



**UNIVERSIDADE FEDERAL DO OESTE DA BAHIA  
CENTRO MULTIDISCIPLINAR DE BOM JESUS DA LAPA  
ENGENHARIA MECÂNICA**

**GEOVANE COSTA CLEMENTE**

**ESTUDO AERODINÂMICO DE PERFIS DE PÁS DE TURBINA EÓLICA  
DARRIEUS EMPREGANDO A TÉCNICA CFD**

**BOM JESUS DA LAPA**

**2022**

**GEOVANE COSTA CLEMENTE**

**ESTUDO AERODINÂMICO DE PERFIS DE PÁS DE TURBINA EÓLICA  
DARRIEUS EMPREGANDO A TÉCNICA CFD**

Trabalho de Conclusão de Curso (TCC) apresentado ao Centro Multidisciplinar de Bom Jesus da Lapa da Universidade Federal do Oeste da Bahia para obtenção do título de Graduado em Engenharia Mecânica.

**ORIENTADOR: PROF. Me. LUIZ JUSTINO DA SILVA JUNIOR**

**BOM JESUS DA LAPA**

**2022**

## FICHA CATALOGRÁFICA

---

C626

Clemente, Geovane Costa

Estudo aerodinâmico de perfis de pás de turbina eólica Darrieus empregando a técnica CFD. / Geovane Costa Clemente. – 2022.

67f.: il.

Orientador: Prof. Me. Luiz Justino da Silva Júnior  
TCC - Graduação em Engenharia Mecânica, Universidade Federal do Oeste da Bahia. Centro Multidisciplinar de Bom Jesus da Lapa - BA, 2022.

1. Mecânica. I. Silva Júnior, Luiz Justino da. II. Universidade Federal do Oeste da Bahia – Centro Multidisciplinar de Bom Jesus da Lapa - BA. III. Título.

CDD 531.3

---

**Biblioteca Universitária de Bom Jesus da Lapa – UFOB**

**GEOVANE COSTA CLEMENTE**

**ESTUDO AERODINÂMICO DE PERFIS DE PÁS DE TURBINA EÓLICA  
DARRIEUS EMPREGANDO A TÉCNICA CFD**

Trabalho de Conclusão de Curso (TCC) apresentado ao Centro Multidisciplinar de Bom Jesus da Lapa da Universidade Federal do Oeste da Bahia para obtenção do título de Graduado em Engenharia Mecânica.

Bom Jesus da Lapa, 18 de julho de 2022.

A Banca Examinadora composta pelos membros abaixo aprovou este Trabalho:

---

**Prof. Me. Luiz Justino da Silva Junior, Presidente**

**Universidade Federal do Oeste da Bahia**

---

**Prof. Dr. Andre Issao Sato**

**Universidade Federal do Oeste da Bahia**

---

**Prof. Me. Filipi Marques de Souza**

**Universidade Federal do Oeste da Bahia**

## **DEDICATÓRIA**

Dedico este trabalho aos meus pais e irmãos, ao meu orientador, meus amigos, meus professores, meus tios e demais parentes e a todos que me incentivaram, apoiaram e acreditaram no meu potencial, em especial aos meus avós, que devem estar orgulhosos por este momento.

## AGRADECIMENTOS

Em primeiro lugar, agradeço à Deus por me dar saúde, força, vontade, perseverança e sabedoria para que eu alcançasse esta etapa do curso de Engenharia Mecânica.

Aos meus pais, Cândida e Gonçalo, por todo o incentivo e apoio incondicional ao longo da minha vida e principalmente durante a graduação.

Ao meu orientador Prof. Me. Luiz Justino da Silva Junior, por todo o conhecimento, experiência e inspiração passados durante mais de 2 anos de pesquisas e parcerias.

Aos meus tios, Aparecida e Edmundo, pais de coração, por todo o apoio concedido e por sempre se fazerem presentes quando eu precisava.

Aos meus irmãos, Gleysiane e Gleyson, por todo o apoio e inspiração que recebi durante todo o curso.

Ao meu primo e companheiro de curso, João Gabriel, pelo incentivo e por sempre estar presente, mesmo nos momentos mais difíceis da graduação.

Aos meus avós Maria, Gabriel, Isaias e Nelcina, que hoje são estrelas no céu, por serem inspiração e exemplo para eu me tornar quem eu sou hoje.

Aos meus amigos, amigas e colegas de graduação que sempre me incentivaram, motivaram e estiveram presentes por mim nos momentos bons ou ruins.

Aos professores Rogério Vitorio, Leandro Brito e Anderson Breno, pelos conselhos, orientações e colaborações em projetos de monitoria, pesquisa e extensão ao longo do curso.

Aos professores que me incentivaram, apoiaram e se dedicaram muito para compartilhar seus conhecimentos para mim e aos meus colegas.

A todas as pessoas que contribuíram positivamente, de forma direta ou indireta, para que eu alcançasse esta etapa na graduação.

E por fim, à Universidade Federal do Oeste da Bahia, em especial ao Centro Multidisciplinar de Bom Jesus da Lapa e ao Colegiado de Engenharia Mecânica, pelo apoio e incentivo que permitiu que eu chegasse aonde estou.

Muito obrigado a todos!

*A educação é a arma mais poderosa  
que você pode usar para mudar o mundo.*  
(Nelson Mandela, 1990)

## RESUMO

CLEMENTE, Geovane Costa. **ESTUDO AERODINÂMICO DE PERFIS DE PÁS DE TURBINA EÓLICA DARRIEUS EMPREGANDO A TÉCNICA CFD**. 2022. 67 p. Monografia (Graduação em Engenharia Mecânica) – Universidade Federal do Oeste da Bahia, Bom Jesus da Lapa, 2022.

A necessidade de exploração de fontes de energia renováveis e limpas tem aumentado conforme a ocorrência de crises energéticas no Brasil e no mundo, incluindo regiões em que ocorreram constantes quedas de energia recentemente. Uma fonte de energia em crescimento e que busca diversificar a matriz elétrica nacional e mundial é a energia eólica, esta que pode ser obtida através de turbinas de eixo horizontal ou de eixo vertical. Sobre as turbinas de eixo vertical, a que mais tem se destacado em pesquisas recentes é a turbina Darrieus-H, que apresenta diversas vantagens em relação às turbinas de eixo horizontal, e potencial para se tornar um dos melhores tipos de turbina para a geração eólica, com a possibilidade de instalação em zonas urbanas e rurais para microgeração. Com base nisso, este trabalho tem como objetivo a realização de uma análise CFD (fluidodinâmica computacional) em duas dimensões de uma turbina de eixo vertical Darrieus-H de pequeno porte, baseando-se em um modelo real, e analisando diferentes perfis de aerofólios observados na literatura, a fim de verificar qual perfil apresenta um melhor desempenho do coeficiente de potência nas condições estabelecidas. Para isso, foi utilizado o *software* Ansys® no ambiente Fluent para a execução de simulações computacionais em uma abordagem com regime transiente, sendo adotado um domínio computacional retangular com regiões de malha estacionária e rotativa. As dimensões de uma turbina de pequeno porte foram utilizadas como referência para a criação da geometria, sendo o raio da turbina igual a 0,16 m e corda da pá igual a 0,104 m, resultando em uma solidez igual a 1,95 para um rotor com 3 pás. O modelo de turbulência utilizado foi o  $k - \omega$  SST e velocidade de vento estipulada em 6 m/s, com avaliação dos valores de razão de velocidade de ponta de pá (TSR) entre 0,5 e 2,5. Com o pós-processamento, foram obtidos os contornos de velocidade, turbulência e pressão para avaliação dos efeitos do escoamento, assim como os gráficos dos coeficientes de momento e potência para cada perfil de pá analisado. No gráfico do coeficiente de potência, o perfil NACA0015 se destacou com um coeficiente igual a 0,3083 para um valor de TSR igual a 1,5. Palavras-chave: Darrieus-H. Turbina Eólica. Microgeração. CFD.

## ABSTRACT

CLEMENTE, Geovane Costa. **AERODYNAMIC STUDY OF DARRIEUS WIND TURBINE BLADE PROFILES EMPLOYING THE CFD TECHNIQUE**. 2022. 67 pages. Undergraduate thesis (Graduation in Mechanical Engineering) – Universidade Federal do Oeste da Bahia, Bom Jesus da Lapa, 2022.

The need to explore renewable and clean energy sources has increased with the occurrence of energy crises in Brazil and worldwide, including regions where there have been constant power outages in recent years. A growing source of energy that aims to diversify the national and global electricity matrix is the wind energy, which can be achieved through horizontal or vertical axis turbines. As for the vertical axis turbines, one that has stood out in recent research is the Darrieus-H turbine, which has several advantages over horizontal axis turbines, and potential to become one of the best turbines for wind generation, and possibility of installation in urban and rural areas for the microgeneration. Based on this idea, this work aims to perform a CFD (computational fluid dynamics) analysis, in two dimensions, of a small Darrieus-H vertical axis turbine, based on a real model, analyzing different airfoil profiles observed in the literature, in order to verify which profile presents a better performance of the power coefficient under the established conditions. Therefore, the Ansys® software in the Fluent environment was used to run computational simulations in a transient regime approach, using a rectangular computational domain with stationary and rotational mesh regions. The dimensions of a small size turbine were used as reference values for the creation of the geometry, with the turbine radius being equal to 0.16 m and blade chord equal to 0.104 m, which results in a solidity equal to 1.95 for a rotor with three blades. The turbulence model used was k- $\omega$  SST and wind speed stipulated at 6 m/s, with evaluation of tip speed ratio (TSR) values between 0.5 and 2.5. With post-processing, the velocity, turbulence, and pressure contours were obtained to evaluate the effects of the flow acting on the rotor, as well as the momentum and power coefficient plots for each blade profile analyzed. In the power coefficient plot, the NACA0015 profile stood out with a coefficient equal to 0.3083 for a TSR value equal to 1.5.

Keywords: Darrieus-H. Wind Turbine. Microgeneration. CFD.

## LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1.1 – Princípio de conversão de energia de uma turbina eólica .....	17
Figura 1.2 - Exemplo de configurações da turbina Darrieus .....	17
Figura 2.1 – Evolução anual da capacidade eólica total instalada no mundo (em GW) .....	20
Figura 2.2 – Evolução anual da capacidade eólica instalada no Brasil (em MW) .....	21
Figura 2.3 – Atlas da média anual do potencial eólico no Brasil .....	22
Figura 2.4 – Matriz Elétrica Brasileira no ano de 2022.....	23
Figura 2.5 – Imagem ilustrativa de uma turbina eólica Darrieus-H .....	24
Figura 2.6 – Dimensões características de um rotor Darrieus-H no plano bidimensional .....	24
Figura 2.7 – Forças e momento atuantes sobre a pá eólica em turbina Darrieus-H .....	27
Figura 2.8 – Efeito da solidez sobre o coeficiente de potência em relação ao TSR.....	29
Figura 2.9 – Perfis de aerofólios estudados por Hashem <i>et al.</i> (2018).....	30
Figura 2.10 – Domínio computacional para simulação de uma turbina Darrieus-H em 2D ....	36
Figura 3.1 – Domínio computacional 2D para simulação de uma turbina Darrieus-H.....	40
Figura 3.2 – Domínio do modelo computacional .....	41
Figura 3.3 – Região rotativa do domínio do modelo computacional .....	42
Figura 3.4 – Geração de malha na região estacionária .....	43
Figura 3.5 – Geração de malha na região rotativa .....	44
Figura 3.6 – Malha no subdomínio rotativo e tratamento na camada-limite.....	45
Figura 3.7 – Representação das condições de contorno no domínio computacional .....	46
Figura 3.8 – Valor de $y^+$ dos elementos adjacentes à parede de cada perfil de pá .....	49
Figura 4.1 – Contorno de velocidade para o perfil DU 06-W-200.....	51
Figura 4.2 – Contorno de velocidade para o perfil FX L-142 K .....	52
Figura 4.3 – Contorno de velocidade para o perfil NACA0015.....	52
Figura 4.4 – Contorno de velocidade para o perfil S1046.....	52
Figura 4.5 – Contorno de intensidade de turbulência para o perfil DU 06-W-200 .....	53
Figura 4.6 – Contorno de intensidade de turbulência para o perfil FX L-142 K.....	53
Figura 4.7 – Contorno de intensidade de turbulência para o perfil NACA0015 .....	54
Figura 4.8 – Contorno de intensidade de turbulência para o perfil S1046 .....	54
Figura 4.9 – Contorno de pressão para o perfil DU 06-W-200 .....	55
Figura 4.10 – Contorno de pressão para o perfil FX L-142 K .....	55
Figura 4.11 – Contorno de pressão para o perfil NACA0015 .....	56
Figura 4.12 – Contorno de pressão para o perfil S1046 .....	56

Figura 4.13 – Contorno do coeficiente de pressão para o perfil DU 06-W-200.....	57
Figura 4.14 – Gráfico do coeficiente de momento instantâneo para o perfil DU 06-W-200 ...	58
Figura 4.15 – Gráfico do coeficiente de momento instantâneo para o perfil FX L-142 K .....	58
Figura 4.16 – Gráfico do coeficiente de momento instantâneo para o perfil NACA0015 .....	59
Figura 4.17 – Gráfico do coeficiente de momento instantâneo para o perfil S1046 .....	59
Figura 4.18 – Gráfico do coeficiente de potência em relação ao TSR .....	60

## LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1 – Capacidade eólica instalada por estado no Brasil.....	21
Tabela 2.2 – Principais perfis analisados por Hashem <i>et al.</i> (2018) .....	31
Tabela 3.1 – Valores de velocidade angular utilizados para cada valor de TSR analisado.....	47
Tabela 3.2 – Tamanho do passo de tempo em função da velocidade angular.....	48
Tabela 4.1 – Valores de $C_p$ máximo para cada perfil de estudo.....	61

## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABEEólica	Associação Brasileira de Energia Eólica
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CAGR	<i>Compound Annual Growth Rate</i>
CFD	<i>Computational Fluid Dynamics</i>
CMBJL	Centro Multidisciplinar de Bom Jesus da Lapa
CRESESB	Centro de Referência para as Energias Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito
FVM	<i>Finite Volume Method</i> (Método dos Volumes Finitos)
GWEC	<i>Global Wind Energy Council</i>
IEA	<i>International Energy Agency</i>
IEMA	Instituto de Energia e Meio Ambiente
MRF	<i>Moving Reference Frame</i>
URANS	<i>Unsteady Reynolds Averaged Navier-Stokes</i>
RNG	<i>Renormalization Group</i>
SIMPLE	<i>Semi-Implicit Method for Pressure Linked Equations</i>
SST	<i>Shear Stress Transport</i>
TEEH	Turbina Eólica de Eixo Horizontal
TEEV	Turbina Eólica de Eixo Vertical
TSR	<i>Tip Speed Ratio</i>
UFOB	Universidade Federal do Oeste da Bahia
VAWT	<i>Vertical Axis Wind Turbine</i>
6DOF	<i>Six Degrees of Freedom</i>

## LISTA DE SÍMBOLOS

$A$	Área da região varrida pelas pás da turbina eólica	[m <sup>2</sup> ]
$c$	Comprimento da corda do perfil de pá eólica	[m]
$C_m$	Coefficiente de momento (coeficiente de torque)	-
$C_p$	Coefficiente de potência	-
$\overline{C_m}$	Coefficiente de momento médio	-
$\overline{C_p}$	Coefficiente de potência médio	-
$D$	Diâmetro do rotor	[m]
$D_D$	Diâmetro da região de malha rotativa	[m]
$D_{SD}$	Diâmetro do subdomínio rotativo	[m]
$F_T$	Força tangencial atuante sobre uma pá eólica em rotação	[N]
$F_N$	Força normal atuante sobre uma pá eólica em rotação	[N]
$\vec{g}$	Vetor de aceleração da gravidade	[m s <sup>-2</sup> ]
$k$	Energia cinética turbulenta	[m <sup>2</sup> s <sup>-2</sup> ]
$L_1$	Comprimento da seção de entrada do domínio computacional	[m]
$L_2$	Comprimento da seção de saída do domínio computacional	[m]
$N$	Número de pás presentes no rotor	-
$P$	Pressão do fluido em escoamento	[Pa]
$P_d$	Potência disponível do vento	[W]
$P_e$	Potência extraída do vento pela turbina eólica	[W]
$P_k$	Limitador de produção turbulenta	-
$R$	Raio do rotor	[m]
$M$	Momento mecânico do rotor eólico	[N m]
$t$	Tempo	[s]
$U_\infty$	Velocidade de escoamento livre do fluido	[m s <sup>-1</sup> ]
$u$	Componente da velocidade do fluido na direção $x$	[m s <sup>-1</sup> ]
$v$	Componente da velocidade do fluido na direção $y$	[m s <sup>-1</sup> ]
$u_t$	Velocidade de fricção do fluido em escoamento	[m s <sup>-1</sup> ]
$\tau_w$	Tensão de cisalhamento na parede	[Pa]
$\vec{V}$	Campo de velocidade do escoamento	[m s <sup>-1</sup> ]
$W$	Largura do domínio computacional	[m]

$y^+$	Coeficiente de distância normalizada da parede	-
$\Delta y$	Distância normalizada da parede	[m]
$\rho$	Massa específica do fluido	[kg m <sup>-3</sup> ]
$\omega$	Taxa de dissipação de turbulência específica	[s <sup>-1</sup> ]
$\omega_r$	Velocidade angular do rotor	[rad s <sup>-1</sup> ]
$\lambda$	Razão de velocidade de ponta de pá (TSR)	-
$\mu$	Viscosidade dinâmica do fluido	[Pa s]
$\mu_t$	Viscosidade dinâmica turbulenta	[Pa s]
$\nu_t$	Viscosidade cinemática turbulenta	[m <sup>2</sup> s <sup>-1</sup> ]
$\sigma$	Solidez do rotor	-
$\Omega$	Magnitude da vorticidade	-
$\theta$	Ângulo de inclinação (ângulo azimutal)	[°]
$\Delta\theta$	Variação angular por passo de tempo	[°]
$\Delta t$	Tamanho do passo de tempo	[s]

## SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO.....	16
2	REVISÃO DA LITERATURA .....	19
2.1	Energia eólica: Cenário mundial e brasileiro.....	19
2.1.1	Energia eólica no mundo .....	19
2.1.2	Energia eólica no Brasil.....	20
2.2	Turbinas eólicas Darrieus do tipo H .....	23
2.2.1	Vantagens e desvantagens das TEEV Darrieus-H em relação às TEEH.....	25
2.2.2	Indicadores de performance de um rotor eólico .....	26
2.2.2	Parâmetros geométricos do rotor Darrieus-H.....	28
2.2.3	Modelos de perfis de aerofólio de pás eólicas .....	30
2.3	Fluidodinâmica Computacional: Equações governantes .....	31
2.3.1	Equações do Movimento .....	31
2.3.2	Modelo de turbulência $k - \omega$ SST.....	32
2.4	Método dos volumes finitos (FVM) .....	35
2.5	Malha e camada-limite.....	35
2.4.1	Domínio computacional e malha.....	36
2.4.2	Camada-limite e o critério do $y +$ .....	37
3	METODOLOGIA.....	39
3.1	Construção da geometria e domínio computacional.....	39
3.2	Desenvolvimento da malha e adequação da camada-limite .....	42
3.2.1	Geração das malhas estacionária e rotativa .....	43
3.2.2	Malha na região dos perfis de pás e tratamento da camada-limite.....	44
3.3	Setup e condições de contorno.....	45
3.3.1	Condições de contorno .....	46
3.3.2	Configurações adotadas no cálculo computacional.....	47
3.4	Pós-processamento.....	49
4	RESULTADOS E DISCUSSÃO .....	51
4.1	Contornos de velocidade, pressão e intensidade de turbulência.....	51
4.2	Coeficiente de momento .....	57
4.3	Coeficiente de potência.....	60
5	CONCLUSÃO.....	62
	Referências .....	64

## 1 INTRODUÇÃO

Com a constante ocorrência de graves crises energéticas no Brasil e no mundo, nas quais se observa escassez de recursos e alta nos preços cobrados pelo consumo de energia elétrica, torna-se cada vez mais notória a necessidade de exploração das energias sustentáveis, obtendo maior diversidade na matriz elétrica a partir de fontes mais abundantes e que possam contribuir também com a diminuição da emissão de poluentes (IEMA, 2021).

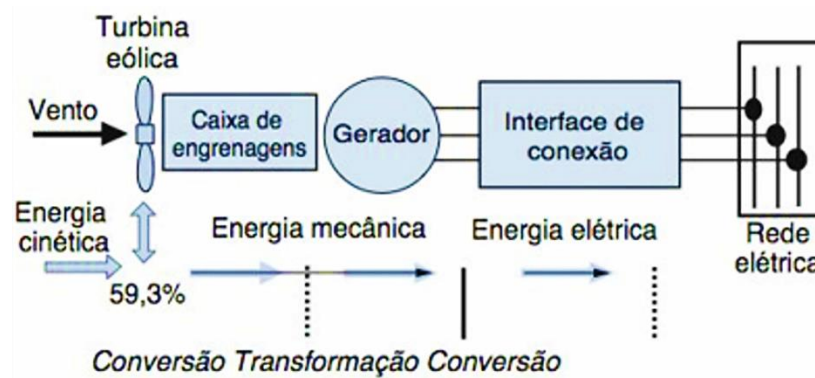
No Brasil, o principal problema energético é concentrado nas crises hídricas, que tem se agravado com a estiagem em várias regiões do país. Analisando o período de julho de 2020 a junho de 2021, observou-se uma redução de 32% da ocorrência de chuvas quando comparado com a média história nacional, conforme informado por Castro *et al.* (2021). Cerca de 56% da matriz elétrica nacional é representada pela capacidade das usinas hidrelétricas (ANEEL, 2022).

Do ponto de vista global, segundo informações divulgadas pela IEA – Agência Internacional de Energia (2021), conforme a situação da pandemia da COVID-19 melhora nos países desenvolvidos, a retomada da economia é intensificada e conseqüentemente provoca aumentos expressivos no consumo energético em um curto período de tempo, elevando a demanda e o preço de fontes de energia como o petróleo, gás natural e carvão, afetando principalmente países como Estados Unidos da América, China, União Europeia e entre outros que dependem de tais fontes energéticas.

Entre as diversas fontes de energia sustentável, as que mais tem se destacado nas últimas décadas foram a energia eólica e a energia solar fotovoltaica. De acordo com a ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica (2022), a energia eólica e a energia solar possuem combinadas aproximadamente 27 GW (21,84 GW eólica e 5,08 GW solar) de capacidade instalada no Brasil, representando quase 15% dos 183,51 GW de toda a matriz elétrica nacional.

No que diz respeito aos princípios da energia eólica, sua geração ocorre através da conversão da energia cinética dos ventos para energia mecânica e em seguida para energia elétrica, processo que ocorre por meio das turbinas eólicas, como detalhado na Figura 1.1. As turbinas eólicas são divididas em duas categorias principais: Turbina Eólica de Eixo Horizontal (TEEH) e Turbina Eólica de Eixo Vertical (TEEV). Apesar das diferenças entre elas, o princípio de conversão para a obtenção de energia elétrica é o mesmo para ambos os tipos (PINTO, 2012).

Figura 1.1 – Princípio de conversão de energia de uma turbina eólica



Fonte: Pinto (2012).

Enquanto as turbinas de eixo horizontal dominam a maior parte das instalações em parques eólicos ao redor do mundo, as turbinas de eixo vertical possuem diversas vantagens que merecem ser exploradas e devem ser levadas em conta nos projetos de instalações das torres eólicas. As TEEV apresentam, por exemplo, facilidade na instalação e manutenção, não precisam de controle de ajuste para se adequar à direção do vento e possuem uma estrutura mais simples em relação às instalações das TEEH (ABDALRAHMAN *et al.*, 2017).

A turbina eólica de eixo vertical que obteve mais sucesso foi a turbina eólica de Darrieus, inventada pelo francês e engenheiro aeronáutico George Jean Marie Darrieus (1888-1979). A turbina de Darrieus, também conhecida como o Rotor de Darrieus, pode ser utilizada em várias configurações diferentes (Figura 1.2), cada uma contendo suas vantagens e desvantagens (DU *et al.*, 2019).

Figura 1.2 - Exemplo de configurações da turbina Darrieus



Fonte: Pinto (2012).

Embora as turbinas eólicas de eixo vertical apresentem vantagens de instalação, manutenção e funcionamento, a sua eficiência energética geralmente é menor que a das TEEH, fazendo com que as TEEV tenham menor custo-benefício. Desta forma, o número de instalações das TEEH é amplamente maior que das TEEV. Vários fatores influenciam para que sua eficiência seja menor, e assim, a correção destes fatores pode contribuir significativamente para que as turbinas de eixo vertical apresentem uma eficiência próxima ou

até mesmo maior que a eficiência obtida nas turbinas de eixo horizontal, visto que, na teoria, as turbinas de eixo vertical possuem maior potencial de geração (DU *et al.*, 2019).

Para se otimizar as turbinas eólicas e alcançar uma maior eficiência energética, um dos fatores que se pode analisar são os fenômenos aerodinâmicos que ocorrem sobre as pás eólicas. Assim, por meio de ferramentas computacionais, como a técnica CFD (*Computational Fluid Dynamics* – Fluidodinâmica Computacional), é possível verificar os coeficientes aerodinâmicos e como eles se comportam nas diferentes configurações das turbinas, angulação das pás eólicas e entre outras modificações possíveis, de modo que a obtenção de resultados positivos por meio do CFD possa contribuir para novos projetos de instalações de turbinas eólicas e que ampliem a gama de opções para a implementação deste tipo de conversão de energia.

Desta forma, este trabalho tem como objetivo geral analisar e desenvolver estudos comparativos entre diferentes perfis de pás de turbinas eólicas de eixo vertical do tipo Darrieus a partir de simulações computacionais por meio da técnica CFD para se obter os parâmetros aerodinâmicos de cada perfil analisado e verificar qual perfil apresenta o melhor desempenho nas condições de operação adotadas.

Os objetivos específicos deste trabalho incluem:

- Modelar computacionalmente perfis de aerofólios aplicados a turbinas eólicas de eixo vertical do tipo Darrieus na configuração H (vide Figura 1.2), em duas dimensões, através do *software* Ansys® no ambiente Fluent;
- Obter os campos de velocidade, pressão e turbulência para os perfis selecionados;
- Obter o coeficiente de momento instantâneo em relação ao ângulo azimutal;
- Calcular o coeficiente de potência a partir do coeficiente de momento médio e razão de velocidade de ponta de pá;
- Realizar estudo comparativo entre os perfis de aerofólios analisados e buscar validar os resultados por meio de dados extraídos da literatura;
- A partir de análises da eficiência energética, verificar qual perfil de aerofólio, dentre os modelos estudados, será o mais indicado para aplicações nas condições de operação estabelecidas.

## 2 REVISÃO DA LITERATURA

Conforme ocorre o aumento da demanda de energia elétrica com o crescimento da população, implementação de novas tecnologias e crescimento da economia global, a exploração e investimento em novas fontes de energia – e de preferência, fontes que sejam abundantes na natureza – se faz necessária para diversificação da matriz elétrica, com as novas fontes se apresentando como alternativas durante os períodos de crise. Neste sentido, a exploração da energia eólica se torna uma das principais medidas a serem adotadas como uma solução deste problema. (DU *et al.*, 2019).

Enquanto a tecnologia das turbinas eólicas de eixo horizontal se encontra melhor consolidada, as turbinas de eixo vertical têm sido cada vez mais investigadas, com estudos relacionados às diferentes configurações do rotor e suas pás, e também sobre as possíveis aplicações destas turbinas, como *offshore* ou até mesmo em zonas urbanas e rurais para a microgeração. Tais estudos contemplam análises das TEEV por meio de investigações experimentais, computacionais ou ambos em paralelo, como nos trabalhos desenvolvidos por Hansen *et al.* (2021); Du *et al.* (2019); Rezaeiha *et al.* (2018); e Balduzzi *et al.* (2016).

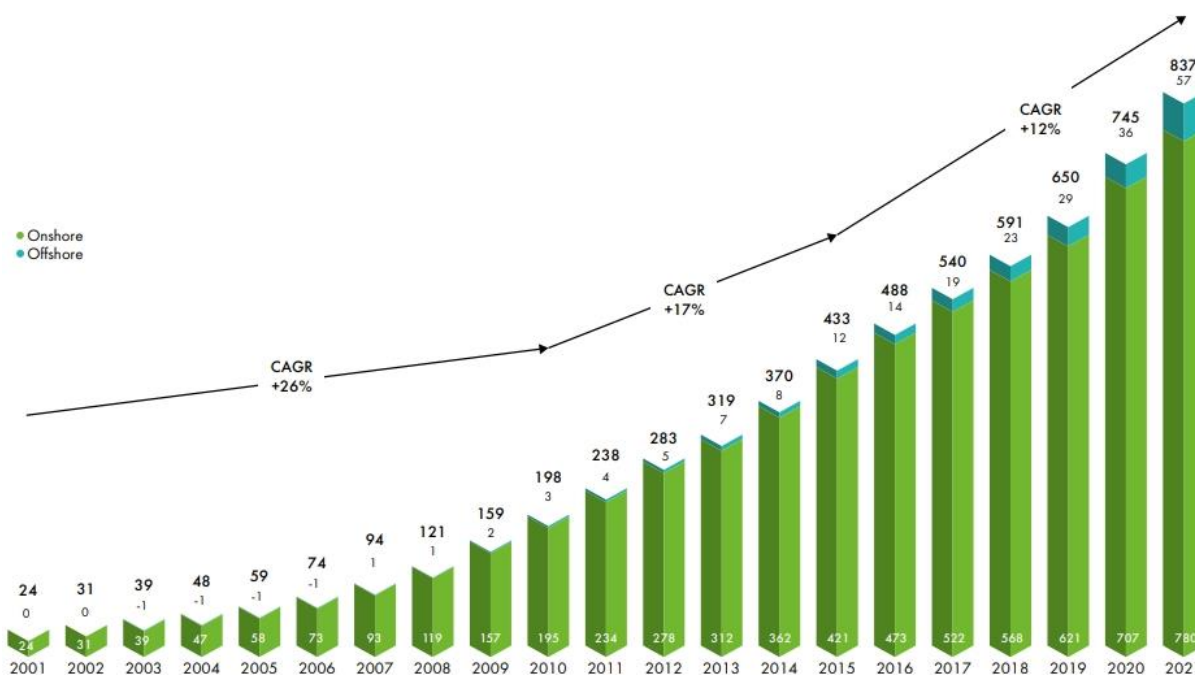
### 2.1 Energia eólica: Cenário mundial e brasileiro

A exploração de novas energias ocorre não apenas pelo aumento da demanda e com o foco em diversificar a matriz elétrica global, mas também pela necessidade de reduzir a emissão de gases poluentes, conforme acordos entre diversos países e empresas para se alcançar o objetivo de “*Net Zero*” até 2050, no qual se busca zerar a emissão de gases de efeito estufa na atmosfera, visto que a geração de energias através de fontes poluentes ainda é uma tendência em várias regiões do mundo (GWEC, 2022).

#### 2.1.1 Energia eólica no mundo

Segundo dados da GWEC – *Global Wind Energy Council* (2022), a capacidade de energia eólica total instalada no mundo em 2021 foi de aproximadamente 837 GW, dos quais 780 GW representam as instalações *onshore* e 57 GW representam as instalações *offshore*, com uma taxa de crescimento anual composta (CAGR – *Compound Annual Growth Rate*) de +12% (2015-2021). O gráfico contendo o desenvolvimento histórico anual pode ser visualizado na Figura 2.1.

Figura 2.1 – Evolução anual da capacidade eólica total instalada no mundo (em GW)



Fonte: GWEC (2022).

Dentre os principais países, os que possuem maior capacidade instalada (*onshore* + *offshore*) no mundo, até 2021, são: China, 338 GW (40%); Estados Unidos da América, 176 GW (21%); Alemanha, 64 GW (8%); Índia, 40 GW (5%); e Reino Unido, 27 GW (3%). A parcela dos demais países é representada por cerca de 23% de toda a capacidade que havia sido instalada no mundo até o ano de 2021 (GWEC, 2022).

### 2.1.2 Energia eólica no Brasil

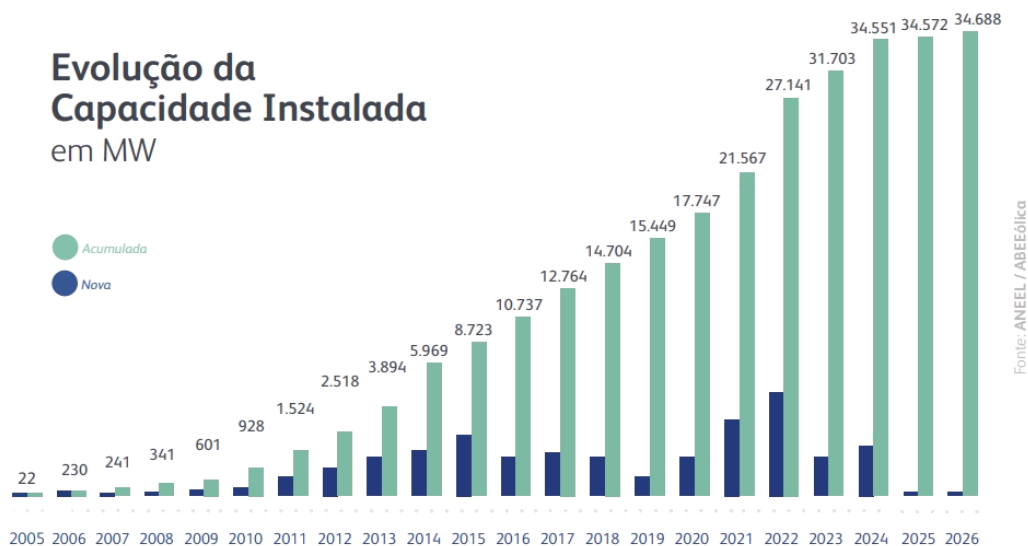
Como discutido na seção anterior, os principais países em termos de capacidade eólica total instalada no mundo até 2021 foram, em ordem, China, Estados Unidos, Alemanha, Índia e Reino Unido. Neste ranking, o Brasil vem logo em seguida com a 6ª posição, com quase 22 GW (2%) de capacidade eólica instalada (GWEC, 2022).

Vale destacar que, segundo dados da GWEC (2022), o Brasil teve o 3º maior número de capacidade de energia eólica instalada no ano de 2021, com cerca de 3,8 GW instalados naquele ano, representando cerca de 4% das novas instalações em todo o mundo, um valor expressivo para o país considerando a situação da pandemia da COVID-19, ficando atrás apenas da China (47,6 GW – 51%) e dos Estados Unidos da América (12,7 GW – 14%).

Analisando o cenário nacional internamente, segundo dados da ABEEólica – Associação Brasileira de Energia Eólica (2022), até março de 2022 o Brasil já possuía quase

22 GW de capacidade eólica instalada, com 795 parques eólicos e 9.176 aerogeradores em operação. É previsto que o Brasil tenha pelo menos 34 GW de capacidade instalada até 2026, considerando acordos já fechados para novas construções. O gráfico da Figura 2.2 mostra a evolução da capacidade eólica total instalada no Brasil por ano (ABEEólica, 2022).

Figura 2.2 – Evolução anual da capacidade eólica instalada no Brasil (em MW)



Fonte: ABEEólica (2022).

Nota-se pelo gráfico na Figura 2.2 que, desde as primeiras instalações de parques eólicos no Brasil, há cada vez mais investimentos voltados para este tipo de geração, com um aumento da capacidade esperado de 13 GW entre 2021 e 2026, o que representa um acréscimo de aproximadamente 60% do total instalado atualmente (ABEEólica, 2022).

Dados sobre a capacidade eólica instalada em cada estado do Brasil estão dispostos na Tabela 2.1.

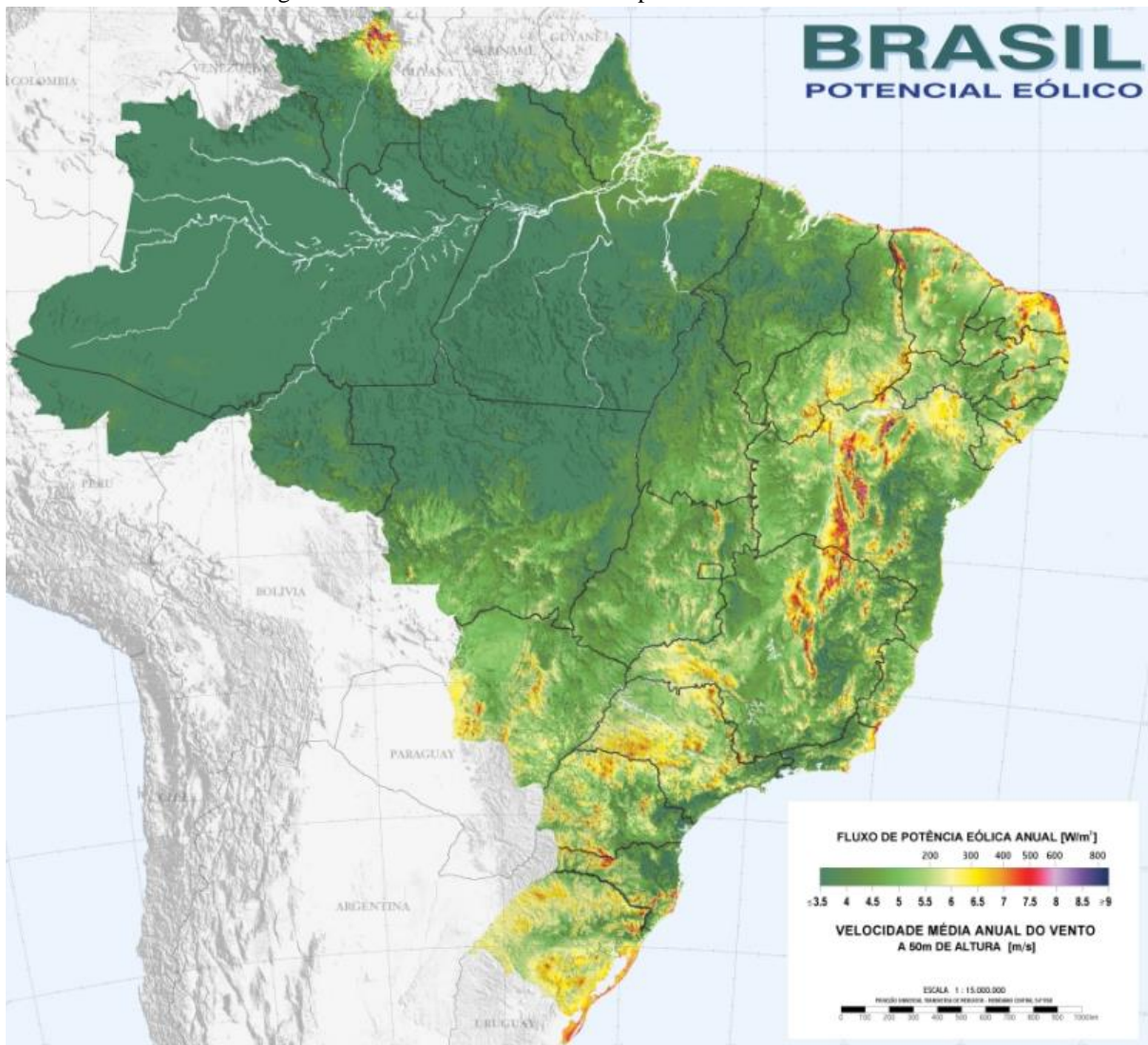
Tabela 2.1 – Capacidade eólica instalada por estado no Brasil

Estado	Potência (MW)	Parques	Aerogeradores
Rio Grande do Norte	6710	219	2722
Bahia	6062	227	2456
Ceará	2497	97	1121
Piauí	2437	83	1025
Rio Grande do Sul	1836	80	830
Pernambuco	897	36	435
Paraíba	628	30	257
Maranhão	426	15	172
Santa Catarina	243	15	174
Sergipe	35	1	23
Rio de Janeiro	28	1	17
Paraná	3	1	5
<b>TOTAL</b>	<b>21802</b>	<b>805</b>	<b>9237</b>

Fonte: Adaptado de ABEEólica (2022).

Se verifica na Tabela 2.1 que as instalações eólicas estão mais concentradas no Nordeste do Brasil, região que se destaca por apresentar maior potencial eólico, como pode ser visto no Atlas do Potencial Eólico Brasileiro na Figura 2.3.

Figura 2.3 – Atlas da média anual do potencial eólico no Brasil

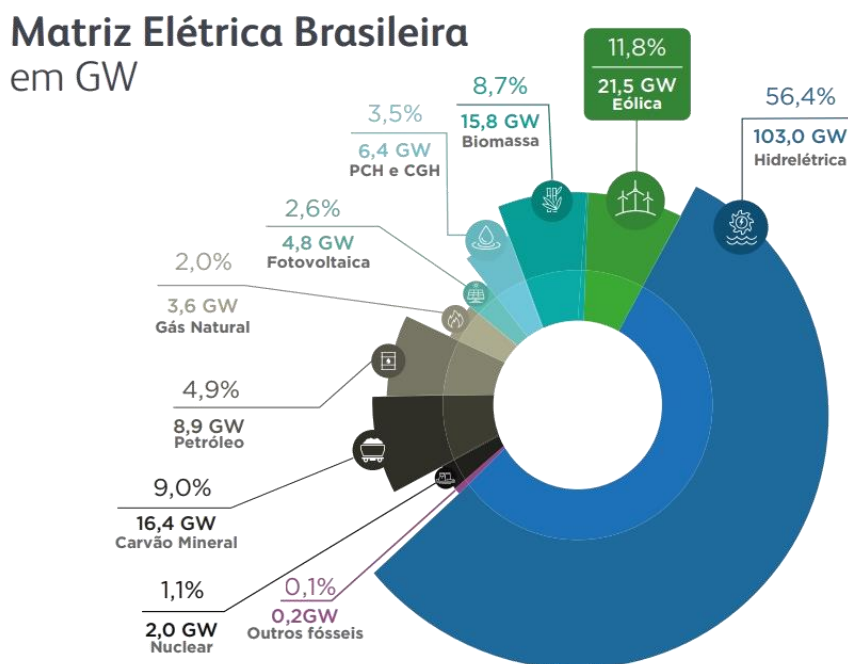


Fonte: CRESESB - Centro de Referência para Energia Solar e Eólica (2001).

Se verifica na Figura 2.3, a partir da escala presente na imagem, que as melhores regiões com potencial eólico são o Sul, Sudeste e, com evidente destaque, o Nordeste.

Por fim, também é importante analisar a Matriz Elétrica Brasileira no ano de 2022. A Figura 2.4 mostra o percentual da participação da capacidade de energia eólica na matriz elétrica nacional.

Figura 2.4 – Matriz Elétrica Brasileira no ano de 2022



Fonte: ABEEólica (2022).

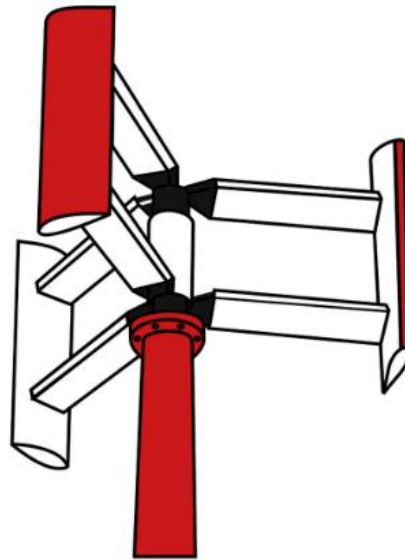
Se verifica, portanto, que a energia eólica já tem uma participação de quase 12% da matriz elétrica nacional, que deverá se tornar ainda maior considerando as novas instalações até 2026, como visto na Figura 2.2. É de extrema importância essa diversificação da matriz elétrica e a participação cada vez maior de fontes de energia limpas e renováveis.

## 2.2 Turbinas eólicas Darrieus do tipo H

Em geral, a TEEV representa um tipo de turbina que pode ser aplicada em pequeno ou grande porte. Sua escala de geração é classificada (com base na potência de saída) como: micro (de 0,4 kW a 20 kW), pequena (de 20 kW a 40 kW), média (de 40 kW a 1 MW), e larga (acima 1 MW). As TEEV possuem vantagem na micro e pequena geração em zonas urbanas, pois podem receber ventos de todas as direções, e melhor operar em escoamentos turbulentos existentes nas zonas urbanas (GAGLIANO *et al.*, 2012; DU *et al.*, 2019).

Como discutido anteriormente, as turbinas eólicas de eixo vertical do tipo Darrieus podem apresentar diferentes configurações, como a Delta, Phi, H e entre outras, conforme Figura 1.1. As turbinas eólicas Darrieus do tipo H (ou apenas Darrieus-H) apresentam maior simplicidade na sua geometria, devido as suas pás possuírem uma seção reta ao longo de todo o seu comprimento, facilitando o processo de construção e manufatura da sua geometria, como pode ser analisado pela Figura 2.5 (HASHEM *et al.*, 2018).

Figura 2.5 – Imagem ilustrativa de uma turbina eólica Darrieus-H

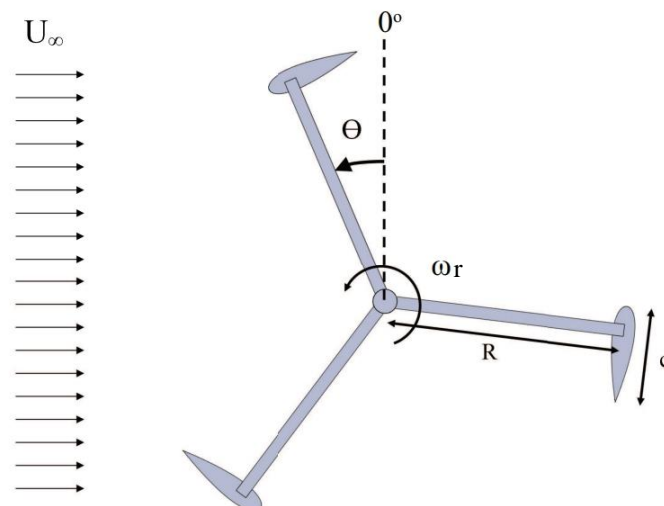


Fonte: Hashem *et al.* (2018).

Além disso, este tipo de configuração da turbina fornece a possibilidade de se realizar simulações computacionais do rotor em uma abordagem bidimensional, já que ela possui uma seção transversal constante em todo o rotor, ao contrário do que se observa nas turbinas eólicas de eixo horizontal e também nos outros tipos de TEEV.

Uma turbina eólica do tipo Darrieus-H será definida pelo número de pás e as dimensões do raio do rotor e corda do perfil de pá.

Figura 2.6 – Dimensões características de um rotor Darrieus-H no plano bidimensional



Fonte: Gosselin *et al.* (2016).

Conforme ilustrado na Figura 2.6,  $R$  é o raio do rotor e  $c$  é o comprimento da corda do perfil de pá. Na imagem,  $\omega_r$  representa a velocidade angular na qual o rotor rotaciona e  $\theta$  é o ângulo azimutal de inclinação.

### 2.2.1 Vantagens e desvantagens das TEEV Darrieus-H em relação às TEEH

As turbinas eólicas do tipo Darrieus-H fornecem vantagens interessantes, o que fazem com que essas turbinas sejam mais promissoras no sentido de novos estudos em relação à sua eficiência e a exploração dos tipos de aplicações que podem ser realizadas com elas. De acordo com Du *et al.* (2019) e Hansen *et al.* (2021), as principais vantagens desse tipo de turbina em relação às turbinas eólicas de eixo horizontal são as seguintes:

- Possui design simples, com seção transversal constante, o que garante maior facilidade na construção e razão de velocidade de ponta de pá ( $\lambda$ ) constante em toda a seção;
- Provoca menor ruído aerodinâmico;
- Pode receber vento de todas as direções, o que a torna melhor aplicável nas regiões em que o vento escoa de forma desordenada, sem uma direção bem definida ou que varia constantemente;
- Como recebe vento de todas as direções, não é necessário que a turbina possua um sistema de orientação para o rotor se adequar à direção do vento.
- Não exige a construção de uma estrutura tão complexa para suportar o peso dos equipamentos, pois os mesmos podem ser colocados no solo (na base do eixo);
- Possibilidade de garantir maior eficiência ao realizar uma instalação com várias turbinas dispostas em uma configuração ideal entre elas;

Enquanto isso, as principais desvantagens de se instalar uma TEEV Darrieus-H em relação às TEEH, segundo Du *et al.* (2019), Pinto (2012) e Kirke (1998) são:

- As pás recebem relativamente velocidades mais baixas de vento, por serem instaladas próximas ao solo;
- Baixa capacidade para iniciar a rotação (momento de inércia elevado);
- Apresenta valores flutuantes de momento e potência durante a rotação do rotor e sendo mais difíceis de se controlar;
- Podem ocorrer esforços de flexão elevados por conta da aceleração centrípeta na rotação;
- Possui constante variação do ângulo de ataque e do ângulo azimutal, o que provoca uma maior complexidade na sua aerodinâmica;
- Consequentemente fornece menor eficiência energética devido aos problemas citados.

No geral, as turbinas eólicas de eixo vertical Darrieus-H são promissoras e é de grande importância o estudo e desenvolvimento deste tipo de turbina, pois elas apresentam um potencial para se obter maior eficiência energética e contribuir para o avanço da implementação das turbinas eólicas no mundo.

### 2.2.2 Indicadores de performance de um rotor eólico

Enquanto os parâmetros aerodinâmicos de coeficiente de sustentação e coeficiente de arrasto são utilizados como indicadores de performance de uma pá eólica, os parâmetros de coeficiente de momento e coeficiente de potência são os principais utilizados para avaliar a performance global de um rotor eólico (HANSEN *et al.*, 2021).

O primeiro indicador, o coeficiente de momento (também conhecido como coeficiente de torque), é o coeficiente que avalia o momento instantâneo gerado durante o movimento do rotor para cada valor de ângulo azimutal ( $\theta$ ), sendo definido pelo momento no eixo da turbina ( $M$ ), da massa específica do fluido ( $\rho$ ), da área varrida pelas pás da turbina ( $A$ ), do raio do rotor ( $R$ ) e da velocidade do fluido ( $U_\infty$ ) em escoamento livre. O coeficiente de momento  $C_m$  é dado pela Equação (1) (HANSEN *et al.*, 2021):

$$C_m = \frac{M}{(1/2)\rho \cdot A \cdot R \cdot U_\infty^2} \quad (1)$$

O segundo indicador, o coeficiente de potência, é basicamente uma relação de razão entre a potência mecânica produzida pelo rotor durante o movimento e a potência disponível do escoamento do fluido. Assim, o coeficiente de potência ( $C_p$ ) é um indicador que avalia o quanto da potência disponível do vento é extraída pelo rotor eólico, onde se busca estimar sua eficiência de conversão energética, e é dado pela Eq. (2) (ABDALRAHMAN *et al.*, 2017):

$$C_p = \frac{P_e}{P_d} = \frac{\omega_r \cdot M}{(1/2)\rho \cdot A \cdot U_\infty^3}, \quad (2)$$

em que  $P_e$  é a potência extraída pelo rotor,  $P_d$  é a potência disponível do vento e  $\omega_r$  é a velocidade angular do rotor.

Além destes dois indicadores, existe também o parâmetro que analisa a velocidade tangencial do rotor em relação à velocidade de escoamento do fluido, sendo chamado de razão de velocidade de ponta de pá  $\lambda$  (também conhecido como TSR – *tip speed ratio*), e é representado pela Equação (3) (ABDALRAHMAN *et al.*, 2017).

$$\lambda = \frac{\omega_r \cdot R}{U_\infty} \quad (3)$$

Combinando as Equações (1), (2) e (3), se verifica que o coeficiente de potência instantâneo  $C_p$  pode ser determinado a partir de uma relação entre o coeficiente de momento instantâneo  $C_m$  e a razão de velocidade de ponta de pá  $\lambda$ , resultando na Equação (4) (HANSEN *et al.*, 2021):

$$C_p = \frac{C_m \cdot \omega_r \cdot R}{U_\infty} = C_m \cdot \lambda \quad (4)$$

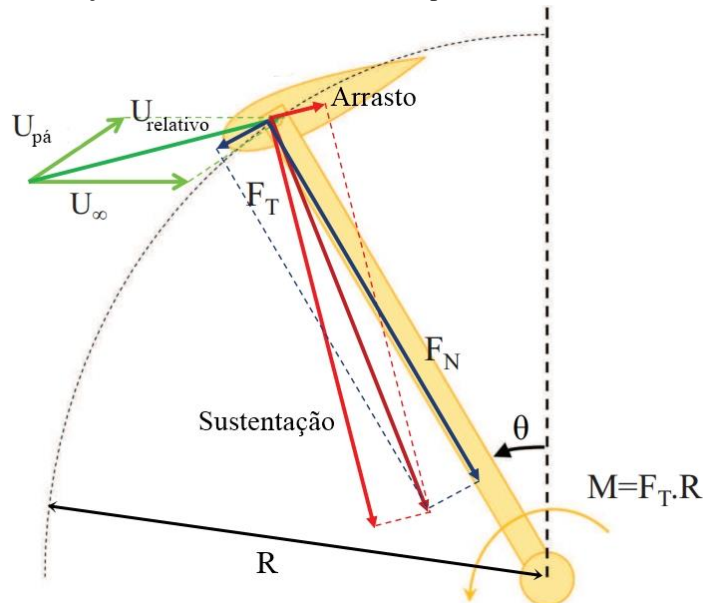
Portanto, a Equação (4) correlaciona os coeficientes de potência e momento e o TSR em uma expressão mais simplificada (HANSEN *et al.*, 2021).

Para o coeficiente de potência médio, basta substituir o coeficiente de momento instantâneo pelo coeficiente de momento médio obtido para uma revolução completa do rotor, conforme Equação (5). Assim, é possível relacioná-lo com cada valor de TSR correspondente.

$$\overline{C_p} = \overline{C_m} \cdot \lambda \quad (5)$$

A Figura 2.7 ilustra as forças e momento atuantes na pá eólica em rotação:

Figura 2.7 – Forças e momento atuantes sobre a pá eólica em turbina Darrieus-H



Fonte: Adaptado de Gosselin *et al.* (2016).

onde  $F_T$  e  $F_N$  representam as forças tangencial e normal atuantes sobre a pá, respectivamente.

### 2.2.2 Parâmetros geométricos do rotor Darrieus-H

Os principais parâmetros geométricos a serem levados em conta em um projeto de turbina eólica de eixo vertical incluem o número de pás, seção da pá (perfil do aerofólio), solidez e entre outros aspectos (DU *et al.*, 2019).

No que diz respeito ao número de pás presentes no rotor, este fator pode influenciar não apenas nos aspectos aerodinâmicos e na eficiência, mas como também nos aspectos estruturais. Um determinado número de pás eólicas pode fazer com que o rotor não tenha equilíbrio estrutural, isto é, as cargas atuantes não serão bem distribuídas conforme ocorre a rotação. Como por exemplo, um rotor que realiza a rotação com apenas uma pá eólica irá possuir uma massa variando constantemente de posição sem que haja outra em posição oposta para garantir equilíbrio, o que pode provocar fadiga no eixo (DU *et al.*, 2019).

Para diminuir os efeitos de variação do momento ao longo da rotação, estudos demonstraram que a utilização de três ou quatro pás forneceria uma redução mais significativa na variação do momento em relação às turbinas com duas pás (DU *et al.*, 2019; CONSUL *et al.*, 2009; GOSSELIN *et al.*, 2016; MCINTOSH *et al.*, 2009). Outros estudos demonstraram que a turbina Darrieus opera melhor com três pás, fornecendo melhor capacidade de auto iniciação do que com duas pás (DU, 2016; HILL *et al.*, 2008; DOMINY *et al.*, 2012).

Quanto ao perfil das pás eólicas, Hashem *et al.* (2018) diz em sua pesquisa que perfis simétricos apresentam melhor coeficiente de potência do que os perfis assimétricos, no qual os perfis simétricos S1046 e FX L-142 K se destacaram entre outros 24 perfis de aerofólios estudados, com ambos apresentando coeficiente de potência de 0,3463 e 0,3385, respectivamente. Entretanto, o estudo investigativo desenvolvido por Du *et al.* (2019) indicou, através de trabalhos de outros autores, que os resultados sobre as características de simetria para um perfil de aerofólio são “inconclusivos e às vezes entram em conflito”.

O último parâmetro geométrico a ser analisado se trata da solidez de uma turbina eólica ( $\sigma$ ), e é referente à uma relação que envolve o número de pás no rotor ( $N$ ), o comprimento da corda do perfil das pás ( $c$ ) e o raio do rotor ( $R$ ), sendo descrita por meio da Equação (6) (HASHEM *et al.*, 2018):

$$\sigma = \frac{N \cdot c}{2 \cdot R}, \quad (6)$$

onde a solidez é um valor adimensional e os valores de  $c$  e  $R$  são inseridos em metros.

Uma outra definição para a solidez costuma ser utilizada por outros autores, como descrito por Du (2016). Essa representação é dada pela Equação (7):

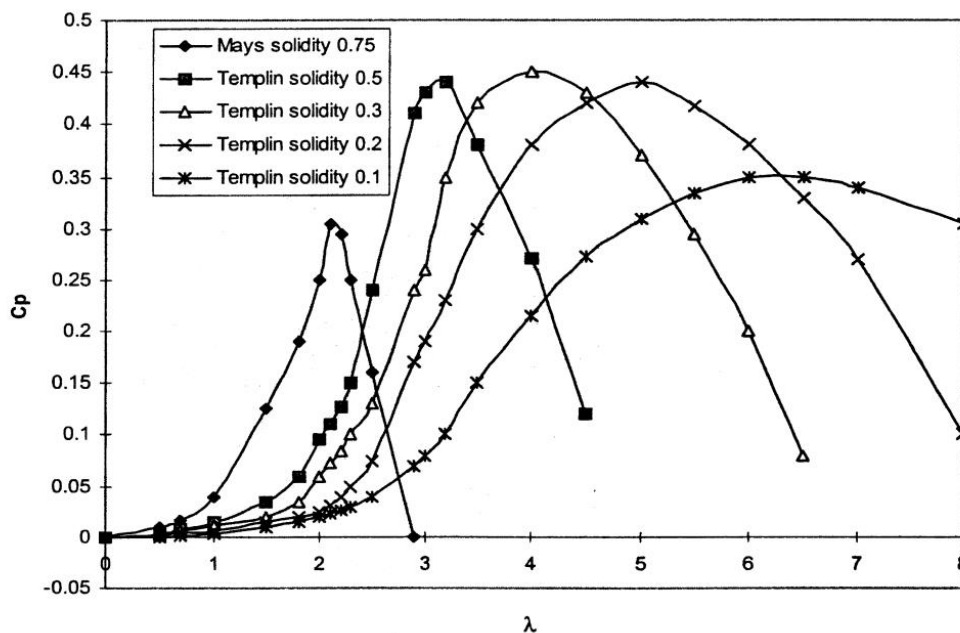
$$\sigma = \frac{N \cdot c}{R}, \quad (7)$$

Comparando as equações de solidez, se observa que a Eq. (7) representará um valor de solidez duas vezes maior que a representação dada na Eq. (6). A definição de solidez mostrada na Eq. (7) aparenta ser mais utilizada na literatura (DU, 2016; KIRKE, 1998).

Segundo Kirke (1998), alta solidez pode ser considerada para valores próximos de 1, enquanto baixa solidez é considerada para valores próximos de 0,1. Turbinas eólicas do tipo Darrieus-H costumam ser fabricadas com valores de solidez entre 0,2 e 0,6. Tais valores são considerados de acordo com a definição de solidez da Equação (7).

De acordo com pesquisas desenvolvidas, o valor ótimo da solidez para se obter um maior coeficiente de potência irá depender das condições de operação da turbina. Segundo Rezaeiha *et al.* (2018) e Tummala *et al.* (2016), um menor valor de solidez é preferível quando a turbina é submetida a valores elevados de TSR, enquanto um maior valor de solidez é desejado quando a turbina está sujeita a operar com baixos valores de TSR. No gráfico da Figura 2.8 é possível ver o comportamento do coeficiente de potência em relação ao TSR para diferentes valores de solidez.

Figura 2.8 – Efeito da solidez sobre o coeficiente de potência em relação ao TSR



Fonte: Elaborado por Kirke (1998) com dados de Mays *et al.* (1979) e Templin (1974).

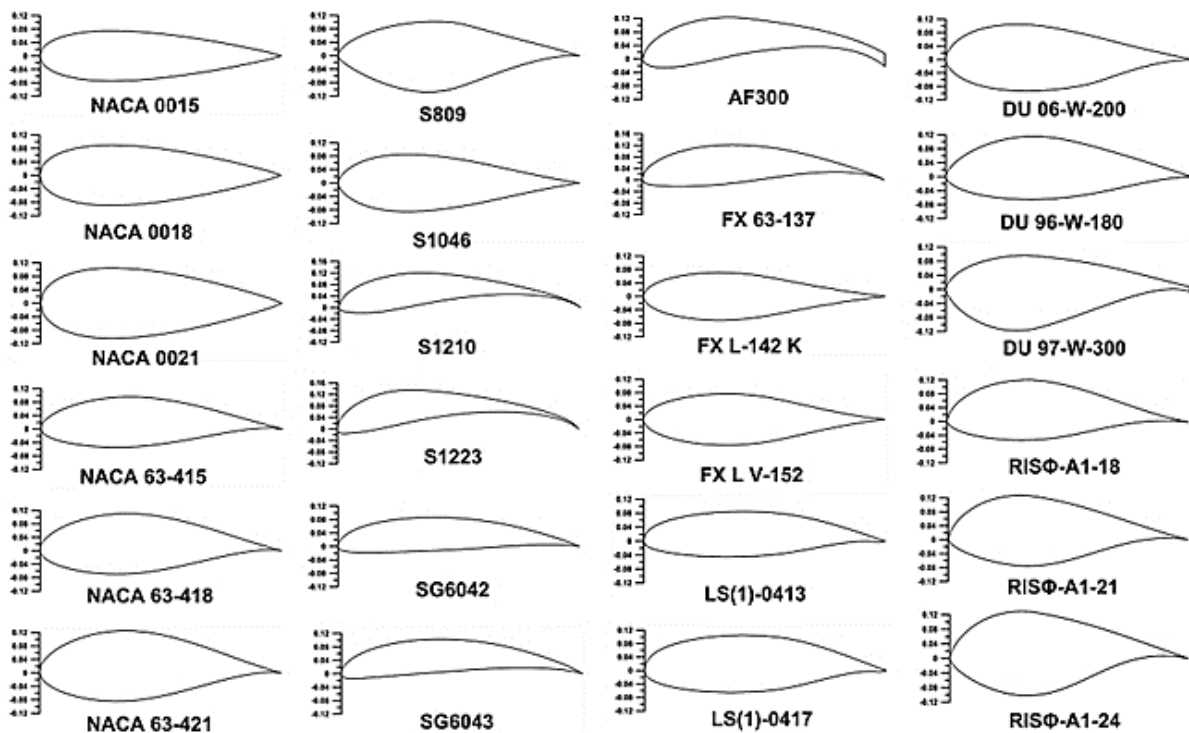
É observado no gráfico da Figura 2.8 como a faixa de valores de TSR (dos quais a turbina é capaz de gerar potência) diminui conforme o valor de solidez aumenta, demonstrando o que foi dito por Rezaeiha *et al.* (2018) e Tummala *et al.* (2016).

### 2.2.3 Modelos de perfis de aerofólio de pás eólicas

Existe uma infinidade de modelos de perfis de aerofólios, dos quais muitos são voltados para a aviação, enquanto outros são mais aplicados em pás de turbinas. As características que definem um perfil ideal ainda não foram bem definidas, como discutido anteriormente. Sendo assim, torna difícil prever se um perfil de aerofólio irá fazer com que o rotor obtenha um maior coeficiente de potência em relação a outro.

Nestes casos, são realizadas simulações computacionais a fim de verificar os parâmetros aerodinâmicos do perfil analisado, e então, buscar construir aquele que fornecer maior coeficiente de potência. No estudo realizado por Hashem *et al.* (2018), foram investigados 24 perfis de aerofólios sendo aplicados em rotores de turbinas eólica Darrieus-H, sendo mostrados na Figura 2.9.

Figura 2.9 – Perfis de aerofólios estudados por Hashem *et al.* (2018)



Fonte: Hashem *et al.* (2018).

Nos resultados obtidos pelos autores, foram analisados os perfis que forneciam maior coeficiente de potência para uma turbina com solidez igual a 0,1 (de acordo com a Eq. (6), ou 0,2 de acordo com a Eq. (7) para a definição de solidez). Os dez perfis que mais se destacaram (em uma faixa de razão de velocidade de ponta de pá de 2 a 7) foram colocados na Tabela 2.2:

Tabela 2.2 – Principais perfis analisados por Hashem *et al.* (2018)

Perfil do aerofólio	Coeficiente de potência	TSR
S1046	0,3463	4,0
FX L-142 K	0,3385	4,5
RISø-A1-24	0,3324	5,0
FX L V-152	0,3289	4,5
DU 06-W-200	0,3277	4,0
NACA0015	0,3243	4,0
LS(1)-0417	0,3210	4,0
NACA 63-418	0,3206	4,0
NACA 63-415	0,3193	4,0
NACA0018	0,3182	4,0

Fonte: Adaptado de Hashem *et al.* (2018).

Conforme apontado anteriormente, não houve unanimidade para perfis simétricos ou assimétricos, pois ambos os tipos se destacaram quanto ao coeficiente de potência, o que torna a abordagem dessa característica pouco conclusiva e faz necessária uma maior exploração dos perfis sobre suas características geométricas (HASHEM *et al.*, 2018).

### 2.3 Fluidodinâmica Computacional: Equações governantes

Na Fluidodinâmica Computacional (CFD), uma simulação ocorre a partir do cálculo numérico de um modelo discreto, modelado por equações que descrevem as propriedades de escoamento do fluido. Assim, as principais equações base da fluidodinâmica computacional em uma análise de escoamento de fluido, sem transferência de calor, são as Equações do Movimento em sua forma diferencial. Por meio dessas equações, se obtém os modelos de turbulência que são implementados nos *softwares* utilizados no CFD.

#### 2.3.1 Equações do Movimento

As equações diferenciais do movimento são equações utilizadas para descrever com boa precisão o movimento e as propriedades do escoamento de fluido quando suas condições de contorno são bem definidas. Essas equações são a equação de conservação de massa (Equação da Continuidade) e a equação de transporte de momento (Equação de Navier-Stokes) (ÇENGEL *et al.*, 2015; CLEMENTE *et al.*, 2021).

Assim, a equação geral da continuidade, que verifica a conservação de massa no escoamento, é definida pela Equação (8) (ÇENGEL *et al.*, 2015):

$$\frac{\partial \rho}{\partial t} + \vec{\nabla} \cdot (\rho \vec{V}) = 0, \quad (8)$$

onde  $\rho$  é a massa específica do fluido e  $\vec{V}$  é o vetor velocidade nas direções  $x$ ,  $y$  e  $z$ .

Quanto à Equação de Navier-Stokes, que descreve o transporte de momento linear do fluido em escoamento, sua forma final é dada pela Equação (9) (ÇENGEL *et al.*, 2015):

$$\rho \frac{D\vec{V}}{Dt} = -\vec{\nabla}P + \rho \vec{g} + \mu \nabla^2 \vec{V}, \quad (9)$$

onde  $P$  é o campo de pressão,  $\vec{g}$  é o vetor da aceleração da gravidade e  $\mu$  é viscosidade dinâmica do fluido.

Expandindo os termos da Equação (9) e analisando o escoamento bidimensional, têm-se a Equação (10) para a direção  $x$  (ÇENGEL *et al.*, 2015):

$$\rho \left( \frac{\partial u}{\partial t} + u \frac{\partial u}{\partial x} + v \frac{\partial u}{\partial y} \right) = -\frac{\partial P}{\partial x} + \rho g_x + \mu \left( \frac{\partial^2 u}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 u}{\partial y^2} \right), \quad (10)$$

e a Equação (11) para a direção  $y$ :

$$\rho \left( \frac{\partial v}{\partial t} + u \frac{\partial v}{\partial x} + v \frac{\partial v}{\partial y} \right) = -\frac{\partial P}{\partial y} + \rho g_y + \mu \left( \frac{\partial^2 v}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 v}{\partial y^2} \right), \quad (11)$$

Assim, as equações do movimento podem ser utilizadas para descrever as propriedades físicas de um escoamento de fluido.

### 2.3.2 Modelo de turbulência $k - \omega$ SST

Mesmo em um escoamento considerado laminar a partir das condições iniciais definidas, quando as massas de ar incidem sobre as pás eólicas, geram-se regiões de alta velocidade de escoamento e regiões com baixa pressão, e então, é possível que o fluido se

torne desordenado, fazendo com que haja flutuações nos valores das propriedades do fluido em determinado ponto (SOUZA *et al.*, 2011).

No caso deste trabalho, os modelos de turbulência irão estimar este comportamento de forma mais confiável em relação às equações do movimento demonstradas anteriormente, fazendo com que as propriedades nas regiões próximas às paredes das pás eólicas sejam obtidas de forma mais precisa, pois como Shukla *et al.* (2012) informa:

Os escoamentos turbulentos são significativamente afetados pela presença de paredes, onde as regiões afetadas pela viscosidade têm grandes gradientes nas variáveis da solução e a representação precisa dessas regiões determina uma previsão bem-sucedida de escoamentos sobre paredes.

Os modelos de turbulência do tipo URANS (*Unsteady Reynolds Averaged Navier-Stokes*) estimam as propriedades de turbulência em regime transiente, e são os mais ideais para se aplicar neste caso, de modo em que as equações são ajustadas para tratar as propriedades do escoamento como dependentes do tempo e utilizando os seus valores médios, para em seguida serem acrescentados os valores flutuantes (BIANCHINI *et al.*, 2017).

No estudo realizado por Balduzzi *et al.* (2016), foram investigados três modelos de turbulência de duas equações cada, sendo estes os modelos Standard  $k - \varepsilon$ , RNG  $k - \varepsilon$ , e o  $k - \omega$  SST. Comparando os resultados obtidos computacionalmente e experimentalmente, o autor verificou, para as condições adotadas, que:

- Ambos os modelos  $k - \varepsilon$  falharam em obter convergência no cálculo da solução;
- O modelo RNG  $k - \varepsilon$  apresentou baixa coerência com os resultados experimentais;
- O modelo  $k - \omega$  SST apresentou melhor estabilidade nos cálculos e maior concordância com os resultados obtidos experimentalmente.

A importância de selecionar um modelo de turbulência ideal está no fato que o mesmo irá fornecer resultados mais coerentes e próximos do real ao realizar a simulação. Assim, Daroczy *et al.* (2015) verificou que os modelos Realizable  $k - \varepsilon$  e o  $k - \omega$  SST seriam mais adequados na realização de simulações em duas dimensões, enquanto Rezaeiha *et al.* (2019) diz que para simulações de TEEV utilizando modelos URANS, os modelos do tipo SST são os mais ideais e precisos, o que inclui o modelo  $k - \omega$  SST.

A partir de uma função de combinação, o modelo  $k - \omega$  SST (em que SST significa *shear stress transport* – transporte da tensão de cisalhamento, em português) combina os modelos de turbulência  $k - \omega$  e  $k - \varepsilon$ , no qual o modelo  $k - \omega$  é aplicado na região mais

interna da camada limite, e então muda gradualmente para o modelo  $k - \varepsilon$  conforme se afasta da parede (GHASEMIAN *et al.*, 2017).

As duas equações de transporte que descrevem o modelo de turbulência  $k - \omega$  SST são descritas como (MENTER, 1994; NASA, 2021):

$$\frac{\partial(\rho k)}{\partial t} + \frac{\partial(\rho u_j k)}{\partial x_j} = P_k - \beta^* \rho \omega k + \frac{\partial}{\partial x_j} \left[ (\mu + \sigma_k \mu_t) \frac{\partial k}{\partial x_j} \right] \quad (12)$$

$$\frac{\partial(\rho \omega)}{\partial t} + \frac{\partial(\rho u_j \omega)}{\partial x_j} = \frac{\gamma}{\nu_t} P_k - \beta^* \rho \omega^2 + \frac{\partial}{\partial x_j} \left[ (\mu + \sigma_\omega \mu_t) \frac{\partial \omega}{\partial x_j} \right] + 2(1 - F_1) \frac{\rho \sigma_{\omega 2}}{\omega} \frac{\partial k}{\partial x_j} \frac{\partial \omega}{\partial x_j} \quad (13)$$

Alguns dos termos presentes nas equações do modelo  $k - \omega$  SST são representados pelas seguintes relações (MENTER, 1994; NASA, 2021):

$$\tau_{ij} = \mu_t \left( 2S_{ij} - \frac{2}{3} \frac{\partial u_k}{\partial x_k} \delta_{ij} \right) - \frac{2}{3} \rho k \delta_{ij} \quad (14) \quad P_k = \tau_{ij} \frac{\partial u_i}{\partial x_j} \quad (15)$$

$$F_1 = \tanh \left( \left[ \min \left( \max \left[ \frac{\sqrt{k}}{\beta^* \omega y}, \frac{500\nu}{y^2 \omega} \right], \frac{4\sigma_{\omega 2} k}{CD_{k\omega} y^2} \right) \right]^4 \right) \quad (16) \quad \mu_t = \frac{\rho a_1 k}{\max(a_1 \omega, \Omega F_2)} \quad (17)$$

$$F_2 = \tanh \left( \left[ \max \left( \frac{2\sqrt{k}}{\beta^* \omega y}, \frac{500\nu}{y^2 \omega} \right) \right]^2 \right) \quad (18) \quad S_{ij} = \frac{1}{2} \left( \frac{\partial u_i}{\partial x_j} + \frac{\partial u_j}{\partial x_i} \right) \quad (19)$$

$$CD_{k\omega} = \max \left( 2\rho \sigma_{\omega 2} \frac{1}{\omega} \frac{\partial k}{\partial x_i} \frac{\partial \omega}{\partial x_i}, 10^{-10} \right) \quad (20) \quad \phi = \phi_1 F_1 + \phi_2 (1 - F_1) \quad (21)$$

As constantes são dadas por:  $a_1 = 5/9$ ;  $a_2 = 0,44$ ;  $\beta_1 = 3/40$ ;  $\beta_2 = 0,0828$ ;  $\beta^* = 9/100$ ;  $\sigma_{k1} = 0,85$ ;  $\sigma_{k2} = 1$ ;  $\sigma_{\omega 1} = 0,5$ ;  $\sigma_{\omega 2} = 0,856$ .

O modelo  $k - \omega$  SST também modifica a formulação da viscosidade turbulenta para considerar o efeito do transporte turbulento da tensão de cisalhamento, garantindo uma melhor previsão de mudanças bruscas no gradiente de pressão. É também incluso no modelo um limitador de produção turbulenta de Menter, que evita com que o cálculo da simulação faça previsões de valores excessivos da energia cinética turbulenta em regiões de estagnação (REZAEIHA *et al.*, 2019; MENTER, 1994).

## 2.4 Método dos volumes finitos (FVM)

Na fluidodinâmica computacional, uma abordagem pode ocorrer pelo método de diferenças finitas, pelo método de elementos finitos e também pelo método dos volumes finitos (FVM – *Finite Volume Method*). Tais métodos possuem como princípio a simplificação das equações diferenciais, que descrevem as propriedades do escoamento, em equações algébricas lineares, sendo realizada uma discretização do domínio computacional com uma quantidade finita de volumes (elementos) (MOUKALLED *et al.*, 2016).

Através de uma série de deduções, Moukalled *et al.* (2016) mostra a equação de semi-discretização do método dos volumes finitos em regime transiente, dada por:

$$\int_t^{t+\Delta t} \frac{\partial(\rho\phi)}{\partial t} V_C dt + \int_t^{t+\Delta t} \left[ \sum_{f \sim nb(C)} (\rho \mathbf{v}\phi)_f \cdot S_f \right] dt - \int_t^{t+\Delta t} \left[ \sum_{f \sim nb(C)} (\Gamma \nabla \phi)_f \cdot S_f \right] dt = \int_t^{t+\Delta t} Q_C \phi V_C dt \quad (22)$$

No método dos volumes finitos, o fluxo na entrada é o mesmo na saída em cada um dos elementos, sendo assim, o método é conservativo. Além disso, é um método que permite a discretização a partir de malhas não estruturadas e suas condições de contorno podem ser estabelecidas facilmente, tornando o FVM o mais recomendado em abordagens que envolvem a mecânica dos fluidos (MOUKALLED *et al.*, 2016).

## 2.5 Malha e camada-limite

No CFD, o domínio computacional da geometria é dividido em uma finita quantidade de elementos para gerar uma malha, na qual o programa aplica as equações em cada um dos elementos para se obter uma solução numérica para o domínio inteiro. Neste sentido, regiões que possuem maiores variações das propriedades do escoamento necessitam de elementos cada vez menores para que se possa descrever as propriedades com maior exatidão, como por exemplo, quando o fluido escoar sobre uma parede, gera-se uma camada-limite na qual se observa altas taxas de variação de suas propriedades (SHUKLA *et al.*, 2012).

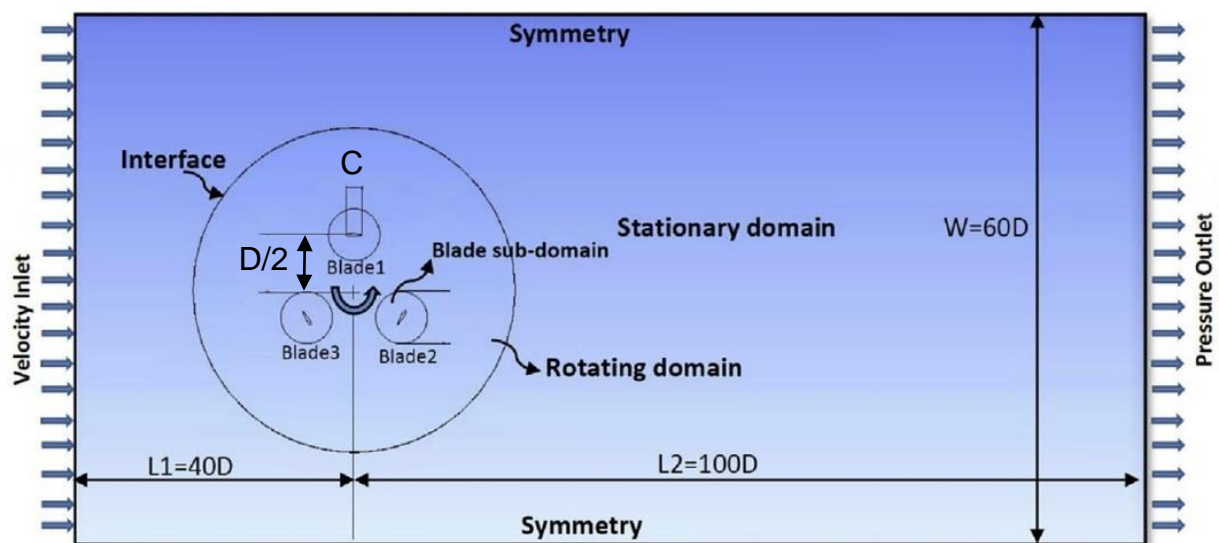
Então, os elementos que estarão próximos à parede do perfil do aerofólio deverão ser pequenos o suficiente para que haja um cálculo preciso das propriedades em toda a região da camada-limite. Vale destacar que um refinamento cada vez maior da malha demandará maior

poder computacional, então, é necessário que se utilize um número ideal e suficiente de elementos de malha (GHASEMIAN *et al.*, 2017).

#### 2.4.1 Domínio computacional e malha

Um tipo de domínio computacional utilizado na análise de turbinas eólicas Darrieus-H em duas dimensões pode ser visualizado na Figura 2.10, em que tal domínio computacional apresenta 5 regiões: uma retangular estacionária externa (*stationary domain*), uma rotativa (*rotating domain*) e três circulares internas (*blade sub-domain*) com os perfis de aerofólios presentes nesta região. Essa distinção é necessária, pois, como o rotor estará em movimento de rotação, tal ação deve ser levada em consideração em seu domínio. A região estacionária é definida pelos comprimentos  $L_1$ ,  $L_2$  e  $W$ , e estes podem ser representados de forma proporcional ao diâmetro  $D$  do rotor. Tal domínio computacional foi adotado por Abdalrahman *et al.* (2017), Kirke *et al.* (2017) e Balduzzi *et al.* (2016).

Figura 2.10 – Domínio computacional para simulação de uma turbina Darrieus-H em 2D



Fonte: Adaptado de Abdalrahman *et al.* (2017).

Segundo estudos realizados por Balduzzi *et al.* (2016), verificou-se que, após uma análise de cinco configurações diferentes para a região estacionária em um formato retangular, a configuração cujas dimensões de comprimento são  $L_1 = 40D$ ,  $L_2 = 100D$  e  $W = 60D$  é a mais ideal.

Para a discretização do domínio computacional e geração da malha, os autores Balduzzi *et al.* (2016), Kirke *et al.* (2017) e Bianchini *et al.* (2017) adotaram uma malha não estruturada com elementos triangulares em toda a região estacionária e a região rotativa.

Apenas na região da camada-limite dos perfis de pás foi utilizada uma malha em forma estruturada com elementos quadrilaterais, e com refinamento dos elementos.

De acordo com Balduzzi *et al.* (2016), que avaliou 6 configurações de malhas diferentes, a malha mais ideal em termos de precisão e quantidade suficiente de elementos foi a malha que conteve 350196 elementos na região rotativa, 163432 elementos na região estacionária (total de aproximadamente 513 mil elementos), 523 nós ao redor do aerofólio em 50 fileiras de elementos quadriláteros presentes na região estruturada.

#### 2.4.2 Camada-limite e o critério do $y^+$

Conforme foi discutido, os elementos de malha na região da camada-limite precisam ser bem refinados para que as propriedades do escoamento sejam bem definidas. Para verificar se estes elementos apresentam tamanho suficiente para se obter uma solução precisa e que possa descrever bem o comportamento do escoamento na região, se utiliza o critério do  $y^+$ , que estabelece a altura máxima dos primeiros elementos na camada limite, sendo aqueles que estão em contato com a parede do aerofólio. Sua representação matemática é dada pela Equação (23) (SHUKLA *et al.*, 2012):

$$y^+ = \frac{u_\tau \cdot \rho}{\mu} \Delta y, \quad (23)$$

onde  $u_\tau$  é a velocidade de fricção do fluido em escoamento e  $\Delta y$  é a distância entre a parede do aerofólio e o elemento mais próximo na subcamada viscosa. A velocidade de fricção pode ser definida pela relação mostrada na Equação (24) (MOUKALLED *et al.*, 2016):

$$u_\tau = \sqrt{\frac{|\tau_w|}{\rho}} \quad (24)$$

onde  $\tau_w$  representa a tensão de cisalhamento na parede (MOUKALLED *et al.*, 2016).

De acordo com Shukla *et al.* (2012), a abordagem do  $y^+$  é realizada a partir de três faixas de valores distintas, de acordo com a região do escoamento:

1.  $y^+ < 5$ : Região da subcamada viscosa.
2.  $5 < y^+ < 30$ : Camada de amortecimento.
3.  $30 < y^+ < 300$ : Subcamada inercial.

Na procura por um valor de  $y^+$  ideal para simulação computacional de turbinas eólicas de eixo vertical, os autores Balduzzi *et al.* (2016) e Bianchini *et al.* (2017) buscaram obter um valor de  $y^+$  próximo de 1, enquanto Hashem *et al.* (2018) buscou valores de  $y^+$  acima de 30. Para se obter determinado valor de  $y^+$ , é preciso adotar um valor de  $\Delta y$  na etapa de geração de malha, até que se alcance o valor de  $y^+$  desejado. Por serem proporcionais, quanto menor o valor  $\Delta y$ , menor é o valor de  $y^+$ , e mais refinada a malha se torna na região da camada-limite.

### 3 METODOLOGIA

Este estudo consistiu na análise de diversos perfis de pás de turbinas eólicas, aplicadas na configuração de um rotor eólico de eixo vertical Darrieus do tipo H. Para isso, foram realizadas simulações computacionais por meio da técnica CFD através do *software* Ansys® no ambiente Fluent. O CFD, quando executado a partir de malhas com um alto número de elementos, demanda elevado poder computacional, no qual se torna difícil de se calcular através de computadores convencionais.

Para a execução das simulações computacionais, foi utilizado um computador da marca Dell, modelo OptiPlex 5080, contendo um processador Intel® Core™ i7-10700 (10ª geração), com 8 núcleos físicos, memória RAM de 16,0 GB e placa de vídeo Intel® UHD Graphics 630, que está presente no Laboratório Didático de Engenharia Mecânica do Centro Multidisciplinar de Bom Jesus da Lapa (CMBJL) da Universidade Federal do Oeste da Bahia (UFOB). A versão utilizada do *software* Ansys® foi a 2021 R2 *Student* (Estudante).

A metodologia adotada neste estudo foi baseada nas configurações do modelo computacional ideal de pré-processamento proposto na pesquisa realizada por Balduzzi *et al.* (2016), sendo um modelo que pôde ser validado com a obtenção de dados experimentais e que possui alta relevância na comunidade científica em relação aos estudos sobre turbinas eólicas do tipo Darrieus-H, estudo no qual foi abordado por Abdalrahman *et al.* (2017), Mohamed *et al.* (2021), Hand *et al.* (2017) e entre outros diversos autores.

#### 3.1 Construção da geometria e domínio computacional

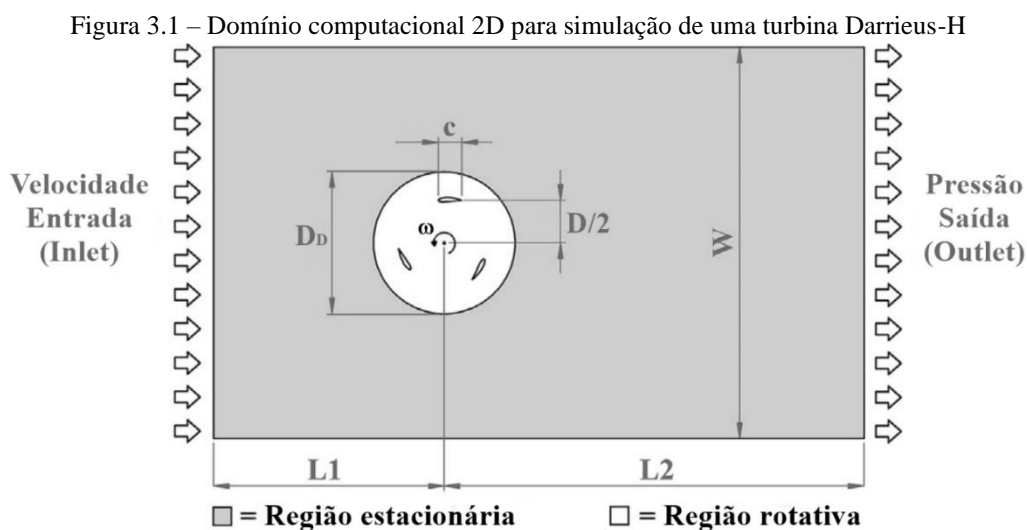
Os perfis de aerofólios analisados foram os perfis S1046, FX L-142 K, NACA0015 e DU 06-W-200. Estes perfis foram investigados por Hashem *et al.* (2018) e podem ser visualizados na Figura 2.9. Os arquivos contendo as coordenadas destes perfis foram obtidos através da base de dados do website Airfoil Tools<sup>1</sup>, e importados para o DesignModeler do Ansys® para a construção da geometria bidimensional do rotor.

Enquanto a geometria do rotor consiste na distribuição de 3 perfis de aerofólios em uma circunferência (espaçadas por um ângulo de 120° entre elas, caracterizando uma turbina contendo 3 pás eólicas), o domínio computacional engloba toda a região de fluxo de ar, onde é analisado o escoamento e a variação de suas propriedades. O domínio computacional criado

---

<sup>1</sup> Disponível em: <http://airfoiltools.com/>

foi definido como um retângulo com dimensões proporcionais ao diâmetro  $D$  do rotor, conforme a Figura 3.1.



Fonte: Adaptado de Balduzzi *et al.* (2016).

O domínio computacional foi criado com dimensão horizontal de  $L_1 + L_2 = 140D$ , e dimensão vertical de  $W = 60D$ . Ademais, se observa que a entrada do domínio computacional possui uma distância  $L_1 = 40D$  do centro do rotor, enquanto a saída do domínio computacional está localizada a uma distância  $L_2 = 100D$  do centro do rotor. Essa configuração foi adotada por Abdalrahman *et al.* (2017) a partir do estudo feito por Balduzzi *et al.* (2016), com a intenção de se obter um domínio grande o suficiente para que o escoamento possa reproduzir de forma adequada o efeito de esteira (*wake effect*) gerado na parte de trás da turbina e se desenvolver completamente até a saída do domínio.

Quanto às dimensões do rotor, estas foram definidas com base na microturbina de eixo vertical modelo DL VAWT, que faz parte do túnel de vento DL WIND-B, da fabricante De Lorenzo, e está presente no Laboratório Didático de Engenharia Mecânica do CMBJL da UFOB. A dimensão do raio do rotor DL VAWT foi medida com um paquímetro como sendo de 0,160 m (diâmetro  $D = 0,320$  m), enquanto a corda do perfil de pá possui dimensão de 0,104 m. Tais dados foram utilizados como referência pois possibilita a realização de um estudo comparativo entre dados experimentais e computacionais no futuro.

Com os valores do raio do rotor e comprimento de corda, pôde ser calculado, a partir da Equação (7), o valor de solidez da turbina em estudo, sendo encontrado um valor de  $\sigma = 1,95$  para uma turbina com 3 pás eólicas. Este valor representa uma elevada solidez, mas os dados de referência das dimensões da turbina foram mantidos, visando a possibilidade descrita no parágrafo anterior.

A região circunferencial do domínio computacional, que se refere a região rotativa que contém o rotor, foi criada com um diâmetro 1,5 vezes maior que o diâmetro do rotor ( $D_D = 1,5D$ ), conforme utilizado por Rezaeiha *et al.* (2017), e verificado por Balduzzi *et al.* (2016) que o diâmetro da região rotativa deve ser menor que duas vezes o diâmetro do rotor para redução de esforços computacionais.

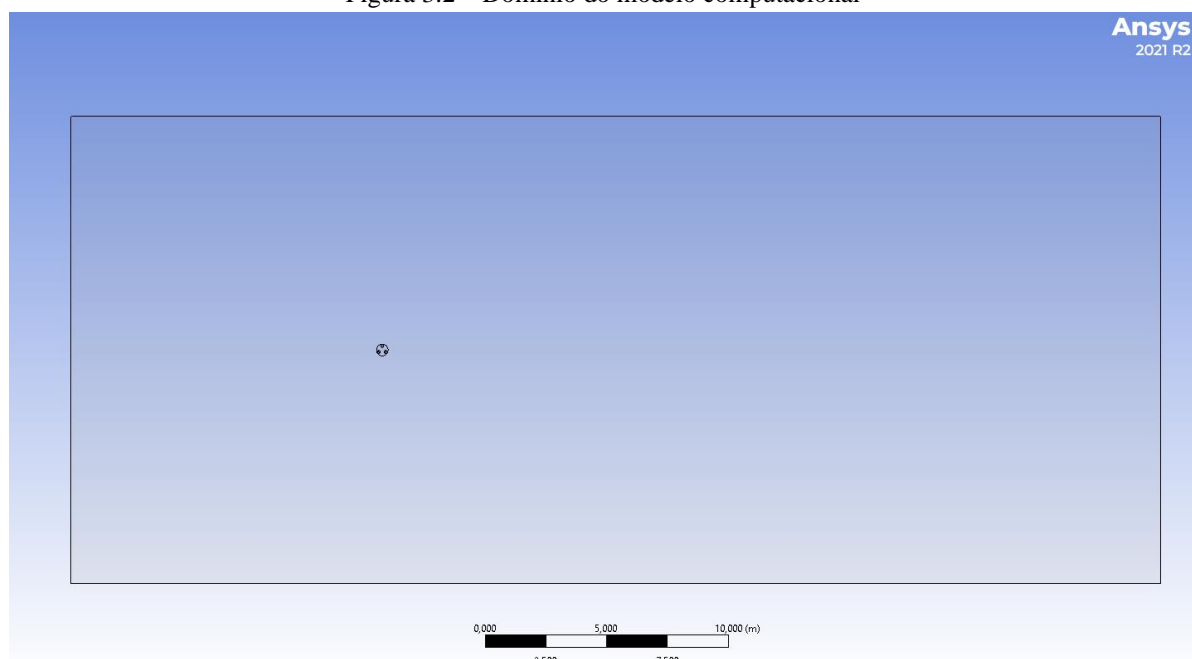
Desta forma, com os valores de referência das dimensões do rotor DL VAWT, as dimensões adotadas do domínio computacional foram:

- $D = 0,320$  m;
- $c = 0,104$  m;
- $L_1 = 12,8$  m;
- $L_2 = 32,0$  m;
- $W = 19,2$  m;
- $D_D = 0,48$  m;
- $D_{SD} = 0,13$  m;

A dimensão  $D_{SD}$  se refere ao diâmetro dos três subdomínios da região rotativa, cada um contendo uma pá eólica. Este valor foi adotado como sendo 1,25 vezes o tamanho da corda do perfil de pá ( $1,25 \cdot c$ ).

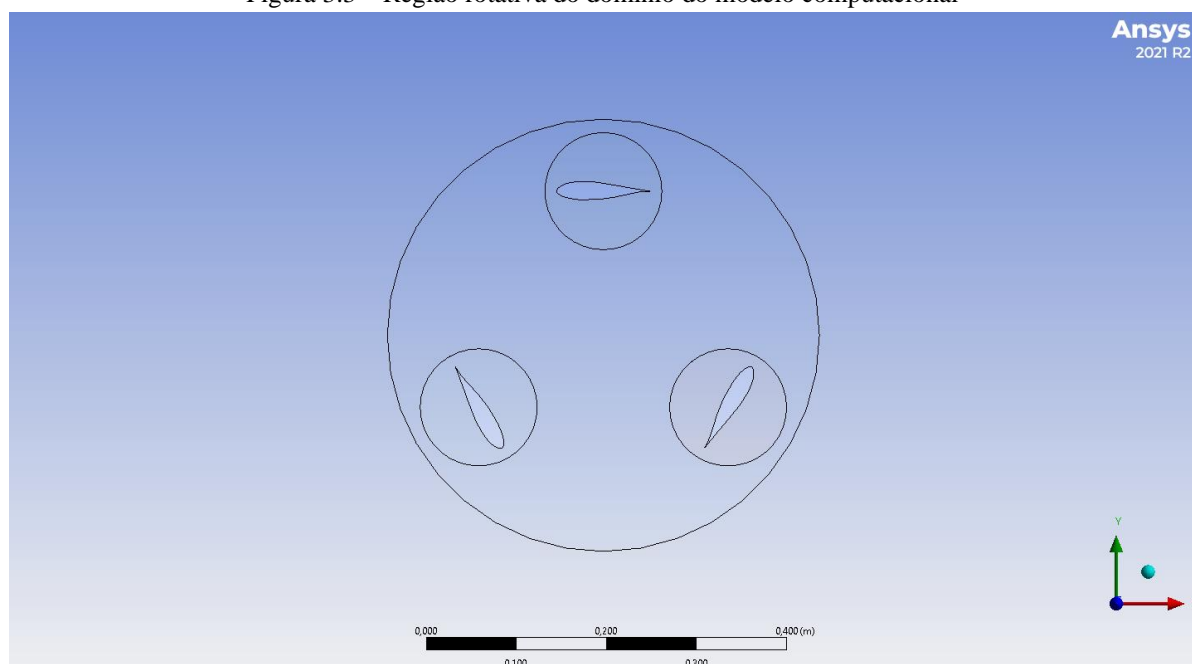
As Figuras 3.2 e 3.3 ilustram o domínio computacional por completo e uma ampliação da região do rotor, respectivamente.

Figura 3.2 – Domínio do modelo computacional



Fonte: Autor (2022).

Figura 3.3 – Região rotativa do domínio do modelo computacional



Fonte: Autor (2022).

Foram criadas 3 regiões distintas no domínio computacional, como observado nas Figuras 3.2 e 3.3, sendo elas: a região estacionária (*Stationary domain*), que contempla quase todo o domínio computacional; a região rotativa (*Rotating domain*), que abrange a região do rotor eólico, para simular o movimento de rotação; e a região dos perfis das pás eólicas (*Blade sub-domain*), que é representada por uma circunferência ao redor de cada um dos perfis de pás, e é onde ocorre o maior refinamento da malha, para que se obtenha uma camada-limite bem definida próxima às paredes dos perfis de pás.

### 3.2 Desenvolvimento da malha e adequação da camada-limite

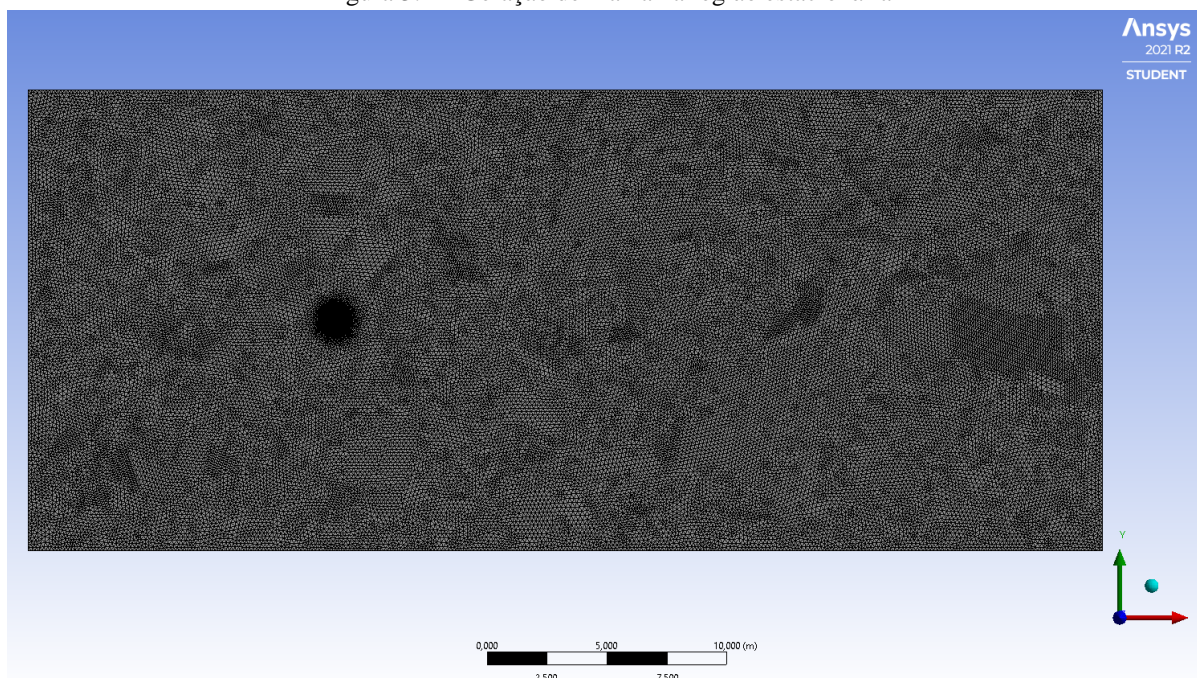
Para a etapa de discretização do domínio computacional, a geração de malha foi realizada no próprio ambiente do Ansys®, por meio da ferramenta Ansys Meshing. Neste procedimento, é importante que a malha seja desenvolvida de forma adequada, para que, com uma boa quantidade de elementos, o cálculo numérico ocorra de forma precisa e a solução atinja a convergência de maneira rápida e fácil.

Como discutido, o domínio computacional possui 3 regiões, em que cada região recebe um tratamento específico para a geração de suas respectivas malhas. Como a região ao redor dos perfis de pás requer maior detalhamento na sua discretização, critérios mais rigorosos foram adotados e tal região será discutida de forma particular.

### 3.2.1 Geração das malhas estacionária e rotativa

Quanto à região estacionária, está foi discretizada com elementos triangulares de forma não-estruturada, onde os elementos foram gerados aleatoriamente em toda a região. Os elementos gerados são maiores nas arestas do retângulo do domínio computacional, onde há pouca variação das propriedades do escoamento, e então se tornam menores conforme se aproximam da interface que separa as regiões estacionária e rotativa, havendo um refinamento dos elementos mais próximos da região que abrange o rotor da turbina eólica, conforme ilustrado na Figura 3.4.

Figura 3.4 – Geração de malha na região estacionária



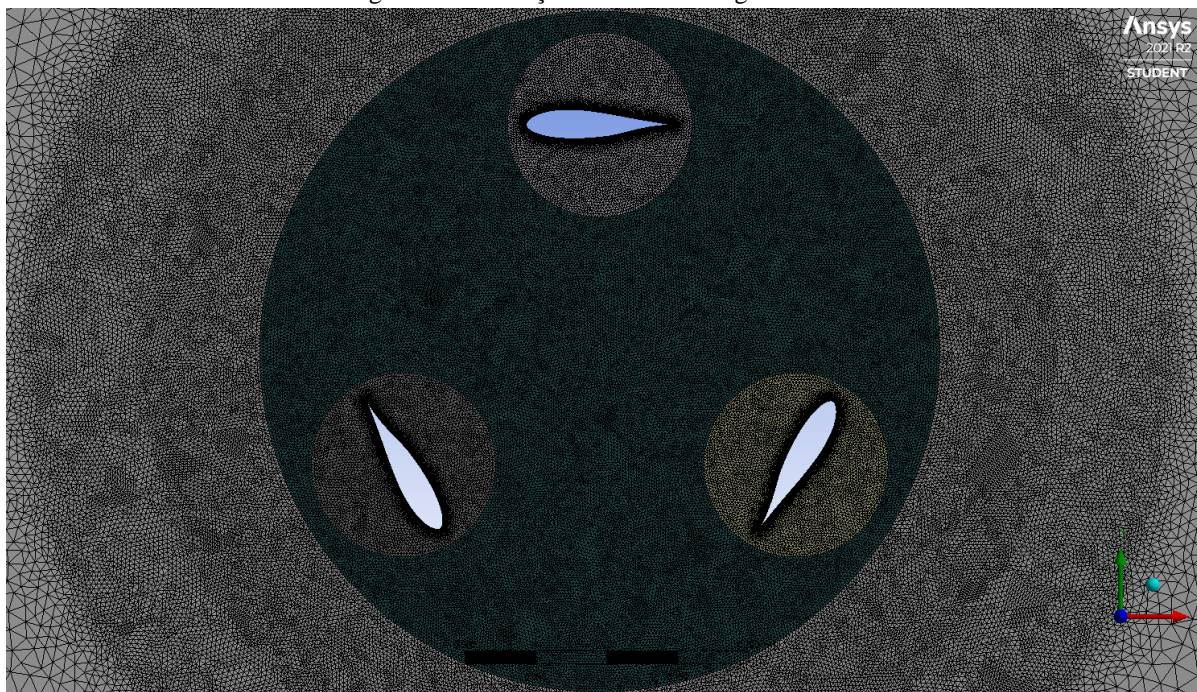
Fonte: Autor (2022).

A região estacionária foi gerada com uma quantidade de aproximadamente 185 mil elementos e 93 mil nós. Avaliando sua qualidade, pelo critério de *skewness* foi obtido um valor médio de *skewness* igual a 0,092. Para este critério, que varia entre 0 e 1, é desejado que os elementos alcancem valores de *skewness* próximos de 0.

Na malha da região rotativa, sendo a região do rotor, os elementos da malha seguem o mesmo padrão de elementos triangulares e de forma não-estruturada. Entretanto, para este caso específico os elementos no interior da região rotativa foram gerados sem refinamento, seguindo um tamanho de elemento quase constante, com tamanho máximo igual aos

elementos presentes na fronteira entre as regiões rotativa e estacionária, como pode ser observado na Figura 3.5.

Figura 3.5 – Geração de malha na região rotativa



Fonte: Autor (2022).

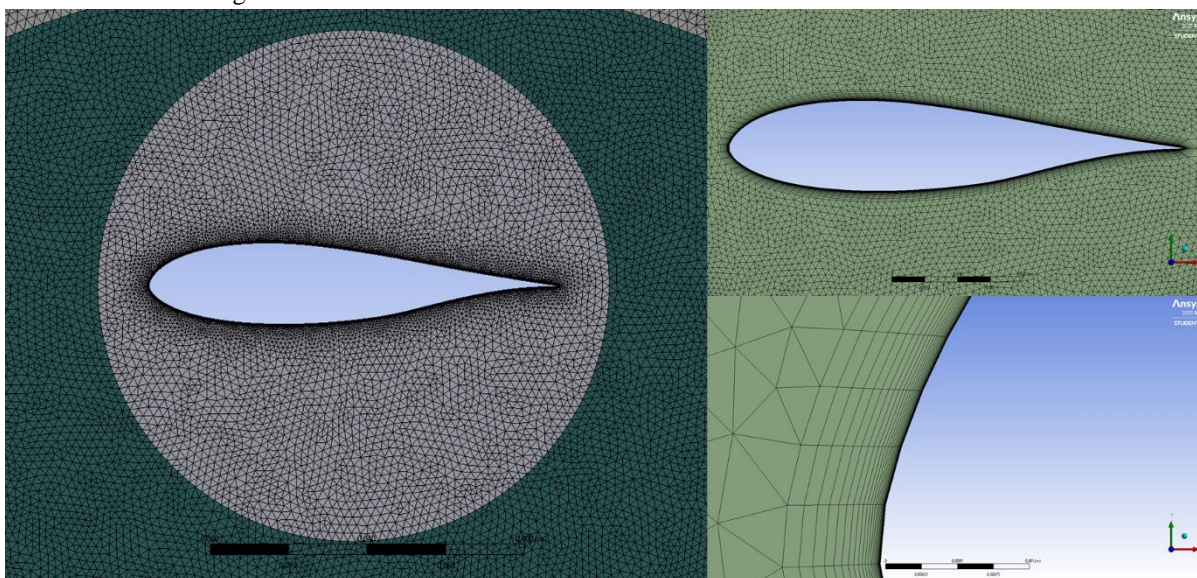
A região rotativa foi gerada com uma quantidade de aproximadamente 74 mil elementos e 38 mil nós. Vale destacar que nesta contagem não estão sendo consideradas as regiões do subdomínio rotativo que contém os perfis de pás. O valor médio de *skewness* que foi obtido neste caso foi de aproximadamente 0,049.

### 3.2.2 Malha na região dos perfis de pás e tratamento da camada-limite

Na região que abrange o perfil da pá eólica – que neste caso representa uma região separada para cada pá eólica presente no rotor – a malha obedece a um formato não estruturado e com elementos triangulares. Como no caso da região rotativa, aqui os elementos foram gerados com tamanhos quase constantes, com um refinamento ocorrendo somente nos elementos próximos à parede dos perfis de pás, na zona de camada-limite.

Para estas regiões, o número de elementos gerados foi de aproximadamente 26 mil para cada um dos três subdomínios. O número de nós foi em torno de 21 mil em cada região, e o valor médio de *skewness* foi de aproximadamente 0,081. A Figura 3.6 ilustra a região do subdomínio e o refinamento dos elementos próximos à parede dos perfis de pás.

Figura 3.6 – Malha no subdomínio rotativo e tratamento na camada-limite



Fonte: Autor (2022).

Na região da camada-limite o refinamento ocorre de forma adequada para atender as condições do critério do  $y^+$ , conforme a Equação (23). Neste caso, foi desejado um valor de  $y^+$  próximo de 1, como foi adotado por Balduzzi *et al.* (2016) e Bianchini *et al.* (2017), e que representa um tamanho suficientemente pequeno do elemento mais próximo da parede do perfil de pá. Como o valor de  $y^+$  depende da velocidade de fricção do fluido em movimento em contato com a parede, apenas com o cálculo da solução é possível verificar se o valor de  $y^+$  desejado foi alcançado.

Neste trabalho, não foi realizado estudo tratando sobre independência de malha e variação da quantidade de elementos a partir de refinamento da malha, uma vez que o modelo obtido apresentou ser adequado para a aplicação e também por haver uma limitação da quantidade de elementos na versão estudante do Ansys®, permitindo uma quantidade máxima de 512 mil elementos.

### 3.3 Setup e condições de contorno

Após desenvolvimento dos perfis de pás no rotor, criação do domínio computacional e geração da malha, foram estipuladas as condições de contorno de entrada e saída do fluido no domínio computacional e as demais configurações de setup para o cálculo numérico. Este procedimento foi realizado no ambiente Fluent (Fluid Flow) do Ansys®.

Inicialmente são definidas as propriedades essenciais do fluido de trabalho. O fluido adotado foi o ar, utilizando uma massa específica ( $\rho$ ) igual 1,225 kg/m<sup>3</sup> e viscosidade

dinâmica ( $\mu$ ) igual a  $1,7894 \times 10^{-5}$  Pa.s, sendo propriedades que irão definir parâmetros importantes no escoamento, como a camada-limite, número de Reynolds, tensão de cisalhamento, coeficiente de potência do rotor e entre outros.

### 3.3.1 Condições de contorno

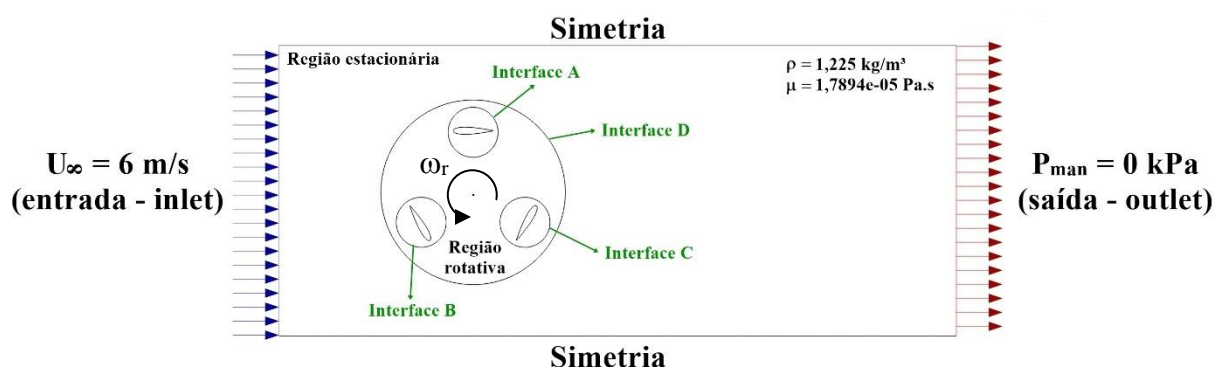
O estabelecimento das condições de contorno é essencial e deve ser feita de forma adequada para a realização de um cálculo coerente e que satisfaça todos os elementos do domínio computacional. Assim, as condições de contorno que foram estabelecidas são a velocidade que o fluido entra no domínio computacional (sendo a velocidade do vento em que a turbina eólica estará submetida) e a pressão manométrica do escoamento na saída do domínio computacional.

No caso da condição de entrada, sendo a velocidade na qual o vento entra no domínio, esta foi definida como  $U_{\infty} = 6$  m/s. Essa condição é estabelecida em todo o lado esquerdo do domínio computacional, como pode ser observado na Figura 3.7.

Com a velocidade do escoamento definida como 6 m/s, e os valores de comprimento de corda, massa específica e viscosidade dinâmica, foi calculado o número de Reynolds para o escoamento livre. O valor encontrado foi de aproximadamente  $43 \times 10^3$ .

Já para a condição de saída, sendo a pressão manométrica em que o fluido sai do domínio computacional, esta foi definida com um valor de 0 kPa e é estabelecida em todo o lado direito do domínio computacional, conforme Figura 3.7.

Figura 3.7 – Representação das condições de contorno no domínio computacional



Fonte: Autor (2022).

Outra condição estabelecida foi o movimento de rotação da região rotativa, com uma velocidade angular  $\omega_r$ . A velocidade angular é diferente para cada valor de TSR analisado,

conforme a relação entre ambos mostrada na Equação (3). Assim, com  $R = 0,160$  m,  $U_\infty = 6$  m/s e adotando uma faixa de TSR de 0,5 a 2,5, foram obtidos os valores de velocidade angular para cada TSR correspondente, de acordo com a Tabela 3.1.

Tabela 3.1 – Valores de velocidade angular utilizados para cada valor de TSR analisado

TSR ( $\lambda$ )	Velocidade Angular ( $\omega_r$ ) [rad/s]
0,5	18,75
1,0	37,5
1,5	56,25
2,0	75,0
2,5	93,75

Fonte: Autor (2022).

### 3.3.2 Configurações adotadas no cálculo computacional

Para o cálculo computacional, primeiramente a solução foi inicializada em regime permanente, por meio da técnica *Moving Reference Frame* (MRF). Este procedimento inicial auxilia, posteriormente, na convergência da solução quando calculada em regime transiente utilizando a técnica *Sliding Mesh* (Deslizamento de Malha).

O modelo de turbulência adotado foi o modelo  $k - \omega$  SST, pois apresenta estabilidade e confiabilidade nos resultados, conforme utilizado por Balduzzi *et al.* (2016), Mohamed *et al.* (2021), Hand *et al.* (2017) e Gosselin *et al.* (2016). Os resultados obtidos por Balduzzi *et al.* (2016), conforme discutido anteriormente, indicam que o modelo  $k - \omega$  SST é o mais ideal para este caso, e por esta razão, foi escolhido para este estudo.

A solução pode ser uma resolução baseada na pressão (*pressure-based*) ou baseada na densidade (*density-based*). Neste caso, foi utilizada a abordagem *pressure-based*, pois, segundo Balduzzi *et al.* (2016), o efeito de compressibilidade do escoamento é quase nulo devido ao baixo número de Mach em escoamento sobre turbina Darreius-H e também pois “[...] a abordagem *pressure-based* é mais estável e tem uma taxa de convergência mais rápida do que a *density-based*”. A abordagem *pressure-based* também foi adotada por Mohamed *et al.* (2021), Hansen *et al.* (2021), Hand *et al.* (2017) e Lanzafame *et al.* (2014).

O fluido foi adotado como incompressível, uma vez que se deseja diminuir os esforços computacionais e também pelo fato do efeito de compressibilidade ser quase nulo, influenciando minimamente no cálculo da solução.

Foi utilizado o algoritmo SIMPLE - *Semi-Implicit Method for Pressure Linked Equations*, proposto por Patankar e Spalding (1972), para resolução do esquema de acoplamento pressão-velocidade, com método de discretização Upwind de Segunda Ordem

(*Second Order Upwind*) para as variáveis de pressão, momento, energia cinética turbulenta ( $k$ ) e taxa de dissipação de turbulência específica ( $\omega$ ), conforme utilizado por Gosselin *et al.* (2016), Rezaeiha *et al.* (2017) e Hashem *et al.* (2018). Também foi utilizado uma formulação transitória de segunda ordem.

Para a convergência, foi estipulado um valor de resíduos de  $1 \times 10^{-5}$  para a continuidade, velocidades nas direções  $x$  e  $y$ , energia cinética turbulenta ( $k$ ) e taxa de dissipação de turbulência específica ( $\omega$ ), como utilizado por Hashem *et al.* (2018), Hand *et al.* (2017) e Balduzzi *et al.* (2016). Assim, a convergência da solução é obtida quando os resíduos destas variáveis atingirem o valor que foi estipulado.

Foi definido que o valor do coeficiente de momento seria obtido para cada passo de tempo (*time-step*). Para que o cálculo do coeficiente de momento esteja de acordo com as dimensões da turbina, foram definidos os valores de referência para a área varrida do rotor e o raio, conforme a Equação (1). Para a área, foi utilizado o valor do diâmetro do rotor (0,32 m) multiplicado por uma profundidade unitária (domínio computacional em 2D, profundidade = 1 m), resultando em uma área de 0,32 m<sup>2</sup>. Para o raio, foi utilizado o valor correspondente ao rotor, de comprimento 0,16 m.

Quanto ao passo de tempo angular ( $\Delta\theta$ ), foi estipulado que este seria igual a 1°. Assim, para cada passo de tempo calculado, a turbina movimentada com rotação equivalente a 1°, e desta forma, um cálculo de 360 passos de tempo representa uma revolução completa. Para a estimativa do tamanho do passo de tempo (dado em segundos), que varia de acordo com a velocidade angular (e que por sua vez varia com o TSR), foi utilizada a relação descrita por Gómez (2014), adaptada para a utilização de valores de velocidade angular na unidade de medida rad/s, conforme a Equação (25):

$$\Delta t = \frac{2\pi}{\omega_r \cdot 360} \quad (25)$$

Assim, o tamanho do passo de tempo, para cada valor de TSR correspondente, foi utilizado conforme descrito na Tabela 3.2:

Tabela 3.2 – Tamanho do passo de tempo em função da velocidade angular

TSR ( $\lambda$ )	Velocidade Angular ( $\omega_r$ ) [rad/s]	$\Delta t$ [s]
0,5	18,75	0,00093084
1,0	37,5	0,00046542
1,5	56,25	0,00031028
2,0	75,0	0,00023271
2,5	93,75	0,00018617

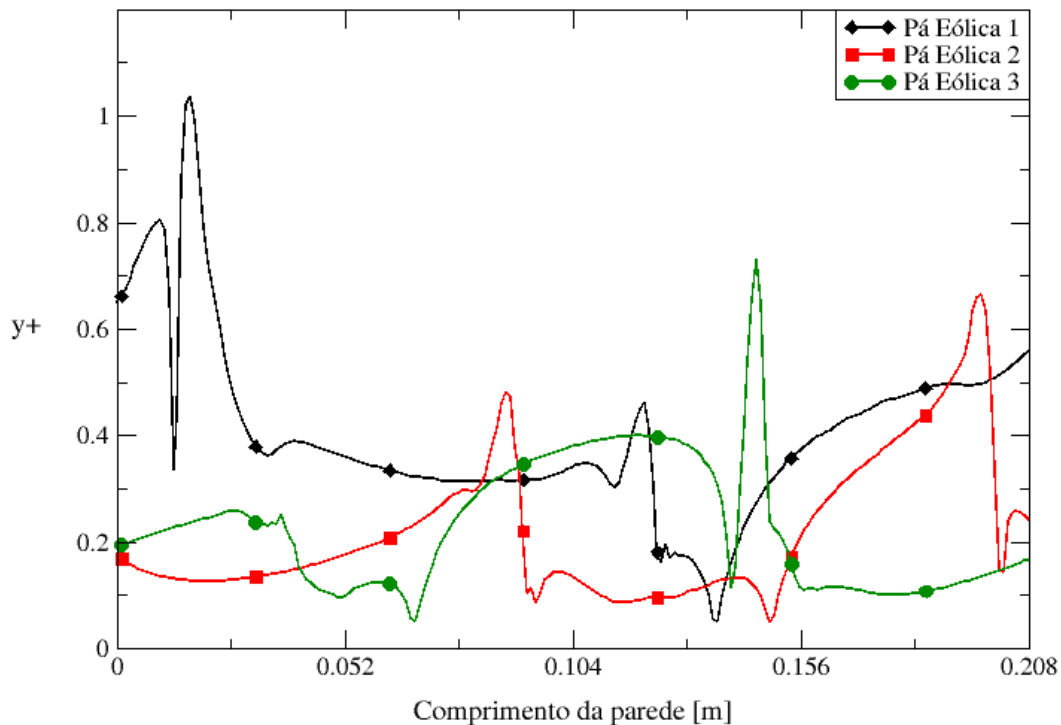
Fonte: Autor (2022).

Para a quantidade de passos de tempo, foi determinado que o cálculo seria realizado para duas revoluções completas, ou seja, um total de 720 passos de tempo e com uma quantidade máxima de 30 iterações por passo de tempo. Neste caso, os dados que foram aproveitados são correspondentes apenas a segunda revolução da turbina (com um escoamento melhor desenvolvido), enquanto os dados obtidos nos primeiros 360 passos de tempo foram descartados.

### 3.4 Pós-processamento

No pós-processamento, após a realização do cálculo de todos os passos de tempo, foi verificado inicialmente se os valores de  $y^+$  dos elementos adjacentes à parede dos perfis das pás eólicas estavam próximos de 1, como era desejado. O gráfico da Figura 3.8 mostra o comportamento do  $y^+$  ao longo de todo o comprimento de cada pá eólica.

Figura 3.8 – Valor de  $y^+$  dos elementos adjacentes à parede de cada perfil de pá



Fonte: Autor (2022).

O gráfico da Figura 3.8 é referente ao cálculo com o perfil DU 06-W-200 para valor de TSR igual a 1. Como os valores de  $y^+$  obtidos foram próximos do valor desejado, com os valores próximos ou abaixo de 1, foi assumido que os valores de  $y^+$  para os demais perfis e

valores de TSR também estariam próximos de 1. Como essa verificação foi satisfatória, foi dado prosseguimento na obtenção dos demais resultados.

Foram obtidos os contornos de velocidade, pressão e intensidade de turbulência ao redor da turbina para o caso do TSR igual a 1, para cada perfil de pá. Também foi extraído o coeficiente de momento instantâneo em relação ao ângulo de rotação (azimutal) das pás eólicas. Por fim, foi calculado o coeficiente de potência médio utilizando a Equação (5), sendo analisado seu comportamento em função da razão da velocidade de ponta de pá (TSR).

## 4 RESULTADOS E DISCUSSÃO

O cálculo e convergência da solução não necessariamente garantem resultados precisos e condizentes com uma situação real, e desta forma, é preciso analisar e interpretar os resultados obtidos, a fim de verificar sua coerência e também verificar se tais resultados estão de acordo com aqueles obtidos na literatura.

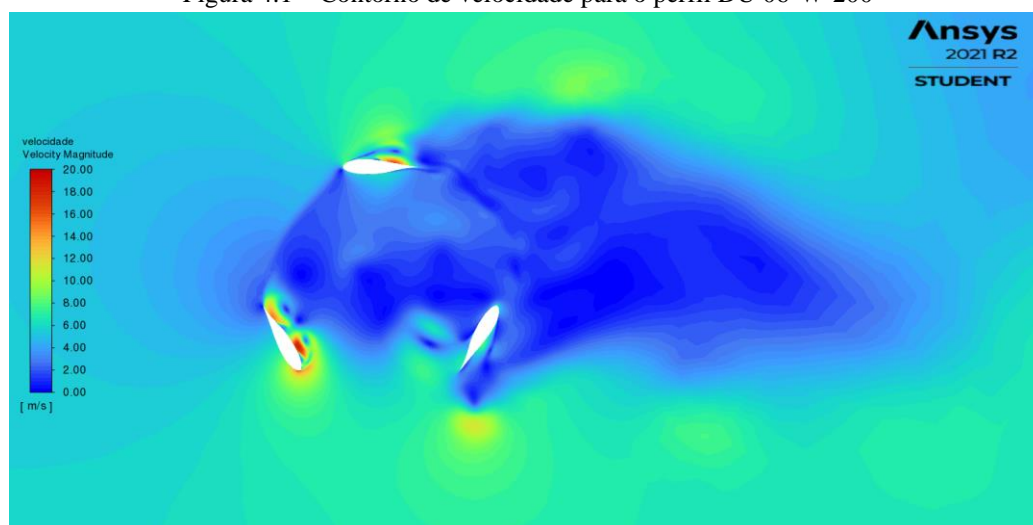
### 4.1 Contornos de velocidade, pressão e intensidade de turbulência

Nessa abordagem, buscou-se verificar através dos contornos os principais efeitos que incidem sobre as pás eólicas durante o escoamento e também investigar a coerência dos resultados com os fenômenos físicos que são esperados, analisando as regiões de alta e baixa velocidade, alta e baixa pressão e os efeitos de turbulência. A escala de cores utilizada nos contornos representa valores mínimos nas cores frias e valores máximos nas cores quentes. O ângulo azimutal no instante de registro dos contornos foi de 360°, ao final de uma revolução.

As principais características que se busca analisar nestes contornos são o efeito de esteira (através dos contornos de velocidade e intensidade de turbulência) e as regiões de alta e baixa pressão que podem gerar o efeito de sustentação nas pás eólicas.

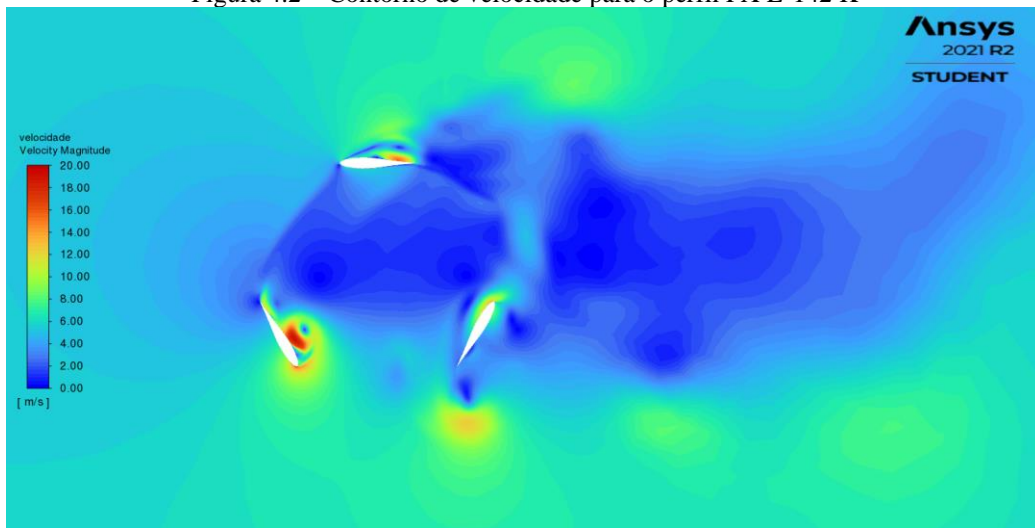
A seguir, estão dispostos nas Figuras 4.1, 4.2, 4.3 e 4.4 os contornos de velocidade de escoamento para os quatro perfis analisados, todos na condição de TSR igual a 1. A escala é fixa em todos eles, com valores variando de 0 a 20 m/s.

Figura 4.1 – Contorno de velocidade para o perfil DU 06-W-200



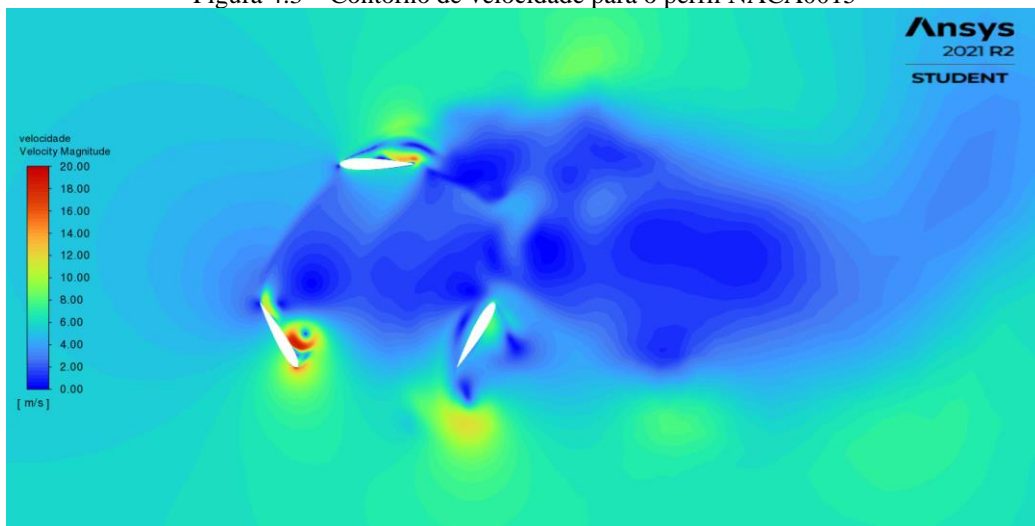
Fonte: Autor (2022).

Figura 4.2 – Contorno de velocidade para o perfil FX L-142 K



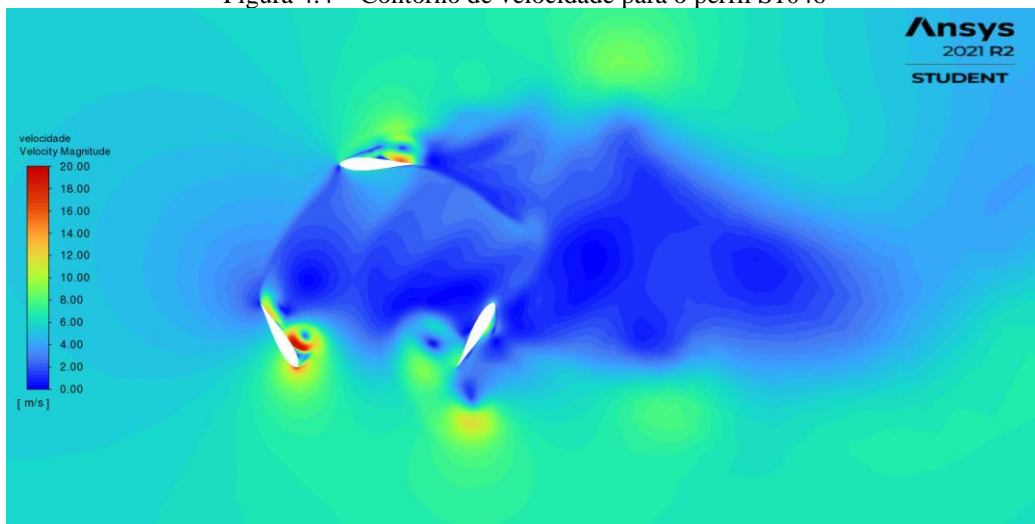
Fonte: Autor (2022).

Figura 4.3 – Contorno de velocidade para o perfil NACA0015



Fonte: Autor (2022).

Figura 4.4 – Contorno de velocidade para o perfil S1046

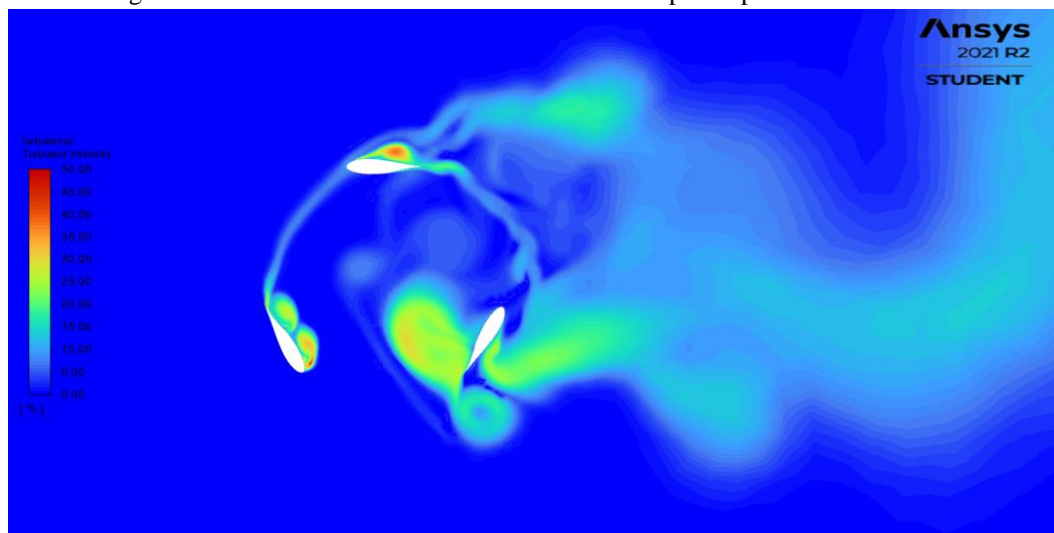


Fonte: Autor (2022).

Através dos contornos de velocidade, é verificado como o efeito de esteira se desenvolve na parte traseira da turbina, gerando zonas de baixa ou nula velocidade nessa região e no centro do rotor. Os efeitos observados nos contornos de velocidade foram quase iguais entre os perfis analisados, sem elevadas discrepâncias entre seus resultados.

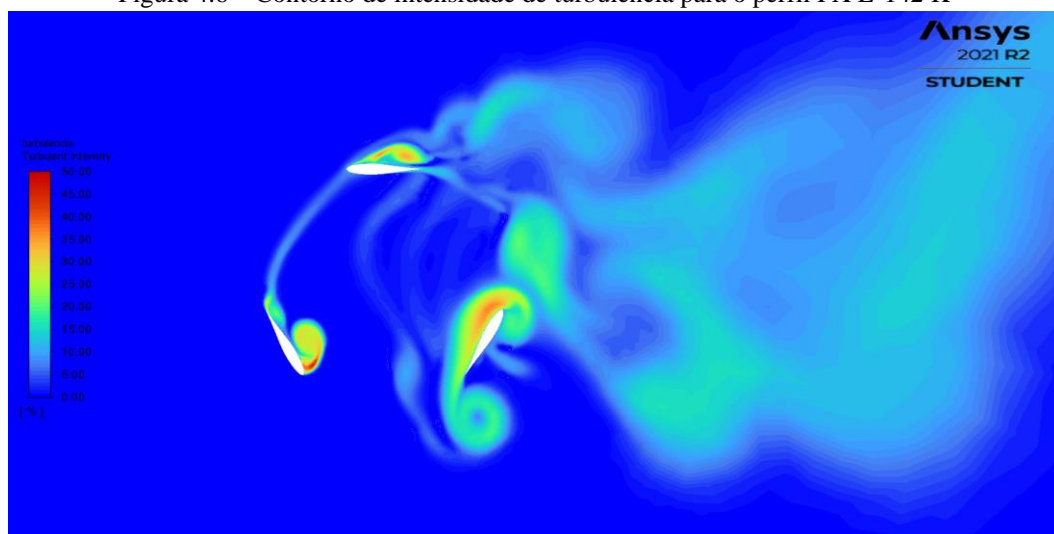
Os contornos relacionados com a intensidade de turbulência do escoamento (Figuras 4.5, 4.6, 4.7 e 4.8) também ajudam a visualizar como o efeito de esteira está presente no escoamento. Tais contornos foram registrados para TSR igual a 1, com ângulo azimutal igual a 360° e escala fixa, com valores variando de 0 a 50%.

Figura 4.5 – Contorno de intensidade de turbulência para o perfil DU 06-W-200



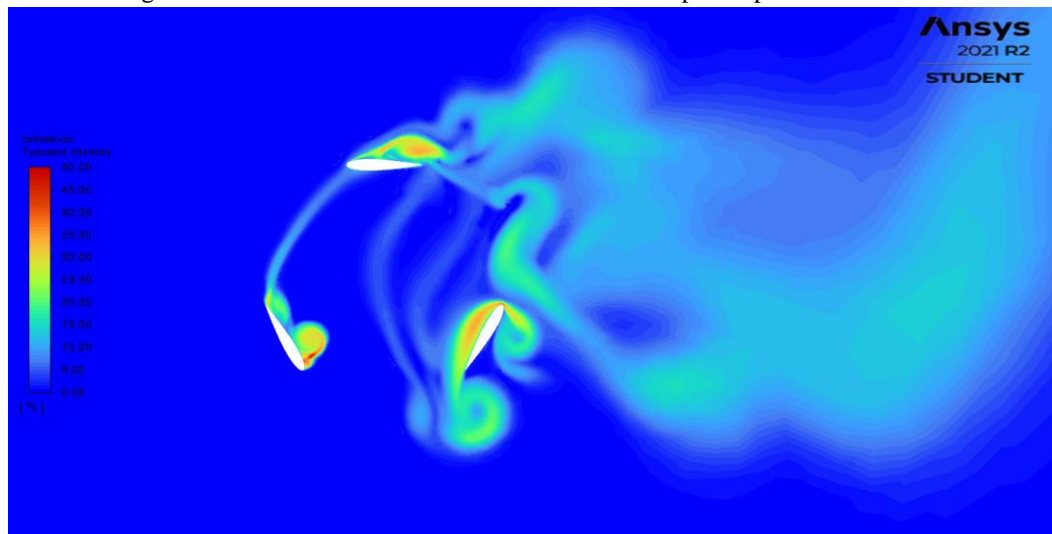
Fonte: Autor (2022).

Figura 4.6 – Contorno de intensidade de turbulência para o perfil FX L-142 K



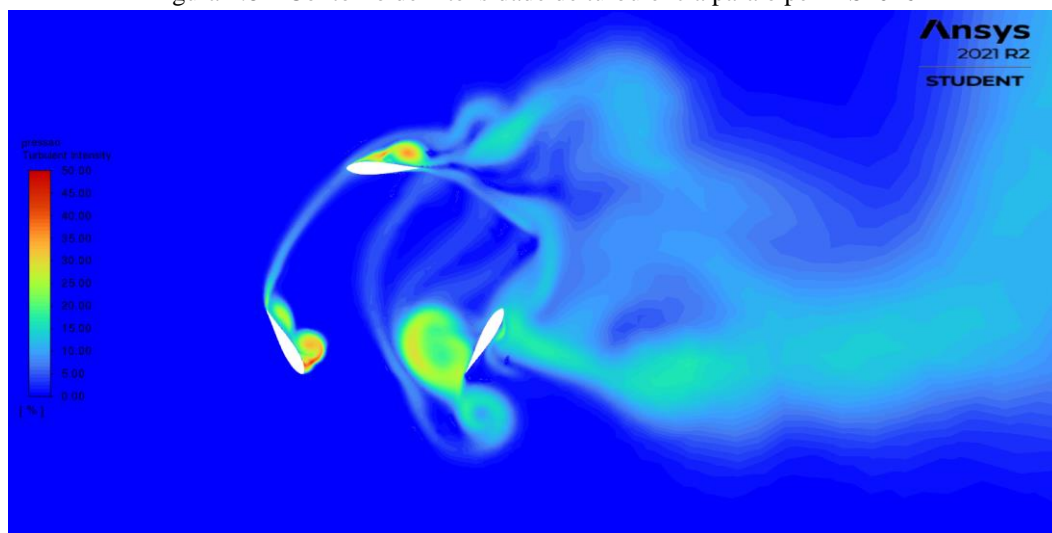
Fonte: Autor (2022).

Figura 4.7 – Contorno de intensidade de turbulência para o perfil NACA0015



Fonte: Autor (2022).

Figura 4.8 – Contorno de intensidade de turbulência para o perfil S1046



Fonte: Autor (2022).

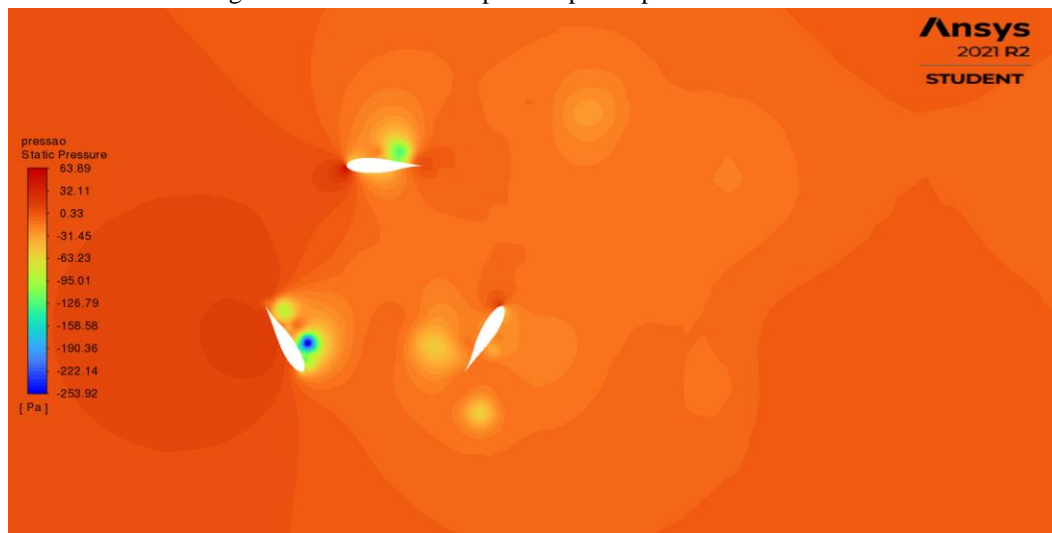
Se verifica pelos contornos de intensidade de turbulência como o escoamento não apresenta turbulência antes de passar pela turbina, e como se desenvolve após a sua passagem. Associado ao efeito de turbulência, o efeito de esteira gerado ocorre de forma assimétrica. Além disso, pode ser observado que neste caso ocorreram algumas variações significativas na intensidade de turbulência entre cada perfil de aerofólio analisado, principalmente nas regiões próximas das paredes das pás.

Outro ponto a ser destacado é que, como os cálculos ocorreram apenas para duas revoluções, de modo a diminuir os esforços computacionais, é possível que os efeitos de esteira não tenham sido desenvolvidos completamente, e, se este for o caso, o comportamento

do coeficiente de momento pode mudar de uma revolução para outra, influenciando no cálculo do coeficiente de potência médio. Uma maior quantidade de revoluções faria com que as propriedades do escoamento se desenvolvessem melhor e a análise do ciclo seria quase-permanente, com variações mínimas entre uma revolução e outra.

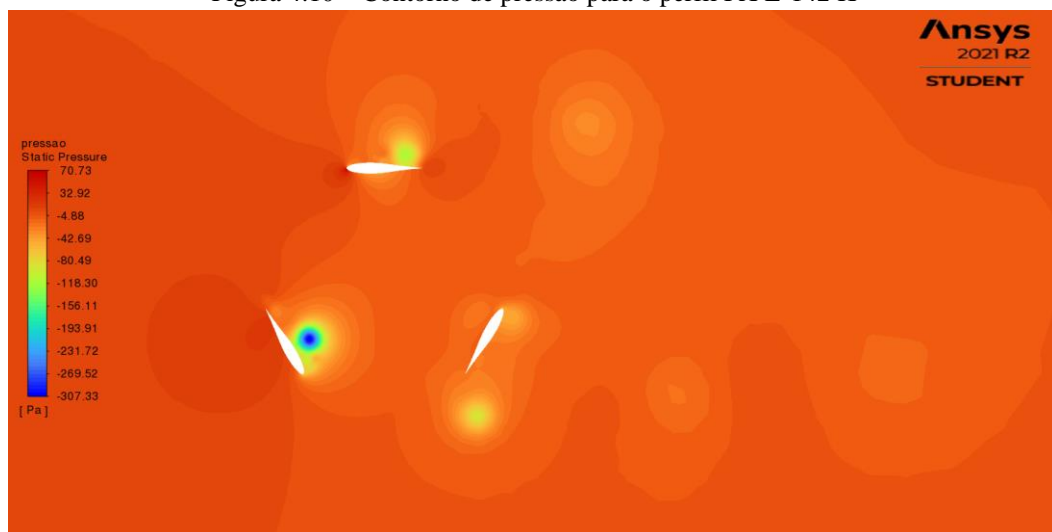
Com relação aos contornos de pressão, estes ajudam a visualizar e interpretar os efeitos aerodinâmicos de sustentação e arrasto. As turbinas eólicas de eixo vertical Darrieus-H realizam o movimento rotativo pela influência do efeito de sustentação, que é gerado através da diferença de pressão entre os lados da pá. As Figuras 4.9, 4.10, 4.11 e 4.12 ilustram os contornos de pressão estática para TSR igual a 1, com ângulo azimutal igual a 360°.

Figura 4.9 – Contorno de pressão para o perfil DU 06-W-200



Fonte: Autor (2022).

Figura 4.10 – Contorno de pressão para o perfil FX L-142 K



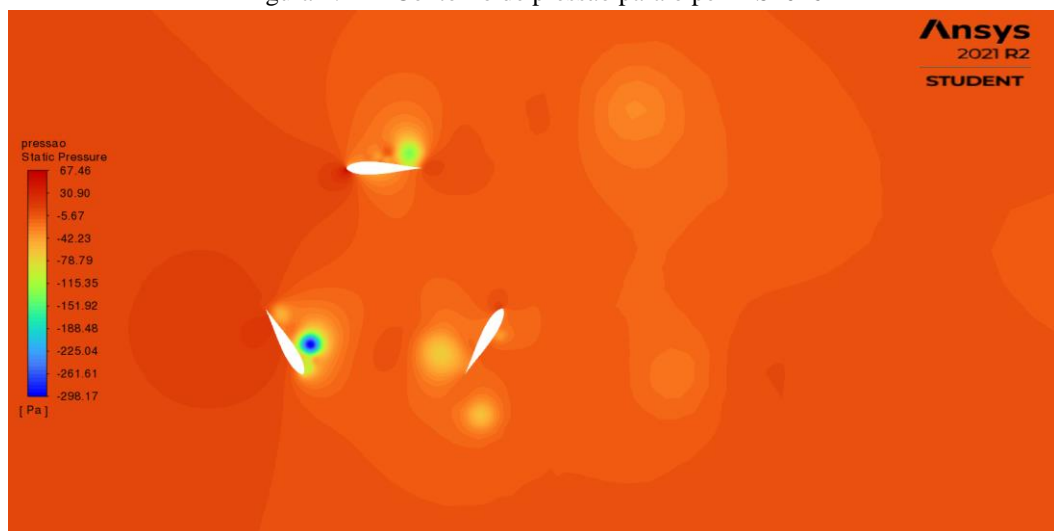
Fonte: Autor (2022).

Figura 4.11 – Contorno de pressão para o perfil NACA0015



Fonte: Autor (2022).

Figura 4.12 – Contorno de pressão para o perfil S1046



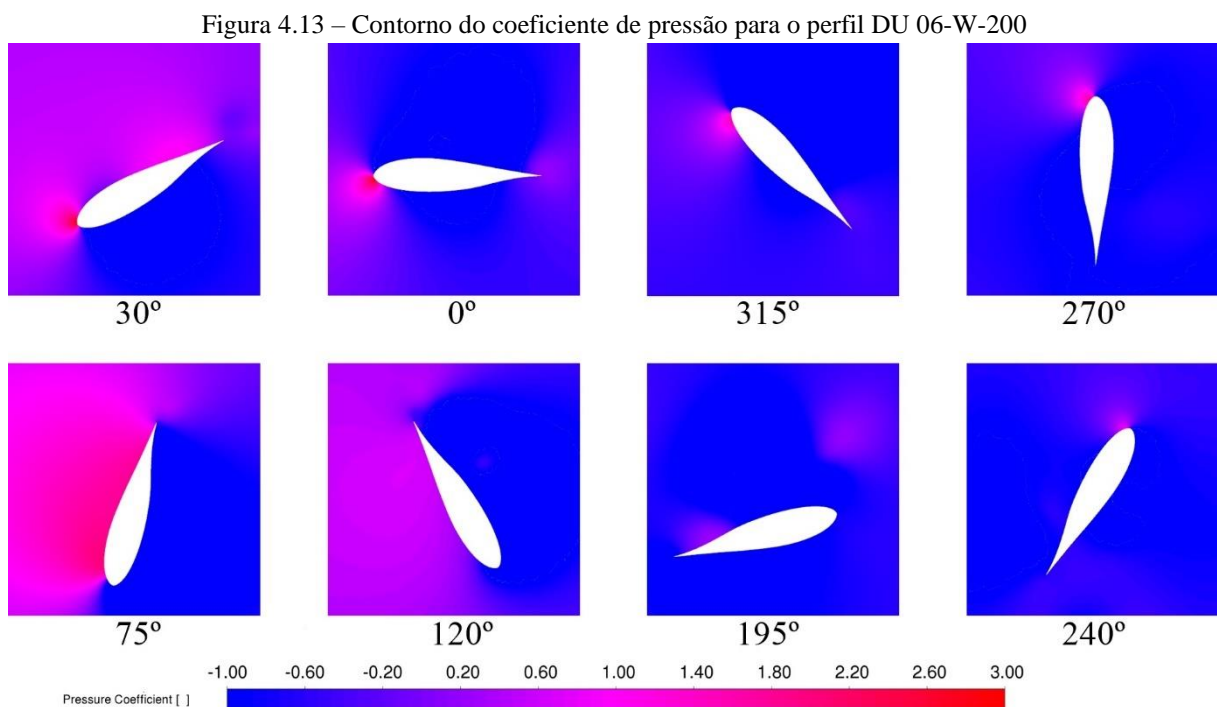
Fonte: Autor (2022).

Os contornos de pressão indicam coerência quando analisados de acordo com o ângulo de ataque do escoamento sobre as pás eólicas. Na primeira pá eólica, por exemplo, com ângulo de inclinação igual a  $0^\circ$ , o ângulo de ataque é positivo, sendo possível observar uma maior pressão na região inferior do bordo de ataque, gerando uma zona de baixa pressão na região superior do bordo de fuga do aerofólio. Tal fenômeno é observado para todos os perfis analisados.

Outro caso de semelhança observado entre os perfis é referente à segunda pá eólica, com angulação de  $120^\circ$ . Observa-se que há uma zona de baixa pressão na região da superfície

inferior da pá (interna ao rotor), gerada pela força de arrasto incidente na superfície superior da pá (externa ao rotor).

Os fenômenos de pressão citados indicam, no mínimo, um comportamento esperado. Entretanto, uma análise envolvendo diferentes posições das pás ilustram melhor os efeitos de pressão durante a rotação da turbina. A Figura 4.13 apresenta contornos do coeficiente de pressão para 8 posições diferentes de pá.



Verifica-se na Figura 4.13 que as posições em que são gerados os maiores diferenciais de pressão entre as superfícies superior e inferior da pá ocorre entre os ângulos 0 e 120°, na região frontal do rotor. Enquanto isso, na região traseira do rotor é observado baixo diferencial de pressão, que ocorre pois as regiões centrais e traseira do rotor já apresentam baixa pressão e baixa velocidade devido ao efeito de esteira. O comportamento visualizado foi considerado coerente e se assemelha ao dos contornos obtidos por Balduzzi *et al.* (2016)

## 4.2 Coeficiente de momento

O coeficiente de momento gerado na rotação da turbina foi obtido para cada 1° de variação do ângulo azimutal ( $\Delta\theta = 1^\circ$ ), em uma faixa de valores entre 0 e 360°, referentes ao cálculo da segunda revolução da turbina eólica, para cada um dos valores de TSR

investigados. Os resultados gráficos de cada perfil estudado podem ser visualizados nas Figuras 4.14, 4.15, 4.16 e 4.17.

Figura 4.14 – Gráfico do coeficiente de momento instantâneo para o perfil DU 06-W-200

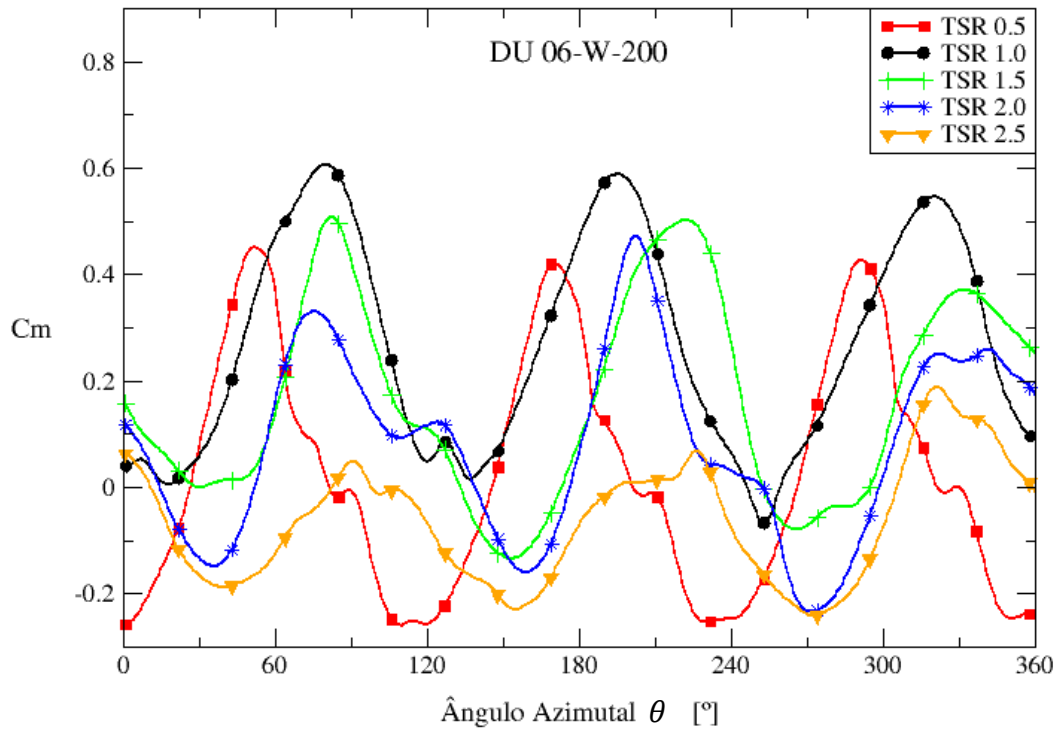


Figura 4.15 – Gráfico do coeficiente de momento instantâneo para o perfil FX L-142 K

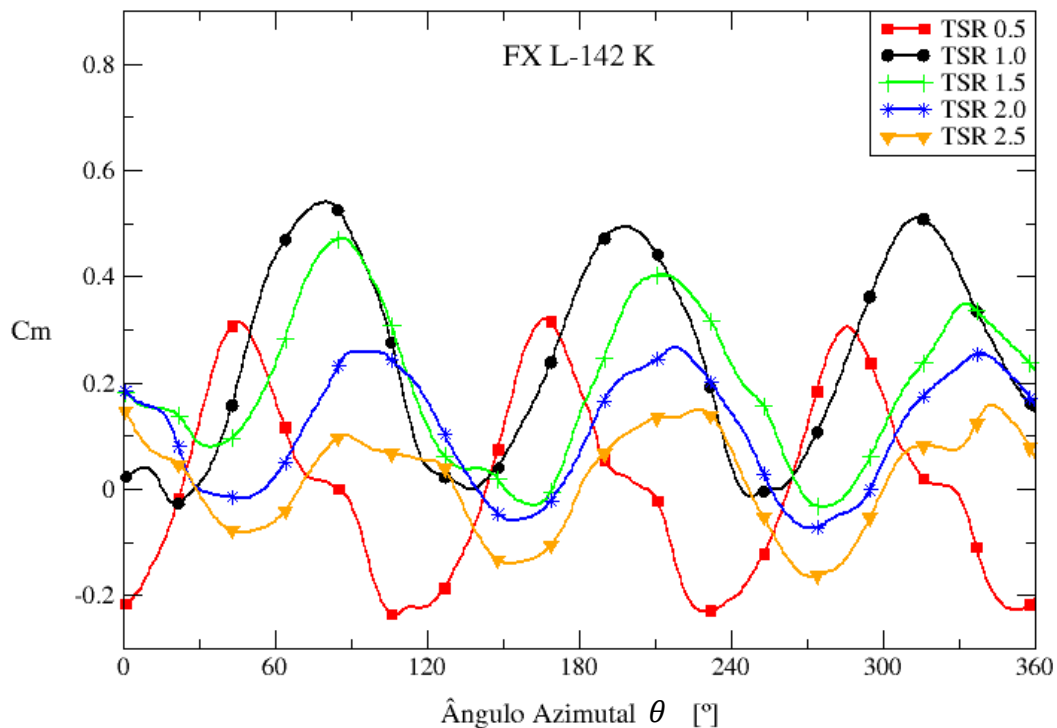
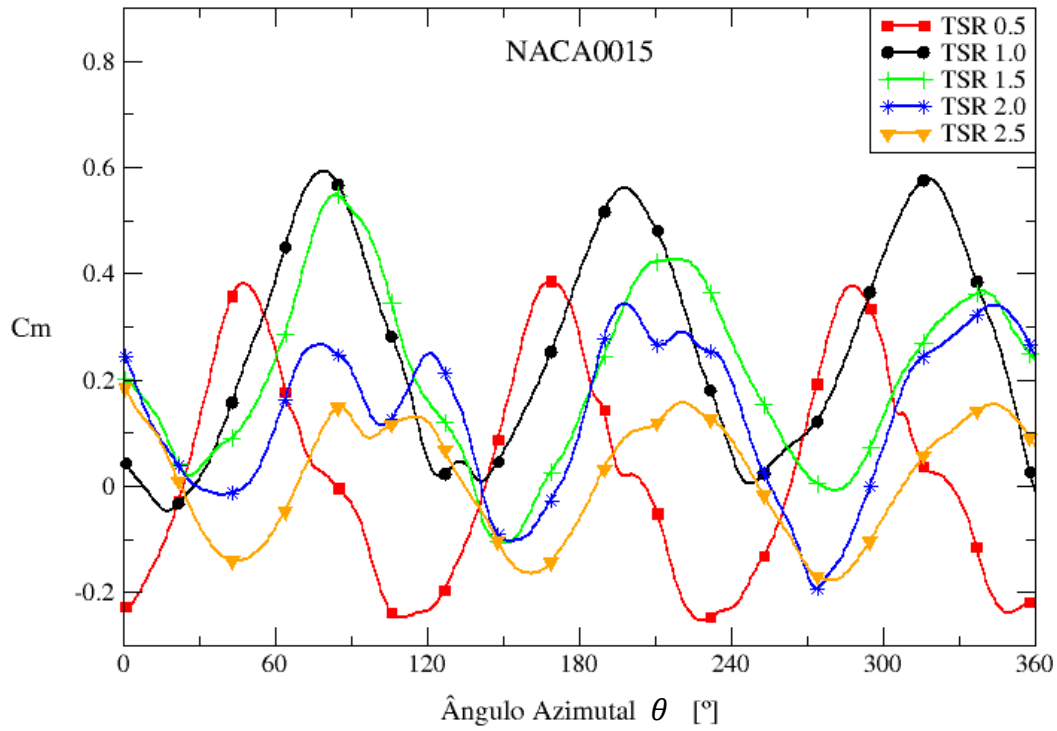
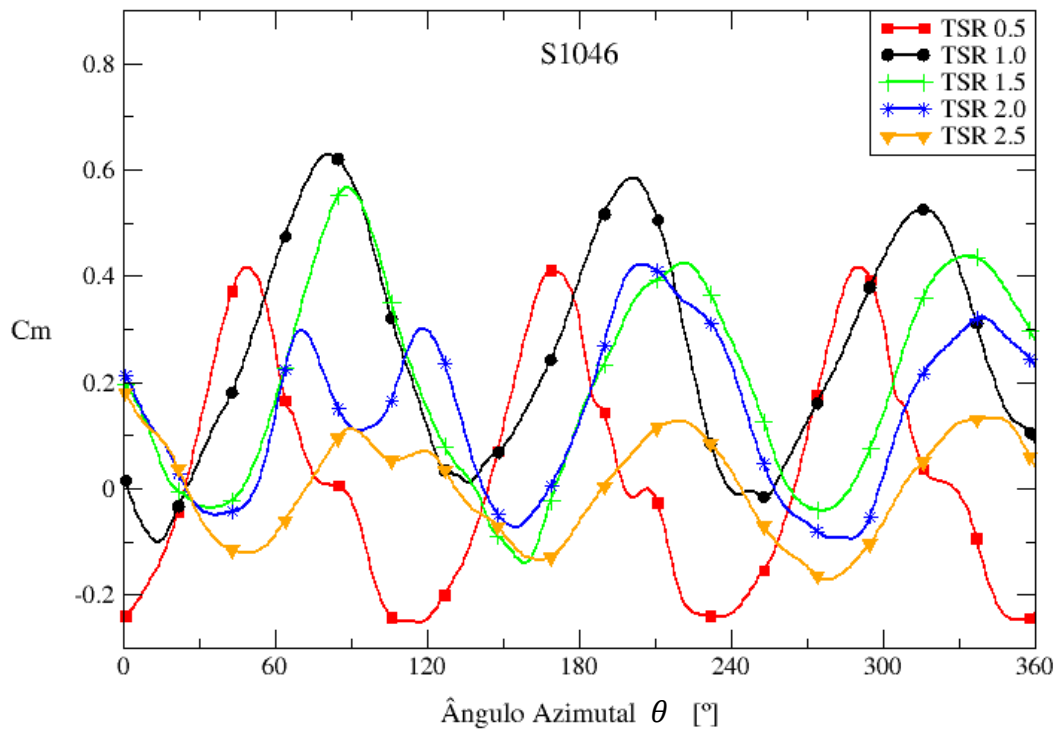


Figura 4.16 – Gráfico do coeficiente de momento instantâneo para o perfil NACA0015



Fonte: Autor (2022).

Figura 4.17 – Gráfico do coeficiente de momento instantâneo para o perfil S1046



Fonte: Autor (2022).

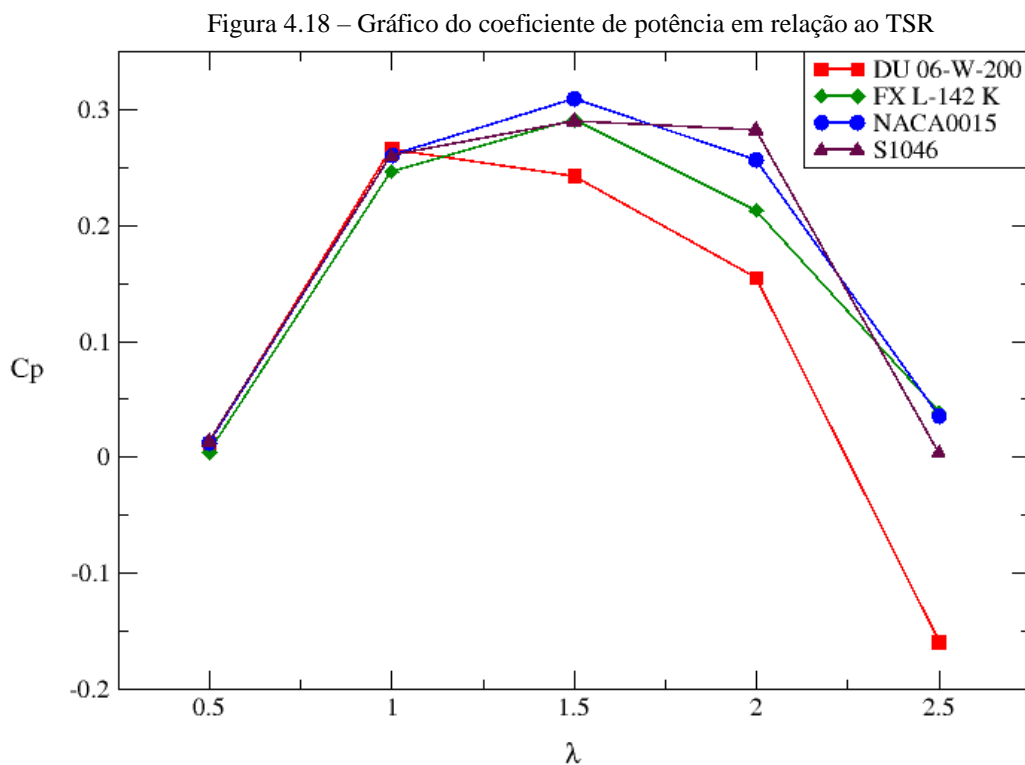
Nos gráficos do coeficiente de momento, as oscilações das curvas são maiores para os menores valores de TSR, enquanto as oscilações diminuem conforme a velocidade de rotação

aumenta. Também é observado que os ângulos que geram coeficiente de momento máximo são, aproximadamente, entre 60 e 120° (a depender do TSR e do perfil de pá) e subsequentemente a cada 120°, sendo um comportamento esperado devido as pás eólicas se encontrarem na região de *upwind* (parte frontal da turbina) nas posições citadas.

Embora haja menor oscilação do coeficiente de momento nos casos de TSR mais elevados, a flutuação dos valores ocorre ao redor do 0 (nas condições de estudo), o que ocasiona em um coeficiente de momento médio quase nulo. Isto pode ser melhor observado avaliando o coeficiente de potência, que é calculado a partir do coeficiente de momento médio e o TSR, conforme Eq. (4)

### 4.3 Coeficiente de potência

O coeficiente de potência médio foi calculado utilizando a Eq. (4) e analisado para uma variação de TSR igual a 0,5, em uma faixa de valores entre 0,5 e 2,5. Após isso, é realizada a verificação de qual perfil de pá eólica que fornece o maior coeficiente de potência nas condições adotadas. O gráfico obtido para o coeficiente de potência médio é visualizado na Figura 4.18, com as curvas correspondentes a cada perfil estudado.



Fonte: Autor (2022).

Simplificando a análise do coeficiente de momento, o coeficiente de potência indica qual perfil de pá apresenta melhor eficiência no aproveitamento da potência disponível do vento. No gráfico da Figura 4.18 é observado que o melhor desempenho da turbina é obtido utilizando o perfil NACA0015 com TSR igual a 1,5, com um valor de  $C_p$  igual a 0,3083. Os principais valores de coeficiente de potência para cada perfil estão dispostos na Tabela 4.1.

Tabela 4.1 – Valores de  $C_p$  máximo para cada perfil de estudo

Perfil do aerofólio	Coeficiente de potência	TSR
NACA0015	0,3083	1,5
FX L-142 K	0,2910	1,5
S1046	0,2893	1,5
DU 06-W-200	0,2655	1,0

Fonte: Autor (2022).

De acordo com a Tabela 4.1, o valor máximo do coeficiente de potência ocorre com TSR igual a 1,5 para os perfis NACA0015, FX L-142 K e S1046 (simétricos), e TSR igual 1,0 para o perfil DU 06-W-200 (assimétrico).

Ao contrário do que foi observado por Hashem *et al.* (2018), que obteve valores máximos de coeficiente de potência com certa predominância em TSR igual 4,0 (Tabela 2.2), aqui os valores de máximo se concentraram no TSR igual 1,5. Neste caso, o ponto de  $C_p$  máximo ocorre com um menor TSR por conta do valor de solidez utilizado (1,95) ser muito maior que o valor utilizado por Hashem *et al.* (2018) para a solidez (0,2).

Conforme ilustrado no gráfico elaborado por Kirke (1998) (Figura 2.8), quanto maior a solidez, mais a curva do coeficiente de potência se desloca para a esquerda, fazendo com que o  $C_p$  máximo seja atingido para valores menores de TSR. Desta forma, é plausível que o pico de coeficiente de potência ocorra para TSR entre 1,0 e 1,5 neste caso.

Vale destacar que os valores de coeficiente de potência máximo ocorreram em torno de 0,3, sendo valores próximos daqueles obtidos por Hashem *et al.* (2018). Entretanto, diferente do que foi observado por Hashem *et al.* (2018), o perfil de destaque neste caso foi o NACA0015, o que pode indicar que este seja o perfil mais indicado para as condições de aplicação adotadas.

## 5 CONCLUSÃO

O propósito deste estudo foi a criação de um modelo computacional 2D de uma turbina eólica de eixo vertical de pequeno porte, do tipo Darrieus-H. A execução do cálculo numérico ocorreu por meio da técnica CFD, com o objetivo principal de se obter as curvas do coeficiente de potência, avaliando a coerência e validação dos demais resultados obtidos. É possível afirmar que o objetivo foi alcançado e os resultados foram satisfatórios, mas com algumas ressalvas.

A primeira delas se refere ao tipo de abordagem adotada. Neste caso, foi utilizado uma abordagem em 2D por meio do método dos volumes finitos, cuja profundidade do domínio computacional não representa a profundidade real do rotor estudado. Uma análise tridimensional, com a turbina na condição de turbo máquina, seria o mais ideal para uma representação adequada do rotor eólico.

Outro fator foi a não utilização da ferramenta *Dynamic Mesh* (Malha Dinâmica) com 6DOF – *Six Degrees of Freedom* (Seis Graus de Liberdade). Caso fossem utilizadas, a ferramenta de malha dinâmica possibilitaria a adequação dos elementos de malha de acordo com o movimento do domínio rotativo, enquanto a ferramenta 6DOF traria uma representação mais real do efeito rotativo das pás, sendo levado em conta a massa das pás, momento de inércia etc., gerando o movimento de rotação pela própria incidência do vento sobre as paredes das pás e não apenas por um valor de velocidade angular pré-definido.

Também seria mais adequado uma análise de independência de malha, buscando o refinamento dos elementos e verificando o comportamento do coeficiente de potência com a variação deste parâmetro, até que se obtenha valores do coeficiente compatíveis com dados experimentais, para posteriormente replicar o modelo em outros perfis de aerofólio. Neste caso, não foi realizada essa análise por conta das limitações do número de elementos da versão estudante do Ansys® e também para a diminuição do tempo de processamento.

Vale ressaltar a quantidade de revoluções estipuladas para o processamento da solução, sendo duas revoluções no caso. Seria recomendável uma quantidade maior de revoluções, visando o desenvolvimento completo do escoamento e do efeito de esteira, alcançando um regime quase-permanente, conforme discutido na seção de resultados.

No geral, os resultados contribuem para visualização dos efeitos aerodinâmicos e comportamento das curvas de momento e potência. Também foi possível ter uma noção da faixa de valores úteis de TSR, nos quais geram potência para o valor de solidez adotado (sendo observada uma faixa de TSR entre 1,0 e 2,5), e o possível perfil de aerofólio

recomendado para as condições de aplicação utilizadas, sendo este o NACA0015, como observado na Figura 4.18 e Tabela 4.1.

Os resultados obtidos das propriedades em estudo já contribuem para ter uma noção dos comportamentos citados anteriormente. Porém, para a obtenção de dados numéricos mais precisos, ficam as recomendações para serem aplicadas no modelo computacional em trabalhos futuros.

## REFERÊNCIAS

- ABDALRAHMAN, G. *et al.* Pitch angle control for a small-scale Darrieus vertical axis wind turbine with straight blades (H-Type VAWT). [S.l.]: **Renewable Energy**, v. 114, p. 1353-1362, 2017.
- ABEEólica (2022). Energia Eólica: Os bons ventos do Brasil. [S.l.]: **INFOVENTO 25**. Disponível em: [https://abeeolica.org.br/wp-content/uploads/2022/04/2022\\_03\\_InfoVento25.pdf](https://abeeolica.org.br/wp-content/uploads/2022/04/2022_03_InfoVento25.pdf). Acesso em 16 de junho de 2022
- ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica, 2022. [S.l.]: **Sistema de Informações de Geração da Aneel**. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/centrais-de-conteudos/relatorios-e-indicadores/geracao>. Acesso em 16 de junho de 2022.
- BALDUZZI, F. *et al.* Critical issues in the CFD simulation of Darrieus wind turbines. [S.l.]: **Renewable Energy**, v. 85, p. 419-435, 2016.
- BIANCHINI, A. *et al.* Effectiveness of two-dimensional CFD simulations for Darrieus VAWTs: a combined numerical and experimental assessment. [S.l.]: **Energy Conversion and Management**, v. 136, p. 318–328, 2017.
- CASTRO, N. *et al.* Causas da Crise Hídrica no Brasil. Rio de Janeiro: **GESEL-UFRJ**, 2021. Disponível em: [http://www.gesel.ie.ufrj.br/app/webroot/files/publications/14\\_Castro\\_2021\\_07\\_23.pdf](http://www.gesel.ie.ufrj.br/app/webroot/files/publications/14_Castro_2021_07_23.pdf). Acesso em 20 de novembro de 2021.
- ÇENGEL, Y. A.; CIMBALA, J. M. Mecânica dos Fluidos: Fundamentos e Aplicações. 3. ed. Porto Alegre: **AMGH**, 2015.
- CLEMENTE, G. C. *et al.* Análise CFD de perfil de pá de microturbina eólica de eixo horizontal utilizando modelo de turbulência Spalart-Allmaras. [S.l.]: **Brazil Windpower**, 2021.
- CONSUL, C. A. *et al.* Influence of solidity on the performance of a cross-flow turbine. [S.l.]: **Proceedings of the 8th European wave and tidal energy conference**, 2009.
- CRESESB (2001). [S.l.]: **Atlas do Potencial Eólico Brasileiro**. Disponível em: [http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/atlas\\_eolico/Atlas%20do%20Potencial%20Eolico%20Brasileiro.pdf](http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/atlas_eolico/Atlas%20do%20Potencial%20Eolico%20Brasileiro.pdf). Acesso em 20 de novembro de 2021.
- DAROCZY, L. *et al.* Comparative analysis of turbulence models for the aerodynamic simulation of H-Darrieus rotors. [S.l.]: **Energy**, v. 90, p. 680–690, 2015.
- DOMINY, R. G. *et al.* Self-starting capability of a Darrieus turbine. Proc IMechE, Part A: **J Power and Energy**, v. 221, p. 111–120, 2012.
- DU, L.; INGRAM, G.; DOMINY, R. G. A review of H-Darrieus wind turbine aerodynamic research. Proc IMechE Part C: **J Mechanical Engineering Science**, 2019.

DU, L. Numerical and experimental investigations of Darrieus wind turbine start-up and operation. University of Durham, UK: **PhD Thesis**, 2016.

GAGLIANO, A. *et al.* A proposed methodology for estimating the performance of small wind turbines in urban areas. **Sustainability in Energy and Buildings**. Springer, Berlin, Heidelberg, p. 539-548, 2012.

GHASEMIAN, M. *et al.* A review on computational fluid dynamic simulation techniques for Darrieus vertical axis wind turbines. [S.l.]: **Energy Conversion and Management**, v. 149, p. 87–100, 2017.

GÓMEZ, A. H. Computational Fluid Dynamics Study of 2D Vertical Axis Turbines for Application to Wind and Tidal Energy Production. Universitat Politècnica de Catalunya (UPC - eetac): **Treball de Fi de Carrera**, 2014.

GOSSELIN, R.; DUMAS, G.; BOUDREAU, M. Parametric study of H-Darrieus vertical-axis turbines using CFD simulations. [S.l.]: **Renew Sustain Energy**, v. 8, 2016.

GWEC (2022). **Global Wind Report 2022**. Disponível em: <https://gwec.net/wp-content/uploads/2022/03/GWEC-GLOBAL-WIND-REPORT-2022.pdf>. Acesso em 16 de junho de 2022.

HAND, B. *et al.* Numerical simulation of a vertical axis wind turbine airfoil experiencing dynamic stall at high Reynolds numbers. [S.l.]: **Computers and Fluids**, v. 149, p. 12-30, 2017.

HANSEN, J. T.; MAHAK, M.; TZANAKIS, I. Numerical modelling and optimization of vertical axis wind turbinepairs: A scale up approach. [S.l.]: **Renewable Energy**, v. 171, p. 1371-1381, 2021.

HASHEM, I.; MOHAMED, M. H. Aerodynamic performance enhancements of H-rotor Darrieus wind turbine. [S.l.]: **Energy**, v. 142, p. 531-545, 2018.

HILL, N. *et al.* Darrieus turbines: the physics of self-starting. Proc IMechE, Part A: **J Power and Energy**, v. 223, p. 21–29, 2008.

IEA (2021), **World Energy Outlook 2021**. International Energy Agency. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2021>. Acesso em 20 de novembro de 2021.

IEMA (2021). **Crise Hídrica, Termelétricas e Renováveis: Considerações Sobre o Planejamento Energético e Seus Impactos Ambientais e Climáticos**. Instituto de Energia e Meio Ambiente. Setembro de 2021. Disponível em: [http://energiaeambiente.org.br/wp-content/uploads/2021/09/IEMA\\_crisehidricatermeletricas.pdf](http://energiaeambiente.org.br/wp-content/uploads/2021/09/IEMA_crisehidricatermeletricas.pdf). Acesso em 20 de novembro de 2021.

KIRKE, B. K. Evaluation of self-starting vertical axis wind turbines for stand-alone applications. School of Engineering, Griffith University, Australia: **PhD Thesis**, 1998.

KIRKE, B. K.; PAILLARD, B. Predicted and measured performance of a vertical axis wind turbine with passive variable pitch compared to fixed pitch. [S.l.]: **Wind Engineering**, v. 41(1), p. 74–90, 2017.

LANZAFAME, R. *et al.* 2D CFD Modeling of H-Darrieus Wind Turbines using a Transition Turbulence Model. [S.l.]: **Energy Procedia**, v. 45, p. 131–140, 2014.

Mays, I. *et al.* Commercial Development of the Variable Geometry Vertical Axis Windmill. Surrey, UK: **International Power Generation**, 1979.

MCINTOSH, S. C. Wind energy for the built environment. **PhD Thesis**, Cambridge University, UK, 2009.

MENTER, F. R. Two-equation eddy-viscosity turbulence models for engineering applications. [S.l.]: **AIAA J**, v. 32, p. 1598–1605, 1994. <http://dx.doi.org/10.2514/3.12149>.

MOHAMED, O. S. *et al.* A better insight on physics involved in the self-starting of a straight-blade Darrieus wind turbine by means of two-dimensional Computational Fluid Dynamics. [S.l.]: **Journal of Wind Engineering & Industrial Aerodynamics**, v. 218, 104793, 2021. <https://doi.org/10.1016/j.jweia.2021.104793>

MOUKALLED, F. *et al.* The Finite Volume Method in Computational Fluid Dynamics: An Advanced Introduction with OpenFOAM® and Matlab®. Switzerland: **Springer International Publishing AG**, v. 113, 2016. DOI 10.1007/978-3-319-16874-6

NASA. The Menter Shear Stress Transport Turbulence Model. Langley Research Center: Turbulence Modeling Resource. 2021. Disponível em: <https://turbmodels.larc.nasa.gov/sst.html>. Acesso em 29 de julho de 2022.

PATANKAR, S.; SPALDING, D. A calculation procedure for heat, mass and momentum transfer in three-dimensional parabolic flows. [S.l.]: **International Journal of Heat and Mass Transfer**, v. 15(10), p. 1787–1806, 1972. doi:10.1016/0017-9310(72)90054-3

PINTO, Milton. Fundamentos de Energia Eólica. [S.l.]: **Grupo GEN**, 2012. 978-85-216-2193-5. Disponível em: <https://integrada.minhabiblioteca.com.br/#/books/978-85-216-2193-5/>. Acesso em: 17 de outubro de 2021.

REZAEIHA, A. *et al.* Effect of pitch angle on power performance and aerodynamics of a vertical axis wind turbine. [S.l.]: **Applied Energy**, v. 197, p. 132–150, 2017.

REZAEIHA, A. *et al.* Towards optimal aerodynamic design of vertical axis wind turbines: impact of solidity and number of blades. [S.l.]: **Energy**, v. 165(B), p. 1129-1148, 2018.

REZAEIHA, A. *et al.* On the accuracy of turbulence models for CFD simulations of vertical axis wind turbines. [S.l.]: **Energy**, v. 180, p. 838-857, 2019.

SHUKLA, I. *et al.* Wall Y+ Approach for dealing with Turbulent Flow Through a Constant Area Duct. The 4th International Meeting of Advances in Thermofluids (IMAT 2011): **AIP Conf. Proc.**, v. 1440, p. 144-153, 2012. doi: 10.1063/1.4704213.

SOUZA, J. F. A. *et al.* Uma revisão sobre a turbulência e sua modelagem. [S.l.]: **Revista Brasileira de Geofísica**, v. 29(1), p. 21-41, 2011.

TEMPLIN, R. J. Aerodynamic Performance Theory for the NRC Vertical-Axis Wind Turbine. National Research Council, Canada, **National Aeronautical Establishment Laboratory Technical Report LTR-LA-160**, 1974.

TUMMALA, A. *et al.* A review on small scale wind turbines. [S.l.]: **Renew Sustain Energy Rev**, v. 56, p. 1351–1371, 2016.