

**INSTITUTO FEDERAL DE EDUCAÇÃO,
CIÊNCIA E TECNOLOGIA DO CEARÁ
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENERGIAS RENOVÁVEIS**

IZAMARO DE ARAÚJO

**DESENVOLVIMENTO AERODINÂMICO DE *HUB* DE TURBINA EÓLICA DE
EIXO HORIZONTAL UTILIZANDO FLUIDODINÂMICA COMPUTACIONAL**

**MARACANAÚ, CEARÁ
2019**

IZAMARO DE ARAÚJO

DESENVOLVIMENTO AERODINÂMICO DE *HUB* DE TURBINA EÓLICA DE EIXO HORIZONTAL UTILIZANDO FLUIDODINÂMICA COMPUTACIONAL

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-graduação em Energias Renováveis do Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia do Ceará como requisito parcial para a obtenção do título de mestre em energias renováveis. Área de concentração: Energias Renováveis.

Orientador: Prof. Dr. Francisco Frederico dos Santos Matos

MARACANAÚ, CEARÁ
2019

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação
Instituto Federal do Ceará - IFCE
Sistema de Bibliotecas - SIBI
Ficha catalográfica elaborada pelo SIBI/IFCE, com os dados fornecidos pelo(a) autor(a)

- A658d Araújo, Izamaro de.
Desenvolvimento Aerodinâmico de Hub de Turbina Eólica de Eixo Horizontal Utilizando Fluidodinâmica Computacional / Izamaro de Araújo. - 2019.
104 f. : il. color.
- Dissertação (Mestrado) - Instituto Federal do Ceará, Mestrado em Energias Renováveis, Campus Maracanaú, 2019.
Orientação: Prof. Dr. Francisco Frederico dos Santos Matos.
1. Coeficiente de Potência. 2. Fluidodinâmica Computacional. 3. Hub. 4. Turbina Eólica de Eixo Horizontal. I. Título.

CDD 620.91

IZAMARO DE ARAÚJO

Dissertação submetida à Coordenação do Curso de Pós-graduação em Energias Renováveis do Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia do Ceará, como requisito parcial para a obtenção do título de Mestre em Energias Renováveis, área de concentração Energias Renováveis.

Aprovada em 24 / 09 / 2019.

BANCA EXAMINADORA

Prof. Dr. Francisco Frederico dos Santos Matos (Orientador)
Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia do Ceará - IFCE

Prof. Dr. Auzuir Ripardo de Alexandria
Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia do Ceará - IFCE

Profª. Dra. Mona Lisa Moura de Oliveira
Universidade Estadual do Ceará- UECE

AGRADECIMENTOS

Às forças da natureza que, silenciosamente, nos desafiam.

Ao professor Frederico Mattos, por todo o aprendizado, dedicação e paciência.

Ao colega João Bonfim, pelas experiências compartilhadas.

Ao colega Francisco Edmar, pelos primeiros passos compartilhados.

À amiga Efigênia Alves, representando o Campus Jaguaribe, pela força e incentivo.

À minha esposa Ana Caroline, pela dedicação, por todo o suporte e pela paciência.

Às minhas filhas Maria Giullia e Maria Bianca, por todo o amor e paciência na espera.

À minha família, pela base de amor, ética e luta que me foi proporcionada.

RESUMO

A utilização da energia dos ventos para geração de eletricidade vêm crescendo de forma significativa nos últimos anos. O aproveitamento mais eficaz dessa energia depende de equipamentos eólicos mais aprimorados. A fluidodinâmica computacional tem se destacado como uma ferramenta robusta e confiável para o desenvolvimento de turbinas eólicas. O *hub* é um elemento da turbina que não foi considerado nos estudos anteriores. O objetivo deste trabalho é analisar a influência da geometria do *hub* no desempenho aerodinâmico de uma turbina eólica de eixo horizontal de pequeno porte. Para tanto, uma turbina foi gerada com base na geometria da turbina Modelo BEM de Lee *et al.* (2016), sendo esta adotada como Modelo Referência. Um método numérico foi desenvolvido e validado com base nas simulações computacionais e experimentação de Lee *et al.* (2016). Inicialmente, um estudo de convergência de malha foi conduzido, para $\lambda = 5,9$, onde o quantitativo de 800 mil elementos possibilitou atingir resultados satisfatórios. Na sequência, as curvas de desempenho ($C_P \times \lambda$) dos Modelos 01, 02, 03 e 04 da turbina foram obtidas e comparadas com a do Modelo Referência. Os resultados indicaram que o método numérico apresentou boa concordância com as simulações e experimentação do estudo de referência, onde o erro médio foi de +5,10 %. Demonstraram ainda, que todos os modelos de turbina propostos obtiveram ganho de performance em relação aquela de referência. A turbina Modelo 03 apresentou o desempenho de maior significância, com ganho médio de +8,44 % em relação ao Modelo Referência. A turbina Modelo 04 atingiu o aumento de performance de +8,13 %. O Modelo 02 obteve acréscimo médio de +6,52 % em relação ao coeficiente de potência, enquanto o Modelo 01 obteve +5,95 %. Chegou-se a conclusão de que o *hub* é um elemento importante para a eficiência das turbinas eólicas de eixo horizontal, podendo contribuir de forma significativa para seu desempenho.

Palavras-chave: Coeficiente de Potência. Fluidodinâmica Computacional. *Hub*. Turbina Eólica de Eixo Horizontal.

ABSTRACT

The use of wind energy for electricity generation has grown significantly in recent years. The most effective use of this energy depends on more improved wind equipment. Computational fluid dynamics have stands out as a robust and reliable tool for the development of wind turbines. The hub is an element of the turbine that has not been considered in previous studies. The objective of this work is to analyze the influence of the geometry of the hub on the aerodynamic performance of a small horizontal axis wind turbine. For this purpose, a turbine was generated based on the geometry of the Model BEM turbine by Lee et al. (2016), which is adopted as a Reference Model. A numerical method was developed and validated based on the computer simulations and experimentation by Lee et al. (2016). Initially, a mesh convergence study was conducted, for $\lambda = 5.9$, where the quantity of 800 thousand elements made it possible to achieve satisfactory results. Then, the performance curves ($CP \times \lambda$) of Models 01, 02, 03 and 04 of the turbine were obtained and compared with that of the Reference Model. The results indicated that the numerical method showed good agreement with the simulations and experimentation of the reference study, where the average error was +5.10%. They also demonstrated that all the proposed turbine models obtained performance gains in relation to the reference. The Model 03 turbine presented the most significant performance, with an average gain of +8.44% compared to the Reference Model. The Model 04 turbine achieved a performance increase of +8.13%. Model 02 obtained an average increase of +6.52% in relation to the power coefficient, while Model 01 obtained +5.95%. It was concluded that the hub is an important element for the efficiency of horizontal axis wind turbines, and can contribute significantly to its performance.

Keywords: Power Coefficient. Computational Fluid Dynamics. Hub. Horizontal Axis Wind Turbine.

SUMÁRIO

1. Introdução.....	5
1.1. Justificativa	9
1.2. Objetivos	14
1.2.1. Objetivo geral	14
1.2.2. Objetivos específicos.....	14
1.3. Escopo do trabalho.....	15
2. Fundamentos teóricos.....	17
2.1. O estudo do potencial eólico brasileiro.....	17
2.2. Desenvolvimento da energia eólica no Brasil.....	19
2.3. Panorama atual da energia eólica no Brasil	20
2.4. A micro e a minigeração distribuída.....	23
2.5. Visão geral sobre as condições de vento	25
2.6. As turbinas eólicas	29
2.7. Fluidodinâmica computacional.....	33
2.8. Considerações finais	38
3. Metodologia	39
3.1. Geometria das turbinas eólicas	39
3.1.1. Turbina Modelo Referência	40
3.1.2. Turbina Modelo 01.....	42
3.1.3. Turbina Modelo 02.....	42
3.1.4. Turbina Modelo 03.....	43
3.1.5. Turbina Modelo 04.....	43
3.2. Geometria das regiões dos domínios	46
3.2.1. Geometria do Domínio <i>Large</i>	47
3.2.2. Geometria do Domínio <i>Small</i>	48
3.2.3. Geometria do Domínio <i>Hub</i>	49
3.3. Modelagem das geometrias das turbinas e dos domínios	50
3.4. Estudos fluidodinâmicos computacionais.....	50
3.4.1. Equações gerais	52
3.4.2. Modelo de turbulência.....	53
3.4.3. Importação das geometrias e organização do projeto	54
3.4.4. Construção da malha	55
3.4.5. Configuração do estudo fluidodinâmico	58
3.4.6. Solução do escoamento	64
3.5. Considerações finais	66

4.	Resultados e discussões.....	67
4.1.	Estudo de convergência de malha.....	67
4.1.1.	Análise de erros.....	69
4.1.2.	Campos de pressão.....	71
4.1.3.	Campos de velocidade.....	75
4.1.4.	Parâmetro y^+	78
4.2.	Curvas de desempenho ($C_P \times \lambda$).....	79
4.2.1.	Curva $C_P \times \lambda$ da turbina Modelo Referência e validação do método.....	79
4.2.2.	Curva $C_P \times \lambda$ da turbina Modelo 01.....	81
4.2.3.	Curva $C_P \times \lambda$ da turbina Modelo 02.....	82
4.2.4.	Curva $C_P \times \lambda$ da turbina Modelo 03.....	83
4.2.5.	Curva $C_P \times \lambda$ da turbina Modelo 04.....	84
4.2.6.	Campos de velocidade dos modelos de turbina.....	85
4.2.7.	Comparação de desempenho dos modelos turbina.....	89
4.3.	Considerações finais.....	91
5.	Conclusões.....	92
5.1.	Considerações preliminares.....	92
5.2.	Curvas de performance dos modelos de turbina.....	93
5.3.	Análise comparativa dos modelos de turbina.....	94
5.4.	Sugestões para trabalhos futuros.....	95
	Referências.....	96

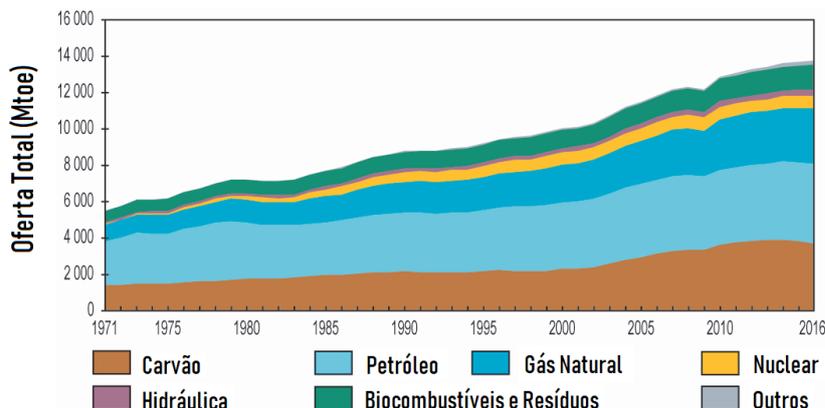
1. Introdução

O crescente aumento populacional tem provocado mudanças significativas na forma como o mundo se organiza e utiliza os recursos naturais. A política, a organização social, a dinâmica das cidades e do campo, a educação e a disponibilidade dos recursos estão sendo afetados por esse crescimento. Segundo a Organização das Nações Unidas - ONU, em 1950, cerca de 2,53 bilhões de pessoas habitavam o planeta e em apenas 37 anos esse número havia duplicado. Hoje, com um número acima de 7,71 bilhões, atinge-se o triplo da população em apenas 70 anos (UNITED NATIONS, 2019). A ONU estima ainda que, considerando um cenário intermediário, a população poderá atingir o quantitativo de 9,74 bilhões de pessoas em 2050 e 10,88 bilhões no ano de 2100. Embora essas expectativas indiquem uma desaceleração do crescimento populacional, podendo chegar inclusive a uma estabilização, é certo também que projeta um aumento de 41,1 % até o fim do século.

Com o cenário apresentado, é natural que a disponibilidade de recursos para manter a humanidade em condições adequadas de sobrevivência deva acompanhar o crescimento populacional. No atual contexto de evolução, os recursos energéticos são indispensáveis para a sobrevivência humana, moldando a forma com que evolui (ANEEL, 2005). É sabido, porém, que as atuais demandas por recursos básicos ainda não foram totalmente atendidas e a busca para o atendimento às demandas futuras já devem ser iniciadas. Os recursos que a sociedade demanda podem ter sua limitação natural de disponibilidade ou serem limitados pela falta dos recursos primários, por limitações tecnológicas, pela ausência de pesquisas ou pelo seu uso ineficiente. Dessa forma, a busca por fontes energéticas sustentáveis deve ser priorizada, visando o atendimento às demandas sem que haja impactos ao meio ambiente.

No século passado, a oferta de energia vinda dos combustíveis fósseis deu suporte ao crescimento e as transformações mundiais. Neste século, o cenário se desenha diferente ao deparar com a necessidade do desenvolvimento sustentável. Isso se faz necessário para manter a disponibilidade energética compatível com o acentuado aumento do consumo provocado pelo novo ciclo econômico (ANEEL, 2008). Embora seja necessário aumentar a oferta energética e que este aumento deva estar pautado na sustentabilidade, os indicativos da Agência Internacional de Energia - IEA (*International Energy Agency*) expõem que os combustíveis fósseis predominam na oferta de energia primária, com participação de 81,1 % (IEA, 2019), conforme Figura 1. É certo, porém, que as fontes alternativas vêm aumentando sua representatividade dentro da matriz energética mundial, passando de 0,1 % em 1973 a 1,7 % em 2016.

Figura 1 - Fornecimento total de energia primária no mundo por combustível - 1971 à 2016



Fonte: IEA (2019).

Dentre os meios de transformação da energia primária, a eletricidade se destaca pelo papel fundamental que ocupa no atual patamar de desenvolvimento e por ser indispensável para o crescimento sustentável. Para a produção desse tipo de energia, há também predominância dos combustíveis fósseis. No entanto, um grande crescimento das fontes de energias alternativas vem acontecendo no mundo, segundo a IEA (2019). O crescimento acelerado das fontes renováveis foi possível a partir das políticas públicas e também a partir do aprimoramento das pesquisas, do conhecimento tecnológico, do desenvolvimento de materiais e de processos produtivos, entre outros.

A produção de eletricidade mundial é predominantemente baseada em fontes não-renováveis, onde 65,3 % vem dessa categoria, segundo a IEA (2019). As fontes alternativas vem apresentando grande crescimento na matriz de geração de eletricidade, passando de 0,6 % em 1973 para 8,0 % em 2016 (IEA, 2019). No Brasil, a matriz de produção de eletricidade é considerada bastante limpa, onde 80,3 % é proveniente de fontes renováveis (MME, 2018). Dentre essas fontes, a energia eólica tem demonstrado singular destaque devido ao seu grande incremento anual, onde médias acima de 50,0 % têm sido implantadas no Brasil e acima 25,0 % no mundo (GWEC, 2019). Essa evolução coloca o país na 6ª posição de produção eólica mundial.

A produção de eletricidade através da energia dos ventos atingiu 42,4 TWh em 2017 no Brasil, quando no ano anterior era de 33,5 TWh (MME, 2018). O potencial eólico estimado no país é da ordem de 272,2 TWh/ano, para alturas de 50,0 m acima do solo, onde apenas a implantação de grandes parques eólicos são consideradas (MME, 2001). Potenciais maiores são projetados quando consideradas maiores elevações. Há também um potencial

significativo para alturas abaixo desses valores, onde a micro e mini geração distribuída podem ser viabilizadas através dos incentivos provenientes das recentes ações regulatórias (MME, 2016).

A vasta área do território nacional não considerada para fins de instalações de turbinas eólicas de grande escala, abre espaço para os sistemas de pequeno porte. Pensando nisso, a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL promoveu em 2010 uma consulta pública e, em 2011, uma audiência pública que obteve como resultado a elaboração da resolução normativa Nº 482 de 2012. Esta resolução estabelece “[...] as condições gerais para o acesso de micro e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, [...] criando [...] o sistema de compensação de energia elétrica correspondente” (ANEEL, 2016). Este documento busca incentivar as pequenas centrais de geração e mostra que o sistema de geração próximo à carga traz os benefícios de “[...] postergar investimentos na expansão do sistema elétrico, baixo impacto ambiental, melhoria do nível de tensão da rede no período de maior demanda e a diversificação da matriz energética”.

No Brasil, por exemplo, 21,5 % do consumo de eletricidade é residencial, 14,4 % é consumido por estabelecimentos comerciais e 15,7 % são as perdas provenientes do sistema de geração e distribuição de energia elétrica (MME, 2018). Os sistemas de micro e minigeração de que trata a resolução, se encaixa perfeitamente para o uso nesses tipos de unidades, fortalecendo a matriz de geração de energia elétrica, ao passo que diminui as perdas oriundas da geração e distribuição.

Dados da ANEEL apresentam que apenas 60 unidades consumidoras possuem geração distribuída através da captação da energia dos ventos, num total instalado de 10.360,86 kW (ANEEL, 2019). A agência indica ainda que a grande parte da geração distribuída no país vem do aproveitamento da energia solar fotovoltaica, onde 129.427 unidades utilizam sistemas de micro e minigeração, totalizando uma capacidade instalada de 1.498.799,84 kW. Considerando todas as fontes de geração, há 129.779 unidades consumidoras com geração distribuída, onde os créditos favorecem 175.453 unidades, totalizando 1.656.373,34 kW de carga instalada. Esses valores implicam um acréscimo de 95,6 % na geração distribuída no último ano no Brasil.

Apesar da pouca representatividade na matriz de geração de eletricidade nacional (menos de 0,5 %), a micro e minigeração distribuída traz uma boa perspectiva no aproveitamento de energias alternativas ao passo que contribui para a diminuição das perdas por transmissão (MME, 2018). No entanto, cada vez mais será necessária a realização de

pesquisas que visem o desenvolvimento de equipamentos que atendam essas perspectivas. Notadamente, equipamentos eólicos de grande porte tem sido desenvolvidos para o maior aproveitamento da energia dos ventos para grandes alturas. Da mesma forma, pequenas turbinas podem ser aprimoradas para uma maior captação de energia em regiões onde não há viabilidade para implantação turbinas de grande escala.

Pensando nisso, este trabalho se propõe a realizar estudos aerodinâmicos em turbinas eólicas de eixo horizontal - TEEH de pequeno porte buscando a melhoria da sua eficiência. A fluidodinâmica computacional - CFD (*Computational Fluid Dynamics*) tem se apresentado como uma ferramenta robusta para análises de escoamentos e também será utilizada para a realização desse estudo. Pesquisas sobre escoamentos fluidodinâmicos em turbinas eólicas por meio de ferramentas computacionais têm sido largamente utilizadas para o desenvolvimento de turbinas eólicas. Nota-se, no entanto, que a grande maioria das pesquisas estão voltadas para proposições de aprimoramento das pás da turbina eólica. Este fato é plenamente justificável, visto ser este o principal componente de uma turbina para a extração da energia disponível no vento. Sem desconsiderar a relevância da pá no desempenho de uma turbina eólica, outros componentes devem ser investigados a fim de maximizar a captação da energia. Dessa forma, é também necessário que seja conhecida a influência do *hub*, da ponta da pá, da nacele, do dispositivo direcionador, de concentradores e de difusores, dentre outros, no desempenho da turbina. Com base nisso, o estudo proposto neste trabalho delimita-se ao estudo aerodinâmico do *hub* de uma turbina eólica de eixo horizontal, levando em consideração a interação deste com as pás, a fim de obter-se algum ganho na performance da turbina.

O *hub* é um importante componente do rotor e tem como funções convencionais a conexão entre as pás da turbina eólica, o apoio aos dispositivos de controle de posição da pá (geralmente em grandes equipamentos), a conexão das pás com o eixo no rotor, transmissão do movimento de rotação ao equipamento de conversão de energia, facilitador da passagem do vento não utilizado pelas pás, dentre outras. Este elemento não é comumente considerado na captação da energia do vento de forma a contribuir com a geração de torque no eixo da turbina eólica. Isso é observado claramente pela escassez de trabalhos científicos ou depósitos de propriedade industrial que tratam desse componente.

O estudo a ser tratado nesse trabalho se direciona para este campo, propondo o *hub* como um dispositivo que contribua para a extração da energia dos ventos, de forma a proporcionar algum incremento na performance da turbina eólica. Dessa forma, uma concepção de geometria é proposta para este elemento e para a conexão deste com as pás da turbina. A

concepção desenvolvida tem o objetivo de fazer com que o fluxo de vento que passa pelo rotor da turbina eólica, possa proporcionar o surgimento de forças de arrasto e sustentação também no *hub*, de forma que algum torque possa ser adicionado ao eixo da turbina.

1.1. Justificativa

O desenvolvimento deste trabalho é justificado pela contínua necessidade de aumentar a geração de eletricidade de forma a acompanhar o crescimento da demanda atual e buscando o atendimento às demandas futuras. O crescimento populacional, a baixa representatividade das fontes alternativas na matriz de geração de eletricidade, a utilização de combustíveis fósseis em grande escala, além do potencial eólico disponível em território nacional, são fatores que corroboram com a permanente corrida para a descoberta de novas fontes de energia ou para a utilização mais eficiente das fontes existentes. Nesse contexto, a melhoria da performance dos equipamentos de captação é um passo indispensável para que se possa atingir esses objetivos.

O Brasil possui potencial elevado para a exploração de energia eólica, apresentando boa viabilidade para a instalação de parques eólicos em diversas regiões do país. Os estudos mais recentes levam em consideração alturas na ordem de 50,0, 70,0, 100,0 m ou superiores, onde regimes de vento acima de 7,0 m/s são registrados. A área onde essas condições são encontradas corresponde a uma pequena parcela do território nacional. Para utilização da energia dos ventos fora dessas condições, é imprescindível o desenvolvimento de equipamentos específicos, de modo a ampliar a área para a exploração da energia eólica. Soma-se a isso o fato de que grande parte do território nacional habitado é constituído por residências, comércios, unidades rurais, pequenas indústrias, dentre outros, que alinham-se às condições ideais para implementação da micro e da minigeração distribuída por meio de pequenas centrais geradoras.

Diversos autores têm investigado as turbinas eólicas de eixo horizontal quanto as suas tecnologias elétricas, mecânicas, de integração com sistemas de energia e de teoria de controle. Especificamente quanto ao conhecimento das tecnologias mecânicas, os estudos podem ser voltados para o desenvolvimento do sistema de transmissão mecânico, do sistema de controle de posição da pá (*pitch*), do sistema direcionador da turbina, dos materiais empregados, da aeroelástica, dentre outros. Convergindo para os estudos da aeroelástica, estes podem ser divididos em estudo da aerodinâmica e estruturais. A aerodinâmica é o ponto central

no projeto de uma turbina eólica, sendo ponto de partida para a investigação de quaisquer outras questões voltadas às tecnologias da mecânica de turbinas eólicas.

Historicamente, grande parte das publicações buscam investigar as turbinas eólicas de grande porte, sendo este fato natural devido aos altos custos e complexidade inerentes ao desenvolvimentos do projeto e a construção desses equipamentos. Alguns trabalhos, no entanto, têm se voltado para o estudo de turbinas eólicas de pequena escala, buscando a melhoria em sua eficiência. Independentemente da escala, a pá se destaca como elemento principal para o desenvolvimento aerodinâmico de uma turbina, justificando, assim, que a maior parte das pesquisas tenham enfoque nesse elemento. Os demais elementos de uma turbina têm sido também estudados, ainda que de forma pouco expressiva. Visando a ampliação da eficiência, é fundamental que novas linhas de pesquisa sejam lançadas ou aprofundadas sobre as tecnologias envolvidas na energia eólica, a fim de torná-la cada vez mais atrativa e viável para a produção de energia elétrica utilizando a micro ou minigeração.

Como ponto de partida para o estudo das turbinas eólicas, independente de seu porte ou tipo, o conhecimento das condições vento é de fundamental importância. O monitoramento das características do vento, principalmente de sua velocidade e direção, é imprescindível para o projeto de um equipamento eólico ou para a construção de mapas eólicos. Mengelkamp (1999) realizou uma avaliação do campo de vento em uma área de orografia e rugosidade complexas na região central da Alemanha onde, combinando a distribuição de frequência da velocidade do vento com a curva de potência de determinado modelo de turbina eólica, obteve a produção anual de energia elétrica para a região. Já Bahaj *et al.* (2007) abordaram a modelagem de instalações de microturbinas eólicas utilizadas em residências do Reino Unido, pontuando que esses equipamentos tem o potencial de causar um impacto significativo sobre a geração doméstica de eletricidade, se utilizados em locais estratégicos.

A fluidodinâmica computacional tem ganhado cada vez mais notoriedade no campo de projetos de turbinas eólicas, devido a robustez e precisão nos resultados. O que torna a ferramenta atrativa é a possibilidade de criar diversos cenários ou variações geométricas do objeto em estudo, sem a necessidade de construção de um modelo real para cada situação. Consequentemente, obtém-se economia de tempo e de recursos, redução dos custos e a possibilidade de integrar os estudos aerodinâmicos às análises estruturais ou de transmissão de calor, por exemplo. De forma geral, um estudo CFD contempla a modelagem da turbina, a construção de uma malha tridimensional que delimita o domínio de influência do vento sobre a turbina, a configuração da simulação desde as características do fluido até as interfaces do

domínio, a resolução numérica do problema, a apresentação dos resultados e a validação. Karthikeyan (2015) realizou um levantamento dos perfis de aerofólios, com número de Reynolds abaixo de 500.000, adequados aos projetos de turbinas eólicas de pequena escala. Lee *et al.* (2016) apresentou uma técnica de modelagem da turbina eólica, onde o perfil selecionado é disposto tridimensionalmente em várias seções com variação de corda e ângulo de ataque otimizados para cada velocidade de vento relativa ao longo do raio da turbina.

As equações matemáticas que regem o problema em estudo, assim como o modelo de turbulência, devem ser definidos para a realização da análise CFD. Sanderse *et al.* (2011) apresentaram diferentes técnicas CFD para modelagem matemática do rotor e da esteira aerodinâmica de turbinas eólicas. Os autores demonstraram as equações gerais, os modelos de turbulência e as configurações de condições de contorno para problemas aerodinâmicos. Rocha *et al.* (2014) realizaram uma investigação computacional enfatizada na calibração de modelo de turbulência utilizado em uma turbina eólica de eixo horizontal de pequeno porte. Também Abrar *et al.* (2014) e Cai *et al.* (2016) apresentaram as equações matemáticas para a modelagem de estudos aerodinâmicos com características semelhantes.

As etapas de construção de malha, da configuração da simulação, da resolução numérica e da apresentação dos resultados constituem, de forma geral, a análise computacional da fluidodinâmica. Uma revisão sobre as técnicas computacionais para estudos aerodinâmicos e aeroelásticos foi realizada por Hansen *et al.* (2006). Na mesma linha, Wang *et al.* (2016) fez uma revisão sobre as modelagens aeroelásticas de pás de turbinas eólicas, utilizando uma classificação para as principais técnicas utilizadas. Estes dois trabalhos perfazem uma importante referência para os pesquisadores que desejam utilizar-se de simulações numéricas para o desenvolvimento de turbinas eólicas.

Maizi *et al.* (2018) analisaram a ponta da pá de uma turbina eólica de eixo horizontal de pequeno porte de modelo NREL Fase VI. Os autores utilizaram métodos computacionais aerodinâmicos e aeroacústicos para reconhecer o fluxo no entorno da pá da turbinas e buscar minimizar a emissão de ruído, especialmente oriundo da ponta. Para a investigação, utilizaram três diferentes configurações de ponta de pá a fim de conhecer o efeito deste elemento sobre a emissão de ruído em uma turbina. Os modelos utilizados foram nominados como Convencional (ponta de corte reto), Referência (modelo arredondado, típico de uma turbina eólica) e Tubarão (que se assemelha a barbatana de um tubarão). O formato Tubarão apresentou o melhor resultado, com 7% de redução do ruído, porém com diminuição da potência em 3%.

Vários trabalhos se concentram no estudo do corpo da pá, por ser este o elemento mais importante de uma turbina. Singh *et al.* (2012) utilizaram um perfil aerodinâmico de baixo número de Reynolds, projetado para aplicações em pequenos aerogeradores de eixo horizontal, visando obter a melhor performance na partida e em baixa velocidade de vento. Wang Li *et al.* (2018) propuseram a utilização de um microcilindro posicionado à frente do bordo de ataque da pá de uma turbina eólica de eixo horizontal NREL Fase VI, visando suprimir a separação do fluxo na superfície da mesma. Os autores analisaram a influência de diferentes diâmetros e posições do microcilindro no desempenho da turbina, concluindo que o elemento contribui para a supressão da separação de fluxo ao tempo que aumenta o torque. Bai *et al.* (2017) investigaram a separação laminar sobre a superfície da pá de uma turbina eólica por meio de experimento e simulação, concluindo que a separação laminar se move em direção à borda de saída da pá a medida que a relação de velocidade de ponta (λ) aumenta. Abrar *et al.* (2014) realizaram modificação no design da lâmina de uma microturbina eólica de eixo horizontal comercial visando obter viabilidade para aplicação em área urbanas de Bangladesh, onde a velocidade de vento não é alta suficiente para aplicação de uma turbina convencional. Cai *et al.* (2016) utilizaram como referência para seus estudos a geometria de uma turbina eólica comercial projetada pela NEG Micon e Vestas, analisando a influência do fluxo instável na região que envolve a pá no desempenho aerodinâmico da turbina. O trabalho considerou ainda o cisalhamento do vento, a sombra da torre e o movimento da guinada do rotor.

Lee *et al.* (2016) desenvolveram um importante trabalho sobre a melhoria de desempenho aerodinâmico, comparando dois modelos de pá de turbina eólica de eixo horizontal. O primeiro modelo consistiu em uma pá convencional, projetada por meio da teoria momento de elemento de pá (BEM), e o segundo modelo tratou-se de uma pá de perfil reto e de corda constante. Ambos os modelos foram construídos utilizando o perfil de aerofólio SD8000 devido a excelente relação sustentação/arrasto para números de Reynolds baixos, fazendo com que a turbina adquira maior coeficiente de potência. Para o estudo foram realizados experimentos em um túnel de vento de circuito fechado, onde os dois modelos em tamanho real foram testados visando a obtenção do coeficiente de potência. Os modelos de turbina foram fabricados em plástico ABS e usinados em máquina CNC (Comando Numérico Computadorizado). Os parâmetros de velocidade do vento de entrada, torque resultante, coeficiente de sustentação, coeficiente de arrasto e coeficiente de potência foram mensurados. Os testes foram realizados para velocidades de vento de entrada de 8 m/s e 10 m/s, com relação de velocidade de ponta variando de 0 a 8. Os resultados experimentais obtiveram o máximo

coeficiente de potência do modelo de pá convencional no valor de 0,464 para $\lambda = 5,90$, quando a velocidade de vento foi de 8 m/s, e de 0,469 para $\lambda = 5,61$, quando a velocidade de vento foi de 10 m/s. Para a pá do tipo reta, o máximo coeficiente de potência atingido foi de 0,300 para $\lambda = 5,08$, para velocidade vento igual a 8 m/s e 10 m/s. Dessa forma, os resultados indicaram que o modelo de pá convencional possui o coeficiente de potência máximo 54,7 % maior do que o da pá modelo reta, para velocidade de 8 m/s, e 56,3 % maior para velocidade de vento de 10 m/s. Os autores também realizaram simulações numéricas por meio software comercial de fluidodinâmica computacional FLUENT, que faz parte do pacote soluções Ansys. Para as simulações foram utilizados os modelos de turbulência Spalart-Allmaras e Transporte de Tensão de Cisalhamento (*Shear-Stress Transport - SST $k-\omega$*), visando resolver as equações de Navier-Stokes com média de Reynolds (RANS). As turbinas em estudo foram simuladas para número de Reynolds na faixa de 1×10^5 a 3×10^5 . Os autores realizaram ainda um estudo de independência de malha para simulações 2D e 3D, visando encontrar o melhor valor de y^+ (utilizado para obter o comprimento da camada limite) para os modelos de turbulência. Também um estudo do número de células da malha foi realizado para estabelecer uma solução independente. O coeficiente de potência foi obtido em função da relação de velocidade de ponta, variando de 0 a 8, para velocidades de vento de 8 m/s e 10 m/s. O máximo valor do coeficiente de potência da pá convencional foi de 0,473 para $\lambda = 5,24$, quando a velocidade de vento era de 10 m/s. A pá reta obteve o coeficiente de potência máximo de 0,300 para $\lambda = 5,24$ e velocidade de vento de 10 m/s. Os resultados das simulações foram comparados aos experimentais e apresentaram boa concordância.

Heikal *et al.*. (2018) investigaram a tecnologia de lentes de vento para aplicação em turbinas eólicas de eixo horizontal, visando a melhoria do desempenho destas. Os autores realizaram estudos numéricos, por meio do software de CFD Ansys FLUENT, e utilizaram resultados experimentais realizados anteriormente para validação. O objeto analisado consistiu em um difusor envolto na turbina eólica onde um flange foi empregado no lado de entrada do vento. O estudo numérico foi realizado para investigar os efeitos do ângulo de inclinação e da profundidade do flange difusor no desempenho da turbina e apresentou resultados compatíveis com os dados experimentais. O aumento percentual máximo do coeficiente de potência, ocasionado pela utilização do flange difusor, foi de 28,0 % quando $\lambda = 5,6$ e $\phi = 10,0^\circ$.

Notadamente, as pesquisas ao longo dos anos têm abordado o desenvolvimento da pá, da ponta da pá, da nacele, da torre, de difusores e concentradores, assim como a influência desses elementos na performance das turbinas eólicas. O *hub* e o leme (dispositivo direcionador

no formato de leme) não têm sido observados no que tange aos estudos de desempenho das turbinas eólicas de eixo horizontal, particularmente quanto às aquelas de pequena escala. Cada trabalho contempla uma parte importante para o campo das tecnologias de turbinas eólicas e dos métodos da fluidodinâmica computacional e, conseqüentemente, para a melhoria da performance desses equipamentos. Dessa forma, as proposições apresentadas neste trabalho buscam complementar os trabalhos anteriores, por meio da realização de estudos aerodinâmicos do *hub*, visando com que o mesmo contribua na captação da energia do vento, adicionando torque ao eixo da turbina. Dessa forma, a pesquisa se justifica pela contínua necessidade de aprimoramento dos equipamentos de extração de energia dos ventos, de forma que possa tornar viável sua aplicação nas mais diversas regiões do país.

1.2. Objetivos

1.2.1. Objetivo geral

O objetivo geral deste trabalho é analisar a influência da geometria do *hub* no desempenho aerodinâmico de uma turbina eólica de eixo horizontal de pequeno porte, comparando a performance dos Modelos 01, 02, 03 e 04, que adotam variações geométricas do *hub*, com um modelo de referência baseado na turbina de geometria convencional de Lee *et al.* (2016), nominada Modelo BEM.

1.2.2. Objetivos específicos

O presente trabalho propõe-se a investigar perspectivas pouco estudadas, ao se debruçar para projetos aerodinâmicos de turbinas eólicas de pequeno porte no que tange, principalmente, ao desenvolvimento do *hub*. Desse modo, busca somar-se as pesquisas anteriores, analisando e desenvolvendo equipamentos eólicos para aplicações residenciais, comerciais, rurais ou outros, no que tange a micro e minigeração distribuída. Assim sendo, visa sua aplicação nas regiões do interior do nordeste brasileiro ou de condições semelhantes, de modo a contribuir com a democratização da energia elétrica e seus benefícios. De forma específica, este estudo tem como objetivos:

- Reproduzir a modelagem da turbina eólica de eixo horizontal de pequeno porte (Modelo BEM), desenvolvida por Lee *et al.* (2016) por meio de simulações numéricas e experimentação, e utilizá-la como Modelo Referência para os estudos aerodinâmicos deste trabalho;

- Desenvolver um método computacional próprio, seguindo as mesmas características e especificações do estudo de Lee *et al.* (2016), utilizando o Modelo Referência da turbina;
- Realizar um estudo de convergência de malha da turbina Modelo Referência, fixando no valor de $\lambda = 5,9$;
- Com o modelo computacional e a turbina desenvolvidos, obter a curva característica do Coeficiente de Potência (C_P) em função da Relação de Velocidade de Ponta (λ) da turbina Modelo Referência;
- Comparar os resultados de desempenho obtidos da turbina Modelo Referência com as simulações e experimentação de Lee *et al.* (2016), de modo a realizar a validação numérica e física do método proposto;
- Após o método CFD ser validado, construir uma turbina eólica com base na pá da turbina Modelo Referência, realizando um prolongamento da pá a partir da base da turbina, para ser utilizado como Modelo 01;
- Efetuar o levantamento da curva $C_P \times \lambda$ da turbina Modelo 01;
- Construir um segundo modelo da turbina, com as mesmas características das pás anteriores, e utilizando um *hub* com corpo de formato cilíndrico e bordo de ataque esférico, a ser adotado como Modelo 02;
- Obter o levantamento da curva $C_P \times \lambda$ da turbina Modelo 02;
- Construir um terceiro modelo da turbina, com as mesmas características das pás anteriores, e utilizando um *hub* com formato de acordo com o perfil aerodinâmico Eppler 863, sendo este o Modelo 03 de turbina;
- Desenvolver e modelar uma nova concepção de *hub*, com design que favorece a captação de vento, onde o formato é composto pelo perfil aerodinâmico Eppler 863 com canais helicoidais entre as pás consecutivas, sendo este o Modelo 04;
- Fazer o levantamento da curva $C_P \times \lambda$ da turbina Modelo 04;
- Realizar o estudo comparativo entre as turbinas Modelo 01, 02, 03 e 04, com àquela adotada como Modelo Referência, e verificar as variações de performance entre as mesmas.

1.3. Escopo do trabalho

No capítulo seguinte, os fundamentos teóricos que dão suporte a metodologia da pesquisa são apresentados. Inicialmente são introduzidos o estudo do potencial eólico brasileiro e o desenvolvimento da energia eólica no Brasil. Em seguida o panorama atual da energia eólica é apresentando e sendo complementado com a visão particular da micro e da minigeração distribuída, destacando cada fonte de geração. Posteriormente, uma visão geral das informações meteorológicas de três estações mostra as condições de vento da mesorregião do Vale do Jaguaribe. São vistos também, os conceitos gerais que regem as turbinas eólicas, destacando

aquelas de eixo horizontal e, por fim, é abordada a tecnologia de estudos fluidodinâmicos computacionais (CFD), base para este trabalho.

No Capítulo 3, a metodologia utilizada para a realização da pesquisa é demonstrada em detalhes. Primeiramente, são apresentadas as geometrias dos modelos de turbina a serem utilizados e, na sequência, as geometrias das regiões dos domínio e subdomínios em estudo. O método aplicado a modelagem tridimensional dos modelos de turbina, assim como dos domínios, é evidenciada na continuação do capítulo. No final, o estudo fluidodinâmico é desenvolvido desde a construção e preparação das malhas, passando pelas configurações do estudo, até a solução numérica do escoamento.

No Capítulo 4, os resultados do estudo CFD são apresentados e discutidos. No início, um estudo de independência de malha foi realizado visando obter-se a menor quantidade de elementos de malha sem que os resultados fossem significativamente influenciados. Num segundo momento, os campos de pressão e velocidade são discutidos para cada modelo de turbina. Posteriormente as curvas do coeficiente de potência em função da relação de velocidade de ponta são também apresentados para cada modelo. Por fim, uma comparação de desempenho entre as configurações de turbina é realizada por meio das curvas $C_p \times \lambda$.

Por último, no Capítulo 4, as conclusões do trabalho são apresentadas. Neste capítulo são apontados os pontos positivos do método desenvolvido, assim como dos modelos de turbina eólica propostos. São apresentadas, também, as sugestões para os trabalhos futuros.

2. Fundamentos teóricos

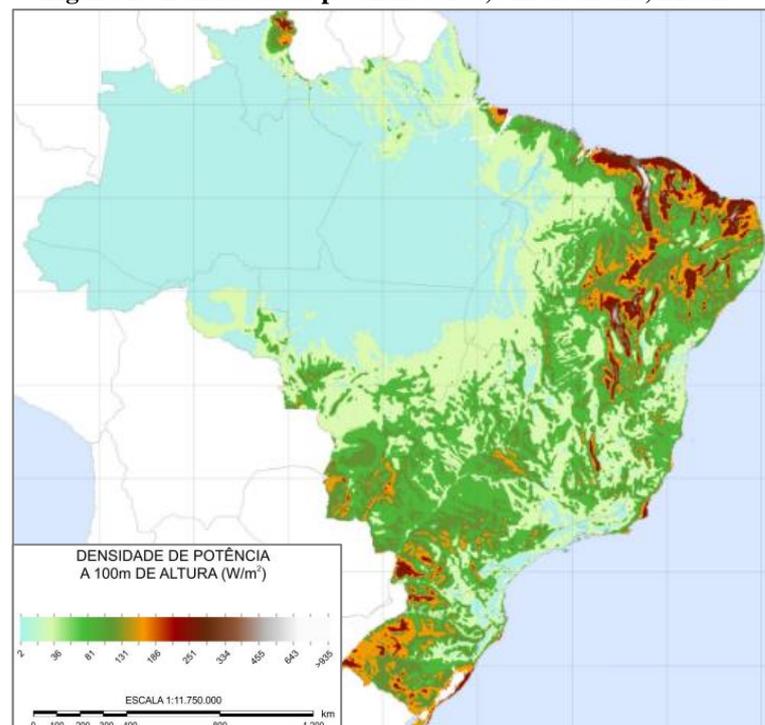
2.1. O estudo do potencial eólico brasileiro

Segundo o Ministério de Minas e Energia - MME, para o fortalecimento do setor eólico no Brasil, é de fundamental importância a consolidação de dados meteorológicos consistentes e confiáveis (MME, 2001). Esse conhecimento é objeto de estudos e inventários desde a década de 70 no país, sendo revelado de forma lenta, mas progressiva. Em 1976-77, um dos primeiros estudos dessa natureza foi realizado pelo Instituto de Atividades Espaciais, através do processamento de dados anemométricos de aeroportos brasileiros, apontando a viabilidade para aplicações de equipamentos de pequeno porte isolados e como sítios promissores para exploração da energia eólica o Litoral do Nordeste e Arquipélago de Fernando de Noronha. Em 1987, a Companhia Hidroelétrica do São Francisco - CHESF concluiu um inventário do potencial eólico da região Nordeste, através de dados anemográficos de estações a 10,0 m de altura. A Eletrobrás (1979) elaborou o primeiro “Atlas Preliminar do Potencial Eólico Nacional” em 1979, culminando, através do aprofundamento e continuidade da pesquisa, no “Atlas do Potencial Eólico Nacional” (ELETROBRAS, 1988). Este atlas apontava que o litoral brasileiro e áreas do interior favorecidas por relevo e baixa rugosidade seriam os pontos de maior potencialidade eólica do país (MME, 2001). No entanto, os dados destes atlas eram comprometidos por não considerarem a influência da rugosidade e dos obstáculos próximos, visto a complexidade desse tipo de análise, o que foi possível posteriormente devido a evolução da computação e das ferramentas computacionais aplicadas a este tipo de estudo.

O Ministério de Minas e Energia apresentou que simulações computacionais trouxeram uma nova perspectiva para o estudo do potencial eólico brasileiro. O uso dessas tecnologias permitiu análises mais aprofundadas dos dados anemométricos, obtendo resultado mais precisos e confiáveis. Os primeiros estudos com base na computação foram feitos pela CHESF em 1996 para análise do litoral do Ceará e do Rio Grande do Norte e utilizando-se de medições específicas dos ventos. Em 1999, a Companhia Paranaense de Energia - COPEL publicou o “Mapa do Potencial Eólico do Estado do Paraná”, estimando um potencial de geração de energia elétrica em 5,8 TWh/ano em locais com velocidades de vento superior a 6,5 m/s. Já utilizando medições anemométricas mais precisas e simulações computacionais, em 2000 a Secretaria de Infraestrutura do Estado do Ceará elabora o “Atlas do Potencial Eólico do Estado do Ceará”, para alturas de 50,0 m e 70,0 m, revelando potencial estimado de 12,0 TWh/ano e 51,9 TWh/ano, respectivamente.

A consolidação dessas informações e a utilização de tecnologia precisa para aquisição e tratamento de dados, culminaram na elaboração do “Atlas do Potencial Eólico Brasileiro” no ano de 2001 (MME, 2001). O documento constitui-se de dados sobre velocidade média, direção, regime e sazonalidade do vento, servindo de suporte confiável para a pré-avaliação quanto a instalação de parques eólicos no território nacional. Para uma altura de 50,0 m, onde velocidades de 7,0 m/s são observadas, estima-se um potencial de geração de energia elétrica no Brasil de 272,2 TWh/ano, sendo a metade vinda somente da região Nordeste (144,3 TWh/ano). Para tanto, seriam necessárias instalações de 143,5 GW, o que corresponderia a quase 50 mil turbinas eólicas de 3,0 MW. Segundo a Organização Mundial de Meteorologia, as condições geográficas para obter-se velocidades de vento igual a 7,0 m/s, a uma altura de 50,0 m, só estão disponíveis em cerca de 13,0 % da superfície terrestre, sendo menos de 1,0 % no território brasileiro. Em 2017, o MME elaborou uma nova versão do atlas com simulações executadas em 2013. Dessa vez, foi utilizada uma complexa modelagem numérica em supercomputador, gerando informações sobre os ventos para alturas de 30,0, 50,0, 80,0, 100,0, 120,0, 150,0 e 200 m, que são mais adequadas aos equipamentos eólicos atuais e em desenvolvimento. O referido Atlas disponibiliza, de forma inédita, toda a base de dados consolidados e georreferenciados em ambiente web para livre consulta (MME, 2017). Na Figura 2 é apresentado o mapa de densidade de potência do vento para uma altura de 100,0 m.

Figura 2 - Densidade de potência à 100,0 m de altura, Brasil.



Fonte: MME (2017).

2.2. Desenvolvimento da energia eólica no Brasil

Desde os tempos mais antigos, assim como ocorrera com a energia hidráulica, a humanidade usa a energia eólica para benefício próprio, utilizando-se das forças dos ventos para impulsionar embarcações, bombear água, moer grãos e outras aplicações de natureza mecânica (ANEEL, 2005). Para geração de eletricidade, as primeiras tentativas ocorreram apenas no final do século XIX, com o escocês James Blyth, e somente em meados do século posterior surgem as primeiras turbinas em escala de megawatts, nos Estados Unidos (MME, 2016). A partir de 1973, com o grande aumento internacional do preço do petróleo, e até meados dos anos 80, os Estados Unidos colocaram em prática um programa pioneiro de pesquisa e desenvolvimento. Esse programa, em parceria com a Administração Nacional da Aeronáutica e Espaço - NASA (*National Aeronautics and Space Administration*), culminou em muitas das tecnologias para turbinas multi-megawatts utilizadas até hoje. Também na década de 70 a primeira turbina eólica comercial ligada a rede elétrica foi instalada na Dinamarca.

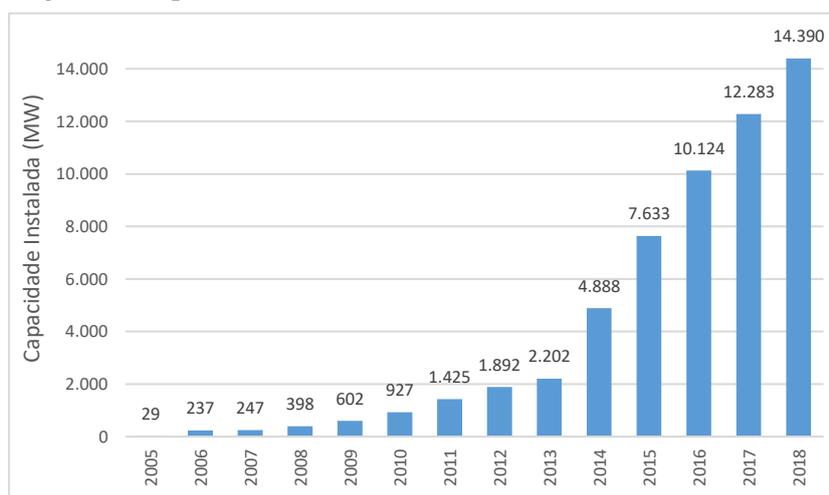
A utilização da energia dos ventos para geração de eletricidade em território brasileiro começou apenas no início da década de 90, quando uma turbina de 75,0 kW foi instalada em Fernando de Noronha - PE, funcionando até hoje (ANEEL, 2005). Em 2001 uma nova turbina foi instalada no arquipélago, suprimindo, em conjunto com a primeira, cerca de 25,0 % da necessidade de eletricidade local. Já a Central Eólica da Taíba, localizada em São Gonçalo do Amarante - CE, foi a primeira a atuar como produtor independente no Brasil. A central possui 5,0 MW de potência instalada e teve início de suas operações no ano de 1999, segundo a ANEEL. Neste mesmo ano, também no Ceará, a Central Eólica da Prainha iniciou sua atividade com capacidade de 10,0 MW, tornando-se a maior do Brasil na época. Ainda nesse período outros empreendimentos eólicos foram sendo instalados, como: Central Eólica de Palmas - PR (2,5 MW), Central Eólica de Mucuripe - CE (com potência instalada inicial de 1,2 MW, foi desativada em 2000 e posteriormente reativada com potência de 2,4 MW), Central Eólica de Olinda - PE (utilizada para testes e experimentações) e Central Eólica de Bom Jardim - SC (0,6 MW), entre outras.

Após os primeiros empreendimentos de sucesso ao longo da década de 90 e já com uma importante base de conhecimento sobre o potencial eólico do país, o Brasil se depara com a necessidade de ampliar rapidamente sua oferta de energia elétrica. Esta necessidade viria para acelerar a oferta de energia elétrica de modo diminuir o risco de déficit que, no início do século, ultrapassava a margem dos 10,0 %, segundo o MME (ELETROBRAS, 2000). Como uma das ações governamentais para aumento da oferta de energia, foi criado em 2002 o Programa de

Incentivo a Fontes Alternativas - PROINFA, com o objetivo de subsidiar projetos de biomassa, de pequenas centrais hidroelétricas e de eólicas (DUTRA e SZKLO, 2006). O programa criado através da Lei 10.438/2002, garantia a contratação de 3.300,0 MW entre as modalidades em sua primeira fase, impulsionando a energia eólica de 28,0 MW instalados em 2002 para 1.422,0 MW a mais em 2008. “Em sua segunda fase, o PROINFA estipula regras para a participação destas fontes renováveis de energia forneça 10,0 % de toda a demanda de energia elétrica no Brasil [...]” num prazo de 20 anos, segundo Dutra e Szklo (2006). O programa também estipula que 90,0 % dos equipamentos sejam nacionalizados gerando, dessa forma, empregos e diversificação da matriz energética nacional, ao passo que reduziria as importações.

Através do PROINFA o Brasil pode alavancar sua produção de eletricidade através da energia eólica, galgando um lugar significativo no cenário mundial. Hoje, o país ocupa a nona colocação no ranking mundial de capacidade eólica instalada acumulada. O ranking é formado por China (211,4 MW), Estados Unidos (96,7 MW), Alemanha (59,6 MW), Índia (35,1 MW), Espanha (23,1 MW), Reino Unido (21,0 MW), França (15,3 MW), Brasil (14,7 MW), Canadá (12,8 MW), Itália (9,3 MW) e Resto do Mundo (7,8 MW) (GWEC, 2019). Na Figura 3 a seguir é apresentada a evolução da capacidade eólica instalada no Brasil ao longo dos anos.

Figura 3 - Capacidade eólica instalada acumulada, Brasil - 2005 à 2018.



Fonte: MME (2019).

2.3. Panorama atual da energia eólica no Brasil

A capacidade eólica instalada no Brasil está distribuída nas áreas litorâneas e em parte do interior do país. A potência total acumulada de 14,4 MW contabilizadas até 2018, representa um incremento de 2.107,0 MW em relação ao ano anterior. O total instalado

corresponde a 430 parques compostos por mais de 6.000 turbinas eólicas (IEA, 2019). A indústria eólica brasileira envolve o emprego de mais de 160 mil pessoas e representa investimentos na ordem de U\$ 22,8 bilhões acumulados até o ano de 2016. O Sistema de Informações Georreferenciadas do Setor Elétrico - SIGEL da ANEEL apresenta, na Figura 4 abaixo, a distribuição de todos os parques eólicos em operação no Brasil, atualizadas até dezembro de 2017.

Figura 4 - Parques eólicos em operação no Brasil, 2017.



Fonte: ANEEL (2017).

Complementarmente, na Tabela 1 é apresentado o ranking de capacidade instalada e números de parques eólicos por estado brasileiro, indicando que sete dos nove estados da Região Nordeste estão entre aqueles de maior capacidade atualmente.

A capacidade eólica registrada até 2018, indica que a indústria dos ventos tem se tornado cada vez mais significativa para a produção de eletricidade no Brasil. As informações fornecidas pela ANEEL, esquematizadas no Fluxo de Energia Elétrica (MME, 2018), expõe que a energia eólica compreende 7,6 % de total de energia elétrica produzida no país, num total de 48,5 TWh/ano produzidos através dos ventos, como apresentado na Figura 5. O fluxo

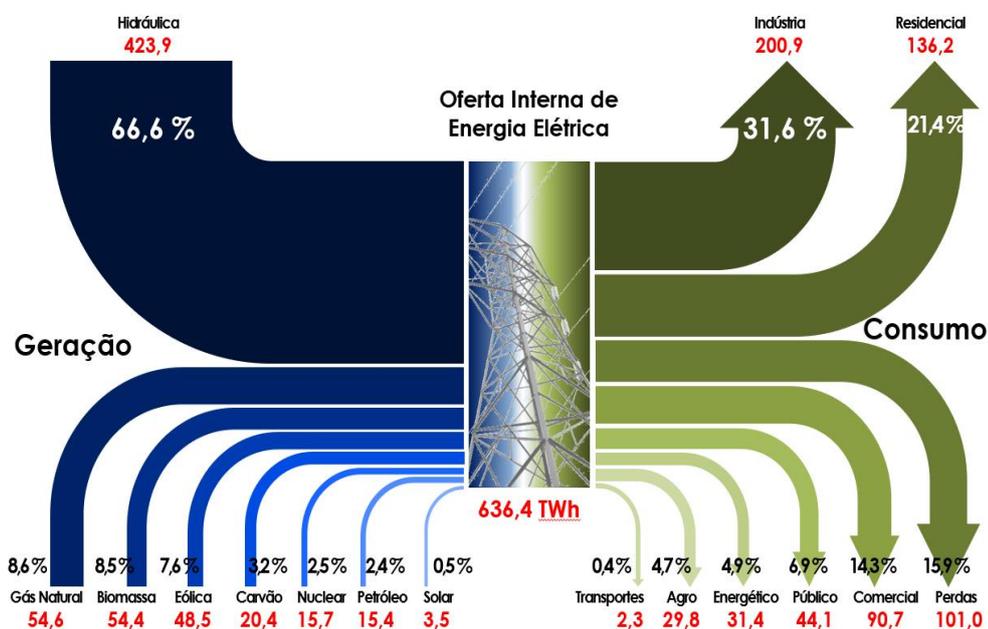
demonstra também que houve grande aumento em relação ao ano anterior, quando a energia eólica representava 5,4 % da matriz de geração de eletricidade brasileira, com 33,5 TWh de energia em 2017 (MME, 2018).

Tabela 1 - Capacidade instalada por estado brasileiro - 2018 (MW) .

Estado	Capacidade Instalada	Número de parque eólicos
Rio Grande do Norte	3.888	157
Bahia	3.525	168
Ceará	2.055	81
Rio Grande do Sul	1.832	81
Piauí	1.619	60
Pernambuco	784	35
Maranhão	275	16
Santa Catarina	245	16
Paraíba	157	15
Sergipe	35	1
Rio de Janeiro	28	1
Total	10.740	430

Fonte: ANEEL (2018).

Figura 5 - Fluxo de eletricidade - Balanço Energético Nacional 2019/Ano base 2018.



Fonte: MME (2018).

Existem ainda mais 130 novos empreendimentos eólicos em construção com potência total outorgada no valor de 2.934,0 MW, além de mais 102 com a construção não

iniciada, que acrescentará mais 2.245,0 MW na capacidade total instalada no país, segundo a ANEEL (2018). Essa perspectiva levará o Brasil a um patamar de 17.435,0 MW de capacidade total instalada para os próximos anos, podendo galgar posições no ranking mundial de produção eólica, como aponta a ANEEL.

2.4. A micro e a minigeração distribuída

A geração distribuída é caracterizada pela instalação de centrais geradoras de pequeno porte próximo ao próprio local de consumo e interligada à rede elétrica existente (ANEEL, 2016). Geralmente esse tipo de produção utiliza fontes renováveis como a solar, a eólica, a biomassa e a hidráulica, dentre outras. No entanto, a utilização de combustíveis fósseis também é admitida. Outra característica da geração distribuída é a associação com pequenas unidades consumidoras, como as residenciais, comerciais, rurais ou mesmo industriais, embora consumidores maiores possam também ser incluídos. As principais vantagens que a geração distribuída traz ao sistema elétrico é o adiamento de investimentos em expansão dos sistemas de geração, transmissão e distribuição, o baixo impacto ambiental, a diminuição de cargas na rede elétrica, a redução de perdas do sistema, a diversificação da matriz energética e a associação a fontes renováveis de energia.

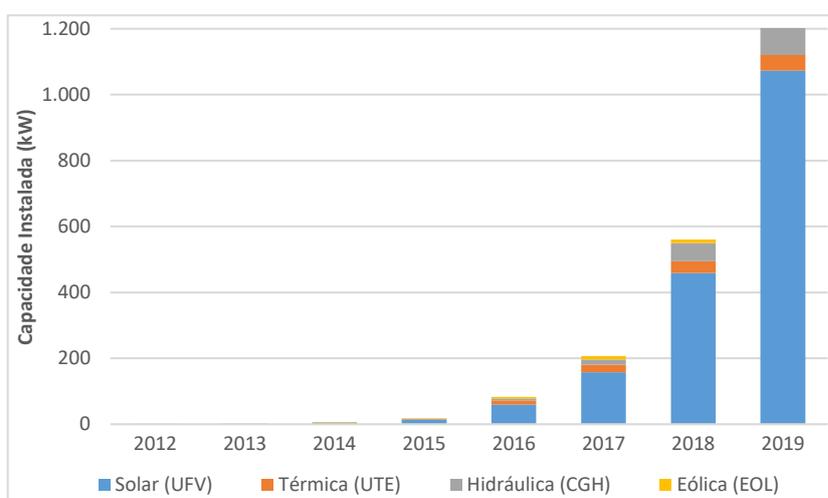
Com a implementação da Resolução Normativa ANEEL N° 482/2012 e suas revisões, o consumidor brasileiro passa a ter a possibilidade de gerar energia elétrica de forma total, parcial ou superior ao seu consumo, e podendo fornecer o excedente para a rede de sua localidade. A geração distribuída é classificada em microgeração distribuída e minigeração distribuída. A microgeração distribuída é definida pela “[...] central geradora de energia elétrica, com potência instalada menor ou igual a 75,0 kW e que utilize cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, ou fontes renováveis de energia elétrica, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras”. Já a minigeração distribuída possui as mesmas características da minigeração, mas com potência instalada superior a 75,0 kW e menor ou igual a 5.000,0 kW (5,0 MW).

A referida resolução traz também a importante inovação com o sistema de compensação. O sistema de compensação permite que a unidade geradora disponibilize para a rede sua produção excedente de energia de um determinado mês, ficando com créditos que podem ser utilizados em até 60 meses após os mesmos terem sido gerados. Também é implementado o autoconsumo remoto, onde um cliente que possua outras unidades como

titular, dentro da mesma distribuidora, possa ter o sistema de geração em apenas um local e abater o consumo das demais. Outra inovação oriunda da resolução é a “[...] possibilidade de instalação de geração distribuída em condomínios (empreendimentos de múltiplas unidades consumidoras), onde a energia gerada pode ser repartida entre os condôminos em porcentagens definidas pelos próprios consumidores”. A geração compartilhada também é permitida para que diversos consumidores se unam em um consórcio ou cooperativa, instalem em uma central geradora e utilizem a energia gerada entre os participantes. Não obstante, os custos da disponibilidade oferecida pela distribuidora continuam a serem pagos pelo consumidor de baixa tensão, assim como os custos de demanda contratada continuarão a faturados para consumidores conectados em alta tensão.

Com esse aparato regulatório, o crescimento da capacidade instalada de energia elétrica utilizando geração distribuída seria iminente. Por outro lado, considerando que o investimento para a instalação da central geradora é de responsabilidade do consumidor, o alto custo dos equipamentos é um fator impeditivo para a disseminação da micro e da minigeração. Obviamente, a própria procura para instalações de centrais geradoras, incentivada pelas recentes regulamentações, induzem o mercado a diminuir os preços dos equipamentos. Dessa forma, o desenvolvimento da geração distribuída no Brasil, por tipo de fonte geradora, é ilustrada na Figura 6. Destaca-se que, somente no último ano, um acréscimo de 117,4 % foi estabelecido nesta modalidade de geração.

Figura 6 - Capacidade instalada de geração distribuída no Brasil, por fonte - 2014 à 2019



Fonte: ANEEL (2019).

2.5. Visão geral sobre as condições de vento

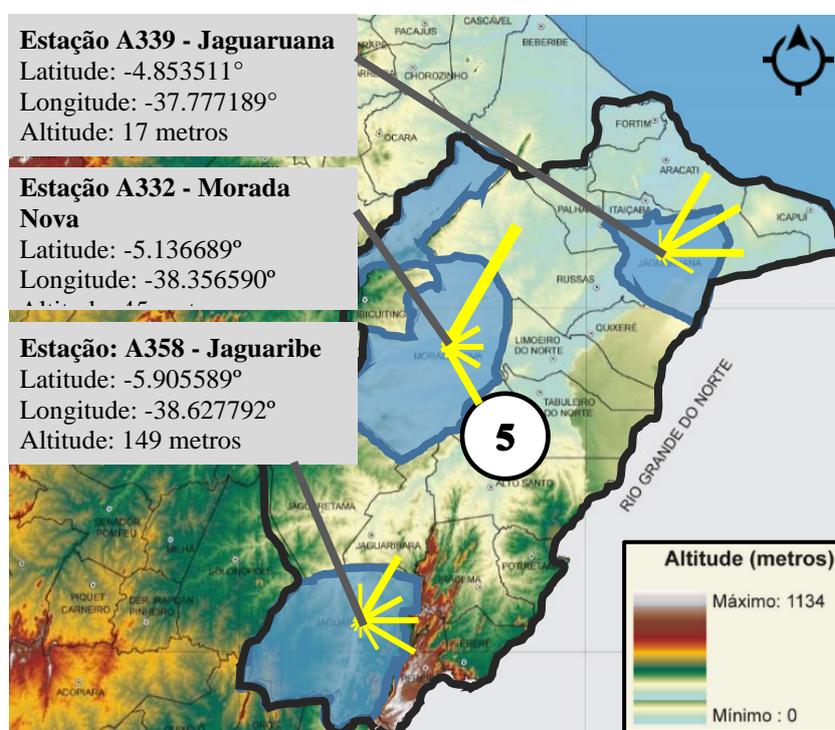
O estudo da viabilidade para aplicação de turbinas eólicas é uma parte importante do processo de implantação desse tipo de tecnologia. Um breve levantamento das condições de vento é realizado para a Mesorregião Geográfica do Jaguaribe - CE - Brasil (macrorregião 5), entre as Microrregiões do Baixo e Médio Jaguaribe (IPECE, 2017). A Mesorregião do Jaguaribe compreende as microrregiões do Litoral de Aracati, do Baixo Jaguaribe, do Médio Jaguaribe e da Serra do Pereiro, segundo o Instituto de Pesquisa e Estratégia Econômica do Ceará - IPECE. Três cidades foram selecionadas para a compreensão da dinâmica dos ventos da região, distribuídas em três pontos entre os 180 km que vão desde o litoral de Aracati até a parte mais ao sul do médio Jaguaribe. As três cidades foram escolhidas por representarem pontos geográficos importantes: uma mais ao norte, próxima ao litoral (cidade de Jaguaruana - CE); uma mais ao sul, próxima a região do açude Castanhão (cidade de Jaguaribe - CE) e; outra num ponto médio entre as anteriores (cidade de Morada Nova - CE).

Para o estudo dos ventos da região adotada foram utilizados os dados das Estações Meteorológicas Automáticas (EMA) A339 - Jaguaruana, A332 - Morada Nova e A358 - Jaguaribe, como indicado na Figura 7. As estações automáticas do INMET possuem sensores de temperatura, umidade, pressão atmosférica, precipitação, direção e velocidade dos ventos, radiação solar em torres de 10,0 m (INMET, 2011). Segundo o mesmo, essas estações são “[...] Instrumentos de coleta automática de informações ambientais locais (meteorológicas, hidrológicas ou oceânicas) [...]” (INMET, 2011). Completa ainda que essas estações possuem seus dados inseridos também num sistema mundial de telecomunicação da Organização Meteorológica Mundial - OMM, possuindo um código de identificação. A coleta de dados analógicos é feita em amostragens a cada 5,0 s, sendo o valor instantâneo considerado como a média de 1,0 min. Para as variáveis de vento (direção e velocidade) os sensores realizam medidas a cada 0,25 s, fazendo a média móvel dos últimos 3,0 s e enviando as informações para a EMA a cada 1,0 s. Na estação, médias de 10,0 min e as rajadas serão calculadas e integralizadas a cada 1,0 h, para serem enviadas à sede da instituição onde são validados através de controle de qualidade (INMET, 2011). O INMET fornece esses dados através de seu portal organizando-os como informações em planilhas eletrônicas, onde médias calculadas a cada uma hora são disponibilizadas para cada estação.

Os dados utilizados inicialmente foram dos anos de 2015 e 2016 e novos dados dos anos 2017 e 2018 foram solicitados junto ao órgão. Esses dados foram analisados no software WAsP *Climate Analyst (Wind Atlas Analysis and Application Program)*. O método foi usado

por Mengelkamp (1999) que investigou uma área de terreno complexa na Alemanha central, demonstrando que os cálculos para a produção de energia anual de 46 turbinas eólicas se assemelham com o real. Também Bilir *et al.* (2015) utilizaram dados de doze meses de quatro estações diferentes para caracterizar a velocidade de vento da capital da Turquia, onde foi averiguada a viabilidade de utilização de turbinas eólicas de pequeno porte para unidades familiares. O software também foi mencionado pelo Centro de Pesquisas de Energia Elétrica - CEPTEL, no Atlas do Potencial Eólico Brasileiro, como uma ferramenta robusta para análises dos ventos de uma determinada região (MME, 2001).

Figura 7 - Mesorregião do Jaguaribe (região 5), apresentado as cidades de Jaguaruana, Morada Nova e Jaguaribe.



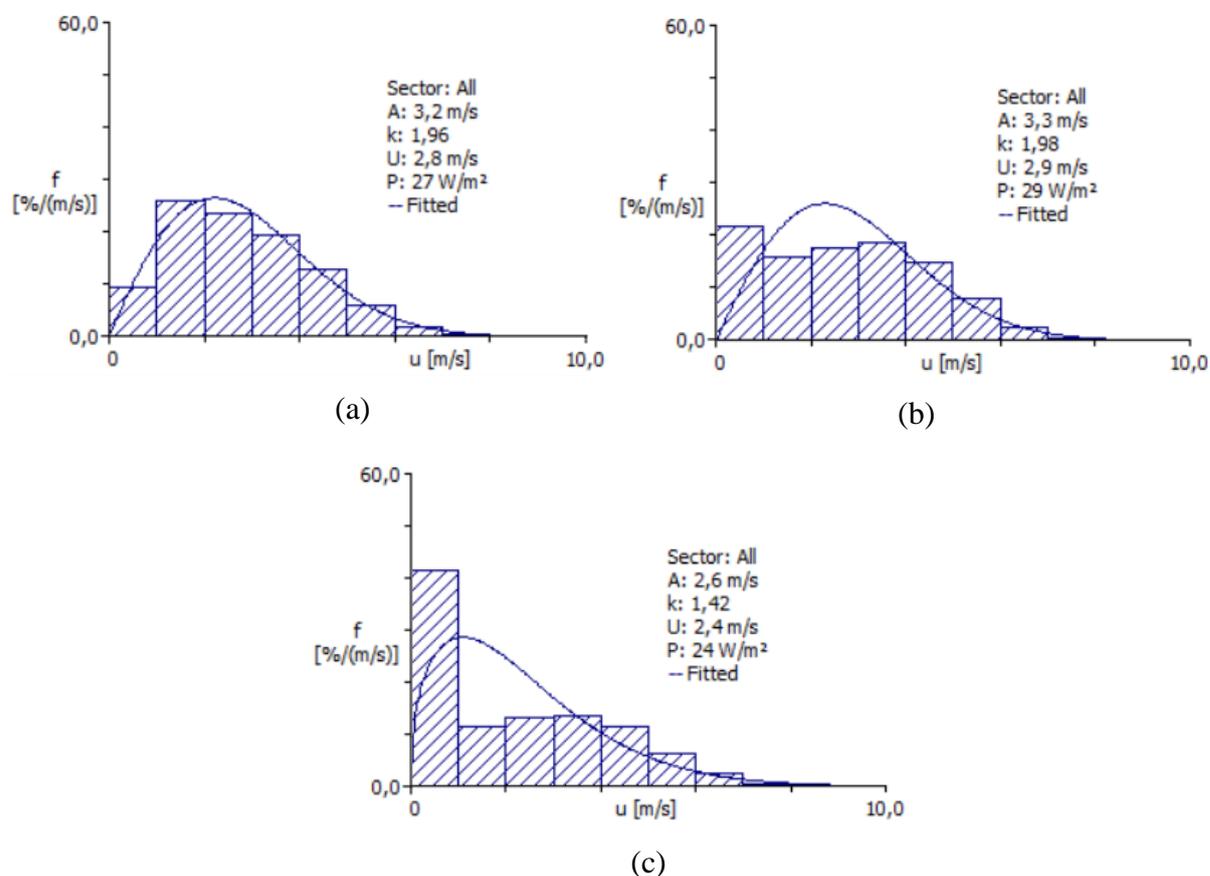
Fonte: Adaptado de IPECE (2017).

No software, cada estação pode ser cadastrada individualmente através de suas coordenadas geográficas, assim como os instrumentos de medição de cada uma delas, para os quais os dados serão importados. Neste trabalho, os dados de direção e velocidade do vento foram tratados em planilha eletrônica para serem convertidos em formato reconhecido pelo software e posteriormente importados para o mesmo. Os resultados podem ser apresentados com filtragem de período de 1,0 h ou até o histórico completo de dados.

Com os dados de direção e velocidade inseridos no software, os resultados gerados podem descrever várias perspectivas sobre as condições climáticas do local estudado. Neste estudo, as condições de vento são selecionadas e podem apresentar-se de dois modos: o clima de vento médio observado (OMWC - *Observed Mean Wind Climate*) e o clima de vento extremo observado (OEW - *Observed Extreme Wind Climate*). O OMWC descreve o nível médio global de recursos eólicos disponíveis, enquanto que o OEW descreve a magnitude dos ventos mais fortes (DTU, 2014). Utilizando o OMWC, com a intenção de conhecer os recursos eólicos, pôde-se obter os histogramas de frequência de velocidade de vento das estações em estudo, para o período de 01 de janeiro de 2015 a 31 de dezembro de 2018.

Os dados da Figura 8 apresentam a frequência em que uma determinada velocidade de vento que ocorre durante o período analisado. Pode ser visto, por exemplo, que na estação A-358 a faixa de velocidade de vento de maior ocorrência foi de 1,0 a 2,0 m/s, com 33,8 %. Para fins de exploração eólica, o desejável é que as maiores velocidades sejam mais frequentes, reunindo assim uma maior potência para ser explorada.

Figura 8 - Histograma das frequências da velocidade de vento na região: (a) Estação A358-Jaguaribe; (b) Estação A332-Morada Nova e; (c) Estação A339-Jaguaruana.

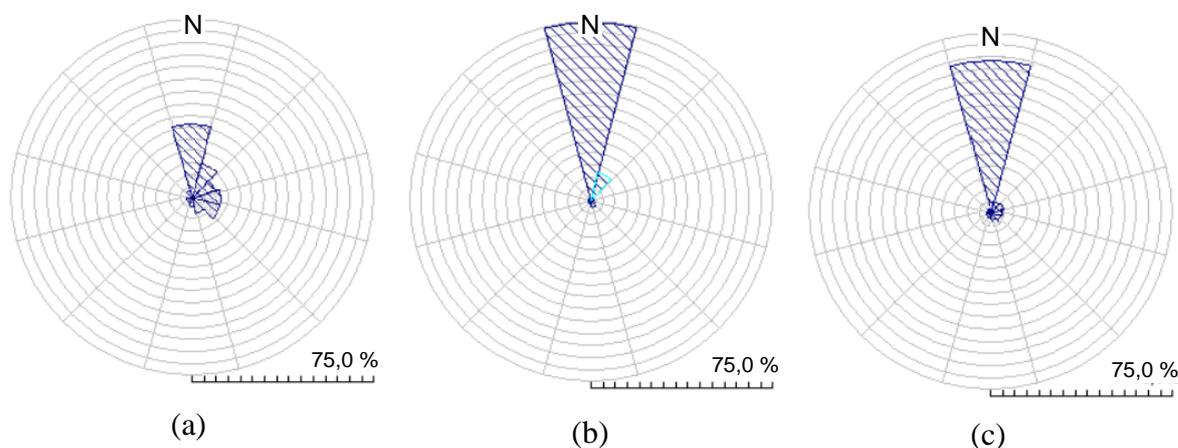


Fonte: Elaborado pelo autor.

No relatório do *WAsP Climate Analyst* é possível obter-se a frequência de ocorrência de uma faixa de velocidade de vento, os valores de Weibull (A e k), o valor médio da velocidade do vento (U), a densidade de potência (P) e a qualidade do ajuste de Weibull (DTU, 2014). As distribuições reais da velocidade do vento local são obtidas a partir de séries temporais aleatórias (AL-HASAN e NIGMATULLIN, 2003). Como alternativa a trabalhar com grande quantidade de dados de vento, utilizam-se modelos probabilísticos para modelar as curvas de frequência de velocidade de vento (SILVA, GUEDES, *et al.*, 1999). A expressão conhecida como Distribuição de Weibull é uma distribuição biparamétrica muito utilizada na análise de dados sobre energia eólica. Na prática, considerando que algumas regiões possuem regimes de vento bem peculiar, nem sempre a distribuição de Weibull se ajusta ao histograma da velocidade de vento. A qualidade métrica do histograma é definida pela sua aproximação com uma determinada curva de distribuição de Weibull correspondente. O parâmetros $|A|$ e $|k|$ da distribuição de Weibull se referem ao fator de escala e fator de forma, respectivamente.

Por meio do software utilizado, é também possível obter a direção característica do vento de uma determinada região. Na Figura 9 são ilustradas as direções de incidência do vento nas localidades em estudo. Como é observado, o fluxo de vento é oriundo predominantemente da direção norte, que é a direção do litoral. Na estação A-358, 31,1 % dos ventos vem da direção norte, enquanto na estação A-332 74,0 % vem dessa direção e na estação A-339 é de 63,0 %. Observa-se que a estação A-358, na cidade de Jaguaribe, os ventos possuem uma variação maior da direção, o que pode ser explicado devido a presença de elevações próximas a cidade.

Figura 9 - Direção de vento predominante: (a) Estação A358-Jaguaribe; (b) Estação A332-Morada Nova e; (c) Estação A339-Jaguaruana.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Observam-se que as três localidades analisadas apresentaram baixa velocidade média de vento anual, assim como baixa densidade de potência. É natural esperar que isso aconteça, considerando a pouca elevação das estações meteorológicas, em relação ao solo, para efetuar a medição dos dados, como ilustrado na Figura 7. O fato é que a rugosidade e orografia (nuances do relevo) de uma região causam fortes influências sobre a disponibilidade de vento. Exatamente por isso, a implantação de grandes turbinas eólicas são consideradas para alturas acima de 50,0 m, onde a rugosidade não causa influência significativa. Já para turbinas eólicas de pequeno porte, pode haver viabilidade de utilização com o desenvolvimento de equipamentos mais eficientes, tanto no que tange a mecânica quanto a elétrica. Também o desenvolvimento de materiais e processos mais baratos, que mantenham as mesmas características de resistência e durabilidade, pode aumentar a viabilidade e a facilidade de acesso à energia eólica, principalmente para geração distribuída.

2.6. As turbinas eólicas

A convecção é um tipo de transferência de energia que acontece quando um fluido, como ar ou água, entra em contato com uma superfície de temperatura maior, Segundo Halliday *et al.* (2016). A da parte do fluido em contato com a superfície mais quente tende a equilibrar sua temperatura com a mesma, ficando também mais quente, o que faz com que se expanda e fique menos densa. Como a parte do fluido expandida é mais leve que as demais que a cerca, por estarem mais frias, a força do empuxo a faz subir. Logo, o fluido mais frio escoar para tomar o lugar do fluido mais quente que subiu, ocorrendo esse processo indefinidamente. A convecção está presente em diversos processos naturais, desempenhando um papel fundamental na formação de padrões climáticos globais. Esses sistemas de convecção formam os ventos, devido as diferenças de temperatura entre as camadas de ar, ocasionadas pelas diferentes temperaturas na superfície da terra. Uma massa de ar com alta pressão atmosférica ou baixa temperatura se move na direção de uma região de baixa pressão, gerando os ventos verticais. Os ventos verticais também ocorrem quando a camada de ar próxima a superfície da terra se aquece, ficando mais leve, e ao deslocar-se para cima é substituída pela camada de ar fria que desce. Quando o volume de ar que sobe é substituído pelos volumes de ar que encontram-se nas regiões vizinhas, ocorrem os ventos horizontais.

A energia disponível nos volumes de ar que se deslocam pode ser convertida para outros tipos de energia, como a elétrica, a mecânica e etc. A potência disponível no vento é dada pela equação:

$$P_W = \frac{1}{2} \rho \cdot A \cdot V_W^3, \quad (1)$$

em que P_W é a potência disponível no vento, ρ é a densidade do ar, A é a área de varredura do rotor da turbina eólica e V_W é a velocidade do vento.

A turbina eólica é a máquina que converte a energia disponível no vento em outro tipo de energia (MANWELL, MCGOWAN e ROGERS, 2009). O desenvolvimento da energia eólica iniciou-se no Egito antigo, em 3000 a.C, onde as primeiras embarcações foram criadas com a utilização de velas para ganhar movimento por meio da energia dos ventos (TAJNE, 2015). Em 2000 a.C., os chineses utilizavam-se de moinhos para bombear água. No período de 500 a 900 d.C., os persas desenvolveram moinhos para moagem de grãos e criaram as primeiras concepções de parques eólicos. De 1100 a 1700 a energia eólica foi difundida pela Europa por meio da utilização de moinhos de vento para moagem de grãos e bombeamento de água. A energia dos ventos era convertida exclusivamente em energia mecânica até 1887, quando o escocês James Blyth utilizou um moinho para geração de eletricidade. Em 1941, a primeira turbina do mundo em escala de megawatt foi colocada em operação em Vermont nos Estados Unidos. Em 1971, na Dinamarca, o primeiro parque eólico *offshore* iniciou seu funcionamento. Nos tempos atuais, o foco da energia eólica está voltado para o desenvolvimento de equipamentos cada mais maiores e com melhores performances. Dessa forma, faz-se necessário o desenvolvimento de geometrias de turbinas mais otimizadas, materiais mais resistentes e baratos, equipamentos elétricos com melhores rendimentos e melhores sistemas de transmissão para a interligação dos vários sistemas de geração de energia.

A performance de uma turbina eólica é normalmente caracterizada pela quantidade de energia que a sua geometria consegue extrair dos ventos (MANWELL, MCGOWAN e ROGERS, 2009). A relação entre a quantidade de energia que a turbina consegue extrair do vento e a energia disponível neste é chamada de Coeficiente de Potência e pode ser obtida por:

$$C_P = \frac{P_T}{P_W}, \quad (2)$$

em que C_P é o coeficiente de potência e P_T potência extraída pela turbina.

A velocidade do vento, ao passar pela turbina, diminui de intensidade, visto que a turbina extraiu parte da energia disponível. Logo, o pensamento lógico é que se a velocidade do vento, após passar pela turbina, for igual a zero, então implica que a turbina extraiu toda a sua energia. No entanto, se isso ocorresse, significaria que o fluxo de ar foi interrompido, o que

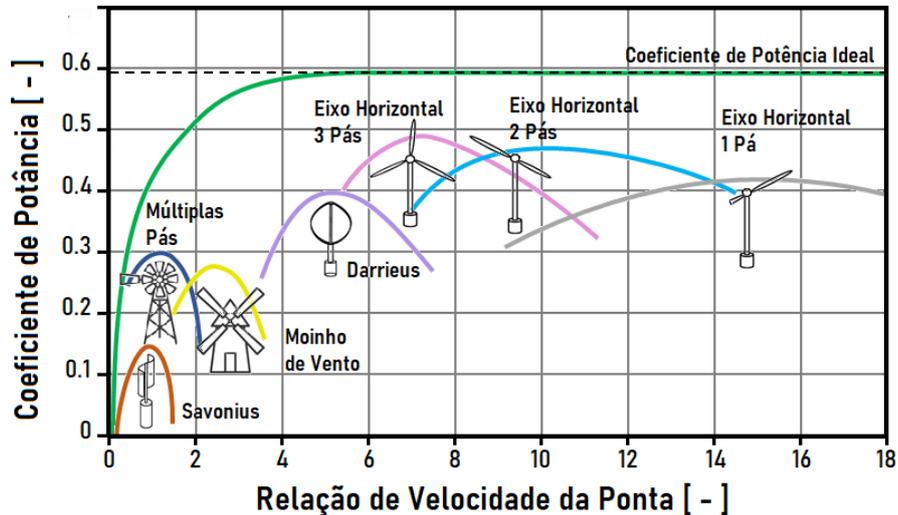
implicaria em uma potência nula (PUC-RIO, 2019). Por outro lado, se a velocidade do vento, após passar pela turbina eólica, for igual ao valor de entrada, significa que o vento não foi perturbado, também implicando em uma potência extraída nula. A velocidade de fluxo referente a máxima potência extraída é um valor médio entre a velocidade do vento antes da turbina e a velocidade do vento após a mesma (BURTON, JENKINS, *et al.*, 2011). Dessa forma, se o velocidade do vento após a turbina for muito baixo, significa o fluxo de ar foi reduzido, implicando na diminuição da potência extraída. Logo, percebe-se que há um limite de extração da energia disponível no vento. Esse limite é conhecido como Limite de Betz e ocorre quando o coeficiente de potência atinge seu valor máximo igual a $16/27$ ou 59,26 % (LEE, SHIAH e BAI, 2016). A eficiência geral de uma turbina eólica é uma função do coeficiente de potência do rotor e da eficiência mecânica e elétrica da mesma (MANWELL, MCGOWAN e ROGERS, 2009). Na prática, as melhores turbinas de eixo horizontal modernas disponíveis no mercado conseguem extrair um máximo de 45,0 % da energia disponível do vento, segundo Manwell, McGowna e Rogers (2009).

Existem vários tipos de turbina eólica, podendo ser classificadas conforme a posição do seu eixo de rotação (horizontal ou vertical), ou de acordo com a posição do rotor em relação a nacele (a montante ou a jusante), ou pelo tipo predominante de força atuante (arrasto ou sustentação), entre outras. Dentre as turbinas eólicas de eixo horizontal podem ser citadas como exemplo as turbinas de uma, duas ou três pás, as de múltiplas pás do tipo americana, as Savonius cruzada, a com difusor ou concentrador, dentre outras (MANWELL, MCGOWAN e ROGERS, 2009). Já os tipos mais comuns de turbinas eólicas de eixo vertical são as do tipo Savonius, as do tipo Darrieus e as combinadas do tipo Savonius/Darrieus, dentre outras.

Cada modelo de turbina deve possuir suas características construtivas próprias que vai fazer com que apresente maior ou menor dificuldade para extrair a energia do vento. De forma geral, os modelos de turbinas eólicas existentes podem ser comparados por meio da curva características do Coeficiente de Potência em função da Relação da Velocidade na Ponta. Na Figura 10 são apresentados os principais tipos de turbinas eólicas com suas curvas características gerais, para fins de comparação. Cada tipo de turbina pode sofrer variações em sua curva de desempenho em favor das peculiaridades do projeto das mesmas. Por exemplo, duas turbinas eólicas de eixo horizontal de três pás, construídas com o mesmo perfil de aerofólio, com diâmetro de do rotor igual a 1,0 m e com o mesmo tipo de *hub*, podem possuir uma curva característica diferentes em virtude da mudança da distribuição dos tamanhos das cordas dos perfis e da posição do ângulo de ataque. Devido a estes fatores, que se faz importante

o aprofundamento das pesquisas visando conseguir o equipamento eólico de melhor otimização para as condições climáticas de uma determinada região.

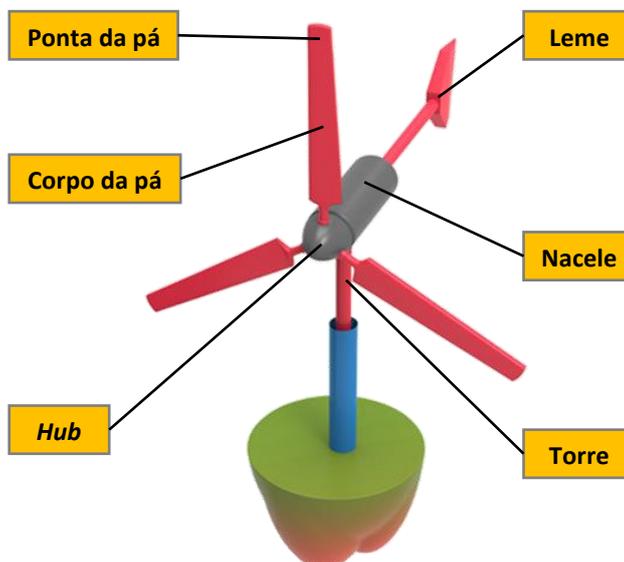
Figura 10 - Gráfico do Coeficiente de Potência (C_p) em função da Relação de Velocidade da Ponta da Pá (λ).



Fonte: Ford (2013).

Os elementos que compõem uma turbina eólica varia conforme o tipo de turbina utilizado. Por exemplo, uma turbina de eixo horizontal pode apresentar elementos que não se fazem necessários para o funcionamento de uma turbina de eixo vertical. Também, componentes de uma turbina de grande porte, nem sempre são viáveis às turbinas de pequeno porte. Dessa forma, aqui serão abordados os principais elementos de uma turbina eólica de eixo horizontal, especificamente aquelas de pequeno porte, objeto deste estudo. Assim sendo, as partes constituintes desse tipo de turbina podem ser divididas e partes mecânicas e partes elétricas. No que tange ao detalhamento dos componentes mecânicos, a turbina pode ser constituída pelo sistema de transmissão mecânico, pelos os dispositivos de controle de posição da pá, que modificam seu ângulo de ataque, pelos dispositivos de posicionamento da turbina, de modo a mantê-la sempre na direção do vento, e os componentes aerodinâmicos e estruturais. Os componentes aerodinâmicos, objetivos deste trabalho, são apresentados na Figura 11. O principal componente aerodinâmico para extração da energia dos ventos é a pá. A ponta da pá também pode ser considerada uma parte de seu corpo e é também de fundamental importância para o desempenho de uma turbina. O *hub*, elemento principal de análise da presente pesquisa, comumente não é usado como elemento de extração de potência do vento, no entanto, também causa alguma influência do desempenho total turbina se não for projetado de forma adequada.

Figura 11 - Partes de uma turbina eólica de eixo horizontal de pequeno porte.



Fonte: Adaptado de ANEEL (2016).

2.7. Fluidodinâmica computacional

Um profissional de engenharia ou um projetista tem a sua disposição, para o desenvolvimento de um projeto ou para a análise de um determinado problema, métodos analíticos, métodos numéricos e experimentação em laboratório (MALISKA, 2014). “Os métodos analíticos e os métodos numéricos formam a classe dos métodos teóricos, pois ambos objetivam resolver as equações diferenciais que formam o modelo matemático”, segundo Maliska (2014). Os métodos analíticos são aplicados a problemas cujas geometrias são simples e as condições de contorno são também simples. O método, no entanto, pode ser usado para validar casos limites de modelos numéricos e auxiliar no desenvolvimento de métodos numéricos mais robustos.

Por sua vez, os métodos numéricos podem resolver os problemas físicos mais complexos, com condições de contorno gerais e geometrias igualmente complexas. O método tem ainda a vantagem de apresentar resultados robustos e com muita rapidez, podendo-se se chegar praticamente ao projeto final somente com o uso do computador. Dessa forma, a experimentação em laboratório é utilizada para os ajustes finais do projeto e teste do equipamento em desenvolvimento, deixando de realizar a tarefa repetitiva. A tendência é que experimentações cada vez mais sofisticadas sejam usadas para corroboração de modelos matemáticos e numéricos, na investigação e entendimento de novos fenômenos que ainda necessitam de modelos matemáticos para descrevê-los e na avaliação final de um determinado

projeto (MALISKA, 2014). Com base nisso, conclui-se que é necessário a associação adequada da simulação numérica com os experimentos de laboratório, de forma a resultar em um projeto melhor e mais barato.

Os métodos mais conhecidos para a solução numérica de equações diferenciais são os Métodos de Diferenças Finitas (MDF), Métodos de Volumes Finitos (MVF) e os Métodos de Elementos Finitos (MEF) (MALISKA, 2014). O MDF é empregado na área de mecânica dos fluidos, para geometrias mais simplificadas, utilizando apenas sistemas de coordenadas ortogonais, como o cartesiano, o cilíndrico e o esférico. O MEF é utilizado na área estrutural, na solução de problemas de elasticidade, e pode ser usados para resolução de problemas com geometrias complexas, empregando malhas são estruturada do tipo triangular. Já o MVF volta-se para a resolução de problemas fortemente advectivos, sendo aplicados em problemas de escoamento de fluidos com transferência de calor, por exemplo. Neste método, as equações aproximadas são obtidas através de balanços de conservação em um volume elementar. O método tem a vantagem ainda ser usado com coordenadas generalizadas coincidentes com a fronteira do domínio e ser aplicado em projetos de geometrias extremamente complexas e malhas estruturadas e não-estruturadas.

A fluidodinâmica computacional ou CFD é a análise de sistemas envolvendo escoamentos de fluidos, transferência de calor e fenômenos relacionados (VERSTEEG e MALALASEKERA, 2007). Pode ser vista também como o conjunto das técnicas numéricas para obter a solução de equações matemáticas que descrevem um determinado problema de interesse. O CFD teve origem a partir da combinação da mecânica dos fluidos, de onde as equações que regem o escoamento se originam, e do cálculo numérico, de onde se originam os métodos numéricos para resolver as equações.

A Fluidodinâmica Computacional vem se apresentando como uma solução robusta e eficaz e pode ser usada em aplicações industriais e não industriais tais como: aerodinâmica de aeronaves, veículos e turbinas eólicas, engenharia elétrica e eletrônica, ambiente externo e interno dos edifícios, meteorologia, dentre outras. A vantagem principal dos métodos CFD é a possibilidade de executar uma série de análises e testes em equipamentos diversos sem a necessidade de fabricação de um modelo para cada variação. Dessa forma, uma grande economia de tempo e recursos é possível de se obter no desenvolvimento de produtos, podendo comparar os resultados obtidos com os de outros tipos de ferramentas. Com a ferramenta é possível executar testes extremamente complexos e ao mesmo tempo econômico, rápido e completo. Os avanços de equipamentos computacionais e das interfaces homem-máquina,

transformaram viável a utilização dessas ferramentas de estudos fluidodinâmicos computacionais. Os custos de investimento de uma célula de análise CFD não são pequenos, mas a despesa total não é tão grande quanto a de uma instalação experimental de alta qualidade.

As ferramentas CFD são estruturadas com base nos algoritmos numéricos que podem resolver o escoamento do fluido. Três elementos principais constituem os pacotes de softwares de CFD: um pré-processador, um solucionador e um pós-processador. No pré-processamento, é inicialmente definida a geometria da região de interesse, chamada domínio, delimitando o espaço onde problema físico será analisado. Na sequência, a discretização espacial é realizada dividindo o domínio em volumes menores, chamados volumes de controle, de modo a obter-se uma malha. Posteriormente, são definidas as equações que governam o problema físico, sendo as equações contínuas transformadas em equações discretizadas, possibilitando que o software realize o cálculo numérico para cada volume de controle. A principal equação a ser resolvida é a equação de transporte da variável de interesse (ESSS, 2016), representada pelo símbolo ϕ . A equação é apresentada abaixo:

$$\underbrace{\frac{\partial}{\partial t} \int_V \rho \phi dV}_{\text{Tempo}} + \underbrace{\oint_A \rho \phi \mathbf{V} \cdot d\mathbf{A}}_{\text{Advectivo}} = \underbrace{\oint_A \Gamma_\phi \nabla \phi \cdot d\mathbf{A}}_{\text{Difusivo}} + \underbrace{\int_V S_\phi dV}_{\text{Fonte}}, \quad (3)$$

Para representar diferentes equações de conservação alteram-se apenas a variável ϕ , o coeficiente de difusão Γ e o termo fonte S . Apesar de ser muito utilizada em análises CFD, não existe solução analítica para a equação, sendo necessário reescrevê-la de forma algébrica e utilizar algum método de discretização. Os métodos de discretização mais conhecidos são o método das diferenças finitas, o método dos elementos finitos e o método dos volumes finitos, sendo este último o mais utilizado em CFD (ESSS, 2016). Ainda no pré-processador são selecionados os fenômenos físicos e químicos, a definição das propriedades do fluido e as especificações das condições de contorno.

No solucionador ocorre a integração das equações governantes do escoamento do fluido sobre os volumes de controle do domínio, a discretização das equações e a solução das equações algébricas por um método iterativo. No pós-processamento os resultados obtidos são apresentados por meio de gráficos de superfície 2D e 3D, linhas de fluxo, rastreamento de partículas, vetores, dentre outros.

A partir do ano 2000, diversos trabalhos de pesquisa começaram a surgir de forma acelerada, seguindo a tendência de crescimento da capacidade eólica instalada no mundo (GWEC, 2016). A fluidodinâmica computacional também começa a ser disseminada de forma mais acelerada. Destaca-se em 2006 o trabalho de Hansen *et al.* (2006) onde realizaram uma revisão abrangente da aeroelasticidade de turbinas eólicas, abordando os métodos aerodinâmicos e estruturais. Quanto aos métodos aerodinâmicos, uma revisão foi realizada sobre a teoria de momento de elemento de pá, dos métodos de vórtice e de painel e das metodologias CFD. No trabalho é discutido ainda métodos para modelagem estrutural de turbinas eólicas, fazendo um acoplamento entre a modelagem aeroelástica e estrutural. Mais tarde, Wang *et al.* (2016) desenvolveram um estudo semelhante, onde são destacadas as metodologias para análises aerodinâmicas e estruturais.

Também em 2008, Wang *et al.* (2008) utilizaram-se da metodologia CFD para otimizar o projeto de uma espécie de concha envolta de uma turbina eólica de eixo horizontal, tendo como objetivo melhorar a captura de energia em condições de baixa velocidade de vento. Com o aparato foi possível aumentar o fluxo de ar em 1,5 vezes com potência aumentada em 2,2 vezes para a mesma área. Experimentos se assemelharam com os resultados obtidos computacionalmente.

No ano de 2011, Sanderse *et al.* (2011) apresentaram uma revisão sobre a fluidodinâmica computacional utilizando diferentes técnicas de modelagem do rotor e da esteira aerodinâmica. Tratou-se inicialmente das equações gerais, dos modelos de turbulência e das condições de contorno. Discutiram avanços recentes na abordagem da modelagem de disco atuador generalizado e do modelo direto, a medida que descreveram a esteira. Diferentes modelos de turbulência foram empregados para estudar os efeitos da esteira aerodinâmica após a turbina. No final, os autores fizeram uma verificação dos métodos para atingir a precisão da malha. Também realizaram uma validação por meio de elaboradas experimentações em túnel de vento dada por Vermeer *et al.* (2003).

Em 2014 Abrar *et al.* (2014) investigaram a viabilidade de usar uma turbina de ventilador comercial com 236,5 mm de diâmetro, como microturbina eólica de eixo horizontal para geração de eletricidade em áreas urbanas de Bangladesh. O trabalho consistiu em aperfeiçoar essa turbina modificando seu design com auxílio da CFD. Posteriormente foram realizadas análises experimentais e numéricas que apresentaram excelente similaridade qualitativa com as análises CFD. A máxima potência elétrica extraída pelo equipamento foi de

1,6 W a uma velocidade de 7,0 m/s e houve o incremento máximo do torque em 55,0 % quando a velocidade de 6,0 m/s foi atingida.

Ainda em 2014, Rocha *et al.* (2014) efetuaram uma investigação computacional enfatizada na calibração de um modelo de turbulência no que diz respeito a capacidade operacional de uma turbina eólica de eixo horizontal de pequeno porte. O coeficiente de potência foi obtido em função da relação de velocidade de ponta para uma turbina de três pás construída e operada na Universidade Federal do Ceará, tendo seu valor máximo atingido em cerca de 14,0 %. O coeficiente de potência obtido numericamente estava em acordo com os resultados experimentais.

Em 2016, Cai *et al.* (2016) demonstraram que o desempenho das turbinas eólicas sofre grande influência do fluxo instável em torno das pás do rotor e que este estudo ainda é mal compreendido devido à física complexa envolvida. O estudo considerou o cisalhamento do vento, o sombreamento da torre e o movimento de guinada através de metodologia CFD para uma turbina real instalada. Concluiu-se que a interação lâmina-torre impôs grande impacto no desempenho da saída de potência.

Também em 2016, Lee *et al.* (2016) realizaram um importante trabalho sobre o ganho de desempenho aerodinâmico de uma pá de turbina eólica de eixo horizontal típica, projetada por meio da teoria de momento de elemento de pá (BEM), em relação a uma pá de perfil reto e de corda constante. Para o estudo foram conduzidos experimentos com túnel de vento, para obter o coeficiente de potência, e simulações numéricas para visualização do campo de fluxo. Tanto o método experimental quanto o numérico demonstraram aumento de 50,0 % do coeficiente de potência da pá típica para a pá de perfil reto.

Obrien *et al.* (2017) conduziram uma revisão sobre o campo de pesquisa aerodinâmica de turbinas eólicas, limitada às turbinas eólicas de eixo horizontal. O foco foi em torno de experimentos recentes da esteira, previsões de esteira por códigos CFD comerciais e tentativas atuais de modelagem estrutural. Para a esteira, a revisão considerou os experimentos realizados em condições controladas em que a corrente livre que chega é perpendicular ao plano do rotor. Anomalias adicionais como cisalhamento do vento, rajadas e transição de guinada não foram consideradas. O levantamento de códigos comerciais 3D também estava focado em modelos de turbinas de eixo horizontal, em condições de fluxo paralelo. O objetivo foi destacar as tendências comuns nos experimentos da esteira e investigar as estratégias de modelagem de CFDs e estruturais para identificar limitações atuais e oportunidades futuras dentro do setor.

Maizi *et al.* (2018) estudaram o efeito da forma da ponta da pá na emissão de ruído de uma turbina eólica de eixo horizontal. Três configurações diferentes de ponta da pá foram testadas usando os métodos computacionais aerodinâmico e aeroacústico. Simulações de fluxo tridimensionais foram realizadas com duas simulações CFD instáveis: Navier-Stokes com média de Reynolds instáveis (URANS) e simulação de redemoinho isolado (DES). Estes métodos são comumente usados para calcular o fluxo de campo em torno de um modelo de turbina de pequena escala com diferentes formas de ponta de pá. A analogia Williams-Hawkins (FWeH) foi usada para prever o som gerado a partir da turbina, e então é validada e comparada com os dados experimentais disponíveis para o modelo de turbina. Em geral, a comparação confirmou uma boa e aceitável concordância entre os resultados do DES e experimentais do ruído. Os resultados indicaram que o uso de uma forma de ponta específica tem uma influência importante e significativa na emissão de ruído, em particular na faixa de alta frequência.

2.8. Considerações finais

Neste capítulo, foi apresentada a fundamentação necessária para o desenvolvimento e aplicação da metodologia proposta no presente trabalho. Foi introduzido o estudo do potencial eólico brasileiro, considerando a evolução histórica e o panorama atual. Também foi retratado o desenvolvimento da energia eólica no Brasil, com base na capacidade instalada, assim como o cenário atual no que tange às usinas instaladas, ranqueamento por estado e contribuição da energia eólica para a matriz energética nacional. Na sequência, o estudo da energia eólica é convergido para a micro e a minigeração distribuída, onde seu fortalecimento é exposto.

Um levantamento das condições de vento de uma região específica é discorrido visando apresentar uma metodologia comumente utilizada. As principais características das turbinas eólicas são retratadas também neste capítulo, principalmente quantos ao elementos que compõem aquelas de porte, adequadas para utilização junto a micro e a minigeração. Por fim, as ferramentas de análises fluidodinâmicas computacionais são apresentadas.

No capítulo seguinte, é desenvolvida a metodologia utilizada para a investigação das turbinas eólicas de eixo horizontal de pequeno porte propostas. Nesse estudo, a Fluidodinâmica Computacional é utilizada visando o entendimento do fluxo de vento que passa pelo entorno da turbina. São utilizados alguns modelos de turbina, com variações de *hub*, de que modo que as análises CFD obtêm as características de desempenho de cada uma delas.

3. Metodologia

Nesta etapa de estudo, foi desenvolvida uma metodologia de análise Fluidodinâmica Computacional para resolver os problemas de escoamento da região do entorno de algumas variações de turbina eólica de eixo horizontal de pequeno porte. O método tomou como base os parâmetros do estudo computacional de Lee *et al.* (2016). Também para a geometria da pá da turbina eólica foi utilizado o estudo de Lee *et al.* (2016) como referência, onde as características da turbina serviram para a construção dos modelos aqui propostos.

3.1. Geometria das turbinas eólicas

O primeiro passo para o estudo de uma turbina eólica é a construção da mesma. O estudo de Vries (1983) intitulado “*On the theory of the horizontal-axis wind turbine*” apresenta as características aerodinâmicas das turbinas eólicas e o processo de conversão aerodinâmica, mostrando a aplicação das leis de conservação através da análise de tubos de fluxo simples e múltiplo. O autor faz também uma revisão sobre os métodos de cálculo para turbinas eólicas de eixo horizontal e método de experimentação e relata que eram necessários dados mais completos e confiáveis sobre o desempenho aerodinâmico de HAWT. Já Wenzel (2007), demonstra que é possível fazer um dimensionamento básico de uma turbina eólica através do uso de um número limitado de equações. O método se baseia na teoria da quantidade de movimento e na teoria de elemento de pá considerando que a mesma possui ângulo de ataque constante em toda a sua extensão e relação mínima entre arrasto e sustentação.

Alguns softwares podem ser utilizados para fazer o dimensionamento preliminar de uma turbina. Vitale e Rossi (2008) fazem uso do software “Zeus Simulador”, de desenvolvimento próprio, que se utiliza da teoria BEM, para simular diversas turbinas eólicas de eixo horizontal comerciais de baixa potência. Considerando o projeto das lâminas essencial para o desenvolvimento de uma turbina, utiliza o software para obter a potência de saída e distribuição de forças ao longo da pá.

Após dimensionamento preliminar da turbina eólica, é necessário a determinação e modelagem da sua geometria e da geometria do domínio. A turbina de geometria convencional investigada por Lee *et al.* (2016), denominada pelos autores Modelo BEM, foi utilizada como referência de desempenho e de validação do método computacional proposto neste trabalho. Isso é válido pois os resultados experimentais de Lee *et al.* (2016) podem ser utilizados como referência segura para o novo método. Os autores fazem um estudo computacional e

experimental sobre o ganho de desempenho aerodinâmico de uma pá de turbina eólica de eixo horizontal típica, em relação a uma pá de perfil reto e de corda constante. A turbina típica otimizada possui o perfil aerodinâmico SD8000 e é projetada por meio da combinação da teoria de momento com a teoria de elemento de pá - BEM (*Blade Element Momentum Theory*). No estudo foram realizados experimentos em túnel de vento e simulações computacionais (CFD) afim de obter a curva do coeficiente de potência em função da relação de velocidade de ponta ($C_p \times \lambda$).

A geometria chamada de domínio é a região de espaço tridimensional no entorno da turbina eólica, que se estende a partir desta até uma determinada distância onde a perturbação das pás ao fluido não apresente variação significativa para o estudo. Dessa forma, para um estudo puramente aerodinâmico, a geometria determinada pelo domínio é a região de interesse para quem irá realizar uma investigação nessa área do conhecimento.

No presente trabalho, foram utilizadas três geometrias principais, que tiveram as performances comparadas entre si e em relação a uma turbina de referência. As geometrias principais possuem a geometria da pá equivalente a geometria da turbina Modelo BEM de Lee *et al.* (2016). A variação entre as geometrias se deu em relação ao modelos de *hub* propostos, objeto principal desta pesquisa. Também uma geometria intermediária foi utilizada para melhor investigação da performance das turbinas principais em relação a de referência. As turbinas investigadas são descritas nas seções seguintes e a relação entre elas é apresentada na Figura 13. De acordo com a construção geométrica de todos os modelos de turbina adotados, a rotação das mesmas se dá no sentido horário.

3.1.1. Turbina Modelo Referência

A turbina Modelo Referência possui as seguintes características:

- Turbina reproduzida com base na Turbina de Lee *et al.* (2016), chamada de pá Modelo BEM, apresentada na Figura 14;
- Possui os perfis aerodinâmicos dispostos tridimensionalmente, alinhados a um eixo imaginário que passa perpendicularmente pelo centroide do perfil aerodinâmico SD8000, conforme é ilustrado na Figura 24;
- Possui variação de corda e de ângulo de ataque, otimizados para cada velocidade relativa de vento ao longo do raio da turbina, de acordo com os parâmetros da Tabela 2 e da Tabela 3;

- Caracterizada pela ausência de um *hub*, possuindo espaço vazio cilíndrico no lugar deste, com diâmetro de 0,20 m;
- Possui uma pequena variação construtiva em relação a turbina com pá do Modelo BEM que acarretará em variações sutis de desempenho. A turbina de Lee *et al.* (2016) possui uma base reta, no diâmetro de 0,20 m, como visto na Figura 12a. Já a turbina Modelo de Referência possui a base desenvolvida sobre um cilindro de diâmetro 0,20 m que corresponde a região do *hub*, como visto na Figura 12b. Esse cilindro será usado para a inserção de diferentes modelos de *hub*;
- Modelo de geometria proporcionará intercambialidade, podendo alternar entre diferentes modelos de *hub* sem a necessidade de modificar a turbina inteira;
- Turbina Modelo Referência completa é apresentada na Figura 15.

Tabela 2 - Parâmetros do rotor da turbina.

	Pá Modelo BEM
Raio da turbina (m)	0,5
Raio do <i>hub</i> (m)	0,1
Comprimento da pá (m)	0,4
Número de pás	3
Perfil de Aerofólio	SD8000
Comprimento de corda (m)	Listado na Tabela 3
Ângulo de posição dos perfis (deg)	Listado na Tabela 3
Relação de velocidade da ponta (λ)	5
Ângulo de ataque (α)	5°
Velocidade de vento (U)	8 m/s

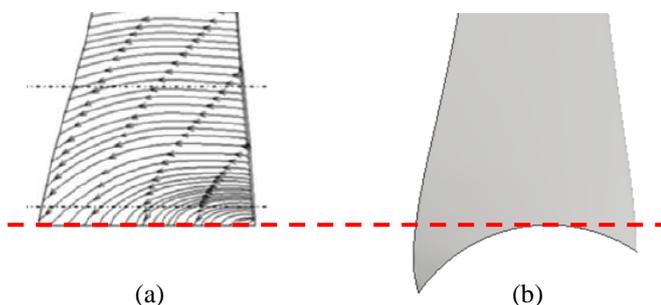
Fonte: Lee *et al.* (2016).

Tabela 3 - Parâmetros de projeto da pá Modelo BEM - Modelo Referência.

Geometria da pá				
Seção	r/R	R	Tamanho de corda (m)	Ângulo de posição (deg)
1	0,20	0,100	0,153	25,0
2	0,29	0,145	0,133	18,1
3	0,38	0,190	0,113	13,6
4	0,47	0,235	0,096	10,5
5	0,56	0,280	0,084	8,2
6	0,64	0,320	0,074	6,5
7	0,73	0,365	0,066	5,2
8	0,82	0,410	0,059	4,1
9	0,91	0,455	0,054	3,3
10	1,00	0,500	0,049	2,5

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

Figura 12 - Base da pá: (a) turbina de modelo BEM de Lee *et al.* e (b) turbina de modelo sem hub deste trabalho.



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

3.1.2. Turbina Modelo 01

Um segundo modelo foi construído, aqui nominado de Modelo 01, que possui as seguintes características construtivas:

- Turbina possui as mesmas características da pá do Modelo Referência, ou seja, também se baseia da geometria da pá da turbina de Lee *et al.* (2016);
- É caracterizada pelo prolongamento da base da pá, de modo que o diâmetro do espaço vazio equivalente ao *hub* apresente o valor de 0,15 m;
- A geometria se faz necessária para garantir que a análise de performance seja distinguida entre o que tange ao prolongamento da pá e ao que tange a inserção dos modelos de *hub* propostos.
- A geometria da turbina Modelo 01 é apresentada na Figura 16.

3.1.3. Turbina Modelo 02

Um terceiro modelo de turbina foi proposto, denominado de Modelo 02, que possui as seguintes características construtivas:

- Turbina possui as mesmas características do Modelo 01, com pá prologada, também se baseando da geometria da pá da turbina de Lee *et al.* (2016);
- É caracterizada pela presença de um *hub* com formato cilíndrico em toda sua extensão, possuindo o bordo de ataque esférico;
- Possui o corpo com diâmetro de 0,15 m;
- Algumas turbinas comerciais de pequeno porte possuem *hub* com esse formato;
- A geometria da turbina Modelo 02 é apresentada na Figura 17.

3.1.4. Turbina Modelo 03

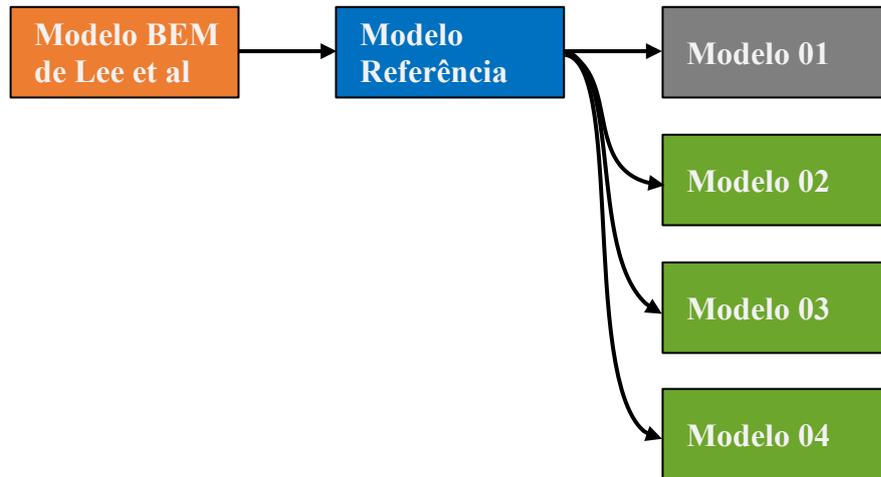
Um outro modelo de turbina foi proposto, denominado de Modelo 03, que possui as seguintes características construtivas:

- Turbina possui as mesmas características da pá do Modelo 01, também se baseando da geometria da pá da turbina de Lee *et al.* (2016);
- É caracterizada pela presença de um *hub* com formato seguindo o perfil de aerofólio simétrico Eppler 863;
- Possui o corpo onde o maior diâmetro possui o valor de 0,15 m;
- As turbinas de pequeno porte atuais possuem características semelhantes ao apresentado neste modelo, ao utilizar-se de um perfil de aerofólio simétrico;
- A geometria da turbina Modelo 03 é ilustrada na Figura 18.

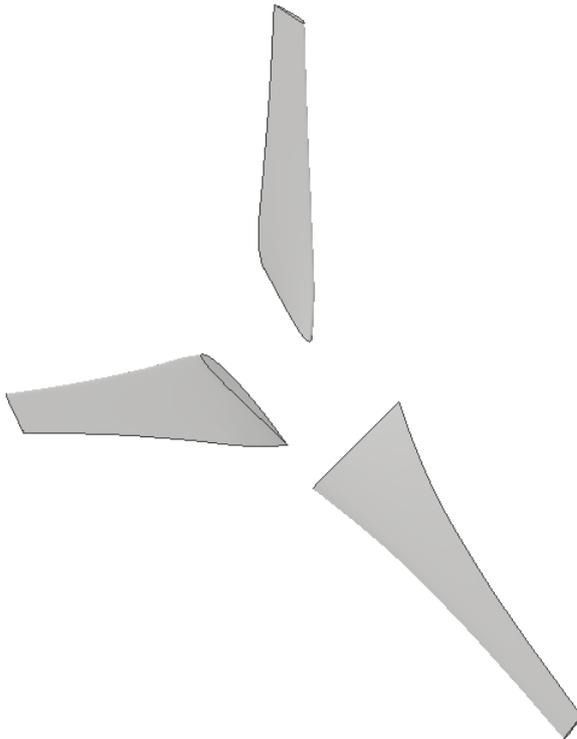
3.1.5. Turbina Modelo 04

O modelo principal de turbina proposto, denominado de Modelo 04, que possui as seguintes características construtivas:

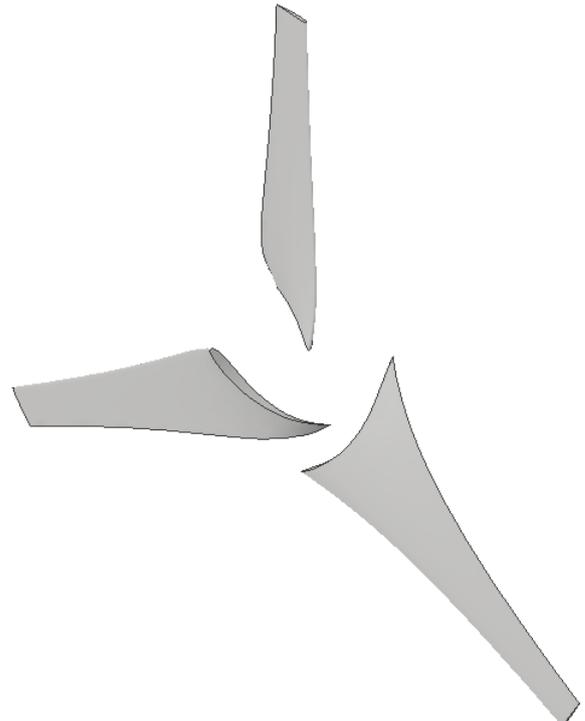
- Turbina possui as mesmas características da pá do Modelo 01, também se baseando da geometria da pá da turbina de Lee *et al.* (2016);
- É caracterizada pela presença de um *hub* otimizado aerodinamicamente, construído com a base de um *hub* com formato do perfil de aerofólio simétrico Eppler 863;
- O *hub* dotado ainda de um canal que conecta, de forma contínua, duas pás consecutivas (intradorso de uma pá com o extradorso da pá subsequente). Esse canal se desenvolve através de uma helicóide em torno do eixo de rotação da turbina;
- Prolongamento das pás até a conexão física direta com o *hub*, tornando-os um elemento contínuo único e onde uma espiral é formada no bordo de ataque;
- Possui o corpo onde o maior diâmetro possui o valor de 0,15 m;
- Esta configuração de geometria é objeto do depósito de patente registrado sob o número INPE BR 10 2019 001426 1;
- A geometria da turbina Modelo 03 é apresentada na Figura 19.

Figura 13 - Modelos de turbina propostos.

Fonte: Elaborado pelo autor.

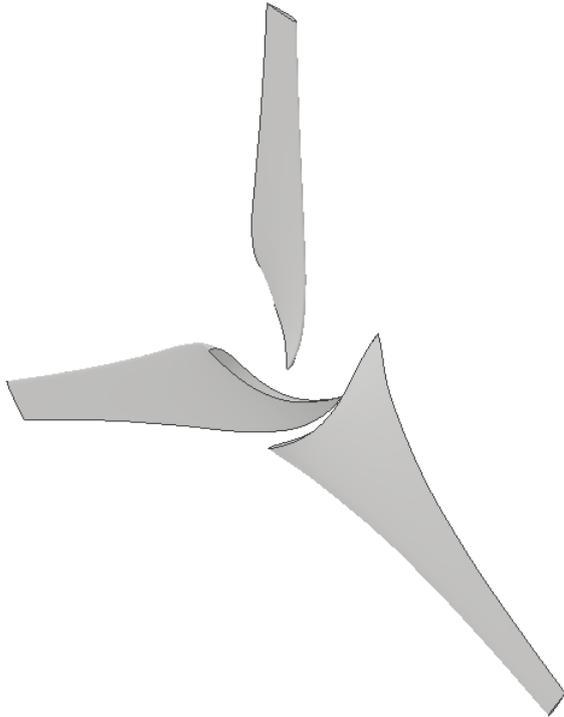
Figura 14 - Turbina Modelo BEM de Lee *et al.* (2016).

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

Figura 15 - Turbina Modelo Referência.

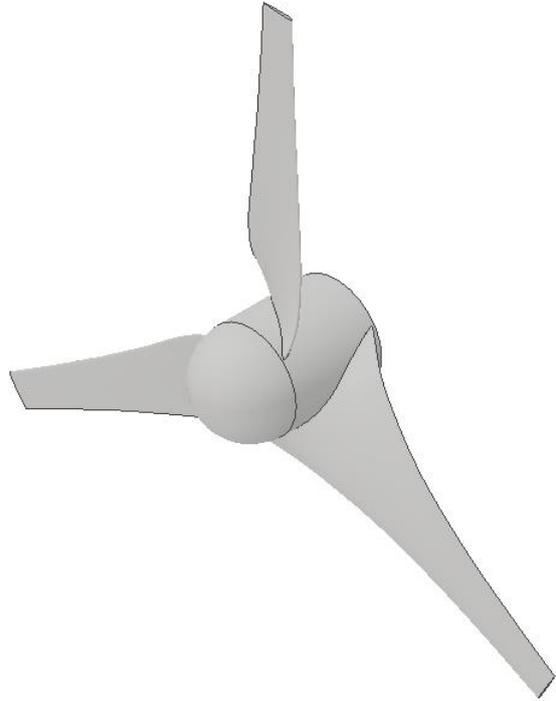
Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 16 - Turbina Modelo 01.



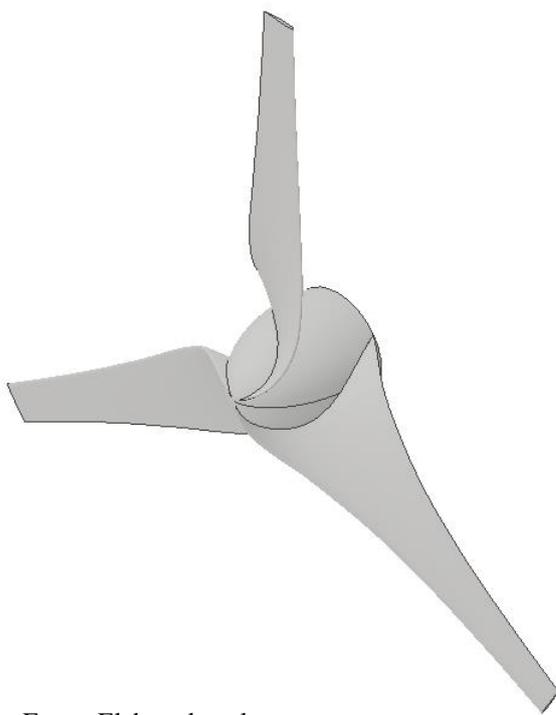
Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 17 - Turbina Modelo 02.



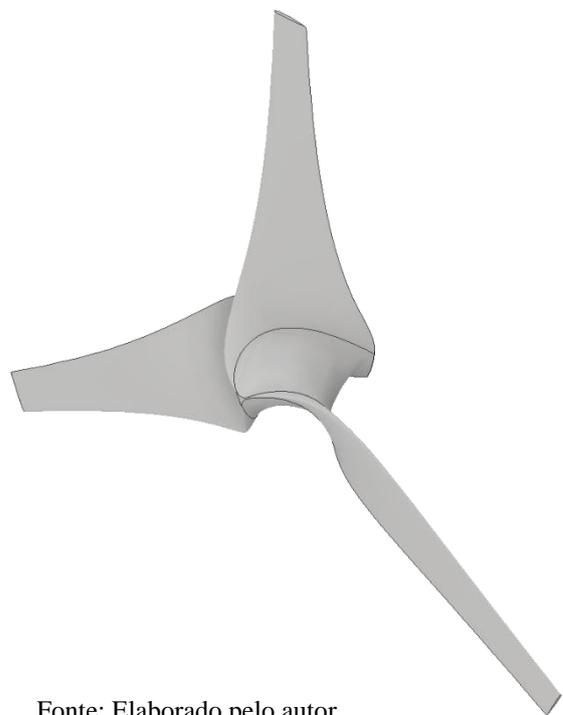
Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 18 - Turbina Modelo 03.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 19 - Turbina Modelo 04.



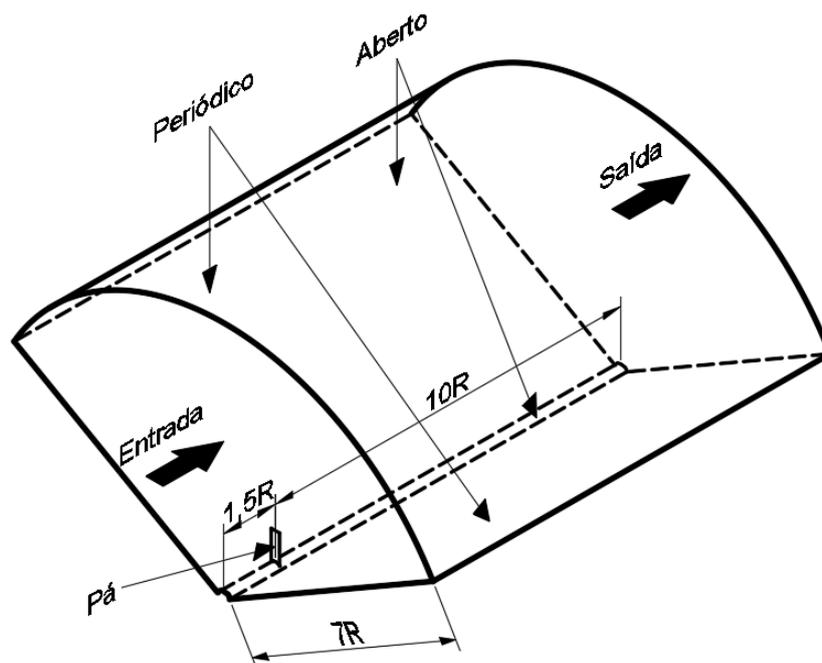
Fonte: Elaborado pelo autor.

3.2. Geometria das regiões dos domínios

Conforme explicitado anteriormente, é necessário que seja delimitada uma região espacial no entorno da turbina eólica, independente do modelo proposto, de modo que seja possível analisar o comportamento do fluido na zona de influência da turbina. Naturalmente, as dimensões da delimitação espacial também dependem dos objetivos do trabalho, do tipo de fluido que se está investigado, dentre outros parâmetros.

A geometria do domínio foi adotada com as mesmas características gerais do domínio desenvolvido no trabalho de Lee *et al.* (2016). Isso foi necessário visando criar uma metodologia de estudo CFD próprio, mas que conservasse as mesmas características físicas no estudo de Lee *et al.* (2016). O domínio do trabalho de referência é composto por um cilindro delimitado em um setor de 120° , com a pá a ser analisada inserida diretamente em seu interior. Dessa forma, as dimensões gerais que foram utilizadas segue o trabalho de referência mencionado e é apresentado na Figura 20. No entanto, algumas particularidades foram incorporadas visando facilitar a as variações geométricas, principalmente quanto ao *hub*. Então, a geometria de domínio proposta nesta metodologia foi desenvolvida de modo que o domínio total fosse dividido em três partes, sendo elas: Domínio *Large*, Domínio *Small* e Domínio *Hub*. A caracterização dessas partes é descrita a seguir.

Figura 20 - Dimensões e características do domínio.



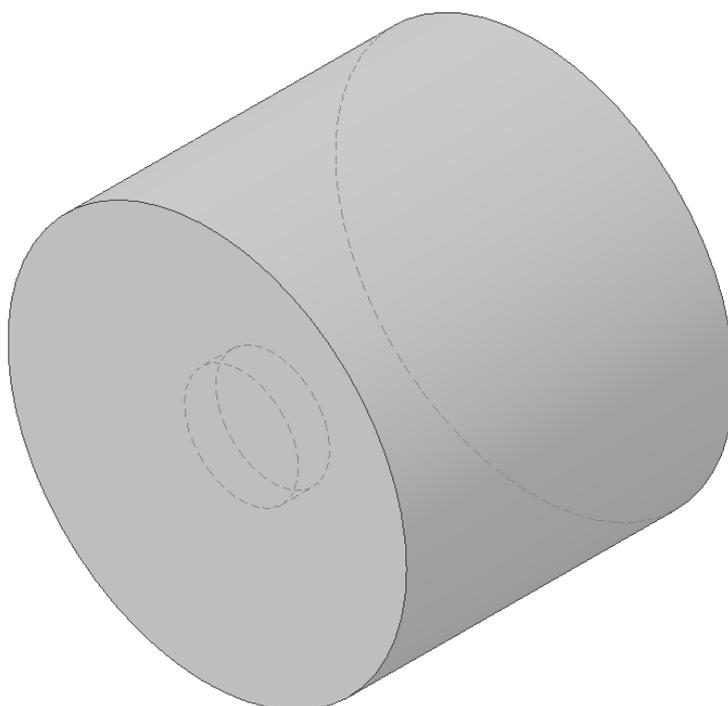
Fonte: Adaptado de Lee *et al.* (2016)

3.2.1. Geometria do Domínio *Large*

A primeira parte do domínio, que corresponde ao maior volume de fluido a ser analisado, foi denominada para este trabalho como Domínio *Large* e possui as seguintes características construtivas:

- Geometria possui as mesmas características do domínio do estudo de Lee *et al.* (2016) e, portanto, apresenta as dimensões de acordo com a Figura 20;
- Diferentemente do estudo de referência, este domínio é formado por um cilindro completo, conforme é apresentado na Figura 21;
- Sendo raio da turbina igual a 0,50 m, como é apresentado na Tabela 2, as dimensões do Domínio *Large* são: comprimento igual a 5,75 m; diâmetro igual a 7,00 m; posicionado 0,75 m a *upwind* (montante) da turbina eólica, considerando a face de entrada, ou 5,00 m a *downwind* (jusante) da turbina, considerando a face de saída;
- Possui um cilindro menor em sua região interna, correspondente a um espaço vazio onde será inserido o Domínio *Small* e, portanto, possui as dimensões e posicionamento conforme o que é estabelecido para este.

Figura 21 - Domínio *Large*: geometria parcial do domínio com região vazia interna.



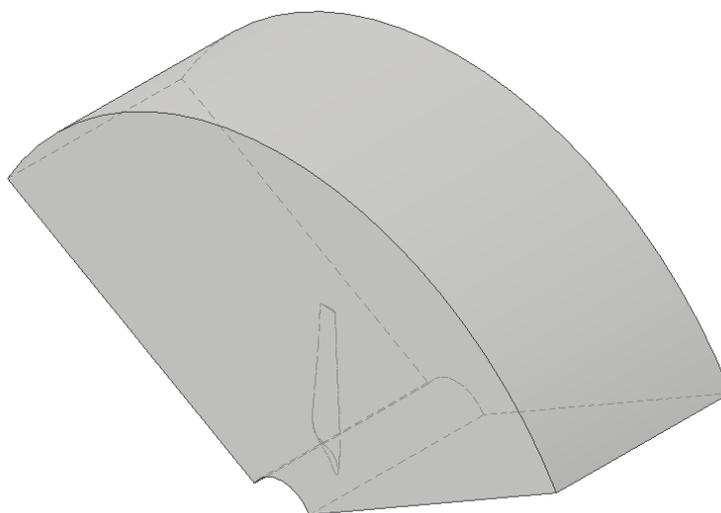
Fonte: Elaborado pelo autor.

3.2.2. Geometria do Domínio *Small*

A segunda parte do domínio corresponde a um cilindro achatado, denominada como Domínio *Small*, possuindo as seguintes características:

- Geometria é formada pelo setor correspondente ao setor de 120° de um cilindro achatado que está alocado internamente ao Domínio *Large*, indicado na Figura 22;
- As dimensões do Domínio *Small* são: comprimento igual a 0,55 m; diâmetro igual a 2,00 m; posicionado 0,15 m a *upwind* (montante) da turbina eólica, considerando a face de entrada do volume, ou 0,40 m a *downwind* (jusante) da turbina, considerando a face de saída;
- Possui um cilindro menor em sua região interna, correspondente a um espaço vazio onde está inserido o Domínio *Hub* e, portanto, possui as dimensões e posicionamento conforme o que é estabelecido para este;
- Possui um segundo volume vazio em seu interior que corresponde a pá da turbina eólica em estudo e, portanto, possui formato e dimensões de acordo com as Figura 15 a 16;
- Este domínio foi replicado, de modo que compõe o cilindro completo de 360° formado pelas três partes de 120° , cada uma.

Figura 22 - Domínio *Small*: geometria parcial correspondente à 120° de um cilindro achatado.



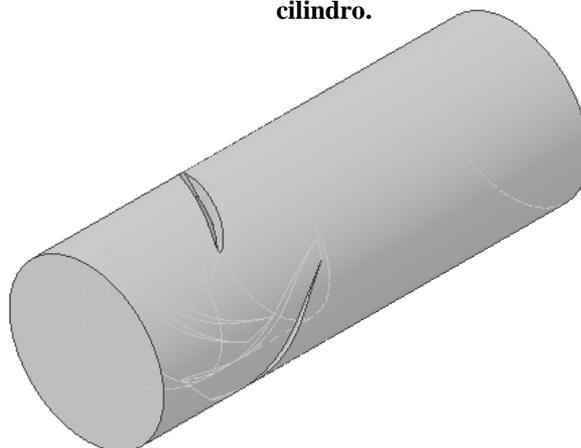
Fonte: Elaborado pelo autor.

3.2.3. Geometria do Domínio *Hub*

Esta parte corresponde a um cilindro interno ao Domínio *Small*, denominado Domínio *Hub*, possuindo as seguintes características:

- Geometria formada por um cilindro que está alocado internamente ao Domínio *Small* e está ilustrado na Figura 23;
- Tem como função possibilitar a intercambialidade entre diferentes opções de *hub*;
- As dimensões do Domínio *Hub* são: comprimento igual a 0,55 m; diâmetro igual a 0,20 m; posicionado 0,15 m a *upwind* (montante) da turbina eólica, considerando a face de entrada do volume;
- Nesta geometria será inserido um espaço vazio correspondente ao *hub* e a base das pás da turbina eólica, não sendo utilizada nos modelos de turbinas sem *hub*;
- Para a turbina Modelo Referência este domínio não é utilizado, ficando o espaço totalmente vazio;
- Para a turbina Modelo 01, o domínio é inserido possuindo um novo espaço vazio cilíndrico interno com diâmetro de 0,15 m. Esta geometria tem por objetivo fazer o prolongamento da base das pás;
- Para as turbinas Modelo 02, Modelo 03 e Modelo 04, o Domínio *Hub* tem um volume vazio interno correspondente ao *hub* cilíndrico-esférico, ao *hub* formado pelo perfil de aerofólio Eppler 863 e ao *hub* formado pelo aerofólio Eppler 863 e canais helicoidais, respectivamente.

Figura 23 - Domínio *Hub*: geometria parcial correspondente a um cilindro.



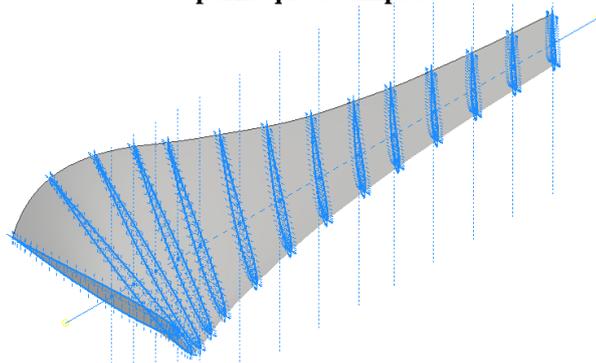
Fonte: Elaborado pelo autor.

3.3. Modelagem das geometrias das turbinas e dos domínios

Para a modelagem tridimensional das turbinas eólicas e dos domínios, o software comercial Autodesk Inventor foi utilizado. O software utiliza metodologia comum para Projetos Auxiliados por Computador - CAD (*Computer Aided Design*) na construção de equipamentos desse tipo. O conjunto de pontos correspondentes ao perfil SD8000 foi obtido por meio do repositório online *Airfoil Tools* (2019) e importado para o software de modelagem. O contorno do perfil foi criado por uma linha curva de interpolação. Os perfis foram dispostos em planos de acordo com o raio de posição ao longo do corpo da pá, comprimento de corda e ângulo de posição da turbina de Lee *et al.* (2016). Os perfis foram alinhados por meio de um eixo imaginário que passa pelos seus centroides, ficando perpendicular ao plano dos perfis. Em seguida a geometria tridimensional foi gerada utilizando comando de transição, como é apresentado na Figura 24.

Para a construção das geometrias dos domínios foram utilizados de extrusão e de extrusão por recorte, além daqueles necessários a construção das pás e dos *hubs*, de acordo com as geometrias já apresentadas. As geometrias construídas foram importadas para o software ICEM CFD para elaboração da malha correspondente a cada uma delas.

Figura 24 - Pá de turbina eólica modelada em 3D, com destaque aos perfis que a compõe.



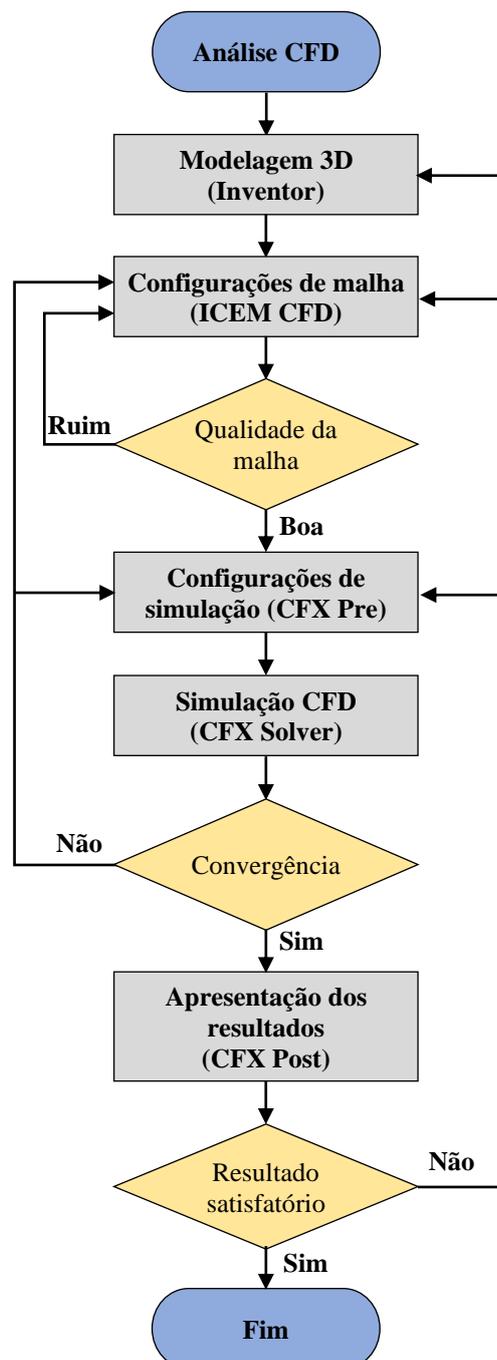
Fonte: Elaborado pelo autor.

3.4. Estudos fluidodinâmicos computacionais

Após construída as geometrias que delimitam o domínio de estudo, as análises CFD devem ser conduzidas de modo a subsidiar o desenvolvimento do projeto da turbina. A fluidodinâmica computacional é a área do conhecimento que trata da simulação numérica de escoamentos de fluidos, transferência de calor e fenômenos relacionados, como reações

químicas, combustão, aeroacústica etc. As equações que regem o escoamento de fluidos têm origem na mecânica dos fluidos e podem ser resolvidas por meio de diferentes métodos numéricos (ESSS, 2016). A técnica é uma importante ferramenta para subsidiar projetos mecânicos de turbinas eólicas. Dessa forma, evita a necessidade de construção de vários modelos reais para cada situação que se deseja estudar, sendo esta utilizada para validação dos resultados numéricos.

Figura 25 - Fluxograma da metodologia de análise CFD.



Fonte: Elaborado pelo autor.

O estudo CFD fornece previsões quantitativas do fenômeno de escoamento de fluidos (UNICAMP, 2017), que ocorrem sob condições definidas em termos de: geometria (forma e tamanho do domínio, entradas e saídas, blocos); propriedades dos fluidos (viscosidade, densidade, condução térmica, ...); condições iniciais (quando o escoamento é dependente do tempo) e; condições de contorno (especificações de entrada e saída de massa, momento e energia no domínio da simulação). Há vários softwares disponíveis no mercado para esse tipo de estudo, sendo que neste trabalho o pacote Ansys foi utilizado desde a construção da malha até a resolução do escoamento e apresentação dos resultados. As simulações seguiram o fluxograma apresentando na Figura 25.

A modelagem matemática foi baseada na equação de continuidade do fluido compressível e nas Médias de Reynolds para Equações de Navier-Stokes - RANS (Reynolds averaged Navier-Stokes equations) (CAI, GU, *et al.*, 2016). Já modelo de turbulência adotado foi o de transporte de tensão de cisalhamento híbrido $k-\omega / k-\varepsilon$ - SST (shear stress transport) (CAI, GU, *et al.*, 2016). O modelo SST baseado no $k-\omega$ é responsável pelo transporte do cisalhamento turbulento e dá previsões altamente precisas do início e da quantidade de separação de fluxo sob gradiente de pressão adversa, enquanto o modelo $k-\varepsilon$ é usado na região externa e nos fluxos de cisalhamento livres, sendo adequados ao tipo de estudo em curso.

Para efetuar os cálculos computacionais, uma malha tridimensional, estruturada ou não-estruturada, se faz necessária. Também são necessárias configurações e utilização de equações, de modo a obter-se os resultados de velocidade, pressão, torque, dentre outros, que embasam o desenvolvimento do projeto de uma turbina.

3.4.1. Equações gerais

Para as simulações fluidodinâmicas computacionais é necessário conhecer as equações gerais que regem o problema em estudo, além da definição do modelo de turbulência para resolução das equações gerais. A modelagem matemática deste trabalho foi baseada na equação de continuidade do fluido compressível e nas equações de Navier-Stokes em médias de Reynolds (*Reynolds averaged Navier–Stokes equations - RANS*). As equações de conservação de massa e de momento são escritas a seguir (CAI, GU, *et al.*, 2016):

$$\frac{\partial \rho}{\partial t} + \frac{\partial}{\partial x_i} (\rho u_i) = 0 \quad (4)$$

$$\begin{aligned} \frac{\partial(\rho u_i)}{\partial t} + \frac{\partial(\rho u_i u_j)}{\partial x_j} = \\ - \frac{\partial p}{\partial x_i} + \frac{\partial}{\partial x_i} \left[\mu \left(\frac{\partial u_i}{\partial x_j} + \frac{\partial u_j}{\partial x_i} - \frac{2}{3} \delta_{ij} \frac{\partial u_k}{\partial x_k} \right) \right] + \frac{\partial}{\partial x_j} (-\rho \overline{u'_i u'_j}) + \rho f_i + F_i, \end{aligned} \quad (5)$$

em que ρ é a densidade do fluido, p é a pressão dinâmica, u_i e u_j ($i, j = 1, 2, 3$) são o vetor da velocidade do fluido, μ é o coeficiente de viscosidade dinâmico, f_i é a força do corpo, F_i é um termo fonte, δ_{ij} é a função delta Kronecker, $\rho \overline{u'_i u'_j}$ expressa o tensor de Reynolds, como apresentado na sequência.

$$\overline{\rho u'_i u'_j} = \mu_t \left(\frac{\partial u_i}{\partial x_j} + \frac{\partial u_j}{\partial x_i} - \frac{2}{3} \delta_{ij} \frac{\partial u_k}{\partial x_k} \right) - \frac{2}{3} \rho k \delta_{ij}, \quad (6)$$

em que k representa a energia cinética turbulenta, μ_t é a viscosidade turbulenta. O estresse de Reynolds está relacionado a turbulência através do modelo explicado a seguir.

3.4.2. Modelo de turbulência

O modelo de turbulência de transporte de tensão de cisalhamento híbrido $k-\omega / k-\varepsilon$ (“*shear stress transport*” - SST) foi adotado pois o modelo SST baseado no $k-\omega$ é responsável pelo transporte do cisalhamento turbulento e dá previsões altamente precisas do início e da quantidade de separação de fluxo sob gradiente de pressão adversa, enquanto o modelo $k-\varepsilon$ é usado na região externa e nos fluxos de cisalhamento livres (CAI, GU, *et al.*, 2016). A formulação completa do modelo SST é dada abaixo:

$$\frac{\partial(\rho k)}{\partial t} + \frac{\partial(\rho u_i k)}{\partial x_i} = \tilde{P}_k - \beta^* \rho k \omega + \frac{\partial}{\partial x_i} \left[(\mu + \sigma_k \mu_t) \frac{\partial k}{\partial x_i} \right] \quad (7)$$

$$\begin{aligned} \frac{\partial(\rho \omega)}{\partial t} + \frac{\partial(\rho u_i \omega)}{\partial x_i} = \alpha \rho S^2 - \beta \rho \omega^2 + \frac{\partial}{\partial x_i} \left[(\mu + \sigma_\omega \mu_t) \frac{\partial \omega}{\partial x_i} \right] + \\ + 2(1 - F_1) \rho \sigma_{\omega 2} \frac{1}{\omega} \frac{\partial k}{\partial x_i} \frac{\partial \omega}{\partial x_i} \end{aligned} \quad (8)$$

Em que F_1 é dada por:

$$F_1 = \tanh \left\{ \left\{ \min \left[\max \left(\frac{\sqrt{k}}{\beta^* \omega y}, \frac{500 v_\infty}{y^2 \omega} \right), \frac{4 \rho \sigma_{\omega 2} k}{CD_{k\omega} y^2} \right] \right\}^4 \right\}, \quad (9)$$

em que : $CD_{k\omega} = \max \left(2 \rho \sigma_{\omega 2} \frac{1}{\omega} \frac{\partial k}{\partial x_i} \frac{\partial \omega}{\partial x_i}, 10^{-10} \right)$ é o termo de difusão cruzada; y é a distância de aproximação da parede; v é a viscosidade cinemática; F_1 é igual a zero para superfície (modelo $k-\varepsilon$) e comuta para um na camada limite (modelo $k-\omega$).

O comportamento de transporte adequado pode ser obtido por um limitador para a formulação da viscosidade de turbilhão, a qual é definida como se segue:

$$\mu_t = \frac{a_1 k}{\max(a_1 \omega, S F_2)}, \quad (10)$$

em que S é a medida invariante da taxa de deformação e F_2 é segunda função de mistura definido por:

$$F_2 = \tanh \left[\left[\max \left(\frac{2\sqrt{k}}{\beta^* \omega y}, \frac{500 v}{y^2 \omega} \right) \right]^2 \right] \quad (11)$$

Um limitador de produção é utilizado no modelo SST para evitar a acumulação de turbulência nas regiões de estagnação:

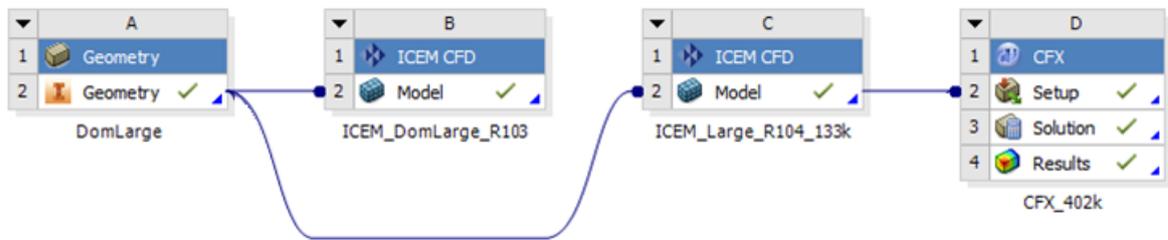
$$P_k = \min \left[\mu_t \frac{\partial u_i}{\partial x_j} \left(\frac{\partial u_i}{\partial x_j} + \frac{\partial u_j}{\partial x_i} \right), 10 \beta^* \rho k \omega \right] \quad (12)$$

3.4.3. Importação das geometrias e organização do projeto

Para auxílio dos estudos, o software de gerenciamento de projetos Workbench, que faz parte do pacote Ansys, foi utilizado. A ferramenta permite que uma árvore de projeto seja criada, podendo-se apresentar cada etapa, assim como a interdependência entre elas. Assim, é possível carregar e gerenciar todas as geometrias necessárias ao desenvolvimento do estudo CFD e criar uma ou mais malhas ou ainda, versões de uma mesma malha, a partir das geometrias disponíveis. Também é possível criar várias versões de configurações do estudo CFD a partir de uma ou mais malhas, obtendo, assim, diferentes situações de simulação. A visualização das etapas do projeto pode ser observada na Figura 26. No exemplo, é observada uma determinada geometria (*DomLarge*) e duas linhas interligando-a a duas malhas (*ICEM_DomLarge_R103* e *ICEM_DomLarge_R104_133k*), significando que as últimas foram construídas com base na

primeira. Também é visualizado um exemplo de configuração de simulação (*CFX_402k*), oriundo de uma das malhas.

Figura 26 - Etapas do projeto visualizadas no gerenciador.



Fonte: Elaborado pelo autor.

3.4.4. Construção da malha

Para a condução das simulações computacionais, a divisão dos domínios em volumes menores se faz necessário para que o software possa fazer o cálculo numérico em cada um deles. O conjunto de volumes de controle formam uma malha tridimensional, que pode ser estruturada ou não-estruturada, a depender do tipo de volume unitário utilizado. A malha deve ser criada para cada um dos subdomínios (Domínio *Large*, Domínio *Small* e Domínio *Hub*, quando aplicável) de cada um dos modelos de turbina que são propostos. Visando a diminuição da tarefa de geração das malhas, visto ser esta uma das etapas mais onerosas e complexas, um único Domínio *Large* e duas variações do Domínio *Small* foram construídos para todas os modelos de turbina. Já o Domínio *Hub* foi utilizado um para cada modelo, exceto o de referência. Para a simulação de cada modelo de turbina, foi utilizada uma combinação do Domínio *Large*, com uma das variações do Domínio *Small* e uma das variações do Domínio *Hub*.

A malha tridimensional foi construída com auxílio do software ICEM (ANSYS, 2017). Para a construção da malha foi necessário a criação das *Parts*, em que cada segmento de superfície da geometria de cada domínio são atribuídas. As *Parts* são usadas para as configurações de fronteiras e interfaces da simulação, além de serem utilizadas para a apresentação de resultados. Também o elemento *Body* foi criado para determinar a região onde o fluido se encontra e onde deverá escoar. O tipo de malha estruturada com volumes de controle de formato hexaédrico foi adotado para o desenvolvimento do presente estudo.

Um fator importante a ser observado em análises CFD é o comprimento da camada limite. A camada limite é a camada da malha mais próxima as superfícies da pá. Os elementos

de malha devem apresentar uma determinada taxa de crescimento a partir da camada limite, visando a diminuição da quantidade total de volumes unitários. A taxa de crescimento predominantemente adotada para este estudo foi no valor de 1.2, ou seja, o volume posterior foi 20,0 % maior do que o anterior, a partir da camada limite. A região nos arredores da turbina pode ser dividida em 3 partes: subcamada viscosa, camada intermediária e camada turbulenta. O parâmetro adimensional y^+ é comumente utilizado para calcular o comprimento da camada limite e possui os valores típicos: $0 < y^+ < 5$, para a camada turbulenta, e $5 < y^+ < 30$, para a camada intermediária (HEIKAL, ABU-ELYAZEED, *et al.*, 2018). A equação 11 apresentada por Lee *et al.* (2016) auxilia a obtenção do comprimento da camada limite no entorno do perfil, a saber:

$$\Delta y = L \cdot y^+ \cdot \sqrt{74} \cdot (Re)^{-\frac{13}{14}}, \quad (13)$$

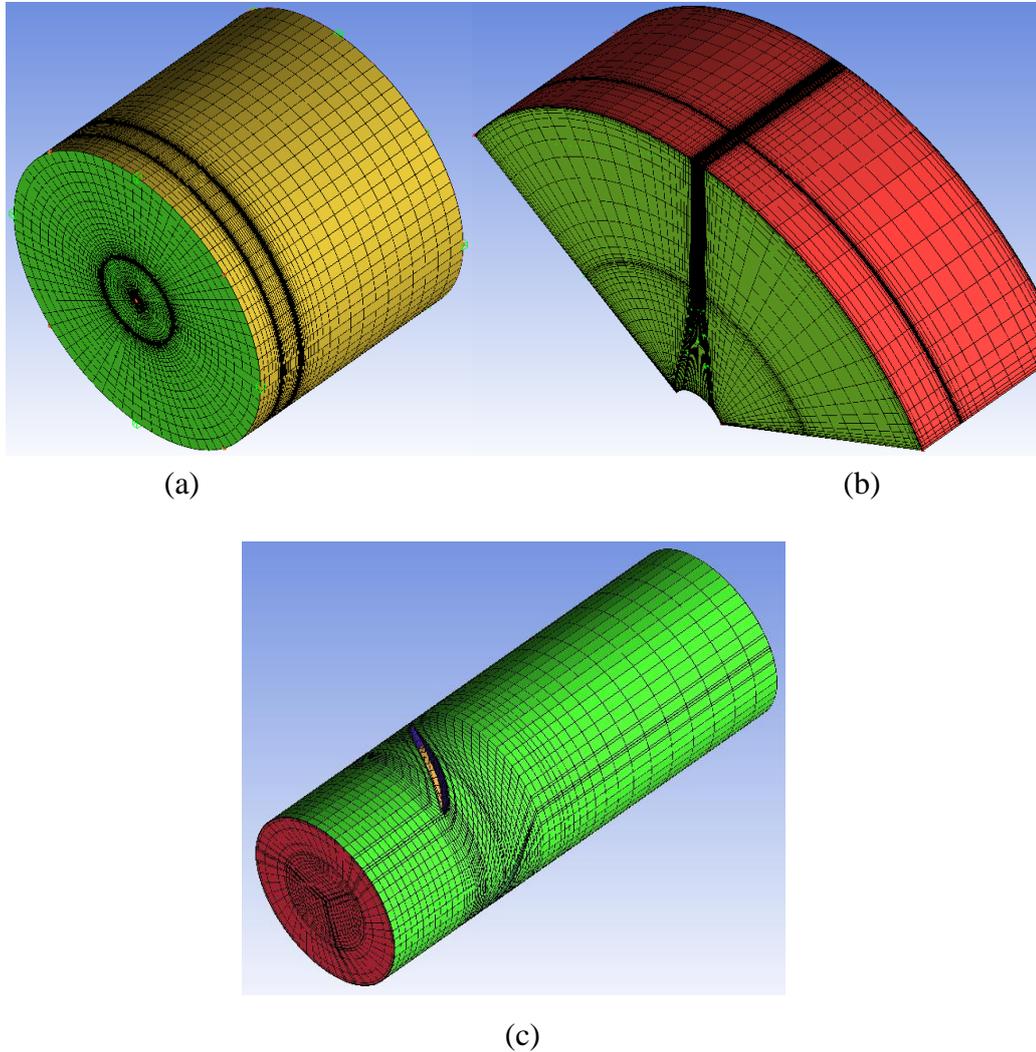
em que Δy é o comprimento da camada limite, L é o comprimento característico adotado, y^+ é o valor adimensional utilizado para determinar o comprimento da camada limite e Re é o número de Reynolds.

Por meio dos parâmetros citados chegou-se as malhas, para cada domínio, conforme Figura 27. As regiões de malha dos *hubs* pode ser visto na Figura 28 e a região próxima a pá da turbina é apresentada na Figura 29. O domínio maior chamado *Large* possui 238.336 elementos hexaédricos com a qualidade de software acima de 0,70. Já o domínio interno chamado de *Small*, possui 188.551 hexaédricos com qualidade acima de 0,50. O Domínio *Hub* varia em torno de 50.000 a 135.000 elementos hexaédricos, conforme o modelo de turbina. No total, a geometria completa com o Domínio *Large*, o Domínio *Small* (multiplicado por 3) e o Domínio *Hub* atingiu o quantitativo de 803.989 elementos para a turbina Modelo Referência, 855.799 elementos para o Modelo 02, 894.109 elementos para o Modelo 03 e 939.331 elementos para o modelo 04. Outras configurações foram testadas para o Modelo Referência com 400 mil, 600 mil e 1 milhão de elementos, sendo o valor de 803.989 o de desempenho o de maior compatibilidade com o trabalho de referência.

Um estudo de convergência de malha foi realizado afim de verificar o quantitativo mínimo de volumes de controle em que os resultados obtidos são confiáveis. Com base nos estudos experimentais de Lee *et al.* (2016), para a velocidade de vento igual a 8 m/s, os resultados desses experimentos evidenciaram que coeficiente de potência máximo ($C_{Pm\acute{a}x}$) da turbina de Lee *et al.* atingiu o valor de 0,464 para $\lambda = 5,90$, como indica a Figura 30.

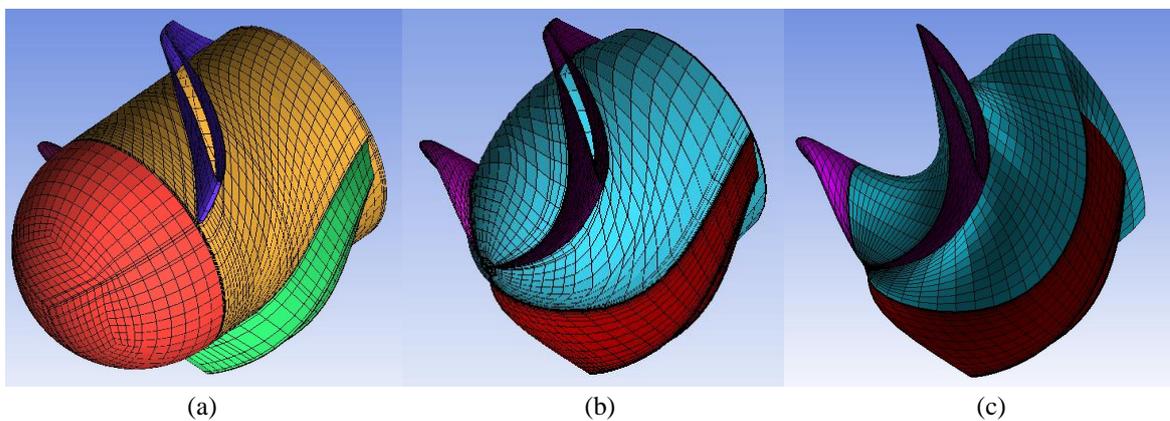
Considerando esses valores, o estudo de convergência de malha foi conduzido para a quantidade de elementos conforme Figura 31.

Figura 27 - Malhas construídas: (a) Domínio *Large*; (b) Domínio *Small* e; (c) Domínio *Hub*.



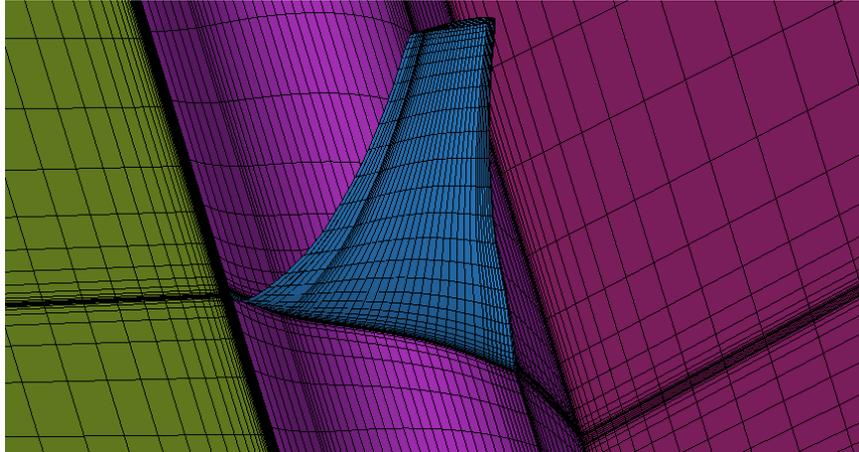
Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 28 - Hubs referente as turbinas: (a) Modelo 02; (b) Modelo 03 e; (c) Modelo 04.



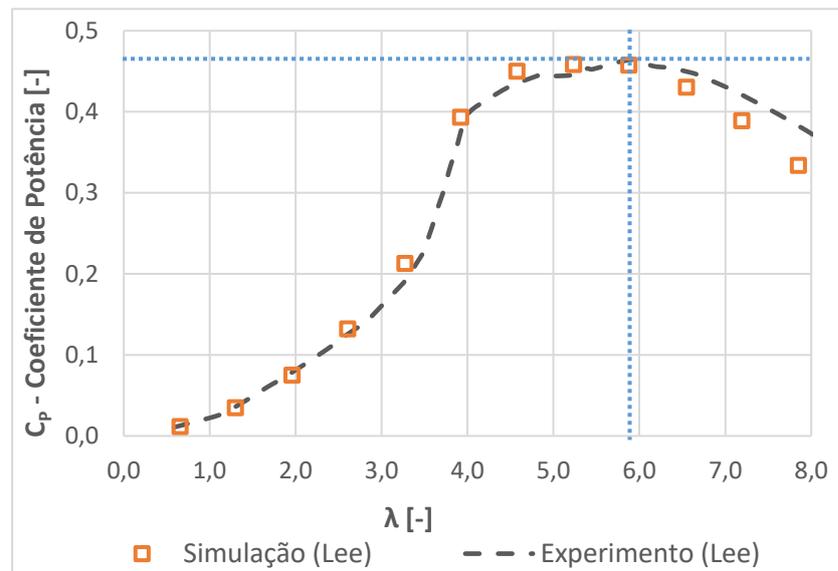
Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 29 - Região de malha próxima à pá de turbina.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 30 - Resultado experimental e simulado de Lee *et al.* - Curva $C_p \times \lambda$

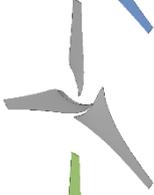
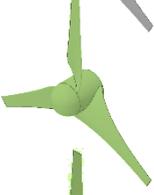
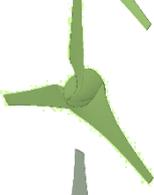


Fonte: Lee *et al.* (2016).

3.4.5. Configuração do estudo fluidodinâmico

As configurações do estudo fluidodinâmico foram realizadas no software CFX-Pre (ANSYS, 2017) e visaram caracterizar o escoamento a ser resolvido. Dessa forma, os domínios *Large*, *Small*, *Hub* e as interfaces entre domínios *Large* e *Small*, *Large* e *Hub*, *Small* e *Hub* e *Small* e *Small* foram caracterizados como apresentado a seguir.

Figura 31 - Quantidade de volumes de controle para cada modelo de turbina.

		<i>Large</i>	<i>Small</i>	<i>Hub</i>	<i>Total</i>
Modelo Ref.		238.336	3x 188.551	0	803.989
Modelo 01		238.336	3x 188.551	34.452	838.441
Modelo 02		238.336	3x 188.551	51.810	855.799
Modelo 03		238.336	3x 188.551	90.120	894.109
Modelo 04		238.336	3x 188.551	135.342	939.331

Fonte: Elaborado pelo autor.

Tipo de Análise: Transiente

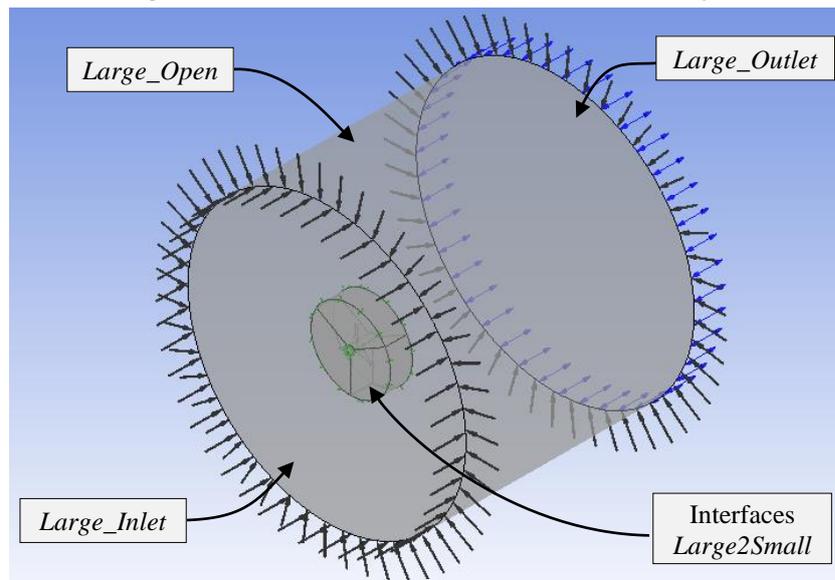
- Tempo de duração: totaltime (Equação 30)
- Passo de tempo: timestep (Equação 29)
- Tempo inicial: 0 s

Domínio *Large* (Figura 32):

- Domínio estacionário: Fluido Contínuo (Ar a 25°C)
- Pressão de referência: 1 atm
- Turbulência: Transporte de Tensão Cisalhante - SST (*Shear Stres Transport*)
- Velocidade de inicialização: $U = 0$ m/s, $V = 0$ m/s e $W = 0$ m/s
- Fronteira *Large_Inlet*: Velocidade de entrada $U = 0$ m/s, $V = 0$ m/s e $W = -Vw$ (Equação 24)

- Fronteira *Large_Open* : Velocidade de entrada $U = -V_w$ (Equação 24), $V = 0$ m/s e $W = 0$ m/s
- Fronteira *Large_Outlet*: Aberta, Pressão e Direção de abertura e Pressão Relativa = 0 Pa

Figura 32 - Fronteiras e interfaces do Domínio *Large*.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Domínio *Small* (Figura 33):

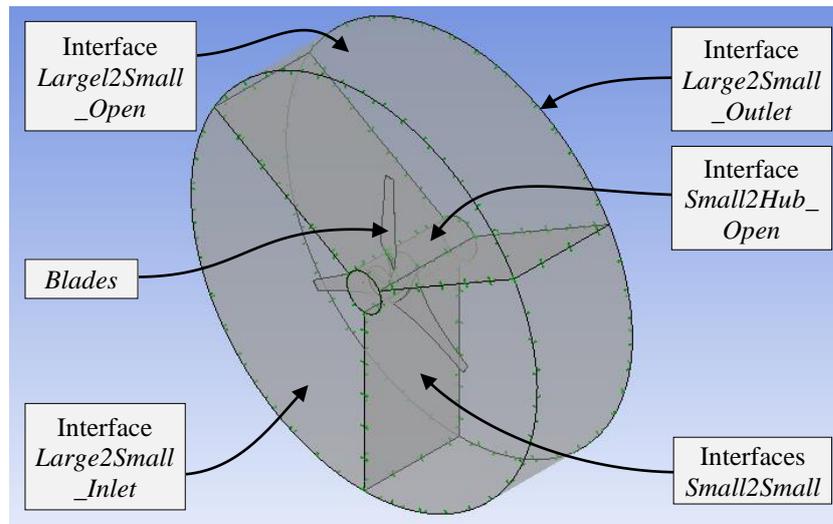
- Domínio rotativo: fluido contínuo (Ar a 25°C)
- Velocidade angular: determinada pela expressão -Rot (Equação 20)
- Rotação no eixo Z
- Pressão de referência: 1 atm
- Turbulência: Transporte de Tensão Cisalhante - SST (*Shear Stres Transport*)
- Velocidade de inicialização: $U = 0$ m/s, $V = 0$ m/s e $W = 0$ m/s
- Fronteiras *Blade1*, *Blade2*, *Blade3*: Rotativo e Parede não deslizante

Domínio *Hub* (Figura 34 e Figura 35):

- Domínio rotativo: fluido contínuo (Ar a 25°C)
- Velocidade angular: determinada pela expressão -Rot (Equação 20)
- Rotação no eixo Z
- Pressão de referência: 1 atm

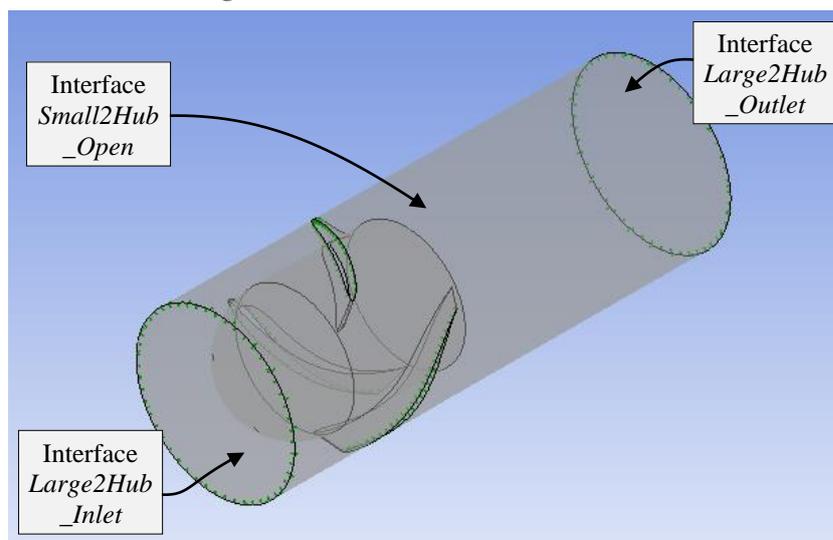
- Turbulência: Transporte de Tensão Cisalhante - SST (*Shear Stres Transport*)
- Velocidade de inicialização: $U = 0 \text{ m/s}$, $V = 0 \text{ m/s}$ e $W = 0 \text{ m/s}$
- Fronteiras *Hub_Back*, *Hub_Cil*, *Hub_Esf*, *Hub_Blade1*, *Hub_Blade2*, *Hub_Blade3*: Rotativo e Parede não deslizante
- Fronteiras *Hub_Cil* e *Hub_Esf* é substituída por *Hub_Eppler863* nas turbinas Modelo 03 e Modelo 04.

Figura 33 - Fronteiras e interfaces do Domínio Small.



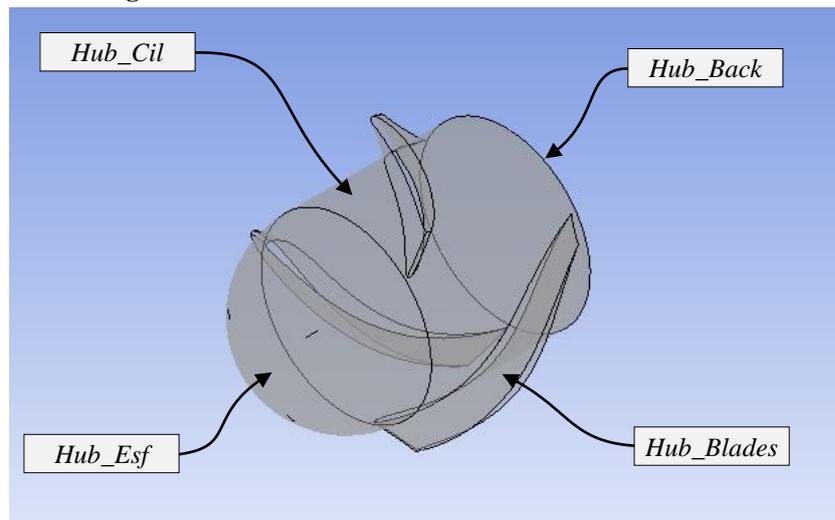
Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 34 - Fronteiras do Domínio Hub.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 35 - Fronteiras do Domínio *Hub* com foco no *hub*.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Interfaces entre os domínios *Large* e *Small* (Figura 32 e Figura 33):

- Interface: Fluido-fluido
- Modelo de interface: Conexão Geral (devido as malhas diferentes na interface)
- Mudança de Frame: Rotor Estator Transitório
- Conexão das Malhas: GGI
- Fronteiras: *Large2Small_Inlet*, *Large2Small_Open* e *Large2Small_Outlet*

Interfaces entre os domínios *Large* e *Hub* (Figura 34):

- Interface: Fluido-fluido
- Modelo de interface: Conexão Geral (devido as malhas diferentes na interface)
- Mudança de Frame: Rotor Estator Transitório
- Conexão das Malhas: GGI
- Fronteiras: *Large2Hub_Inlet* e *Large2Hub_Outlet*

Interfaces entre as partes do domínio *Small* (Figura 33):

- Interface: Fluido-fluido
- Modelo de interface: Conexão Geral (devido as malhas diferentes na interface)
- Conexão das Malhas: GGI
- Fronteiras: *Small1_Small2*, *Small2_Small3* e *Small3_Small1*

Interfaces entre os domínios *Small* e *Hub* (Figura 33 e Figura 34):

- Interface: Fluido-fluido
- Modelo de interface: Conexão Geral (devido as malhas diferentes na interface)
- Mudança de Frame: Rotor Estator Transitório
- Conexão das Malhas: GGI
- Fronteiras: *Small2Hub_Open*

- Expressões:

$$\lambda = 5 \text{ [adimensional]} \quad (14)$$

$$P_T = T_{inst} \cdot \omega \text{ [W]} \quad (15)$$

$$P_W = 0,5 \cdot \rho \cdot S \cdot (V_W)^3 \text{ [W]} \quad (16)$$

$$R = 0,5 \text{ [m]} \quad (17)$$

$$Re = 517.749,8635 \text{ [adimensional]} \quad (18)$$

$$\rho = 1,185 \text{ [kg.m}^{-3}\text{]} \quad (19)$$

$$\omega = \lambda \cdot \frac{V_W}{R} \text{ [rad/s]} \quad (20)$$

$$S = \pi \cdot R^2 \text{ [m}^2\text{]} \quad (21)$$

$$T_{inst} = T_{instB1} + T_{instB2} + T_{instB3} \text{ [N.m]} \quad (22)$$

$$T_{instB1}, T_{instB2}, T_{instB3} = \text{valores obtidos no software [N.m]} \quad (23)$$

$$V_W = Re \cdot \frac{v}{2 \cdot R} \text{ [m/s]} \quad (24)$$

$$C_P = \frac{P_T}{P_W} \text{ [adimensional]} \quad (25)$$

$$v = \frac{\mu}{\rho} = 1,831 \cdot \frac{10^{-5}}{1,185} = 1,545 \cdot 10^{-5} \text{ [m}^2\text{/s]} \quad (26)$$

$$nturn = 5 \text{ [adimensional]} \quad (27)$$

$$steps = 3 \text{ [}^\circ\text{]} \quad (28)$$

$$timestep = steps \cdot \frac{2\pi}{360 \cdot \omega} \text{ [s]} \quad (29)$$

$$totaltime = \left(\frac{360}{steps} \right) \cdot nturn \cdot timestep \text{ [s]} \quad (30)$$

em que:

λ = Relação de velocidade da ponta da pá

P_T = Potência extraída pela turbina

P_W = Potência disponível no vento

R = Raio da Turbina

Re = Número de Reynolds

ρ = Densidade do fluido (Ar a 25°C)

ω = Velocidade angular da turbina

S = Área varrida pelo rotor da turbina

T_{inst} = Torque instantâneo da turbina

T_{instB1} , T_{instB2} , T_{instB3} = Torque instantâneo de cada pá

V_W = Velocidade do vento

C_p = Coeficiente de potência (indicador de quanta potência a turbina extrai do vento)

ν = Viscosidade cinemática

μ = Viscosidade dinâmica

n_{turn} = Número de voltas a ser efetuadas pela turbina

$steps$ = Passo da turbina em graus

$timestep$ = Tempo para a execução de uma passo

$totaltime$ = Tempo total para a turbina executar de n voltas

3.4.6. Solução do escoamento

As simulações foram realizadas afim de obter o coeficiente de potência em função da relação de velocidade de ponta, o torque instantâneo em cada pá individualmente e na turbina completa e os campos de velocidade e de pressão.

A primeira etapa da pesquisa foi realizar simulações com o modelo de turbina sem *hub* (Modelo Referência), afim de conhecer a melhor configuração de malha. Para o estudo de malha, o coeficiente de potência foi obtido para diferentes quantitativos de elementos, a fim de obter os resultados mais próximos daqueles experimentais de da turbina de Lee *et al.* (2016). Dessa forma, foi verificado o ponto de melhor desempenho quando $C_{P,máx} = 0,464$, em $\lambda = 5,90$. Esse ponto foi adotado como referência para o estudo de malha. Adicionalmente, a verificação da qualidade das interfaces também foi realizada através da plotagem dos campos de pressão

resultantes das mesmas. Para o referido estudo, os domínios *Large* e *Small* foram construídos com os quantitativos de elementos hexaédricos apresentados na Figura 31.

Na segunda etapa, a curva $C_P \times \lambda$ da turbina Modelo Referência foi obtida para a velocidade de vento igual a 8 m/s. Os valores de C_P foram obtidos para $\lambda = 1$ a 8. Dessa forma, a curva $C_P \times \lambda$ da turbina aqui estudada foi comparada com aquela correspondente aos estudos experimentais de Lee *et al.* (2016), de forma a validar a metodologia dos estudos fluidodinâmicos proposta. Nessa etapa foi utilizada a malha com o número de elementos onde os resultados se apresentaram com maior compatibilidade.

Na terceira etapa foi obtida a curva de desempenho do Modelo 01 da turbina, sendo este similar a turbina de referência porém com o prolongamento da base da pá até o diâmetro de 0,15 m.

A quarta etapa foi obter a curva de desempenho da turbina com *hub* cilíndrico-esférico (Modelo 02) e comparar com a turbina anterior, afim de conhecer o ganho de performance desta em relação àquela. Também busca-se verificar a influência da introdução de um *hub* simples no desempenho da turbina como um todo.

Na quinta etapa foi obtida a curva $C_P \times \lambda$ para a turbina de Modelo 03 e a verificação de melhoria de desempenho em relação as anteriores.

Na sexta etapa, o levantamento da curva de desempenho foi realizado para a turbina Modelo 04 e, da mesma forma, comparado seu desempenho com as demais.

Para a execução da solução, o software CFX-Solver (ANSYS, 2017) foi utilizado e suas configurações básicas são: esquema de advecção de alta resolução, esquema transiente para resolução numérica com método de Euler de segunda ordem, números de turbulência de primeira ordem, máximo coeficiente de *loops* igual a 10 e valor residual RMS com valor de 0,0005 como critério de convergência.

As seguintes variáveis foram selecionadas para registro no Solver: velocidade, pressão, pressão absoluta, viscosidade dinâmica, viscosidade turbulenta, densidade, velocidade em frame transiente e vorticidade em frame transiente. Além disso, o coeficiente de potência, os torques instantâneos em cada pá e torque total da turbina foram monitorados de acordo com as equações 25, 23 e 22, respectivamente. Por fim, o modo de execução foi selecionado como paralelo local, com 7 partições ou núcleos de processamento configuradas (4 físicas e 3 lógicas), de acordo com as características do computador utilizado.

3.5. Considerações finais

Neste capítulo, os modelos de turbina eólica de eixo horizontal, objetos da presente pesquisa, foram apresentados. Também foram demonstradas as geometrias dos domínios necessárias as análises Fluidodinâmicas Computacionais. Os domínios são as geometrias que efetivamente são utilizadas para os estudos numéricos, pois são a região espacial onde o fluido escoar. Uma visão básica da metodologia de modelagem das turbinas e dos domínios é discutido na sequência. Na continuação, é possível acompanhar o desenvolvimento da metodologia de estudos CFD, desde as equações gerais e modelos de turbulências, passando pela importação das geometrias e construção das malhas, até as configurações das simulações e resolução do escoamento.

No próximo capítulo, os resultados serão apresentados para cada um dos modelos de turbina propostos, realizando o comparativo de desempenho entre eles ao final.

4. Resultados e discussões

4.1. Estudo de convergência de malha

O quantitativo de volumes de controle ou elementos de malha a ser utilizado em uma análise CFD deve ser estabelecido por meio de um estudo de convergência (ou de independência) de malha (ESSS, 2016). Em um estudo desse tipo, o mesmo caso deve ser analisado com malhas de refinamentos diferentes, comparando-se os resultados. A convergência de malha ocorre quando os resultados entre dois refinamentos não sofre alteração significativa. Malhas com grande refinamento e, conseqüentemente, com grande número de elementos, tendem a apresentar resultados mais confiáveis e mais próximos ao real. Ao mesmo tempo, uma grande quantidade de volumes implica em uma exigência computacional muito grande, demandando maior tempo para a obtenção de uma solução. Dessa forma, se faz necessário a obtenção de um menor número de elementos de malha possível, desde que os resultados obtidos sejam confiáveis.

Para presente estudo, foi averiguada a influência do refinamento da malha utilizando-se 400 mil, 600 mil, 800 mil e 1 milhão volumes de controle. O estudo foi conduzido de acordo com o número de elementos dispostos na Tabela 4, em que é detalhada a variação de elementos nos domínios *Large* e *Small* e o total de volumes de cada simulação. A relação de velocidade de ponta adotada foi $\lambda = 5,90$ e a velocidade de vento (V_w) de 8 m/s. Esse valor de λ foi utilizado visto ser este o ponto em que a turbina de modelo BEM de Lee *et al.* (2016) obteve o maior coeficiente de potência ($C_p = 0,464$). O estudo de malha também foi necessário para averiguar se a metodologia empregada nos estudos CFD da turbina Modelo Referência apresentava resultados compatíveis com os resultados experimentais do estudo de Lee *et al.*, ou seja, para validá-la. Isto se torna necessário pois, ainda que a convergência de malha indicasse o quantitativo de volumes ideal para o estudo, os valores de C_p poderiam apresentar resultados muito diferentes daqueles obtidos experimentalmente por Lee *et al.* (2016), o que indicaria uma metodologia falha. Para esta verificação, foi realizada a análise da curva $C_p \times \lambda$ da Turbina de Referência em comparação com a mesma curva dos resultados experimentais da Turbina Modelo BEM de Lee *et al.* (2016).

Numa primeira análise, os resultados demonstraram que o quantitativo de elementos de malha utilizados para a discretização do domínio influenciou diretamente no tempo necessário para realizar a simulação, como é observado na Tabela 4. Na primeira etapa da simulação, em que 400 mil elementos de malha foram utilizados, o tempo computacional total para obter a solução foi de 03h 47min. Para 600 mil elementos, o tempo de simulação

aumentou para 6h 21min. Para 800 mil elementos, o tempo total foi de 8h 56min e para 1 milhão o tempo computacional foi de 10h 24min. Aproximadamente, pode-se notar que o tempo de simulação é proporcional ao número de volumes utilizados na criação da malha, indicando ser preferível utilizar o menor número de elementos desde que se obtenha uma solução satisfatória.

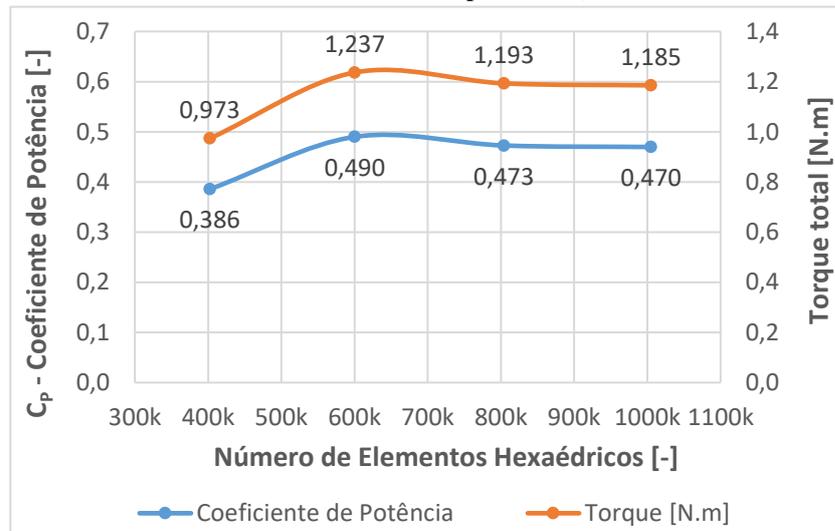
Tabela 4 - Número de elementos para estudo de malha.

Domínio <i>Large</i>	Domínio <i>Small</i>	Total de elementos	Tempo de simulação
133.418	268.932	402.350	03h 47min 09s
187.680	412.686	600.366	06h 21min 51s
238.336	565.653	803.989	08h 56min 32s
276.583	728.442	1.005.025	10h 24min 16s

Fonte: Elaborado pelo autor.

Um segundo ponto de análise, objeto principal desta etapa da pesquisa, tratou-se da observação da influência do refinamento da malha no coeficiente de potência da turbina Modelo Referência, para um determinado valor fixo da relação de velocidade de ponta. O gráfico $C_P \times \lambda$ da turbina Modelo BEM de Lee *et al.* (2016) revelou que o coeficiente de potência atingiu o valor de 0,464 para a relação de velocidade de ponta de 5,90, como apresentado na Figura 30. Já a turbina Modelo Referência obteve os valores de C_P , para $\lambda = 5,90$ e diferentes refinamentos de malha, de acordo com o ilustrado na Figura 36. Para este modelo, configurado em 400 mil elementos de malha, o valor de C_P foi de 0,386, apresentando variação de -16,81 % em relação ao C_P da turbina Modelo BEM (LEE, SHIAH e BAI, 2016). Já para a configuração de 600 mil elementos, o valor de C_P foi de 0,490, variando +5,60 % em relação a mesma turbina. Para a configuração de 800 mil volumes, C_P atingiu o valor de 0,473 ou variação +1,94 % acima do C_P da turbina Modelo BEM. Por fim, para o modelo com malha de 1 milhão de elementos, C_P foi igual a 0,470, onde a variação foi de +1,29 %. Dessa forma, os resultados ilustraram que a partir de 800 mil volumes de controle, o valor do coeficiente de potência não sofreu variações significativas. Isto indica que houve convergência dos valores de C_P para refinamentos de malha a partir deste quantitativo de elementos. Esse valores do coeficiente de potência da turbina Modelo de Referência, também evidenciaram que a metodologia desenvolvida apresenta boa compatibilidade com a metodologia desenvolvida por Lee *et al.* (2016).

Figura 36 - Coeficiente de potência e torque em função do número de elementos de malha para $\lambda = 5,90$.



Fonte: Elaborado pelo autor.

O coeficiente de potência foi obtido por meio da Equação 25 e depende dos valores de P_T (Potência extraída pela turbina) e de P_w (Potência disponível no vento), obtidos por meio das Equações 15 e 16, respectivamente. O valor de P_T é dependente do valor de T_{inst} (Torque instantâneo da turbina) e este é alcançado por meio da Equação 22. O torque instantâneo total da turbina é calculado com base no somatório dos valores de torque instantâneo em cada pá da mesma (T_{instB1} , T_{instB2} e T_{instB3}). Por fim, os torques instantâneos em cada pá da turbina é obtido por meio da extração desses valores diretamente no software solucionador CFD. Dessa forma, os valores do torque instantâneo total da turbina, para cada configuração de malha, é apresentando também na Figura 36. Naturalmente, estes valores apresentam proporcionalidade com os valores do coeficiente de potência, visto que este é dependente daquele.

Com base no estudo de convergência de malha realizado, a configuração com 800 mil elementos foi adotada como padrão para as simulações numéricas dos demais modelos de turbina. Isto ocorreu, pois este quantitativo de volumes de controle foi suficiente para a obtenção dos valores do coeficiente de potência sem que um refinamento maior de malha trouxesse ganhos significativos aos resultados obtidos.

4.1.1. Análise de erros

Para o entendimento de um problema físico real é possível utilizar-se de métodos teóricos, podendo ser analíticos ou numéricos, ou de métodos experimentais (MALISKA,

2014). Em decorrência da complexidade de representação de um problema real, erros podem estar associados a utilização desses métodos. Os erros presentes em uma solução numérica podem estar relacionados com a má solução das equações diferenciais ou ao uso de equações diferenciais que não representam o fenômeno físico adequadamente. Para detectar o erros de natureza numérica, os resultados obtidos por meio do método numérico proposto devem ser comparados com outras soluções teóricas, analíticas ou numéricas (MALISKA, 2014). Este processo atesta a qualidade do método e é denominado de validação numérica. Quanto aos erros relacionados ao uso de equações diferenciais que não representam adequadamente o fenômeno, para detectá-los, é necessário realizar uma validação física. Esta validação consiste em realizar um sistema de experimentação em laboratório, visando reproduzir o fenômeno físico em condições controladas, de modo a verificar a fidelidade do modelo matemático ao problema físico em questão.

Os resultados provenientes de qualquer estudo experimental vão apresentar erros em relação ao problema físico real. Isso ocorre pois o mundo real possui diversas variáveis que interagem com o objeto de estudo e sofrem influências entre si. Da mesma forma, os resultados das simulações computacionais vão apresentar erros propagados dos estudos experimentais. Os erros podem ser originados de cancelamentos na subtração de dois valores, de arredondamentos ou de truncamentos durante a obtenção dos dados experimentais ou dos cálculos numéricos realizados pelo computador.

O problema físico, objeto do presente trabalho, tratou-se do escoamento de um fluido (ar) no entorno de uma turbina eólica de eixo horizontal de pequena escala. O estudo foi conduzido por meio da utilização de um modelo de referência (Figura 15) e outras quatro variações da turbina em questão (Figura 16, Figura 17, Figura 18 e Figura 19). O objetivo inicial foi desenvolver um método numérico para resolver, de forma consistente, os problemas de escoamento nos referidos modelos de turbina. Embora o método numérico de Lee *et al.* (2016) tenha sido adotado como referência, algumas questões construtivas influenciaram nas disparidades, ainda que estas não tenham sido significativas para a obtenção dos resultados. A principal delas está relacionada a questão construtiva apresentada na Figura 12, mas também o tipo de malha adotada, a estrutura dos domínios e outras configurações da solução possam influenciar nas diferenças.

Inicialmente, foi analisada a turbina Modelo Referência por meio da realização do estudo de convergência de malha. Neste estudo, quatro configurações foram utilizadas com 400 mil, 600 mil, 800 mil e 1 milhão de elementos de malha, conforme estudo da seção 4.1. O

resultado de C_P para cada configuração foi apresentado na Figura 36 e comparado ao resultado das simulações numéricas da Turbina Modelo BEM de Lee *et al.* (2016). O ponto de análise foi para $\lambda = 5,90$ e $V_W = 8$ m/s da turbina de Lee *et al.* (2016), conforme apresentado na Figura 30. Os erros absolutos e relativos do C_P de cada configuração de malha, em relação ao C_P das simulações de Lee *et al.*, foram obtidos por meio das equações:

$$\Delta \bar{x} = \bar{x} - x \quad (31)$$

$$r_{\bar{x}} = \left(\frac{\Delta \bar{x}}{x} \right) \times 100 = \left(\frac{\bar{x} - x}{x} \right) \times 100, \quad (32)$$

em que $\Delta \bar{x}$ é o erro absoluto, \bar{x} são os valores de C_P obtido para cada modelo de turbina, para um determinado λ e determinada configuração de malha, x são os valores de C_P da Turbina Modelo BEM de Lee *et al.* (2016) e $r_{\bar{x}}$ é o erro relativo dos valores de \bar{x} .

Para a validação numérica, os resultados de $C_P \times \lambda$ da turbina Modelo Referência foram comparados aos resultados das simulações numéricas da Turbina Modelo BEM de Lee *et al.* (2016) e podem ser vistos na Figura 45. A validação física foi realizada por meio da comparação dos mesmos resultados numéricos ($C_P \times \lambda$) da turbina Modelo Referência com os resultados experimentais da Turbina Modelo BEM de Lee *et al.* (2016) e também são apresentados na Figura 45.

4.1.2. Campos de pressão

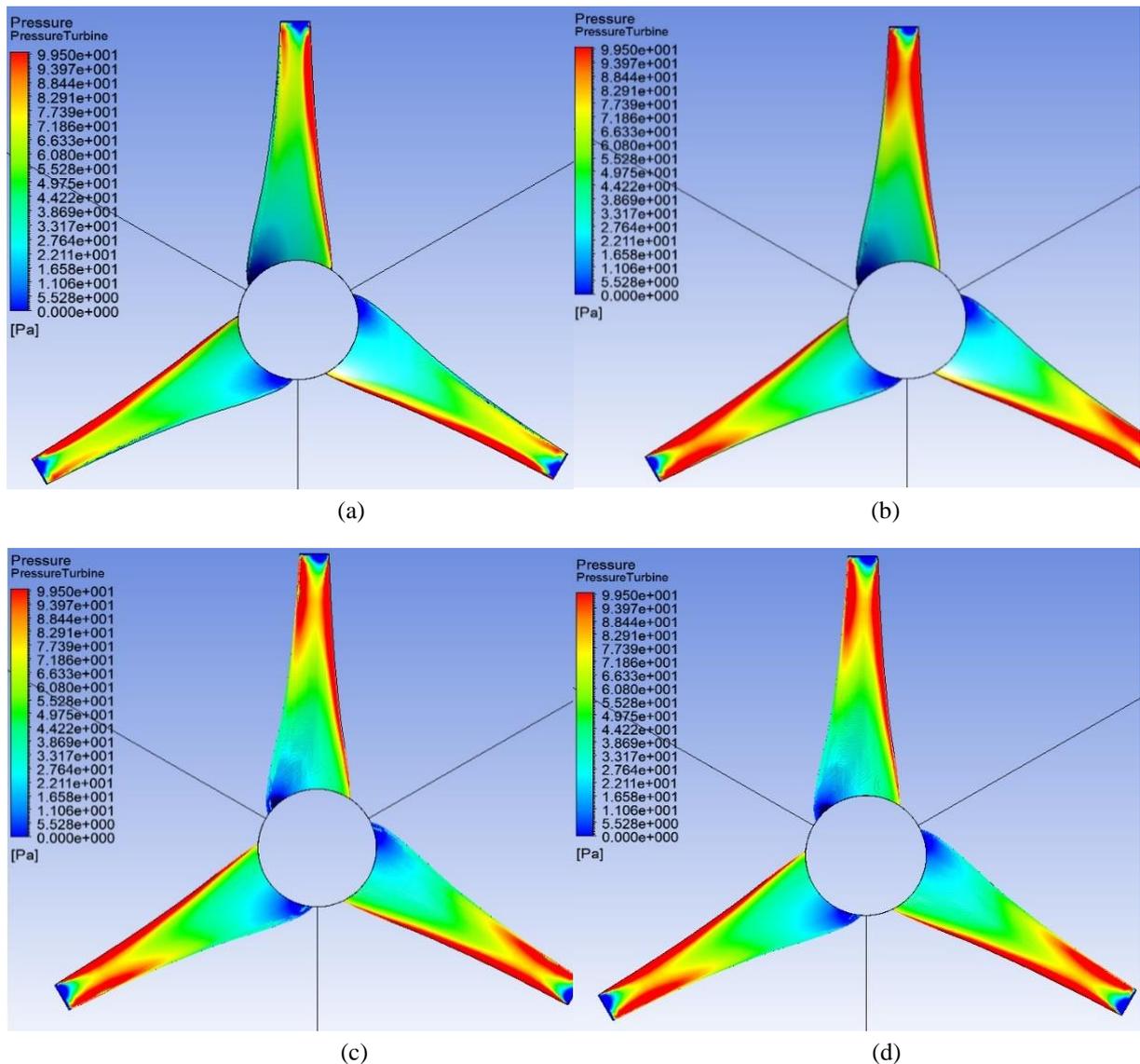
A partir das simulações realizadas, foi possível extrair também os campos de pressão aos quais as pás da turbina eólica são submetidas, para cada configuração de malha apresentada na Tabela 4. Na Figura 37 estão ilustrados os campos das pressão aplicados sobre as superfícies do intradorso da pá, sendo estas as de incidência direta do fluxo de vento. Na Figura 38 são apresentados os campos de pressão sobre as superfícies do extradorso da pá que, por sua vez, são aquelas opostas ao fluxo de vento incidente.

Os gradientes de cores observados nas Figura 37a, Figura 37b, Figura 37c e Figura 37d, apresentam as pressões a que as pás da turbina Modelo Referência, para as configurações de malha de 400 mil, 600 mil, 800 mil e 1 milhão de elementos, estão submetidas. As áreas das pás ilustradas na cor vermelha representam valores de pressão igual ou superior a 100 Pa,

enquanto que as regiões apresentadas na cor azul escuro indicam valores igual ou menor que zero. Como esperado, as pressões registradas no intradorso das pás da turbina apresentam valores de pressão predominantemente positivos, como observado na Figura 37. Já as pressões registradas no extradorso, ilustradas na Figura 38, possuem valores iguais ou menores do que zero, em sua maior parte.

Para melhor referência nas análises, é adequado destacar que a rotação da turbina se dá no sentido horário, quando observada a partir do intradorso. Dessa forma, o bordo de ataque dos perfis aerodinâmicos da pá na vertical, é a aresta ao longo do lado direito da mesma. Naturalmente, na observação a partir do extradorso, o sentido de rotação da turbina é o oposto.

Figura 37 - Campo de pressão exercido sobre as superfícies frontais (intradorso) da pá para as malhas: (a) 400 mil, (b) 600 mil, (c) 800 mil e (d) 1 milhão elementos.



Fonte: Elaborado pelo autor.

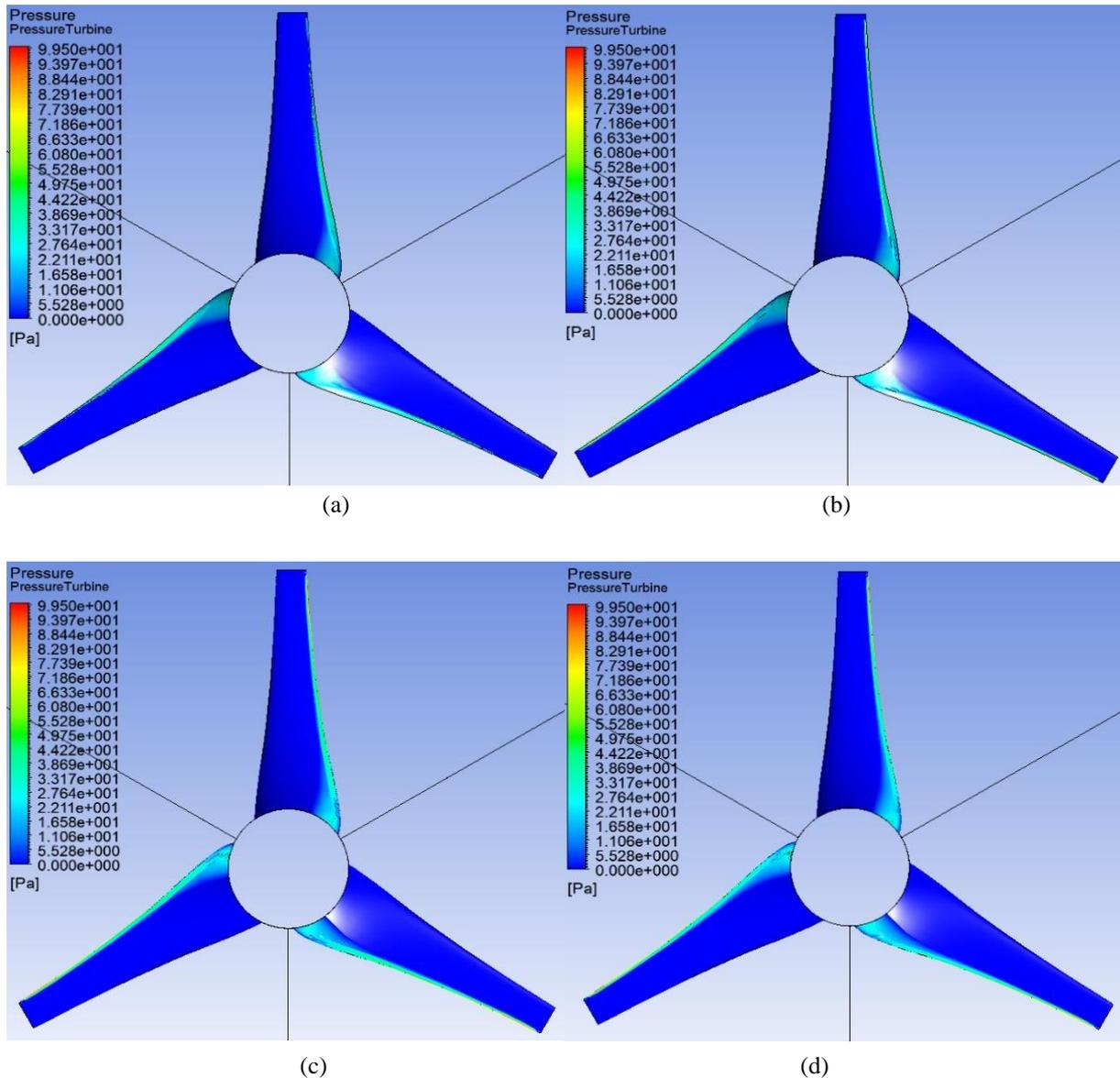
Analisando-se o intradorso, as pressões registradas no corpo das pás estão divididas basicamente em cinco zonas, com variação de 0 a 100 Pa. A primeira zona, destacada em azul escuro, representa pressão de 0 a 20 Pa em valores aproximados. A segunda, em azul claro, representa valores de 21 a 40 Pa. A terceira, em verde, indica as pressões de 41 a 60 Pa. A quarta zona, em cor amarela, apresenta os valores de pressão de 61 a 80 Pa. Por fim, a quinta zona está representada em vermelho e representa valores de 81 a 100 Pa.

Para todas as configurações de malha, a zona azul escura encontra-se, em sua maior parte, na base da pá e no bordo de saída do perfil, embora uma pequena área na ponta também possa ser observada com as mesmas características de pressão. A zona azul clara e verde estão distribuídas a partir da base da pá até o meio da mesma. A zona amarela se distribui a partir do meio da pá até a ponta, nas regiões circunvizinhas a zona vermelha. A zona vermelha se distribui em toda o bordo de ataque da pá, ampliando sua abrangência a medida que se encaminha em direção a ponta. Também se encontra na parte do bordo de saída, a partir do meio da pá até a ponta.

Comparando-se as quatro configurações de malha, foi possível observar que a configuração de 400 mil elementos apresentou menor abrangência de pressões a partir de 61 Pa, corroborando com o fato de que obteve também o menor valor de coeficiente de potência. Da mesma forma, a configuração de malha com 600 mil elementos obteve a maior área com incidência de pressões acima de 61 Pa, estando também em acordo com a obtenção do coeficiente de potência mais elevado. As configurações de malha de 800 mil e 1 milhão de elementos evidenciaram praticamente a mesma distribuição de pressão na superfície da pá, o que denota a obtenção de valores do coeficiente de potência com bastante proximidade. Com base nos campos de pressão, demonstra-se a boa concordância de performance entre as malhas organizadas em de 800 mil e 1 milhão volumes de controle. Considerando que os resultados de torque estão associados a distribuição das pressões no corpo da pá, os valores apresentados na Figura 36 são coerentes.

Quanto as superfícies posteriores das pás da turbina eólica (extradorso), o campo de pressão foi obtido para os mesmos quantitativos de elementos de malha, conforme visto na Figura 38. A figura ilustra que uma pressão próxima ou abaixo de zero ocorre em praticamente todo o corpo da pá. Isso ocorre devido a construção dos perfis aerodinâmicos permitirem ao vento escoar em maior velocidade nessa região da pá, ocasionando as forças de sustentação.

Figura 38 - Campo de pressão exercido sobre as superfícies posteriores (extradorso) da pá para as malhas: (a) 400 mil, (b) 600 mil, (c) 800 mil e (d) 1 milhão elementos.

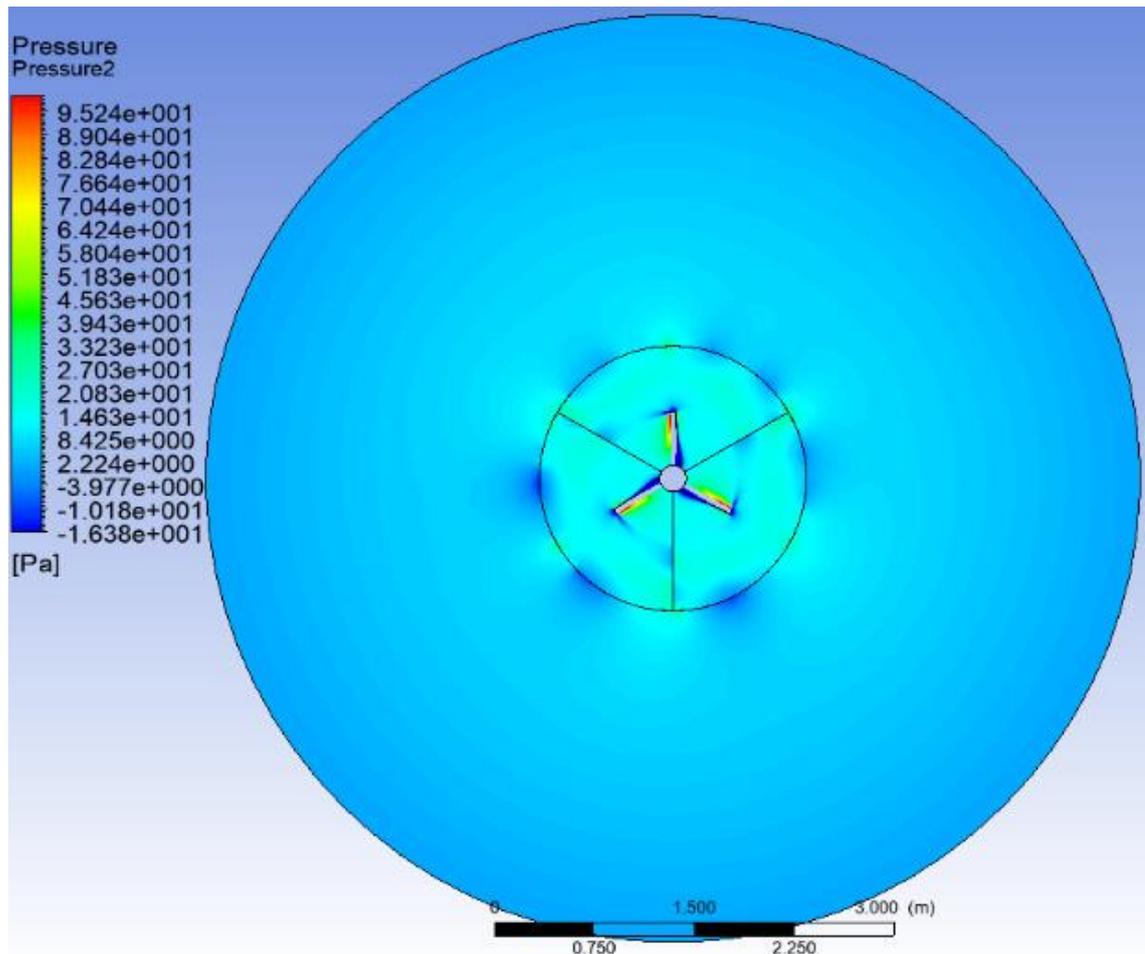


Fonte: Elaborado pelo autor.

A fim de investigar a qualidade das interfaces entre os domínios, o campo de pressão no plano de varredura da turbina também foi extraído e está apresentado na Figura 39. É notório que nas zonas de interface ocorrem variações de pressão com pouca significância. Isso ocorre devido as variações das malhas nas superfícies de contato entre as partes do domínio, no que tange as diferenças de geometria e de refino das malhas. Ajustes no sentido de coincidir os nós nessas regiões e evitar grandes diferenças de tamanho de elemento de malha podem ser necessários para contornar esse efeitos. No entanto, como as variações observadas apresentam diferenças muito baixas (abaixo de 0,3% em relação a pressão de referência), os

resultados de performance da turbina não foi significativamente afetado, visto que houve boa compatibilidade do coeficiente de potência das turbinas em análise com os valores experimentais de referência.

Figura 39 - Campo de pressão no plano de rotação da turbina eólica.

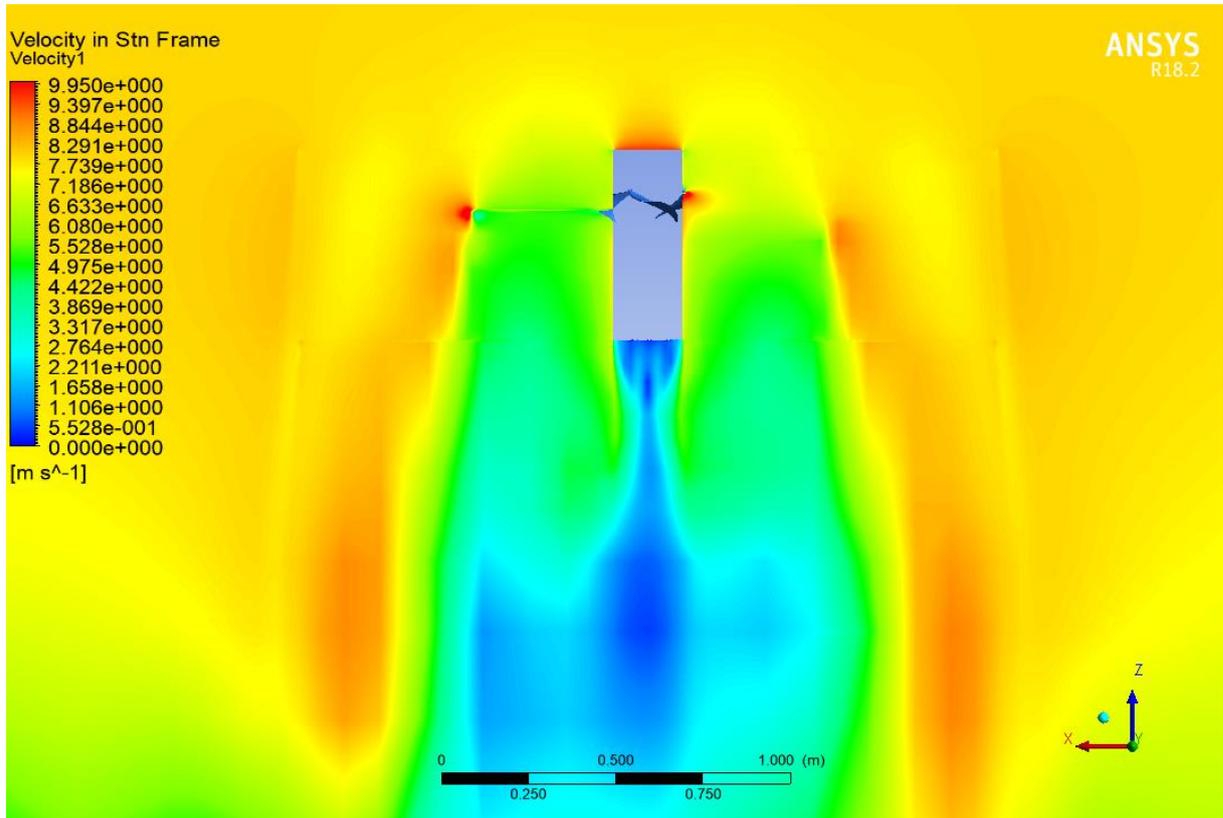


Fonte: Elaborado pelo autor.

4.1.3. Campos de velocidade

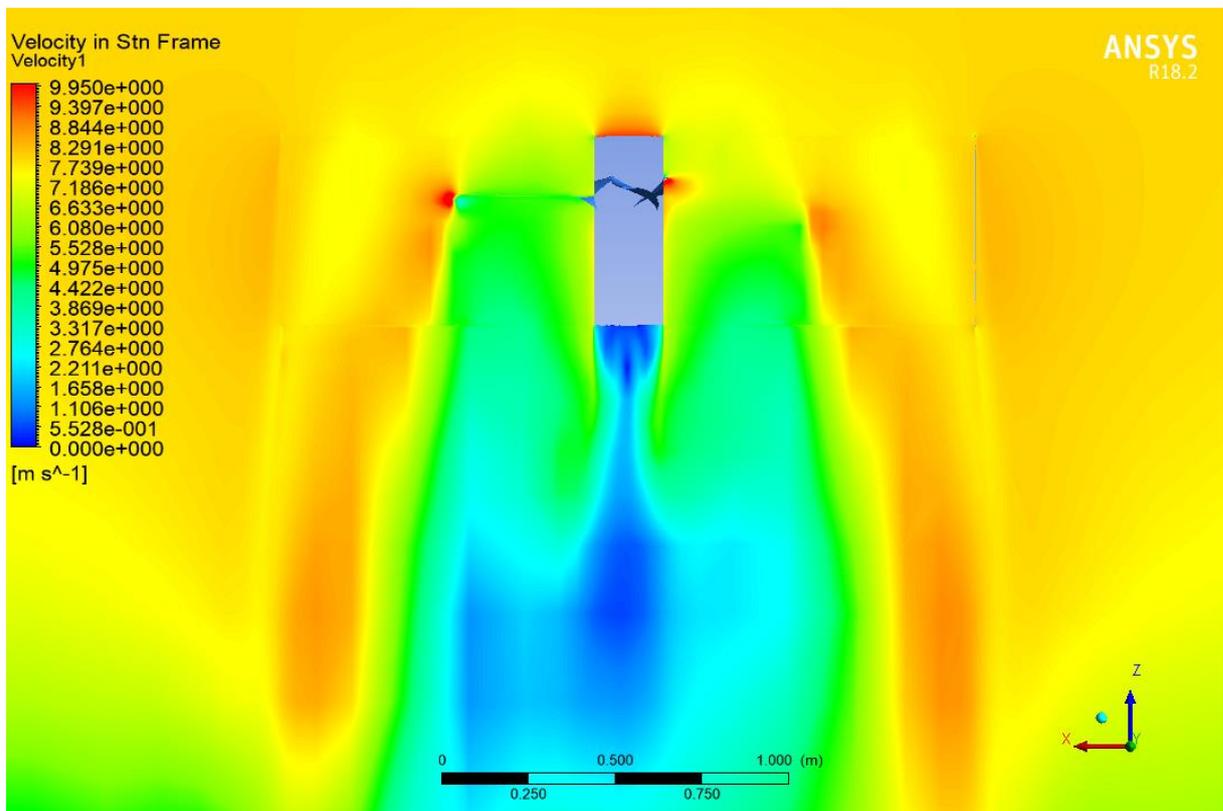
Os campos de velocidade de quadro estacionário foram também plotados para as configurações de malha em questão: 400 mil, 600 mil, 800 mil e 1 milhão de elementos. Os referidos campos de velocidades são apresentados por meio das Figura 40, Figura 41, Figura 42 e Figura 43, respectivamente. As regiões representadas em vermelho indicam velocidades igual ou superior a 10 m/s, as regiões em amarelo em torno de 8 m/s e as demais regiões apresentam valores iguais a 5 m/s ou inferior.

Figura 40 - Campo de velocidade em quadro estacionário no plano ZX para a malha de 400mil elementos.



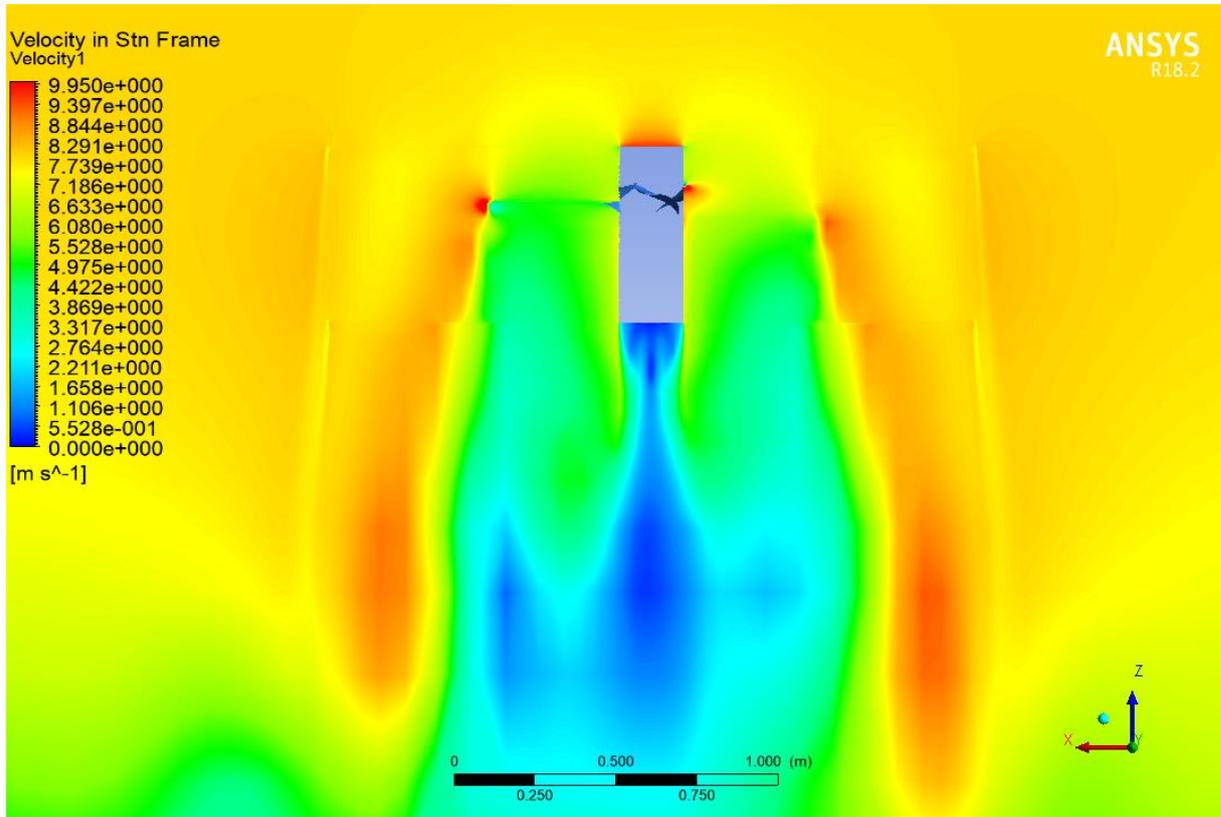
Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 41 - Campo de velocidade em quadro estacionário no plano ZX para a malha de 600mil elementos.



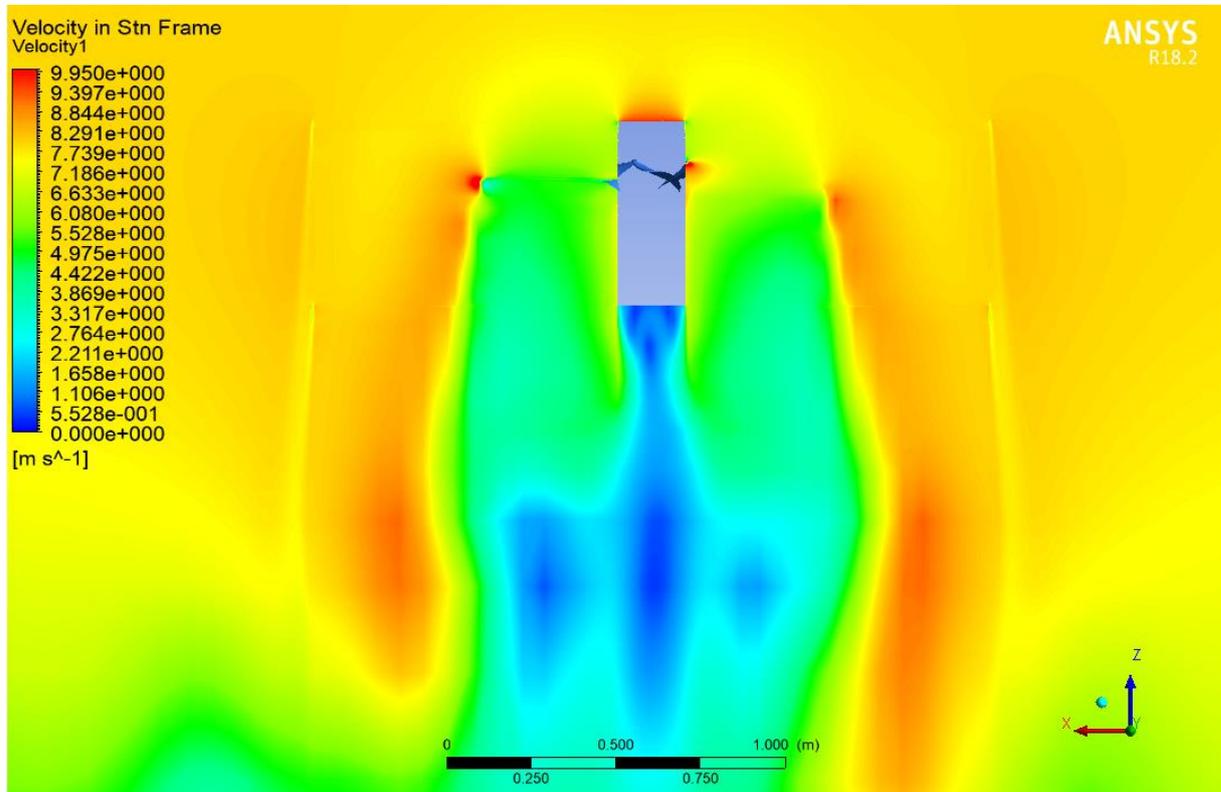
Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 42 - Campo de velocidade em quadro estacionário no plano ZX para a malha de 800mil elementos.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 43 - Campo de velocidade em quadro estacionário no plano ZX para a malha de 1 milhão elementos.

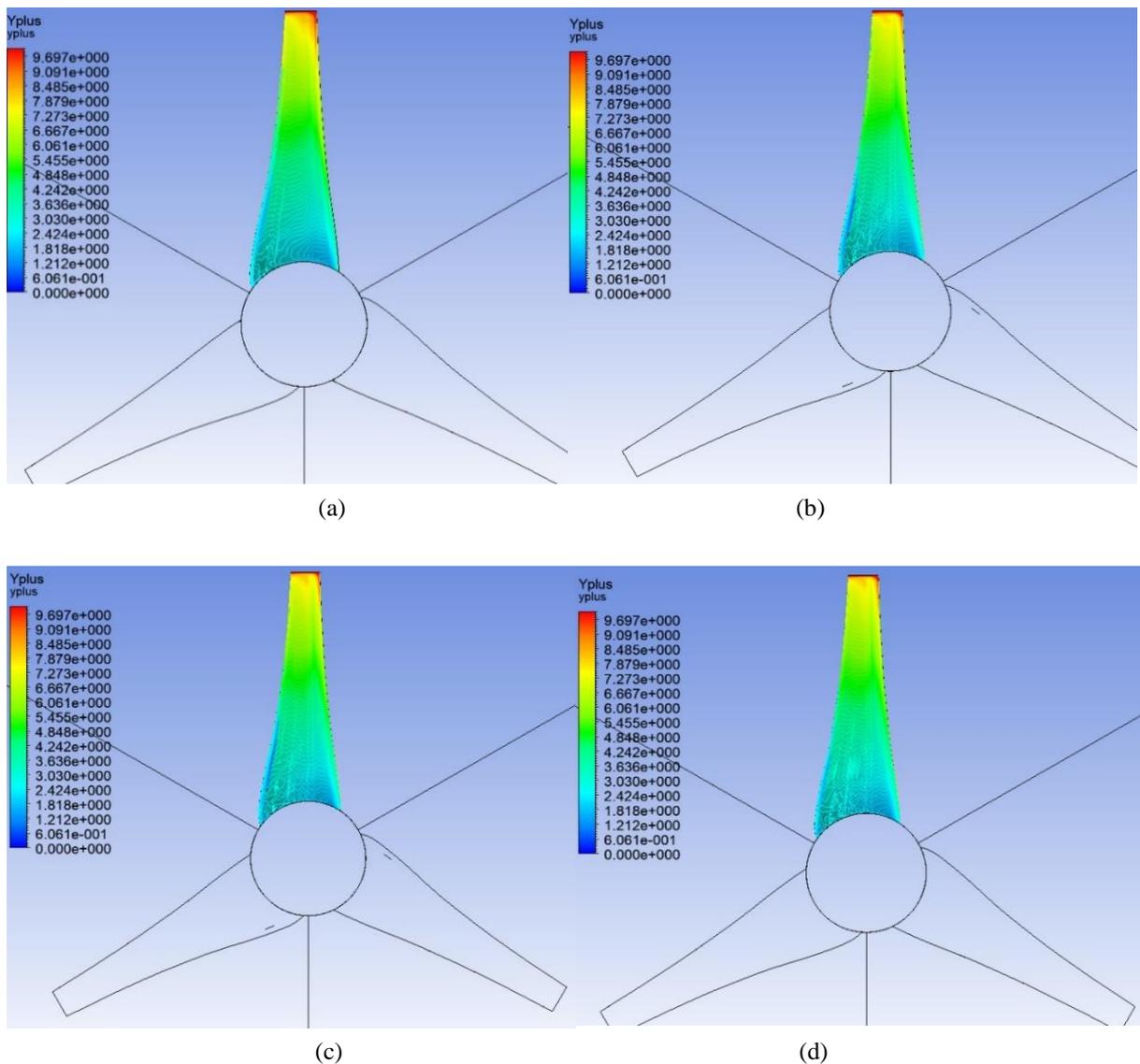


Fonte: Elaborado pelo autor.

4.1.4. Parâmetro y^+

Uma leitura do parâmetro y^+ foi também realizada para a superfície da pá, conforme é apresentado na Figura 44. A figura demonstra que valores próximos a 10 ocorrem nas proximidades da pontas da pá. Esses resultados apontam para necessidade de realizar alguns ajustes no tamanho dos elementos da camada limite, visto que esta é a região de maior instabilidade do fluxo. Valores mais apropriados são demonstrados para malhas mais refinadas, não apresentando diferenças significativas a partir de 800 mil elementos.

Figura 44 - Parâmetro y^+ para as malhas: (a) 400 mil, (b) 600 mil, (c) 800 mil e (d) 1 milhão elementos.



Fonte: Elaborado pelo autor.

4.2. Curvas de desempenho ($C_P \times \lambda$)

Um dos pontos fundamentais em uma pesquisa que utiliza CFD é a validação da método numérico desenvolvido. A presente pesquisa apresenta o método numérico de acordo com o fluxograma da Figura 25. A fluidodinâmica computacional é uma ferramenta robusta e confiável para o desenvolvimento de equipamentos eólicos e mecânicos de forma geral, dentre outros. Dessa forma, vários testes podem ser realizados e diversas versões de um produto podem ser avaliadas computacionalmente, sem a necessidade da construção de um produto real durante as fases de desenvolvimento. No entanto, um teste experimental é fundamental para garantir que a metodologia computacional desenvolvida realmente seja válida. O método numérico desenvolvido neste trabalho tem como referência o método realizado por Lee *et al.* (2016) nas simulações computacionais de uma turbina eólica nominada de modelo BEM. As simulações dos autores foram validadas por meio de experimentos em túnel de vento.

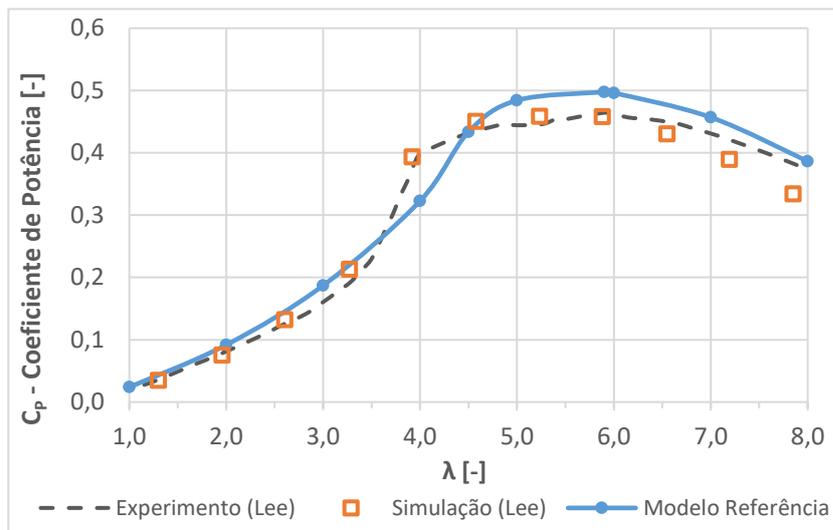
O objetivo desta etapa foi aplicar o método numérico proposto no estudo da turbina Modelo Referência, para a obtenção dos valores do coeficiente de potência para a relação de velocidade de ponta variando de 1 a 8. Os valores obtidos de C_P foram posteriormente organizados em um gráfico conforme apresentado na Figura 45. O gráfico foi então comparado a curva $C_P \times \lambda$ das simulações da turbina Modelo BEM de Lee *et al.* (2016). Essa comparação teve a finalidade de obter-se a validação numérica do método desenvolvido no presente trabalho. O mesmo gráfico foi também contrastado com a curva $C_P \times \lambda$ dos estudos experimentais da turbina Modelo BEM de Lee *et al.* (2016). Por sua vez, essa verificação teve por objetivo realizar a validação física do método em estudo. A curva de desempenho $C_P \times \lambda$ das simulações da turbina Modelo Referências, assim como das simulações e experimentações da turbina Modelo BEM de Lee *et al.* (2016), são ilustradas na Figura 45. A validação numérica e a validação física foram realizadas por meio do cálculo de erro relativo, para cada valor de λ , de acordo com a equação 32.

4.2.1. Curva $C_P \times \lambda$ da turbina Modelo Referência e validação do método

Os resultados do coeficiente de potência mostraram que há boa compatibilidade entre a curva de desempenho da turbina Modelo Referência e da turbina Modelo BEM de Lee *et al.* (2016), principalmente para relação de velocidade de ponta acima de 4,5. Para fins de validação numérica, os erros relativos dos valores de C_P resultantes das simulações numéricas das duas turbinas foram calculados para cada λ . Dessa forma, para $\lambda = 1,0$ a $3,5$, os valores do

coeficiente de potência da turbina Modelo Referência obtiveram variações de +0,24 % a +15,94 % em relação ao C_P da turbina Modelo BEM. Para $\lambda = 3,5$ a 4,5, a turbina Modelo Referência obteve os valores de C_P inferiores aos da turbina Modelo BEM, com variação máxima de -19,44 % para $\lambda = 4,0$. Para $\lambda = 4,5$ a 8,0, C_P apresentou variação máxima de +21,43 %, quando $\lambda = 8,0$, sendo que o erro aumentava a medida que os valores de λ eram maiores. Em termos absolutos, o erro máximo de C_P do Modelo Referência em relação a de Lee *et al.* não foi superior a 0,078. As variações de erros é pouco significativa para o problema em questão e está relacionada as diferenças construtivas necessárias da geometria da turbina Modelo Referência em relação a de Lee *et al.* (2016), conforme Figura 12. As curvas de C_P das simulações de ambas as turbinas estão apresentados na Figura 45.

Figura 45 - Curva C_P x λ das simulações da turbina Modelo Referência em comparação aos resultados das simulações e experimentação de Lee *et al.* (2016).

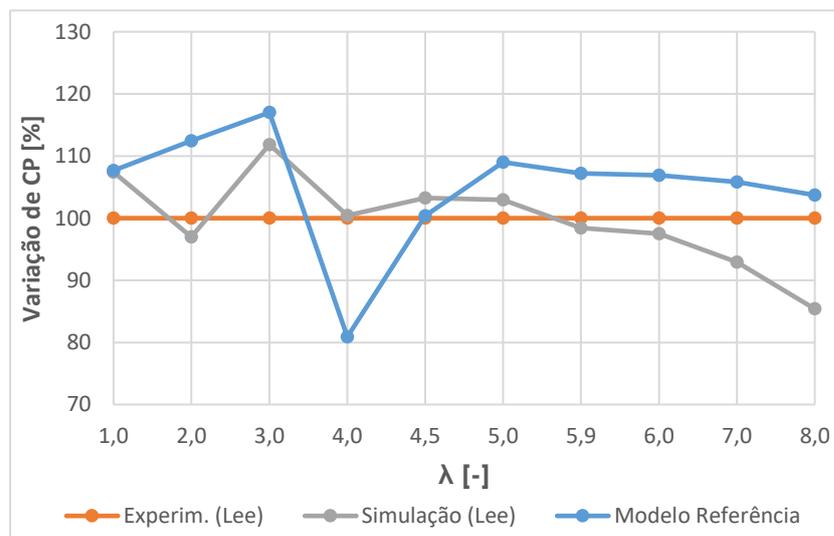


Fonte: Elaborado pelo autor.

Para a validação física, os erros relativos advindos da comparação dos valores numéricos de C_P da turbina Modelo Referência com os valores experimentais da turbina de Lee *et al.* (2016) foram calculados. Para $\lambda = 1,0$ a 3,5, os valores de C_P do Modelo Referência apresentaram variações de +7,66 % a +17,02 % em relação ao C_P da turbina Modelo BEM. Para $\lambda = 3,5$ a 4,5, a turbina em estudo apresentou valores de C_P inferiores aos valores experimentais da turbina Modelo BEM, atingindo a variação máxima de -19,10 % para $\lambda = 4,0$. Para $\lambda = 4,5$ a 8,0, os valores de C_P apresentaram variação máxima de +8,99 %, quando $\lambda = 5,0$, diminuindo os valor a medida que λ se encaminhava para 8. Em termos de erros absolutos, a

variação do C_P do Modelo Referência não foi maior do que 0,076 em relação a de Lee *et al.*. A variação pode ser considerada de pouca significância, sendo também ocasionada devido as diferenças construtivas da geometria da turbina Modelo de Referência em relação a de Lee *et al.* (2016), conforme Figura 12. A curva de C_P das simulações da turbina Modelo Referência e de C_P experimental da turbina Modelo BEM, estão apresentados na Figura 45 e o resultado comparativo é ilustrado por meio da Figura 46.

Figura 46 - Comparativo da variação percentual de C_P das simulações do Modelo Referência e das simulações de Lee *et al.* (2016) com a experimentação de Lee *et al.* (2016).



Fonte: Elaborado pelo autor.

As simulações realizadas puderam indicar também as pressões as quais as superfícies frontais (intradorso) e posteriores (extradorso) das pás estão submetidas. De acordo com o esperado, as superfícies frontais (Figura 37c), local em que o vento incide diretamente, estão submetidas as maiores pressões. Já quanto ao extradorso (Figura 38c) as pressões incidentes apresentam valores próximos a zero.

4.2.2. Curva C_P x λ da turbina Modelo 01

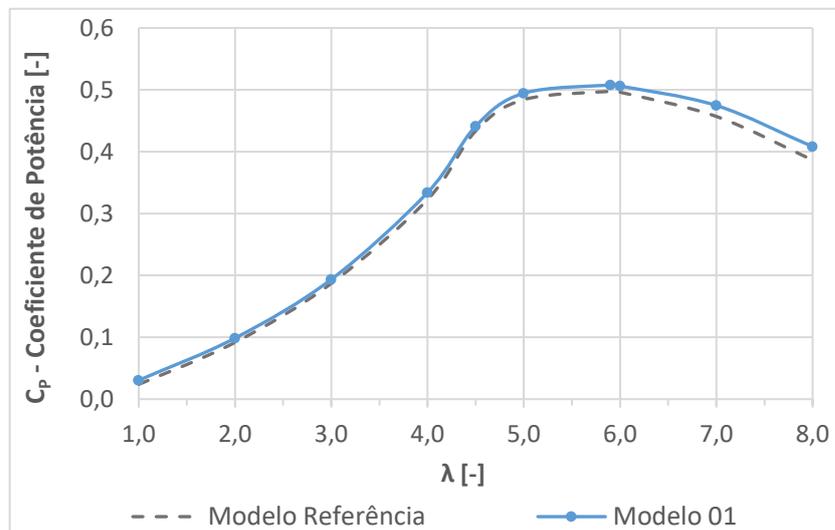
Para o Modelo 01 da turbina eólica em estudo, caracterizada pela ausência de *hub* e com a pá prolongada a partir de sua base, os resultados de C_P obtidos indicaram um pequeno ganho de performance em relação a turbina Modelo Referência. É natural imaginar que isso aconteça, visto que o prolongamento da pá resulta em uma maior área de incidência para o vento, resultado em uma maior solidez (razão entre a área ocupada pelas pás e a área varrida

pelas mesmas). No entanto, o simples aumento da solidez não pode ser considerado, isoladamente, para analisar o aumento da performance de uma turbina.

Os resultados do coeficiente de potência para a turbina Modelo 01 estão apresentados na Figura 47. Como observado, há um pequeno ganho de desempenho do Modelo 01 em relação ao Modelo de Referência. Isso indica que a extensão do comprimento da pá implica no aumento da área de incidência de vento, ou seja, há o aumento da solidez da mesma.

De forma geral, o prolongamento da pá implicou em um ganho mínimo de +1,76 % no coeficiente de potência, para $\lambda = 4,5$, e máximo de +7,52 %, para $\lambda = 2,0$. Observa-se que o valor de C_P para $\lambda = 1,0$ é discrepante em relação ao restante da curva. O valor de C_P a partir deste ponto variou em +7,52 %, quando $\lambda = 2,0$, até 1,76 %, quando $\lambda = 4,5$. Para $\lambda = 4,5$ a 8,0, os valores do coeficiente de potência aumentaram até atingir o percentual de melhoria de 5,66 %. Em valores absolutos, o coeficiente de potência aumentou de $\lambda = 1,0$ a 8,0, obtendo ganhos de 0,007 até 0,022, de um ponto a outro.

Figura 47 - Curva C_P x λ do Modelo 01 da turbina em comparação ao Modelo Referência.



Fonte: Elaborado pelo autor.

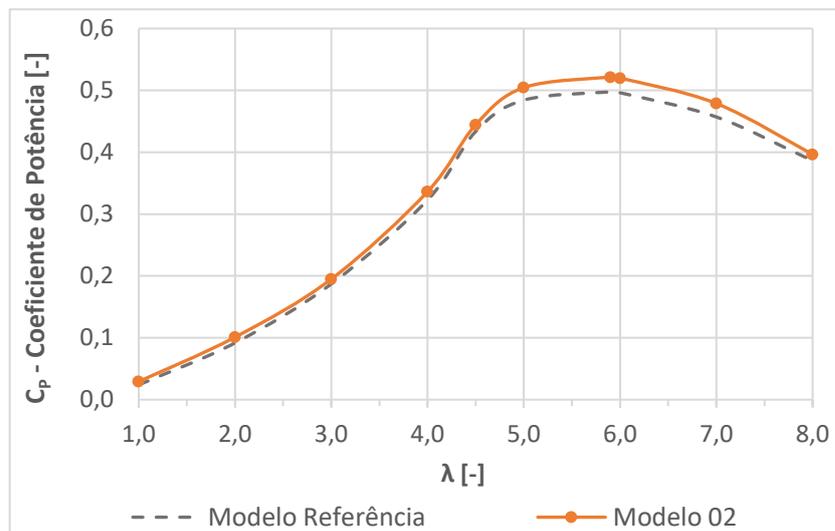
4.2.3. Curva C_P x λ da turbina Modelo 02

Os resultados de performance do Modelo 02 da turbina, comparados ao Modelo 01, são apresentados na Figura 48. O referido modelo possui as mesmas características da turbina anterior, com a inserção de um *hub* de configuração simplificada com o corpo cilíndrico e bordo de ataque esférico. No geral, o modelo de *hub* proporcionou uma melhoria do coeficiente de

potência para $\lambda = 1,0$ a $8,0$, exceto nos pontos extremos, onde houve diminuição. Para estes, o C_P foi menor em 3,61 % e 2,90 %, respectivos a $\lambda = 1,0$ e $\lambda = 8,0$. Para λ variando de 2,0 a 4,0, os valores C_P apresentou queda percentual de +2,42 % até 0,67 %. A partir de $\lambda = 4,5$ até $\lambda = 6,0$, os ganhos de C_P aumentaram de 0,74 % até 2,73 %. A variação do coeficiente de potência voltam a diminuir a partir de $\lambda = 7,0$.

Comparado ao Modelo Referência, o desempenho da turbina com *hub* cilíndrico-esférico foi ainda mais positivo, ou seja, foi possível extrair mais energia do vento com a presença do *hub*. O ganho percentual do C_P da turbina foi superior a 2,51 %. Houve melhoria de 22,94 % quando $\lambda = 1,0$ e de 10,12 % quando $\lambda = 2,0$, sendo estas as maiores variações. Para $\lambda = 3,0$ a 4,5, os valores foram diminuindo de +4,20 % até atingirem 2,51 %. A partir de $\lambda = 5,0$ até $\lambda = 7,0$, o ganho percentual do coeficiente de potência foi de 4,21 % a 4,78 %. Para $\lambda = 8,0$ o valor diminuiu para 2,60 %. Em termos absolutos, os valores de C_P tiveram aumento de 0,015 em média.

Figura 48 - Curva C_P x λ do Modelo 02 da turbina em comparação ao Modelo Referência.



Fonte: Elaborado pelo autor.

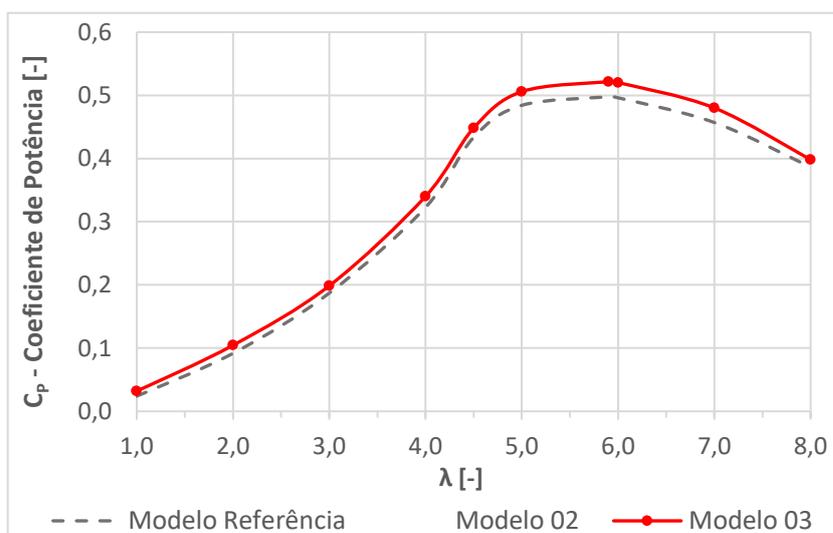
4.2.4. Curva C_P x λ da turbina Modelo 03

A turbina eólica Modelo 03, como explicado anteriormente, possui a mesma geometria de pá do Modelo 01, porém o *hub* foi construído utilizando o perfil aerodinâmico Eppler 863. Como observado na Figura 49, esse modelo de turbina apresenta ganho de performance em relação a turbina Modelo Referência, no entanto, sem acrescentar muito em

relação ao Modelo 02, com *hub* cilíndrico-esférico. Para $\lambda = 1,0$, a variação do coeficiente de potência foi de +8,40 % em relação ao Modelo 02. Esse valor decresce até $\lambda = 5,9$, quando o ganho desempenho de C_P diminuiu para +0,01 %. A partir desse ponto, a variação do C_P aumenta até atingir o percentual de 0,45 %. Em valores absolutos o coeficiente de potência aumentou em média apenas 0,002.

Comparando-se o Modelo 03 de turbina ao Modelo Referência, vê-se que a melhoria no desempenho é bastante significativa. Quando $\lambda = 1,0$, a variação do coeficiente foi de +33,26 %. Para $\lambda = 2,0$, a variação de C_P foi de +13,89 %. Esse valor diminui até atingir o percentual de variação de +3,41 %, em $\lambda = 4,5$. Para $\lambda = 4,5$ a 7,0, o valor de C_P aumenta até alcançar o percentual de 5,05 %. Para $\lambda = 8,0$, o coeficiente de potência diminuiu para +3,06 %. Em termo de valores absolutos, o C_P aumenta em média 0,017, atingindo o máximo de 0,24 para $\lambda = 5,9$.

Figura 49 - Curva C_P x λ do Modelo 03 da turbina em comparação ao Modelo Referência.



Fonte: Elaborado pelo autor.

4.2.5. Curva C_P x λ da turbina Modelo 04

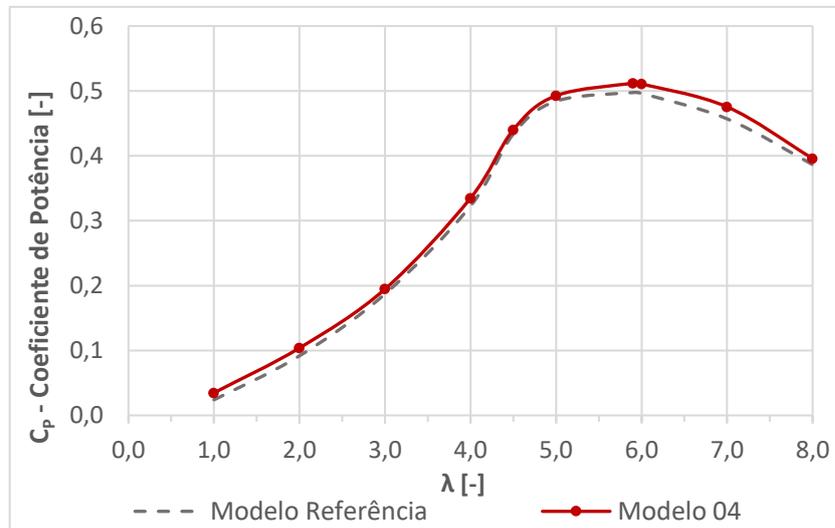
A turbina eólica Modelo 04 possui a mesma geometria de pá do Modelo 01 da turbina e o *hub* foi construído com o perfil Eppler 863 e um canal helicoidal entre as pás. Na Figura 50 é ilustrada a curva de desempenho do Modelo 04, onde é observado que o *hub* desenvolvido proporcionou melhoria na performance da turbina. O referido modelo obteve desempenho similar ao Modelo 03, com valores levemente inferior. A explicação para este dato

pode ser associada a geometria adotada no modelo, que provocou uma difusão no fluxo de vento, conforme visto na Figura 54. Uma melhoria no Modelo 04 pode ser direcionada a este ponto em particular. O desempenho geral da turbina Modelo 04 foi de +8,13 % em relação a turbina Modelo Referência e de -0,53 % em relação ao Modelo 03.

Comparando-se a curva $C_p \times \lambda$ da turbina Modelo 04 com a curva da turbina Modelo 03, a variação do coeficiente de potência foi de +8,61 %, quando $\lambda = 1,0$ e, para $\lambda = 1,0$ a 8,0, os valores de C_p oscilaram entre o valor de -0,59 % a -2,62 %.

Quando comparado ao Modelo Referência da turbina, observa-se que o Modelo 04 proporciona melhoria significativa de performance. Para $\lambda = 1,0$, o coeficiente de potência foi de +44,74 % em relação ao Modelo Referência. Para $\lambda = 2,0$, a variação de C_p foi de +13,22 %. Para $\lambda = 3,0$ a 4,5, os valores de C_p diminuíu de +4,02 % a +1,52 %. Para $\lambda = 5,0$ a 7,0, o coeficiente de potência variou de +1,75 % a +4,04 %. Para $\lambda = 8,0$, o coeficiente de potência variou para +2,46 %.

Figura 50 - Curva $C_p \times \lambda$ do Modelo 04 da turbina em comparação ao Modelo Referência.



Fonte: Elaborado pelo autor.

4.2.6. Campos de velocidade dos modelos de turbina

O campo de velocidade foi plotado para todos os modelos de turbina a fim de analisar a escoamento no entorno das mesmas e, particularmente, na região de influência do *hub*. As figuras elaboradas foram fixadas para o $\lambda = 5,9$, sendo este o ponto onde a turbina de Lee *et al.* (2016) obteve melhor desempenho nas análises experimentais. Considerando que o

corpo da pá da turbina é semelhante entre os modelos, com alguma modificação na base, naturalmente o comportamento do vento no entorno destas se assemelha. A esteira aerodinâmica formada em todos os modelos de turbina apresentam características semelhantes, como podem ser observados nas Figura 51, Figura 52, Figura 53 e Figura 54.

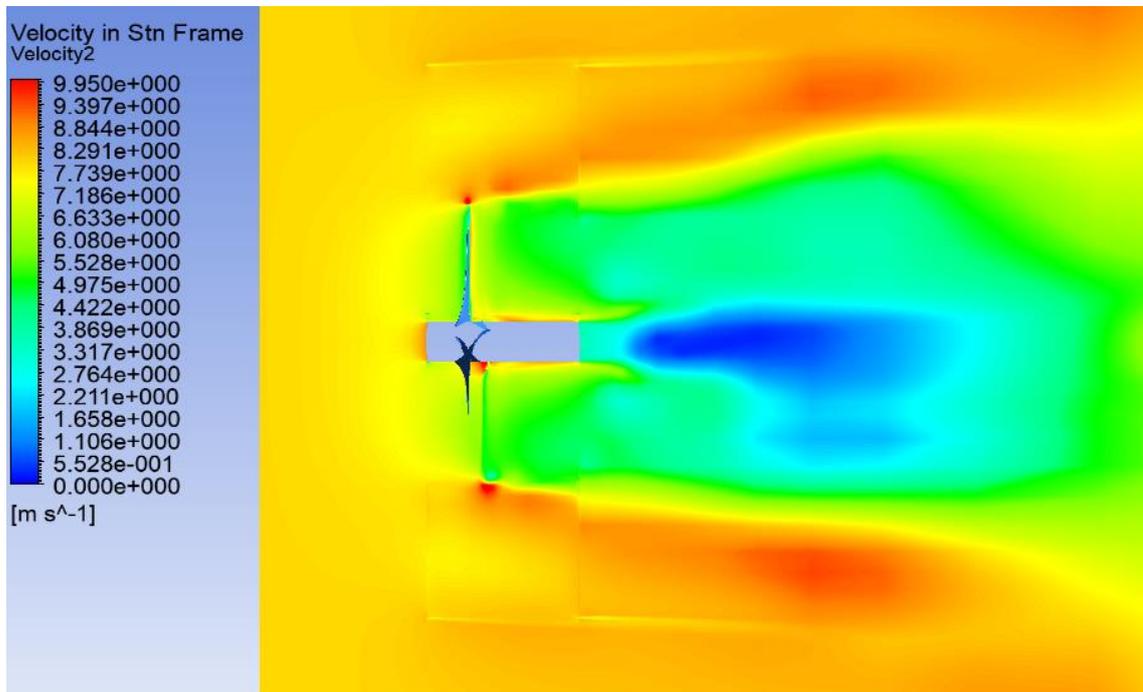
Um ponto importante a ser verificado são as zonas de velocidade a frente do bordo de ataque (*upstream*) do *hubs*. Embora os resultados do coeficiente de potência dos Modelos 02 e 03 se assemelhem bastante, com leve superioridade do último, os campos de velocidade apresentam algumas variações. A área onde a velocidade do vento diminui devido a influência da pressão do *hub* apresenta-se levemente maior na turbina Modelo 02, que possui um formato de *hub* com bordo de ataque esférico. Esse fato é natural, já que o formato aerodinâmico do *hub* do Modelo 03 facilita a passagem do vento. Da mesma forma, o Modelo 04 apresenta menor resistência no bordo de ataque, por ser mais agudo nessa região.

Na Figura 55, o comportamento do fluxo de vento nas regiões de proximidade da turbina eólica pode ser observado. A turbina Modelo 01 é caracterizada pela ausência de um *hub* e uma forma tubular de parede deslizante foi utilizada na região central com o intuito de captar o desempenho das pás isoladamente, conforme ilustrado na Figura 55a. Nota-se que este artifício permitiu que o fluxo atravessasse a região das pás sem que houvesse influências significativas por parte da parede tubular.

O comportamento do fluxo no entorno das turbinas Modelo 01 e Modelo 02 se apresenta com bastante similaridade, como ilustrado nas Figura 55b e Figura 55c. Como pode ser visto, a *upwind* das turbinas há uma região de desaceleração do vento, logo a frente do *hub*, sendo esta região influenciada pela geometria do mesmo. Já a *downwind* das turbinas, uma esteira aerodinâmica é formada por influência da geometria do *hub*. Devido a forma construtiva dos *hubs* das turbinas Modelo 01 e Modelo 02, a esteira formada apresenta forma semelhante, o que está em acordo com a curva de desempenho das turbinas ilustradas nas Figura 48 e Figura 49.

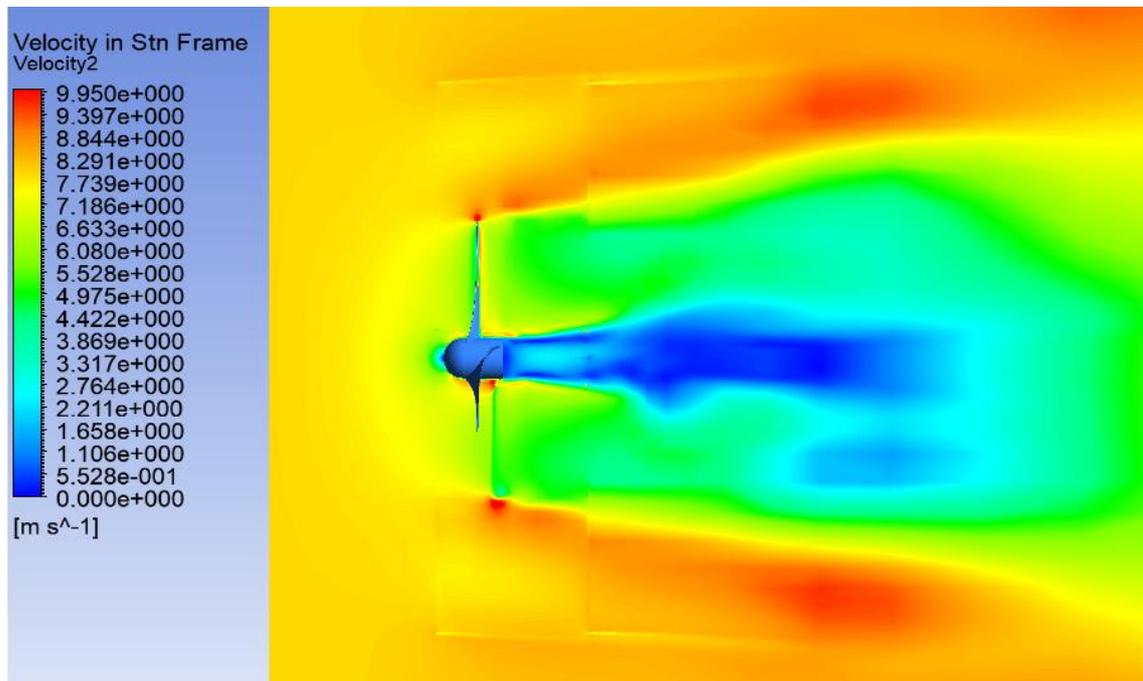
O Modelo 04 da turbina, visto na Figura 55d, produz menor influência ao escoamento na região frontal do *hub*, devido a sua geometria com características mais afilada. A esteira deste modelo possui um fluxo difuso, devido a geometria do *hub* possuir um ângulo aberto no bordo de saída. Uma melhoria de performance pode ser alcançada com a modificação dessa região do *hub*.

Figura 51 - Campo de velocidade no plano ZY da turbina Modelo 01.

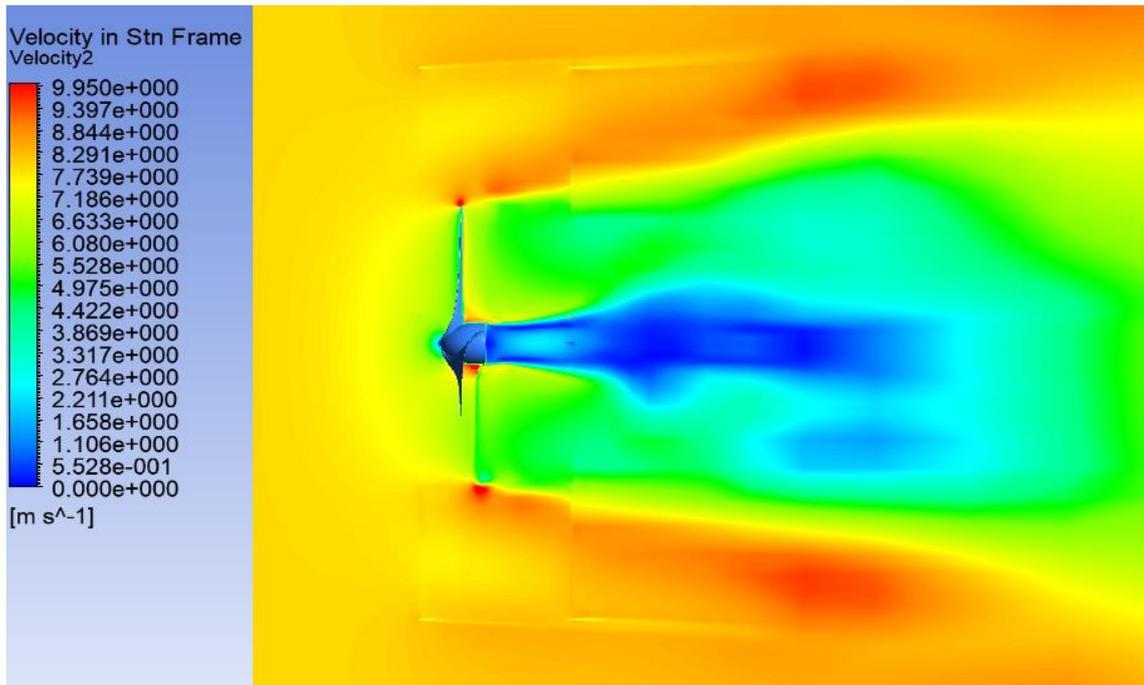


Fonte: Elaborado pelo autor.

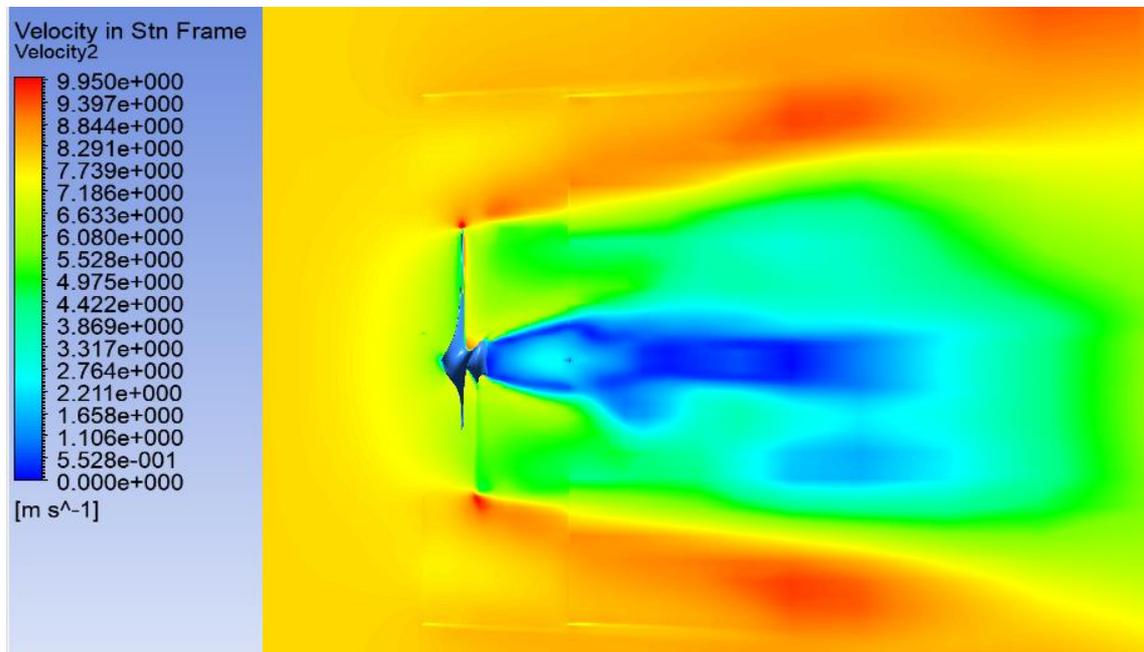
Figura 52 - Campo de velocidade no plano ZY da turbina Modelo 02.



Fonte: Elaborado pelo autor.

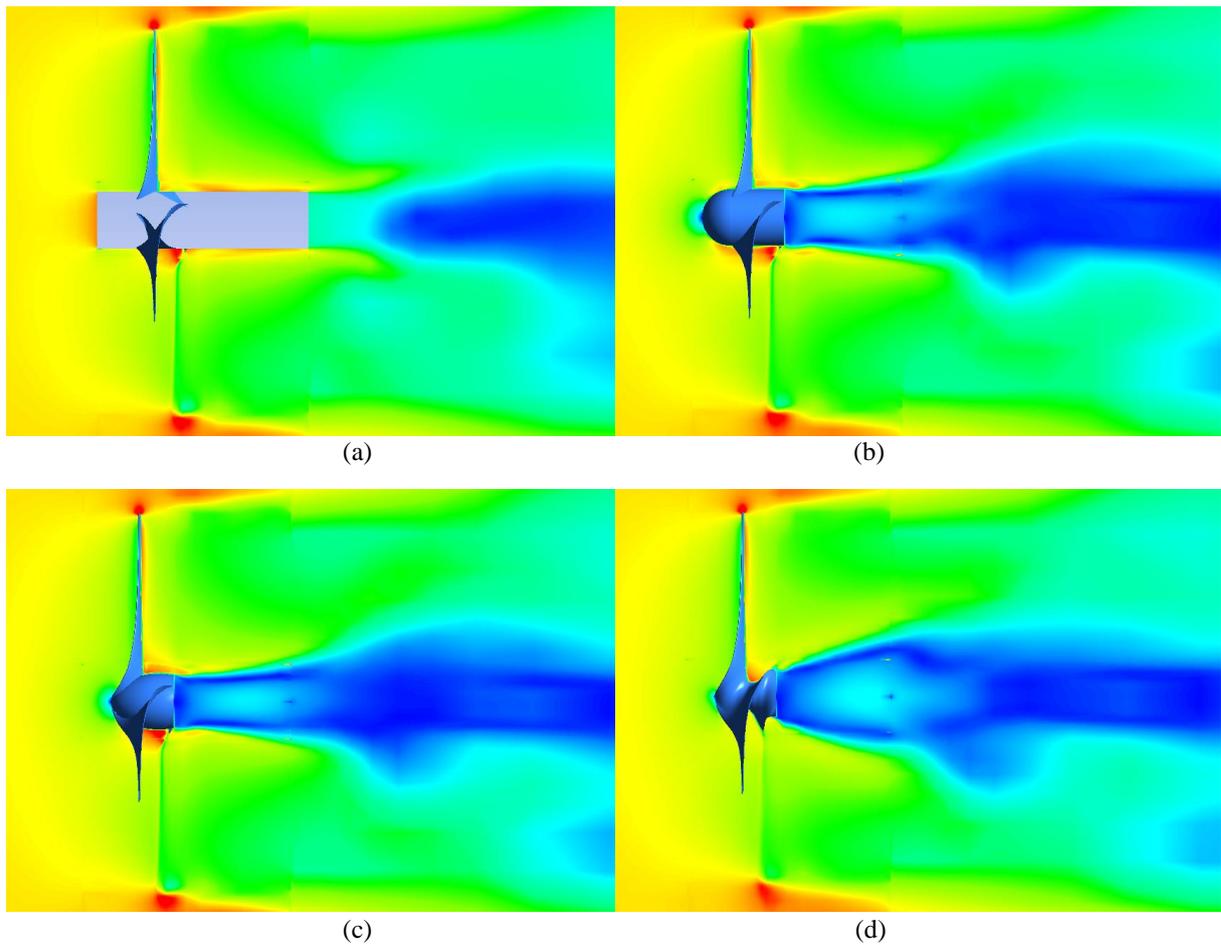
Figura 53 - Campo de velocidade no plano ZY da turbina Modelo 03.

Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 54 - Campo de velocidade no plano ZY da turbina Modelo 04.

Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 55 - Campo de velocidade no plano ZY na região do *hub* das turbinas Modelo 01, 02, 03 e 04.



Fonte: Elaborado pelo autor.

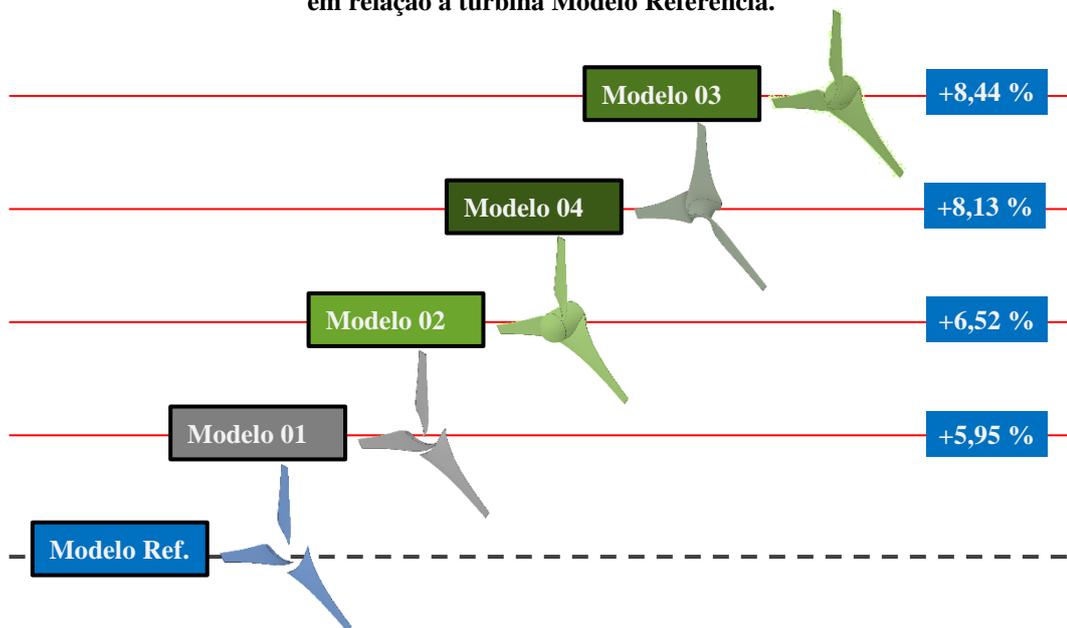
4.2.7. Comparação de desempenho dos modelos turbina

Considerando os resultados do coeficiente de potência em função da relação de velocidade de ponta apresentados nas Figura 45, Figura 47, Figura 48, Figura 49 e Figura 50, foi possível obter o percentual de variação médio dos Modelos 01, 02, 03 e 04 em relação a turbina Modelo Referência. O levantamento preliminar foi realizado por meio do cálculo do valor médio simples e está ilustrado na Figura 56.

Com vistas a obter um maior detalhamento nas análises comparativas de desempenho, a variação de cada modelo de turbina, para cada valor de λ , está apresentado na Figura 57. No gráfico, o valor de C_P do Modelo Referência, para λ variando de 1 a 8, foi considerado como o percentual 100,0 %. A variação dos valores de C_P dos Modelos 01, 02, 03 e 04 foi calculado com base em um percentual do C_P da turbina Modelo Referência, para cada valor de λ . Dessa forma, foi possível observar que todos os modelos de turbinas obtiveram

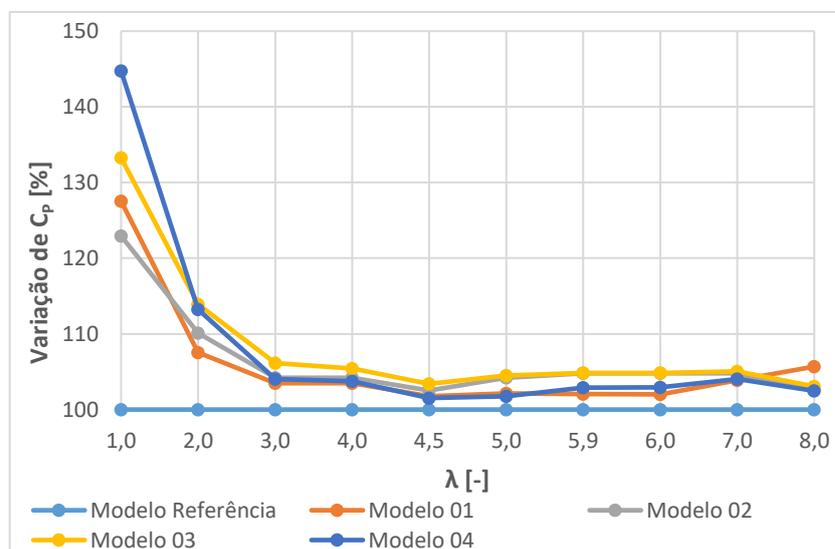
melhoria de desempenho em relação ao Modelo Referência, sendo os maiores ganhos para valores de $\lambda < 3$. Para $\lambda \geq 3$, o percentual de melhoria da performance ocorreu de modo uniforme. Para $\lambda = 1$, o Modelo 04 da turbina apresentou desempenho superior aos demais modelos. Para valores de $\lambda \geq 2$, a turbina Modelo 03 apresentou o melhor performance. De forma geral, os dados da Figura 57 resumem os resultados do coeficiente de potência dos modelos de turbina analisados e apresentaram concordância com campos de velocidade de vento na região do entorno das turbinas.

Figura 56 - Comparativo da variação percentual de C_p das turbinas Modelo 01, 02, 03 e 04 em relação a turbina Modelo Referência.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 57 - Comparativo da variação percentual de C_p das turbinas Modelo 01, 02, 03 e 04 em relação a turbina Modelo Referência.



Fonte: Elaborado pelo autor.

4.3. Considerações finais

Neste capítulo, foi apresentado o estudo de convergência de malha, mostrando a influência do quantitativo de elementos na obtenção do resultado do coeficiente de potência. Os campos de pressão e velocidade, assim como o parâmetro y^+ foi apresentado na sequência para a turbina Modelo Referência. Posteriormente, a curva de desempenho do modelo foi analisada, de modo a realizar a validação numérica e física do método proposto. A apresentação da curva de performance das turbinas Modelo 01, 02, 03 e 04, comparando-as com o Modelo Referência foi realizada. Os campos de velocidade dos referidos modelos foram analisados de modo a verificar-se a relação do fluxo na região de proximidade das turbinas com as curvas de coeficiente de potência das mesmas. Por fim, a comparação de desempenho das turbinas Modelo Referência e Modelos 01, 02, 03 e 04 foi realizada.

No capítulo a seguir, as conclusões do trabalho serão realizadas, assim como um levantamento das possibilidades estudos futuros.

5. Conclusões

5.1. Considerações preliminares

Considerando os objetivos estabelecidos inicialmente, é possível afirmar que os mesmos foram alcançados de forma satisfatória, visto que conseguiu-se elaborar a construção dos modelos de turbina propostos, fazer o levantamento das curvas de desempenho e realizar o estudo comparativo entre eles.

Nos trabalhos anteriores foi demonstrada a importância das pesquisas voltadas ao desenvolvimento de turbinas eólicas, de modo a ampliar a participação desse tipo de energia na matriz energética brasileira. Também evidenciou-se a importância da micro e da minigeração distribuída para o modelo econômico atual. Os autores expuseram, ainda, que os elementos da turbina objetos de seus estudos foram: o corpo da pá, a ponta da pá, a nacele, a torre, difusores e concentradores, principalmente. Foi constatado, dessa forma, que o *hub* e o leme não permearam as pesquisas até então.

Dessa forma, o presente trabalho teve por objetivo geral analisar a influência da geometria do *hub* no desempenho aerodinâmico de uma turbina eólica de eixo horizontal de pequeno porte. Inicialmente, foi proposto reproduzir a turbina de geometria convencional de Lee *et al.* (2016), nominada Modelo BEM, e desenvolver um método numérico com as mesmas características estabelecidas pelos autores, o que foi plenamente alcançado.

Em um segundo momento, foi proposta a realização de um estudo de convergência de malha da turbina Modelo Referência, com o valor de λ fixado em 5,9, sendo que a malha configurada com 800 mil elementos apresentou resultados satisfatórios para a resolução do problema numérico em questão. Foi objetivado também, realizar o levantamento da curva de desempenho ($C_P \times \lambda$) da turbina Modelo Referência e compará-la com as simulações e experimentação da turbina de Lee *et al.* (2016), sendo assim efetuada a validação numérica e física do método numérico proposto.

Com base na geometria do Modelo Referência, os Modelos 01, 02, 03 e 04 da turbina foram desenvolvidos, em que as respectivas curvas do coeficiente de potência em função da relação de velocidade de ponta foram extraídas. O objetivo estabelecido para a realização do estudo das performances das turbinas Modelo 01, 02, 03 e 04, comparadas com a turbina Modelo Referência, demonstrou que todas as geometrias propostas obtiveram ganho de desempenho em relação aquela de referência. Por fim, foi possível verificar que o Modelo 03 apresentou os melhores resultados.

5.2. Curvas de performance dos modelos de turbina

Após o estudo de convergência de malha e a validação numérica e experimental do método proposto, foi possível extrair as curvas de desempenho das turbinas Modelo Referência e Modelos 01, 02, 03 e 04, obtendo-se as seguintes conclusões:

- O método numérico desenvolvido apresentou boa aproximação do método utilizado por Lee *et al.* (2016), quando comparados os resultados de desempenho da turbina Modelo Referência com os das simulações do Modelo BEM de Lee *et al.* (2016);
- O método numérico proposto neste trabalho obteve boa compatibilidade com os resultados experimentais de Lee *et al.* (2016), quando comparados os resultados de desempenho da turbina Modelo Referência com os experimentais do Modelo BEM de Lee *et al.* (2016);
- A turbina Modelo 01, sem *hub*, obteve ganho mínimo de +1,76 % no coeficiente de potência, para $\lambda = 4,5$, e máximo de +7,52 %, para $\lambda = 2,0$, em relação a turbina Modelo Referência. Este resultado indica que o apenas o prolongamento da pá provocou uma melhoria de performance da turbina, em que a média foi de +5,95 %;
- A turbina Modelo 02 obteve o coeficiente de potência, em média, +6,52 % superior ao Modelo Referência, com melhoria mínima de +2,51 %, quando $\lambda = 4,5$, e máxima de +10,12 %, para $\lambda = 2,0$. Dessa forma, conclui-se que o *hub* cilíndrico-esférico proporcionou um desempenho levemente superior ao da turbina anterior sem *hub*;
- O Modelo 03 da turbina eólica obteve, em média, uma performance de +8,44 % acima da turbina Modelo Referência, sendo o mínimo de +3,06 %, para $\lambda = 8,0$, e máximo de +13,89 %, para $\lambda = 2,0$. Este modelo apresentou melhor desempenho entre os modelos proposto;
- O Modelo 04, obteve melhoria de performance em +8,13 % em relação ao Modelo Referência, tendo atingido o menor resultado em +1,52 %, para $\lambda = 4,5$, e máximo em +13,22 %, para $\lambda = 2,0$. Este modelo necessita de ajustes no bordo de saída do *hub* para que seu desempenho obtenha resultados mais

significativos, visto que a geometria inicial causou uma difusão no fluxo de vento que passa pelo *hub*;

- Todos os modelos de turbina alcançaram significativa melhoria de desempenho para valores de λ abaixo de 3,0, sendo que para valores igual a superior, o percentual de aumento do coeficiente de potência em relação a turbina Modelo Referência foi bastante uniforme;
- O *hub* contribui para a performance aerodinâmica geral da turbina eólica, sendo que a pá é o elemento de mais significativo para a extração da energia eólica.

5.3. Análise comparativa dos modelos de turbina

O estudo comparativo do desempenho das turbinas Modelo Referência e Modelos 01, 02, 03 e 04, as seguintes conclusões foram alcançadas:

- O Modelo 03 da turbina, que possui um *hub* seguindo o perfil Eppler 863, obteve o melhor desempenho dentre todos os modelos estudados, indicando que melhores resultados podem ser alcançados com o estudo de variações geométricas deste modelo;
- O Modelo 04 atingiu um desempenho médio um pouco abaixo da turbina Modelo 03, sendo destaque para baixos valores de λ . Para λ mais elevados, conclui-se que melhores resultados podem ser atingidos com a modificação do bordo de saída do *hub*, de modo a mitigar o efeito difusivo causado pelo *hub* sobre a esteira aerodinâmica;
- O Modelo 02 obteve os valores médio de desempenho pouco abaixo do Modelo 04, no entanto, atingiu boa aproximação para valores de λ acima 5,0. Este modelo é um importante referência para estudos de *hubs* de turbinas eólicas;
- O Modelo 01 apresentou a performance mais discreta dentre os modelos, devido a ausência do *hub*, no entanto, obteve bom resultado para λ superior a 7,0. Com base nestes resultados, conclui-se que uma maior superfície de pá pode acarretar em uma maior captação de energia do vento.

5.4. Sugestões para trabalhos futuros

O trabalho aqui desenvolvido apresentou um método numérico consistente e com a capacidade de realizar estudos de turbinas eólicas de eixo horizontal com geometrias de complexidades elevadas. Também foi possível realizar um estudo sobre a influência do *hub* no desempenho desse tipo de turbina eólica, obtendo resultados significativos. O comparativo entre a performance dos Modelos 01, 02, 03 e 04 e o Modelo Referência, além apresentar a análise da influência dos modelos de *hub* propostos, com características geométricas diferentes, também indicam possibilidades para aprimoramento futuro desse tipo de elemento. Essas duas etapas colocam em pauta um elemento que não havia sido considerado anteriormente, mas que apontam boas alternativas para estudos de turbinas eólicas, sendo as principais contribuições oferecidas por este trabalho.

Além dos estudos apresentados na pesquisa, outras proposições devem ser elaboradas a fim de dar continuidade aos resultados obtidos e também introduzir novas perspectivas de trabalho. Dessa forma, são elencadas as sugestões a seguir para trabalhos futuros:

- Desenvolver método computacional para estudos da inércia nas turbinas eólicas de eixo horizontal;
- Realizar o estudo do dispositivo direcionador (leme) de turbinas eólicas de eixo horizontal;
- Realizar estudo de variações do *hub* de geometria cilíndrica-esférica, com a utilização de diferentes diâmetros ou posicionamento, ou ainda modificação do bordo de ataque para o formato elíptico;
- Realizar estudo de variações do *hub* de formato Eppler 863, com a utilização do comprimento completo do perfil ou diâmetros diferentes;
- Realizar estudo de variações do *hub* de formato Eppler 863 com canais helicoidais, quanto ao bordo de saída do mesmo;
- Desenvolver método de estudo experimental em túnel de vento dos modelos de turbina com *hub* analisados neste trabalho;
- Realizar estudo de materiais poliméricos ou compósitos com resistência a irradiação solar, para aplicação em turbinas eólicas de pequena escala.

Referências

- ABDELSALAM, A. M. et al. Experimental and numerical studies on the wake behavior of a horizontal axis wind turbine. *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, v. 128, p. 54-65, 2014.
- ABRAR, M. A.; MAHBUB, A. M. I.; MAMUN, M. Design optimization of a horizontal axis micro wind turbine through development of CFD model and experimentation. *Procedia Engineering*, v. 90, p. 333 - 338, 2014.
- AIRFOIL Tools, 2019. Disponível em: <<http://airfoiltools.com/>>. Acesso em: 10 jan. 2019.
- AL-HASAN, M.; NIGMATULLIN, R. R. Identification of the generalized Weibull distribution in wind speed data by the Eigen-coordinates method. *Renewable Energy*, 28, 2003. 91-110.
- ANEEL. Atlas de Energia Elétrica do Brasil, 2005. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/atlas/download.htm>>. Acesso em: 01 maio 2017.
- ANEEL. Atlas de Energia Elétrica do Brasil, 2008. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/atlas3ed.pdf>>. Acesso em: 01 maio 2017.
- ANEEL. Caderno Temático ANEEL - Micro e minigeração distribuída, 2016. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/documents/656877/14913578/Caderno+tematico+Micro+e+Minigera%C3%A7%C3%A3o+Distribuida+-+2+edicao/716e8bb2-83b8-48e9-b4c8-a66d7f655161>>. Acesso em: 22 abr. 2017.
- ANEEL. Mapa dos Empreendimentos de Geração Eólica - Parques Eólicos em Operação no Brasil. Agência Nacional de Energia Elétrica, 2017. Disponível em: <<http://sigel.aneel.gov.br/portal/home/webmap/viewer.html?webmap=450aa24d612f4bf4b5f8a012f90c2fb2>>. Acesso em: 20 nov. 2017.
- ANEEL. Banco de Informações de Geração - BIG. Agência Nacional de Energia Elétrica, 2018. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/GeracaoTipoFase.asp>>. Acesso em: 01 ago. 2019.
- ANEEL. Geração Distribuída, 2019. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/scg/gd/GD_Fonte.asp>. Acesso em: 24 set. 2019.
- ANSYS. ANSYS Help: CFX Documentation. Pennsylvania. 2017.
- ANSYS. ANSYS Help: ICEM CFD Documentation. Pennsylvania. 2017.
- ARTEAGA-LÓPEZ, E.; ÁNGELES-CAMACHO, C.; BAÑUELOS-RUEDAS, F. Advanced methodology for feasibility studies on building-mounted wind turbines installation in urban environment: Applying CFD analysis. *Energy*, v. 167, p. 181-188, 2019.
- BAHAJ, A. S.; MYERS, L.; JAMES, P. A. B. Urban energy generation: Influence of micro-wind turbine output on electricity consumption in buildings. *Energy and Buildings*, v. 39, p. 154 - 165, 2007.

BAI, C.-J.; WANG, W.-C.; CHEN, P.-W. Experimental and numerical studies on the performance and surface streamlines on the blades of a horizontal-axis wind turbine. *Clean Techn Environ Policy*, v. 19, p. 471-481, 2017.

BILIR, L. et al. An investigation on wind energy potential and small scale wind turbine performance at Incek region - Ankara, Turkey. *Energy Conversion and Management*, v. 103, p. 910-923, 2015.

BP. *Statistical Review of World Energy - 2016*, London. 2017. Disponível em: <<https://www.bp.com/content/dam/bp/en/corporate/pdf/energy-economics/statistical-review-2017/bp-statistical-review-of-world-energy-2017-full-report.pdf>>. Acesso em: 14 out. 2017.

BURTON, T. et al. *Wind Energy Handbook*. 2ª. ed. Chichester: John Wiley & Sons, Ltd, 2011.

CAI, X. et al. Unsteady aerodynamics simulation of a full-scale horizontal axis wind turbine using CFD methodology, 112, 2016. 146-156.

DTU. *WASP Climate Analyst 3 Help Facility*. DTU Wind Energy, Lyngby, 2014. Calculating the climates - OMWC's and OEWG's.

DUTRA, R. M.; SZKLO, A. S. A Energia Eólica no Brasil: Proinfa e o Novo Modelo do Setor Elétrico. *Anais do XI Congresso Brasileiro de Energia - CBE*, Rio de Janeiro, 2006. Volume II, p. 842-868.

ELETROBRAS. *Atlas do Potencial Eólico Nacional*. Fundação Padre Leonel Franca, Centrais Elétricas Brasileiras. Rio de Janeiro. 1988.

ELETROBRAS. *Plano Decenal de Expansão 2000-2009*, 2000. Disponível em: <<https://books.google.com.br/books?id=Km21AAAAIAAJ>>. Acesso em: 01 nov. 2017.

ELETROBRAS-CONSULPUC. *Atlas do Levantamento Preliminar do Potencial Eólico Nacional*. S.d. Convênio ECV-192/79. Rio de Janeiro. 1979.

ESSS. *Fluidodinâmica Computacional: o que é?*, 2016. Disponível em: <<https://www.esss.co/blog/fluidodinamica-computacional-o-que-e/>>. Acesso em: 2019.

FLETCHER, C. A. J. Computational analysis of diffuser-augmented wind turbines. *Energy Con. & Mgmt*, v. 21, p. 175 - 183, 1981.

FORD, G. *An Analysis of Small-Scale Wind Pump Design for Use in Developing Countries*, 2013. Disponível em: <<http://citeseerx.ist.psu.edu/viewdoc/download?doi=10.1.1.392.8840&rep=rep1&type=pdf>>. Acesso em: 01 ago. 2019.

GWEC. *Global Wind Report - Annual Market Update 2015*. Global Wind Energy Council, 2016. Disponível em: <http://www.gwec.net/wp-content/uploads/vip/GWEC-Global-Wind-Report_2016.pdf>. Acesso em: 01 maio 2017.

GWEC. *Global Wind Report - Annual Market Update 2016*. Global Wind Energy Council, 2017. Disponível em: <<http://gwec.net/publications/global-wind-report-2/>>. Acesso em: 14 out. 2017.

GWEC. Global Wind Report 2018. Global Wind Energy Council, 2019. Disponível em: <<https://gwec.net/global-wind-report-2018/>>. Acesso em: 14 out. 2019.

GWEC. Global Wind Report 2018 - Annual Market Update 2017. Global Wind Energy Council, 2019. Disponível em: <<http://files.gwec.net/register?file=/files/GWR2017.pdf>>. Acesso em: 28 fev. 2019.

HALLIDAY, D.; RESNICK, R.; WALKER, J. Fundamentos de Física: Gravitação, Ondas e Termodinâmica. Tradução de Ronaldo Sérgio de Biasi. 10^a. ed. Rio de Janeiro: LTC, v. 2, 2016.

HANSEN, M. O. L. et al. State of the art in wind turbine aerodynamics and aeroelasticity. Progress in Aerospace Sciences, v. 42, p. 285 - 330, 2006.

HEIKAL, H. A. et al. On the actual power coefficient by theoretical developing of the diffuser flange of wind-lens turbine, 125, 2018. 295-305.

IEA. Key World Energy Statistics 2018, 2019. Disponível em: <<https://webstore.iea.org/key-world-energy-statistics-2018>>. Acesso em: 01 mar. 2019.

IGRA, O. Cost-effectiveness of the Vortex-augmented Wind Turbine. Energy, v. 4, p. 119 - 130, 1979.

INMET. NT N° 001.2011 - Redes de Estações Meteorológicas Automáticas do INMET. Instituto Nacional de Meteorologia, 2011. Disponível em: <http://www.inmet.gov.br/portal/css/content/topo_iframe/pdf/Nota_Tecnica-Rede_estacoes_INMET.pdf>. Acesso em: 23 abril 2017.

IPECE. Mesorregiões e Microrregiões Geográficas do Ceará. Instituto de Pesquisa e Estratégia Econômica do Ceará, 2017. Disponível em: <<http://www2.ipece.ce.gov.br/atlas/capitulo1/11/128x.htm>>. Acesso em: 21 abril 2017.

J.M., O. et al. Horizontal axis wind turbine research: A review of commercial CFD, FE codes and experimental practices. Progress in Aerospace Sciences, v. 92, p. 1-24, 2017.

KARTHIKEYAN, N. et al. Review of aerodynamic developments on small horizontal axis wind turbine blade. Renewable and Sustainable Energy Reviews, v. 42, p. 801-822, 2015.

LEE, M.-H.; SHIAH, Y. C.; BAI, C.-J. Experiments and numerical simulations of the rotor-blade performance for a small-scale horizontal axis wind turbine, 149, 2016. 17-29.

MAIZI, M. et al. Noise reduction of a horizontal wind turbine using different blade Shapes. Renewable Energy, v. 117, p. 242-256, 2018.

MALISKA, C. R. Transferência de Calor e Mecânica dos Fluidos Computacionais. 2^a. ed. Rio de Janeiro: LTC, 2014.

MANWELL, J. F.; MCGOWAN, J. G.; ROGERS, A. L. Wind Energy Explained: Theory, Design and Application. 2^a Edição. ed. [S.l.]: John Wiley & Sons Ltd, 2009.

MENGELKAMP, H. T. Wind Climate Simulation over Complex Terrain and Wind Turbine Energy Output Estimation. Theoretical and Applied Climatology, v. 63, p. 129 - 139, 1999.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA - MME. Plano Decanal de Expansão de Energia 2019, Brasília. 2010. Disponível em:
<http://www.mme.gov.br/documents/10584/1256592/PDE2019_03Maio2010.pdf/d6bf6183-c8ff-440d-a8e2-2b50ae6c5d15>. Acesso em: 01 nov. 2017.

MME. Atlas do Potencial Eólico Brasileiro, 2001. Disponível em:
<http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/atlas_eolico/Atlas%20do%20Potencial%20Eolico%20Brasileiro.pdf>. Acesso em: 21 abril 2017.

MME. Balanço Energético Nacional 2016 - Ano Base 2015, 2016. Disponível em:
<https://ben.epe.gov.br/downloads/Relatorio_Final_BEN_2016.pdf>. Acesso em: 22 abr. 2017.

MME. Energia Eólica no Brasil e no Mundo - Ano de Referência 2015. Ministério de Minas e Energia, 02 ago. 2016. Disponível em:
<[http://www.mme.gov.br/documents/10584/3894319/Energia+E%C3%B3lica++ano+ref++2015+\(3\).pdf/f5ca897d-bc63-400c-9389-582cd4f00ea2](http://www.mme.gov.br/documents/10584/3894319/Energia+E%C3%B3lica++ano+ref++2015+(3).pdf/f5ca897d-bc63-400c-9389-582cd4f00ea2)>. Acesso em: 01 out. 2017.

MME. Atlas do Potencial Eólico Brasileiro - Simulações 2013, 2017. Disponível em:
<http://novoatlas.cepel.br/wp-content/uploads/2017/07/Novo-Atlas-do-Potencial-Eolico-Brasileiro-SIM_2013.pdf>. Acesso em: 14 out. 2017.

MME. Balanço Energético Nacional 2018 - Ano Base 2017, 2018. Disponível em:
<http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-303/topico-419/BEN2018__Int.pdf>. Acesso em: 02 set. 2019.

MME. Balanço Energético Nacional 2019 - Ano Base 2018. Ministério de Minas e Energia. Rio de Janeiro. 2019.

MUNDO ESTRANHO. Como se formam os ventos?, 2011. Disponível em:
<<https://super.abril.com.br/mundo-estranho/como-se-formam-os-ventos/>>. Acesso em: 12 jul. 2019.

PUC-RIO. Energia Eólica. Maxwell, 2019. Disponível em: <https://www.maxwell.vrac.puc-rio.br/19308/19308_3.PDF>. Acesso em: 10 ago. 2019.

ROCHA, P. A. C. et al. κ - ω SST (shear stress transport) turbulence model calibration: A case study on a small scale horizontal axis wind turbine. *Energy*, v. 65, p. 412 - 418, 2014.

ROSENBROCK, H. H. . B. S. (.). An Extension of the Momentum Theory of Wind Turbines: A More General Statement of the Theory Than Has Hitherto Been Given Leading to Some Explanation of the Discrepancies with Practice. *Aircraft Engineering and Aerospace Technology*, v. 24, p. 226-227, 1952.

SANDERSE, B.; PIJL, S. P. V. D.; KOREN, B. Review of computational fluid dynamics for wind turbine wake aerodynamics. *Wind Energy*, v. 14, p. 799 - 819, 2011.

SILVA, P. D. C. et al. Otimização dos parâmetros da distribuição de Weibull. COBEM 99, Águas de Lindóia, 1999.

SINGH, R. K. et al. Design of a low Reynolds number airfoil for small horizontal axis wind turbines. *Renewable Energy*, v. 42, p. 66-76, 2012.

TAJNE, A. P. Wind Energy Timeline, 2015. Disponível em: <<https://www.altenergymag.com/article/2015/04/wind-energy-timeline-%E2%80%93-from-persian-windmills-crushing-grains-to-vesta%E2%80%99s-wind-turbines-churning-out-8-mw-of-output/19496>>. Acesso em: 10 fev. 2019.

TAJNE, P. Wind Energy Timeline – From Persian Windmills Crushing Grains to Vesta’s Wind Turbines Churning out 8 MW of Output, 14 abr. 2015. Disponível em: <<http://www.altenergymag.com/article/2015/04/wind-energy-timeline-%E2%80%93-from-persian-windmills-crushing-grains-to-vesta%E2%80%99s-wind-turbines-churning-out-8-mw-of-output/19496/>>. Acesso em: 09 maio 2017.

UNICAMP. Fluidodinâmica computacional (CFD), 2017. Disponível em: <www.fem.unicamp.br/~phoenics/SITE_PHOENICS/AULAS/AULA1/aula1.ppt>. Acesso em: 22 maio 2017.

UNITED NATIONS. Data Query: Total Population by sex, 2019. Disponível em: <<https://population.un.org/wpp/DataQuery/>>. Acesso em: 30 out. 2019.

VERMEER, L. J.; SØRENSEN, J. N.; CRESPO, A. Wind turbine wake aerodynamics. *Progress in Aerospace Sciences*, v. 39, p. 467 - 510, 2003.

VERSTEEG, H. K.; MALALASEKERA, W. An Introduction to Computational Fluid Dynamics. Harlow: Pearson Education Limited, 2007.

VITALE, A. J.; ROSSI, A. P. Software tool for horizontal-axis wind turbine simulation. *International Journal of Hydrogen Energy*, v. 33, p. 3460 - 3465, 2008.

VRIES, O. D. On the theory of the horizontal-axis wind turbine. *Annual Reviews Fluid Mech.*, v. 15, p. 77 - 96, 1983.

WANG, F. et al. The methodology for aerodynamic study on a small domestic wind turbine with scoop. *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, v. 96, p. 1 - 24, 2008.

WANG, L.; LIU, X.; KOLIOS, A. State of the art in the aeroelasticity of wind turbine blades: Aeroelastic modelling. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 64, p. 195-210, 2016.

WANG, Y. et al. Investigation on aerodynamic performance of horizontal axis wind turbine by setting micro-cylinder in front of the blade leading edge. *Energy*, v. 143, p. 1107-1124, 2018.

WENZEL, G. M. Projeto aerodinâmico de pás de turbinas eólicas de eixo horizontal, Porto Alegre, 2007. Disponível em: <<http://revistaseletronicas.pucrs.br/ojs/index.php/graduacao/article/viewFile/3490/2738>>. Acesso em: 21 maio 2017.

WHALE, J. et al. An experimental and numerical study of the vortex structure in the wake of a wind turbine. *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, v. 84, p. 1 - 21, 2000.