/s.

Anexos

ANEXO A – Dados construtivos da turbina do NREL Phase VI

Anexo 1: Coordenadas do perfil do aerofólio S809

Superfície Superior		Superfície Inferior	
x/c	y/c	x/c	y/c
0.00037	0.00275	0.00140	-0.00498
0.00575	0.01166	0.00933	-0.01272
0.01626	0.02133	0.02321	-0.02162
0.03158	0.03136	0.04223	-0.03144
0.05147	0.04143	0.06579	-0.04199
0.07568	0.05132	0.09325	-0.05301
0.10390	0.06082	0.12397	-0.06408
0.13580	0.06972	0.15752	-0.07467
0.17103	0.07786	0.19362	-0.08447
0.20920	0.08505	0.23175	-0.09326
0.24987	0.09113	0.27129	-0.10060
0.29259	0.09594	0.31188	-0.10589
0.33689	0.09933	0.35328	-0.10866
0.38223	0.10109	0.39541	-0.10842
0.42809	0.10101	0.43832	-0.10484
0.47384	0.09843	0.48234	-0.09756
0.52005	0.09237	0.52837	-0.08697
0.56801	0.08356	0.57663	-0.07442
0.61747	0.07379	0.62649	-0.06112
0.66718	0.06403	0.67710	-0.04792
0.71606	0.05462	0.72752	-0.03558
0.76314	0.04578	0.77668	-0.02466
0.80756	0.03761	0.82348	-0.01559
0.84854	0.03017	0.86677	-0.00859
0.88537	0.02335	0.90545	-0.00370
0.91763	0.01694	0.93852	-0.00075
0.94523	0.01101	0.96509	0.00054
0.96799	0.00600	0.98446	0.00065
0.98528	0.00245	0.99612	0.00024
0.99623	0.00054	1.00000	0.00000
1.00000	0.00000	0.00000	0.00000

Fonte: HAND et al. [7]

Anexo 2: Perfil da pá da turbina do experimento *NREL UAE Phase VI*

Distância Radial (m)	Proporção da envergadura (r/5.029 m)	Comprimento da corda (m)	Torção (graus)	Espessura (m)	Eixo de torção (% chord)
0.0	0.0	Cubo	Cubo	Cubo	Cubo
0.508 ³ Encaixe no cubo	0.101 Encaixe no cubo	0.218 Encaixe no cubo	0.0 Encaixe no cubo	0.218 Encaixe no cubo	50 Encaixe no cubo
0.660 ⁴	0.131	0.218	0.0	0.218	50
0.883 ⁵	0.176	0.183	0.0	0.183	50
1.008 ⁵	0.200	0.349	6.7	0.163	35.9
1.067 ⁵	0.212	0.441	9.9	0.154	33.5
1.133 ⁵	0.225	0.544	13.4	0.154	31.9
1.257 ⁵	0.250	0.737	20.040	0.154	30
1.343	0.267	0.728	18.074	20.95% corda	30
1.510	0.300	0.711	14.292	20.95% corda	30
1.648	0.328	0.697	11.909	20.95% corda	30
1.952	0.388	0.666	7.979	20.95% corda	30
2.257	0.449	0.636	5.308	20.95% corda	30
2.343	0.466	0.627	4.715	20.95% corda	30
2.562	0.509	0.605	3.425	20.95% corda	30
2.867	0.570	0.574	2.083	20.95% corda	30
3.172	0.631	0.543	1.150	20.95% corda	30
3.185	0.633	0.542	1.115	20.95% corda	30
3.476	0.691	0.512	0.494	20.95% corda	30
3.781	0.752	0.482	-0.015	20.95% corda	30
4.023	0.800	0.457	-0.381	20.95% corda	30
4.086	0.812	0.451	-0.475	20.95% corda	30
4.391	0.873	0.420	-0.920	20.95% corda	30
4.696	0.934	0.389	-1.352	20.95% corda	30
4.780	0.950	0.381	-1.469	20.95% corda	30
5.000	0.994	0.358	-1.775	20.95% corda	30

Fonte: HAND et al. [7]

Referências

- 1 BURTON, T. et al. *Wind Energy Handbook*. [S.l.]: John Wiley and Sons LTD, 2001. 18, 29, 48, 50, 51
- 2 SHAHAN, Z. *History of Wind Turbines*. 2014. Disponível em: <<https://www.renewableenergyworld.com/storage/history-of-wind-turbines/>>. 18
- 3 DREW, D.; BARLOW, J.; COCKERILL, T. Estimating the potential yield of small wind turbines in urban areas: A case study for greater london,UK. *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, v. 115, p. 104 – 111, 2013. ISSN 0167-6105. 18, 37
- 4 GRIESER, B.; SUNAK, Y.; MADLENER, R. Economics of small wind turbines in urban settings: An empirical investigation for germany. *Renewable Energy*, v. 78, p. 334 – 350, 2015. ISSN 0960-1481. 18, 39
- 5 REN21. *What are the current trends in renewable energy* •. 2019. Disponível em: <<https://www.ren21.net/what-are-the-current-trends-in-renewable-energy>>. 19, 21
- 6 Associação Brasileira de Energia Eólica. *Boletim Anual de Geração Eólica 2019*. [S.l.], 2019. 19, 20
- 7 HAND, M. et al. *Unsteady Aerodynamics Experiment Phase VI: Wind Tunnel Test Configurations and Available Data Campaigns*. [S.l.], 2001. 25, 26, 27, 28, 46, 60, 76, 78, 129, 130
- 8 LANZAFAME, R.; MAURO, S.; MESSINA, M. Wind turbine CFD modeling using a correlation-based transitional model. *Renewable Energy*, v. 52, p. 31 – 39, 2013. ISSN 0960-1481. 27, 31, 55, 58, 71, 78, 81
- 9 MOSHFEGHI, M.; SONG, Y. J.; XIE, Y. H. Effects of near-wall grid spacing on SST-K- ω model using NREL Phase VI horizontal axis wind turbine. *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, v. 107-108, p. 94 – 105, 2012. ISSN 0167-6105. 27, 30, 71, 78
- 10 MO, J.-O.; LEE, Y.-H. Cfd investigation on the aerodynamic characteristics of a small-sized wind turbine of NREL Phase VI operating with a stall-regulated method. *Journal of Mechanical Science and Technology*, v. 26, 01 2012. 27, 29, 30, 56, 71, 78
- 11 KROGSTAD, P. .; LUND, J. An experimental and numerical study of the performance of a model turbine. *Wind Energy*, v. 15, n. 3, p. 443–457, 2012. Disponível em: <<https://onlinelibrary.wiley.com/doi/abs/10.1002/we.482>>. 29, 56, 57
- 12 MAKE, M.; VAZ, G. Analyzing scaling effects on offshore wind turbines using CFD. *Renewable Energy*, v. 83, p. 1326 – 1340, 2015. ISSN 0960-1481. 32, 57, 71
- 13 PINTO, R. N. et al. Computational fluid dynamics in turbomachinery: A review of state of the art. *Archives of Computational Methods in Engineering*, v. 24, n. 3, p. 467–479, Jul 2017. ISSN 1886-1784. 32

- 14 CARNEIRO, F. et al. Application and analysis of the moving mesh algorithm ami in a small scale HAWT: Validation with field test's results against the frozen rotor approach. *Energy*, v. 171, p. 819 – 829, 2019. ISSN 0360-5442. 33, 71
- 15 DIVEUX, T. et al. Horizontal axis wind turbine systems: optimization using genetic algorithms. *Wind Energy*, v. 4, p. 1–8, 2001. 34
- 16 ABE, K. et al. Experimental and numerical investigations of flow fields behind a small wind turbine with a flanged diffuser. *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, v. 93, n. 12, p. 951 – 970, 2005. ISSN 0167-6105. 35
- 17 HENRIQUES, J. et al. Design of a new urban wind turbine airfoil using a pressure-load inverse method. *Renewable Energy*, v. 34, n. 12, p. 2728 – 2734, 2009. ISSN 0960-1481. 35
- 18 SINGH, R. K. et al. Design of a low reynolds number airfoil for small horizontal axis wind turbines. *Renewable Energy*, v. 42, p. 66 – 76, 2012. ISSN 0960-1481. International Symposium on Low Carbon and Renewable Energy Technology 2010 (ISLCT 2010). 36
- 19 ELFARRA, M.; SEZER-UZOL, N.; AKMANDOR, I. NREL VI rotor blade: Numerical investigation and winglet design and optimization using CFD. *Wind Energy*, v. 17, 04 2014. 38, 56
- 20 FISCHER, G. R.; KIPOUROS, T.; SAVILL, A. M. Multi-objective optimisation of horizontal axis wind turbine structure and energy production using aerofoil and blade properties as design variables. *Renewable Energy*, v. 62, p. 506 – 515, 2014. ISSN 0960-1481. 38
- 21 MORTAZAVI, S. M.; SOLTANI, M. R.; MOTIEYAN, H. A pareto optimal multi-objective optimization for a horizontal axis wind turbine blade airfoil sections utilizing exergy analysis and neural networks. *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, v. 136, p. 62 – 72, 2015. ISSN 0167-6105. 39, 71
- 22 MOHAMMADI, M.; MOHAMMADI, A.; FARAHAT, S. A new method for horizontal axis wind turbines (HAWT) blade optimization. *Int. Journal of Renewable Energy Development*, v. 5, p. 1–8, 2016. 40
- 23 SHEN, X. et al. Aerodynamic shape optimization of non-straight small wind turbine blades. *Energy Conversion and Management*, v. 119, p. 266 – 278, 2016. ISSN 0196-8904. 41
- 24 PINTO, R. L. U. de F.; GONÇALVES, B. P. F. A revised theoretical analysis of aerodynamic optimization of horizontal-axis wind turbines based on BEM theory. *Renewable Energy*, v. 105, p. 625 – 636, 2017. ISSN 0960-1481. 41
- 25 VERELST, D. R. S.; LARSEN, T. J. *Load Consequences when sweeping blades - A case study of a 5MW Pitch Controlled Wind Turbine*. [S.l.], 2010. 42, 97, 115
- 26 ASHWILL, T. et al. Development of the swept twist adaptive rotor (STAR) blade. 01 2010. 43, 96, 115
- 27 LARWOOD, S.; VAN DAM, C.; SCHOW, D. Design studies of swept wind turbine blades. *Renewable Energy*, v. 71, p. 563 – 571, 2014. ISSN 0960-1481. 43, 44, 88, 89, 96

- 28 AMANO, R. et al. Power, structural and noise performance tests on different wind turbine rotor blade designs. *International Journal of Sustainable Energy*, v. 32, p. 78 – 95, 2013. 43, 56, 71, 97
- 29 KHALAFALLAH, M.; AHMED, A.; EMAM, M. CFD study of some factors affecting performance of HAWT with swept blades. *International Journal of Sustainable Energy*, Taylor & Francis, v. 36, n. 5, p. 489–501, 2017. 45, 57, 71
- 30 KAYA, M. N. et al. Aerodynamic performance of a horizontal axis wind turbine with forward and backward swept blades. *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, v. 176, p. 166 – 173, 2018. ISSN 0167-6105. 45, 57, 96, 117
- 31 VERSTEEG, H.; MALALASEKERA, W. *An Introduction to Computational Fluid Dynamics*. [S.l.]: Pearson Education Limited, 2007. 46, 52, 59, 60, 62, 71, 73
- 32 WHITE, F. M. *Mecânica dos Fluidos*. [S.l.]: McGraw Hill, 2011. 46, 64
- 33 ANSYS Fluent Theory Guide 15. [S.l.], 2013. 47, 53
- 34 SCHLICHTING, H. *Boundary-Layer Theory*. [S.l.]: Mc Graw-Hill, 1979. 59
- 35 OWEN, S. A survey of unstructured mesh generation technology. *7th International Meshing Roundtable*, v. 3, 05 2000. 61
- 36 MENTER, F. R. Two-equation eddy-viscosity turbulence models for engineering applications. *AIAA Journal*, 1994. 71, 72
- 37 WILCOX, D. Re-assessment of the scale-determining equation for advanced turbulence models. *AIAA Journal*, v. 26, n. 11, p. 1299–1310, 1988. 71
- 38 PATANKAR, S. V.; SPALDING, D. A calculation procedure for heat, mass and momentum transfer in three-dimensional parabolic flows. *International Journal of Heat and Mass Transfer*, 1972. 73, 92
- 39 RAO, S. S. *Engineering Optimization: Theory and Practice*. [S.l.]: John Wiley and Sons, 2009. 86
- 40 GOLDBERG, D. E. *Genetic Algorithms in Search, Optimization and Machine Learning*. [S.l.]: Addison-Wesley Publishing Company, 1989. 86
- 41 DEB, K. et al. A fast and elitist multi-objective genetic algorithm: Nsga-ii. *IEEE Transactions on Evolutionary Computation*, v. 6, n. 2, p. 182–197, 2002. 88
- 42 REGIS, R. G.; SHOEMAKER, C. Constrained global optimization of expensive black box functions using radial basis functions. *Journal of Global Optimization*, v. 31, p. 153–171, 2005. 108
- 43 DÍAZ, N. J. G. *Algoritmo de Otimização Multi-Objetivo Assistida por Metamodelagem com Aplicações em Problemas de Aerodinâmica*. Tese (Doutorado) — Universidade Federal de Itajubá, 2020. 108, 109, 110
- 44 DA SILVA, E. R. *Técnicas de Metamodelagem Aplicadas à Otimização de Turbomáquinas*. Tese (Doutorado) — Universidade Federal de Itajubá, 2011. 108, 109, 110

-
- 45 RIPPA, S. An algorithm for selecting a good value for the parameter c in radial basis function interpolation. *Advances in Computational Mathematics*, v. 11, p. 193–210, 1999. 112, 113