

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL
INSTITUTO DE FÍSICA - ESCOLA DE ENGENHARIA
BACHARELADO EM ENGENHARIA FÍSICA

ÁLVARO D'ÁVILA MACHADO

**ESTIMATIVA DO POTENCIAL EÓLICO ATRAVÉS DA DINÂMICA DE FLUIDOS
COMPUTACIONAL E COMPARAÇÃO COM A ENERGIA EFETIVAMENTE
CONVERTIDA PELO COMPLEXO EÓLICO DE CIDREIRA - RS**

Porto Alegre
Dezembro de 2016

ÁLVARO D'ÁVILA MACHADO

**ESTIMATIVA DO POTENCIAL EÓLICO ATRAVÉS DA DINÂMICA DE FLUIDOS
COMPUTACIONAL E COMPARAÇÃO COM A ENERGIA EFETIVAMENTE
CONVERTIDA PELO COMPLEXO EÓLICO DE CIDREIRA - RS**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado à
Universidade Federal do Rio Grande do Sul
como requisito parcial para a obtenção do grau
de Bacharel em Engenharia Física

Orientador: Prof. Dr. Alexandre Vagtinski de
Paula

Porto Alegre
Dezembro de 2016

ÁLVARO D'ÁVILA MACHADO

**ESTIMATIVA DO POTENCIAL EÓLICO ATRAVÉS DA DINÂMICA DE FLUIDOS
COMPUTACIONAL E COMPARAÇÃO COM A ENERGIA EFETIVAMENTE
CONVERTIDA PELO COMPLEXO EÓLICO DE CIDREIRA - RS**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado à
Universidade Federal do Rio Grande do Sul
como requisito parcial para a obtenção do grau
de Bacharel em Engenharia Física

Orientador: Prof. Dr. Alexandre Vagtinski de
Paula

Conceito final:

Porto Alegre, ____ de _____ de ____.

BANCA EXAMINADORA

Prof. Dr. Alexandre Vagtinski de Paula (Orientador)

Prof.^a Dra. Adriane Prisco Petry (Banca examinadora)

Prof. Dr. Cristiano Krug (Banca examinadora)

AGRADECIMENTOS

Agradeço a minha família pela educação e apoio que me permitiram chegar aqui. A minha mãe, pelo maior carinho e cuidado que uma pessoa pode receber e pelos conselhos que sempre ajudaram a me guiar. Ao meu pai, pelo companheirismo de melhor amigo e pela disposição em me ajudar em qualquer ocasião. A minha irmã, por ter me ensinado a pensar criticamente e por todos os ensinamentos e incentivos ao estudo. À família D'ávila-Machado pelo ambiente sempre acolhedor e alegre.

Agradeço à Adri por compartilhar momentos incríveis ao meu lado, pelo apoio, amor, carinho e compreensão incondicionais e pelas revisões, sugestões e correções deste texto.

Agradeço a todos os amigos que cativei em Cachoeirinha, na UFRGS ou no Arizona por todas as risadas e momentos marcantes que me fazem ter muita história para contar.

Agradeço ao Leonardo da DNV GL e ao meu orientador prof. Alexandre por serem meus professores em mecânica dos fluidos e pelos conselhos valiosos em CFD. Ao prof. Alexandre, também agradeço a disposição em orientar um aluno da Engenharia Física.

Agradeço à DNV GL por colocar todos os softwares necessários a minha disposição.

RESUMO

Impulsionado pela necessidade da utilização de fontes renováveis alternativas para conversão de energia elétrica, o crescimento da energia eólica nos últimos anos criou um mercado intenso com inúmeros empreendimentos surgindo a cada ano. Isto resultou na busca por estudos qualificados de estimativa de energia e de performance dos parques eólicos. Neste âmbito, apresenta-se neste trabalho uma estimativa de energia anual gerada através de CFD (*Computational Fluid Dynamics*) e se compara com a produção real do complexo eólico de Cidreira com o objetivo de mostrar a validade do modelo e encontrar fatores que causam uma possível discrepância entre os resultados tanto na metodologia empregada quanto na operação do parque eólico. Para inicializar a análise CFD, utilizou-se dados de topografia do SRTM (*Shuttle Radar Topography Mission*), rugosidade por imagens de satélite com auxílio do *Google Earth* e dados de velocidade do vento da estação meteorológica do INMET (Instituto Nacional de Meteorologia) de Tramandaí. Além disso, os dados da estação INMET foram sintetizados utilizando correlação com referência MERRA (*Modern Era Reanalysis for Research and Applications*). A simulação CFD, através do software STAR-CCM+, foi realizada utilizando a formulação RANS (*Reynolds-Averaged Navier-Stokes*) e modelo de turbulência $k-\omega$ SST. Através desta análise e aplicando-se perdas operacionais, chegou-se a uma energia anual gerada estimada de 242 GWh por ano, 14% a mais da produção real do parque.

Palavras-chave: Estimativa de potencial eólico. CFD. Comparação com produção real.

ABSTRACT

Driven by the need to use alternative renewable sources for electricity conversion, the growth of wind energy in recent years has created an intense market with innumerable developments arising each year. This has resulted in the pursue for qualified studies of energy efficiency and wind farm performance. In this context, this work presents an estimate of energy production by CFD (Computational Fluid Dynamics) and is compared with the actual production of the Cidreira wind farm with the objective of showing the validity of the model and find possible factors that could explain the discrepancy between the results both in the methodology or in the operational issues of the wind farm. The input data to initiate the CFD analysis were SRTM (Shuttle Radar Topography Mission) topographic data, satellite image roughness from Google Earth and wind speed data from the INMET (National Meteorological Institute) meteorological station of Tramandaí. In addition, data from the INMET station were synthesized using correlation with reference MERRA (Modern Era Reanalysis for Research and Applications). The CFD simulation using the STAR-CCM+ software was performed using the RANS formulation (Reynolds-Averaged Navier-Stokes) and turbulence model $k-\omega$ SST. With this analysis and by applying operational losses, an estimated annual energy of 242 GWh per year was achieved, 14 % more than actual production of the wind farm.

Keywords: Wind resource estimate. CFD. Comparison to actual production.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Projetos eólicos no Brasil em 2013	2
Figura 2 – Evolução da capacidade de energia elétrica de parques eólicos no Brasil	2
Figura 3 - Exemplo de mapa de velocidades de vento em mesoescala	3
Figura 4 - Diagrama apresentando os passos tomados neste trabalho.	5
Figura 5 - Variação da velocidade do vento e zona turbulenta com a altura até o topo da camada limite atmosférica.....	7
Figura 6 - (a) Contração das linhas de corrente e (b) perfil de velocidades do vento ao encontrar uma elevação.....	8
Figura 7 – Dados de longo prazo através da regressão linear	12
Figura 8 - Correlação entre as fontes de velocidade de vento e R^2	19
Figura 9 - Distribuição de frequências de velocidades para a torre INMET sintetizada e extrapolada para a altura do rotor	20
Figura 10 - Rosa dos ventos (a) INMET e (b) MERRA	21
Figura 11 - Mapa de elevação utilizado no Star-CCM+	22
Figura 12- Mapa de rugosidades obtido pelo Google Earth.....	23
Figura 13- Mapa de rugosidades utilizado na simulação CFD com a localização dos aerogeradores e a estação INMET.	24
Figura 14 - Malha de volumes finitos utilizada na simulação. A face vermelha é a entrada do escoamento	25
Figura 15 – Perfil de velocidades no local da Estação INMET	27
Figura 16 – Mapa de velocidades a aproximadamente 100 metros de altura	27
Figura 17 – Mapa do parque eólico de Cidreira	30
Figura 18 - Localização da estação INMET A834	40

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Descrição dos valores de comprimento de rugosidades.	13
Tabela 2 - Valores das constantes utilizadas	17
Tabela 3 - Condições de contorno aplicadas na simulação de escoamento	26
Tabela 4 - Resíduos finais da simulação numérica.....	26
Tabela 5 - Tabela de velocidades a 98 m obtidas por CFD. Coordenadas em UTM zona 22 .	29
Tabela 6 - Estimativa da energia convertida, a potência nominal de cada turbina e o fator de capacidade e a EAG individual e geral	32
Tabela 7 - Dados de energia elétrica efetivamente convertida pelo parque eólico de Cidreira	32
Tabela 8 - Velocidade média mensal e cobertura de dados	40
Tabela 9 - Curvas de potência para as diferentes máquinas do parque eólico para massa específica de 1,225 kg/m ³	41

ÍNDICE

1. INTRODUÇÃO	1
1.1 Motivação e Justificativa	1
1.2 Investigações Similares.....	4
1.3 Energia Eólica e a Engenharia Física	4
1.4 Esquemático da Metodologia.....	5
2. OBJETIVOS	6
3. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA E FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	7
3.1 Camada limite atmosférica	7
3.2 Efeitos topográficos.....	8
3.3 Rugosidade.....	8
3.4 Obstáculos	9
3.5 Efeito Esteira.....	9
3.6 Fator de Capacidade	9
4. METODOLOGIA	11
4.1 Análise do vento.....	11
4.1.1 Validação e ajuste dos dados de longo prazo	11
4.1.2 Extrapolação vertical.....	12
4.1.3 Distribuição estatística da velocidade do vento.....	13
4.2 Análise da topografia.....	14
4.3 Análise do escoamento	14
4.3.1 Equações de Navier-Stokes	14
4.3.2 Formulação RANS – Reynolds Averaged Navier-Stokes.....	15
4.3.3 Modelo de turbulência.....	16
4.3.4 Convergência	17
4.4 Estimativa de produção de energia elétrica	18
4.5 Aquisição dos dados públicos de operação.....	18
4.6 Comparação.....	18
5. RESULTADOS E DISCUSSÃO.....	19
5.1 Análise de vento	19
5.1.1 Validação e ajuste de longo prazo.....	19
5.1.2 Extrapolação vertical.....	20

5.1.3 Distribuição de frequência de velocidades	20
5.1.4 Direção do vento	21
5.2 Análise do terreno.....	21
5.2.1 Orografia.....	21
5.2.1 Rugosidade	22
5.3 Análise do escoamento	24
5.3.1 Malha e condições de contorno	24
5.3.2 Convergência e resultados em velocidade.....	26
5.3.3 Estimativa da Energia Anual Gerada	30
5.3.4 Energia Anual Efetivamente Gerada e análise comparativa	31
6. CONCLUSÕES	34
6.1. Sugestões para futuros trabalhos	35
7. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	37
APÊNDICE A - INFORMAÇÕES ESTAÇÃO INMET A834 - TRAMANDAÍ.....	40
APÊNDICE B - CURVAS DE POTÊNCIA PARA TURBINA ENERCON E82	41

1. INTRODUÇÃO

1.1 Motivação e Justificativa

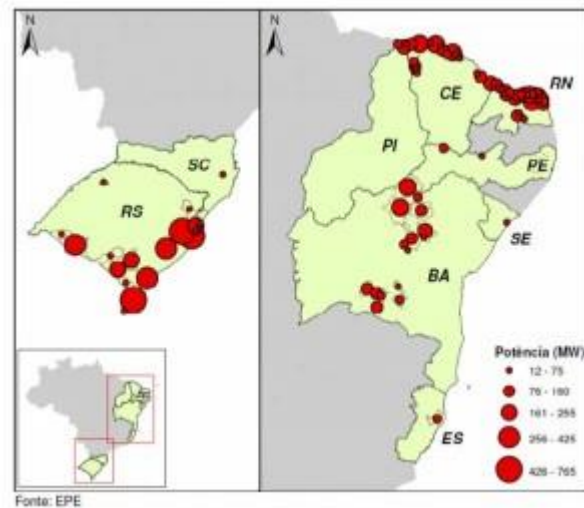
A crescente preocupação com o futuro do planeta tem exigido que cientistas e engenheiros encontrem alternativas para a conversão de energia elétrica oriunda de fontes renováveis em oposição a métodos que degradam o meio ambiente e utilizam matéria prima limitada, como usinas termoeletricas a carvão e outros combustíveis fósseis. A captação da energia cinética dos ventos, juntamente com a energia solar, são as alternativas renováveis viáveis atualmente com menor impacto ambiental. Estas são, conseqüentemente, as fontes de energia elétrica que mais cresceram na última década: segundo o relatório da REN21 (2014), a capacidade instalada de parques eólicos no mundo subiu de 48 GW em 2004 para 318 GW no final de 2013, um aumento de cerca de 500%. Enquanto isso, o crescimento da capacidade instalada considerando todas as formas de conversão para energia elétrica foi de 50%

No Brasil, entretanto, as primeiras usinas eólicas surgiram apenas em 2006 com a criação do PROINFA (Programa de Incentivo a Fontes Alternativas de Energia Elétrica) e o segmento só se expandiu por volta de 2011. Isso se dá pelo fato de que a matriz energética brasileira não é tão necessitada de alternativas renováveis devido à grande contribuição das hidrelétricas que correspondem a cerca de 60% da matriz de energia elétrica no país, segundo o Balanço Energético Nacional – BEN (2015), promovido pela Empresa de Pesquisa Energética – EPE. Todavia, a criação de novas formas de conversão de energia renovável se fez necessária devido à crise energética acarretada pela baixa do nível dos rios e barragens causada, justamente, por mudanças climáticas em todo o globo.

Junto com o PROINFA, o governo federal promoveu uma expansão do crescimento contratando 1,8 GW de energia elétrica no primeiro leilão de energia eólica¹. Assim, muitas empresas e investidores ingressaram nesse novo mercado no Brasil, exigindo, entre outros estudos, avaliações de potenciais de geração de energia eólica em todo o país. O Rio Grande do Sul e a região nordeste são os locais que mais recebem empreendimentos eólicos, como mostra a Figura 1.

¹ EPE. **Informe à Imprensa: Leilão de Energia de Reserva – Eólica**. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/imprensa/PressReleases/20091214_1.pdf>. Acesso em: 15 ago. 2016.

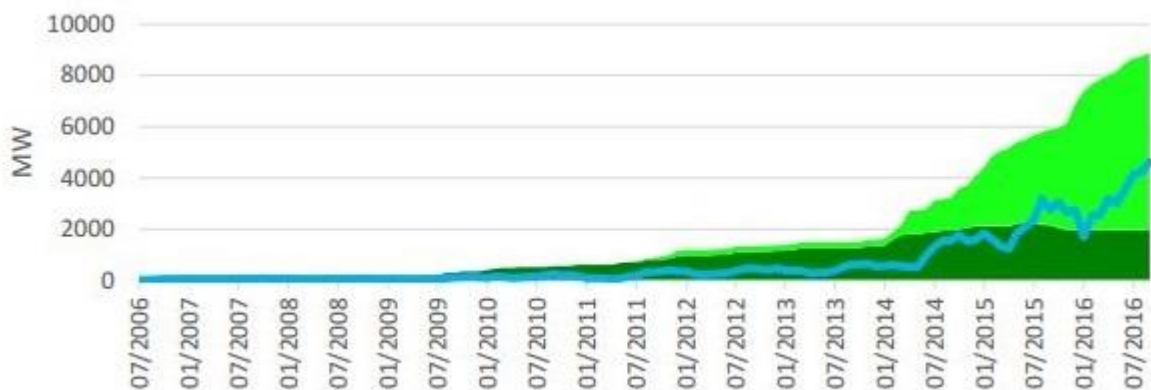
Figura 1 - Projetos eólicos no Brasil em 2013



Fonte: Plano Decenal de Energia 2024/EPE.

Após este período de “descobrimto” do potencial eólico brasileiro, o país está agora em tempo de “amadurecimento”, em que mais de 10 GW de energia elétrica contratados nos primeiros leilões do Brasil estão em plena operação, como pode ser verificado na Figura 2 que mostra a evolução da capacidade instalada no país nos últimos anos (ONS, 2016). Essa etapa requer estudos de avaliação de operação dos parques eólicos para verificar se estes estão convertendo a quantidade de energia prometida nos estudos pré-construtivos.

Figura 2 – Evolução da capacidade de energia elétrica de parques eólicos no Brasil



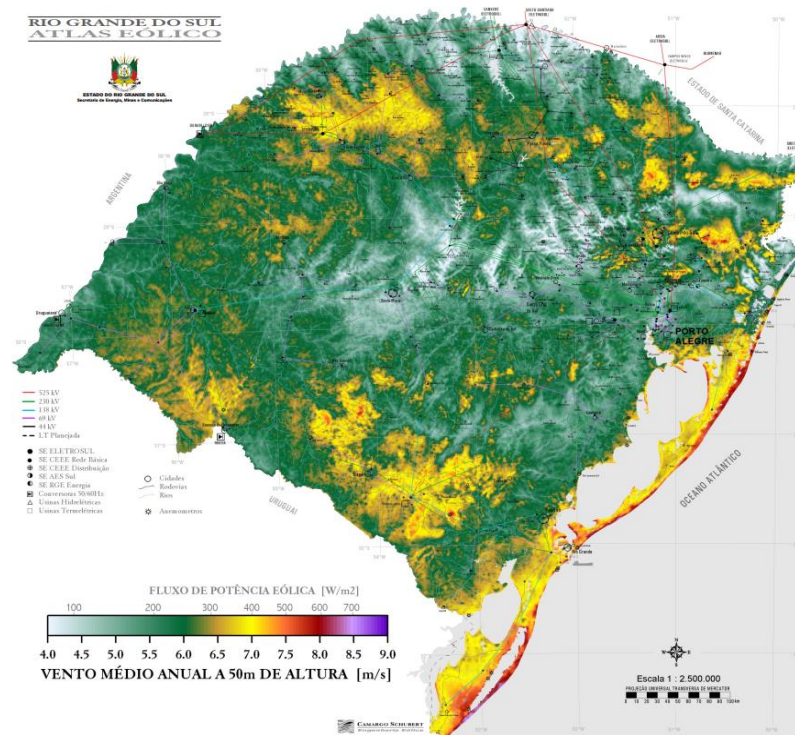
Fonte: Adaptado de ONS (2016).

O objetivo desse estudo é realizar a comparação da estimativa de energia convertida obtida por DFC (Dinâmica de Fluidos Computacional, também conhecida como CFD do inglês *Computational Fluid Dynamics*) e o resultado real do complexo eólico de Cidreira e identificar as causas de uma possível divergência.

Muitos dos trabalhos atuais de estimativa de energia eólica são realizados utilizando softwares “fechados” de dinâmica de fluidos, ou seja, o usuário entra com informações de velocidade e direção do vento em mesoescala (medidas em escala maior, da ordem de dezenas a centenas de quilômetros, como o exemplo da Figura 3), topografia e rugosidade, e o programa calcula a velocidade do vento para cada ponto em um mapa de microescala.

Tais programas, como WAsP (DTU Wind Energy, wasp.dk), WindFarm (ReSoft Limited, resoft.co.uk) ou WindFarmer (DNV GL, dnvgl.com/services/windfarmer-3766) realizam cálculos internos programados com a maior abrangência possível para que sua estimativa funcione na maioria dos casos. Isto, porém, é mais difícil de ocorrer quando se estuda casos de terrenos mais complexos com declives acentuados como em empreendimentos localizados em áreas formadas por vales e montanhas. Por isso, muitas vezes é desejável criar uma malha computacional de escoamento com maiores detalhes, específicos da região estudada, como pode ser criada utilizando o software STAR-CCM+ (CD-Adapco, mdx.plm.automation.siemens.com/star-ccm-plus). Desta forma, pode-se alcançar resultados mais precisos e que representem melhor o potencial eólico do terreno.

Figura 3 - Exemplo de mapa de velocidades de vento em mesoescala



Fonte: Adaptado de Atlas Eólico - Rio Grande do Sul (2002)

1.2 Investigações Similares

Como foi mencionado na seção anterior, o número de estudos de avaliação de parques eólicos em operação ainda é muito escasso no Brasil. Pereira (2012) e Gallon (2015) realizaram estudos similares a este utilizando o software WAsP para estimar a velocidade do vento nas posições dos aerogeradores.

Pereira (2012) utilizou dados públicos de vento e conversão de energia para o complexo eólico de Osório, no Rio Grande do Sul, durante os anos de 2007 a 2010 e obteve uma razão entre o resultado efetivo do parque e a estimativa prevista de 94,3%, além de um fator de capacidade (FC, definido na Seção 3.6) anual previsto de 31% contra um valor real de 29%. Já o trabalho de Gallon (2015), realizado no parque de Rio do Fogo, no Rio Grande do Norte, encontrou valores de FC previsto e real de 36% e 32%, respectivamente, demonstrando uma superioridade na eficiência dos projetos localizados no Nordeste brasileiro frente à região do Rio Grande do Sul.

Além destes dois trabalhos em regiões específicas, temos na literatura o trabalho de Dalmaz (2007), realizado em complexos eólicos de Santa Catarina, que encontrou valores estimados de FC de 24%, enquanto o valor real foi de 25%.

1.3 Energia Eólica e a Engenharia Física

O curso de Engenharia Física teve a sua primeira turma no Brasil em 2000 na Universidade Federal de São Carlos (CARDOSO, 2010) com o objetivo de formar um bacharel com competências multidisciplinares capaz de atuar em diversas áreas da engenharia através do sólido conhecimento em física e matemática. A criação deste profissional é motivada pelo desenvolvimento de novas tecnologias que envolvem diferentes fenômenos físicos, principalmente da ciência desenvolvida no século XX. Dentre estas tecnologias está a área de energia, a qual impulsiona o desenvolvimento de novas ferramentas na busca por maior eficiência na geração de energia elétrica proveniente de fontes sustentáveis e limpas.

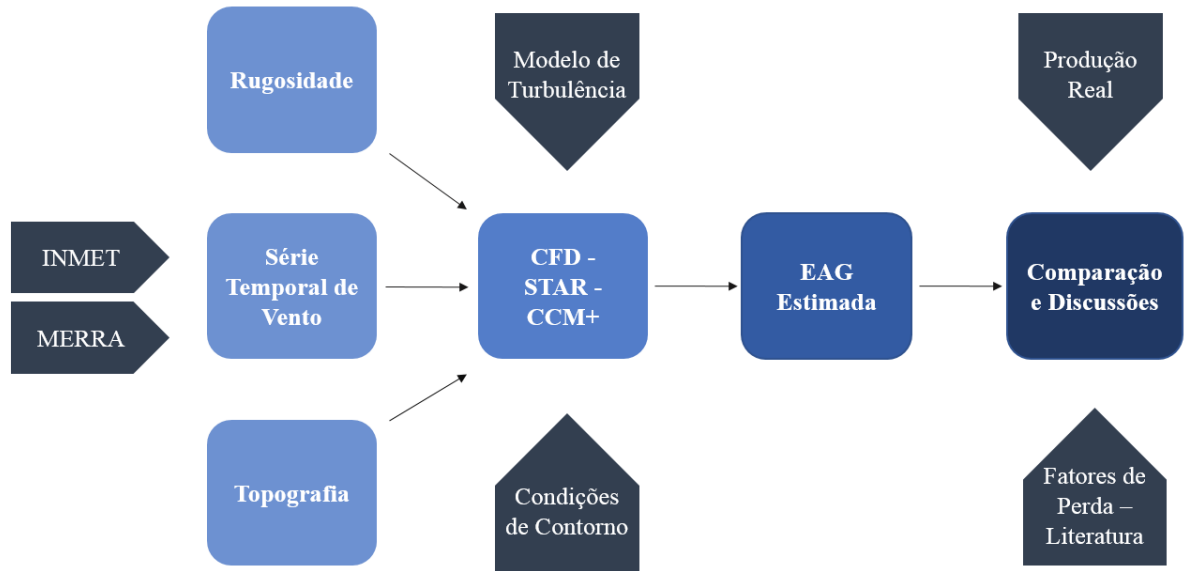
A conversão de energia eólica envolve a dinâmica dos gases que formam o ar, a interação destes com os aerogeradores, a transferência de movimento para o gerador e a conversão em energia elétrica. Portanto, um profissional com formação multidisciplinar será capaz de observar o problema de um aspecto geral, sendo capaz de compreender e aperfeiçoar todos os processos envolvidos. Mesmo que o estudante não seja apresentado aos processos e aos conceitos específicos da área (por exemplo, disciplinas de mecânica dos fluidos), o seu conhecimento em física e matemática permite que não se intimide com as novas ideias e

equações e será suficiente para que aprenda rapidamente o que for necessário para prosseguir a análise.

1.4 Esquemático da Metodologia

A Figura 4 mostra um diagrama que tem o objetivo de representar graficamente a metodologia empregada neste trabalho, a qual será apresentada a partir da seção 4.

Figura 4 - Diagrama apresentando os passos tomados neste trabalho.



2. OBJETIVOS

O objetivo geral deste trabalho é realizar uma análise comparativa da geração do parque eólico em relação à estimativa de energia obtida pela análise do escoamento de vento na região. O resultado poderá indicar se o modelo e as condições de contorno utilizados para a simulação representam corretamente o escoamento do parque eólico. Além disso, resultados de energia próximos do efetivamente convertido pelo complexo auxiliam na consolidação da análise CFD nesse tipo de estudo. Com o objetivo estipulado, será possível identificar os pontos e resultados que devem ser alcançados no decorrer do trabalho para que se possa alcançar os objetivos esperados.

Os objetivos específicos do trabalho são a compilação dos dados necessários para a análise CFD e para a comparação com os dados reais de produção. Deverão ser obtidos dados válidos de velocidade e direção do vento de referência conforme a metodologia apresentada na seção 4.1.1. Espera-se obter cinco anos de dados de produção do complexo (período de operação) com resolução mensal que sejam válidos para utilização. Além disso, é necessário trazer informações de topografia e rugosidade representativas da complexidade real do terreno. Qualificados os dados, eles servem como entrada para a análise CFD. Quando corretamente escolhidos os parâmetros das equações de momentum, continuidade e turbulência utilizadas, esta técnica pode descrever de forma detalhada a velocidade do vento nos pontos dos aerogeradores à altura dos seus rotores.

3. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA E FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

3.1 Camada limite atmosférica

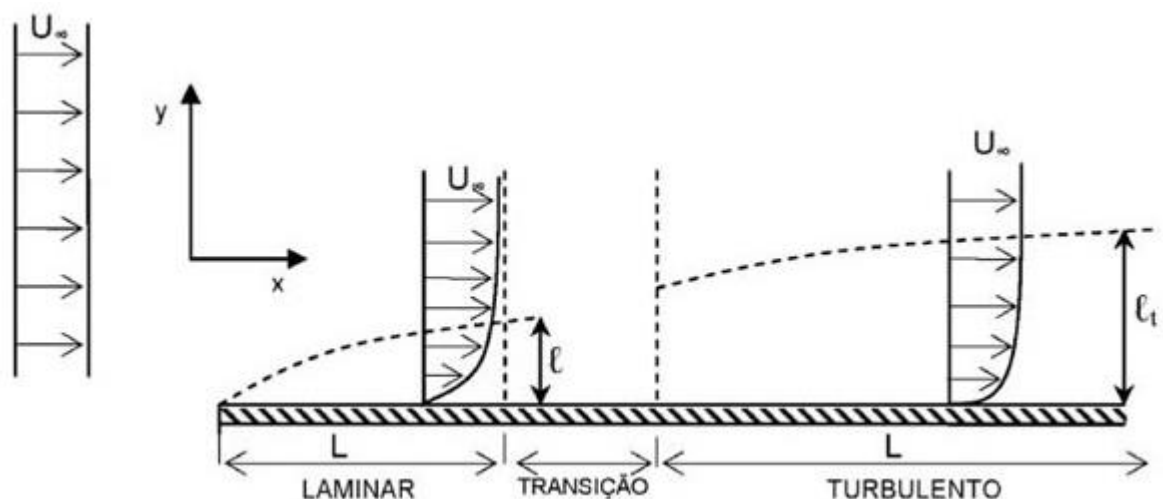
O escoamento do ar sobre uma superfície pode ser definido por uma variação da velocidade até certa altura. Dentro da camada limite atmosférica, os efeitos de viscosidade do fluido modificam como o escoamento interage com o chão, fazendo com que a velocidade varie conforme altura (PLATE, 1971).

Dentro da camada limite, o fluido apresenta comportamento diferente conforme aumenta a altura: a velocidade cresce e há diferentes níveis de turbulência. Desta forma, duas partículas que, antes de entrarem na camada limite horizontalmente em alturas distintas apresentavam dinâmica igual, agora têm seu comportamento e velocidades diferentes. O fenômeno é resumido na Figura 5.

Ainda segundo Plate (1971), uma das características da camada limite atmosférica é a sua altura de 1 a 2 km de extensão. Este valor pode variar com a rugosidade do terreno, com o gradiente vertical de temperatura e topografia.

Outra característica importante da camada limite é o seu perfil vertical de velocidades. Na superfície da Terra a velocidade é nula e aumenta com a altitude. Esse perfil pode ser obtido pelas leis logarítmicas ou da potência, conforme será detalhado no texto.

Figura 5 - Variação da velocidade do vento e zona turbulenta com a altura até o topo da camada limite atmosférica



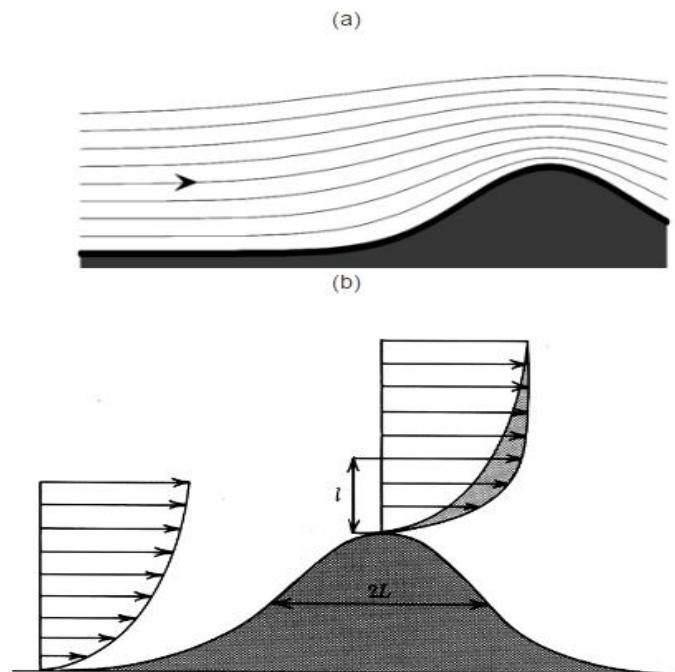
Fonte: Adaptado de Sousa (2011)

3.2 Efeitos topográficos

O comportamento do fluido sobre a superfície da Terra dentro da camada limite atmosférica foi descrito anteriormente. Porém, a superfície onde a velocidade é nula tem variações ao longo do terreno analisado. Estas variações alteram o comportamento do escoamento do fluido (ar atmosférico) e modificam o perfil de velocidades da camada limite.

A passagem do vento por um desnível no terreno faz com que as linhas do escoamento, também chamadas de linhas de corrente, contraíam-se e o perfil de velocidades cresça mais rapidamente, criando um ponto de alta velocidade no topo deste obstáculo, como mostra a Figura 6. Consequentemente, ao voltar à altura nominal da área, as linhas se separam, criando zonas de alta turbulência e com baixas velocidades. Ao contrário do ponto anterior, estes devem ser evitados para instalação de aerogeradores.

Figura 6 - (a) Contração das linhas de corrente e (b) perfil de velocidades do vento ao encontrar uma elevação.



Fonte: Adaptado de Troen (1989)

3.3 Rugosidade

Os efeitos topográficos no escoamento do ar só consideram a altitude da superfície em relação à altitude média do local. Porém, a cobertura do solo encontrado na área exerce influência semelhante na contração do perfil de velocidades e na criação de zonas turbulentas. A rugosidade do terreno determinará a altura z_0 em que a velocidade do fluido é zero, obedecendo a condição de não deslizamento. Desta forma, a análise de escoamento do vento

por um obstáculo deve ser realizada separadamente da análise topográfica. O perfil de vento sobre diferentes rugosidades é descrito pela ESDU 84001 (ESDU, 1984).

3.4 Obstáculos

Outra característica importante do terreno que tem influência no escoamento de fluidos são os obstáculos, sejam naturais ou feitos pelo homem.

Em obstáculos naturais a análise é semelhante àquela realizada em terrenos não planos, com formação de zonas de altas velocidades e turbulentas. Deve-se considerar, no entanto, que estes obstáculos são porosos e que o fluido segue a mesma trajetória de desvio: parte do vento passa por entre o obstáculo, perdendo velocidade e modificando a zona turbulenta criada atrás deste.

Nos obstáculos criados pelo homem, geralmente a porosidade é nula. São objetos com geometria conhecida e bem definida, completamente sólidos. É caracterizado por zonas de alta velocidade, locais de alta vorticidade e ainda com descolamento do escoamento (JIANG, 2013).

3.5 Efeito Esteira

A função de uma turbina eólica é converter a energia cinética do vento em energia elétrica. Como o processo segue o princípio de conservação de energia, o vento a jusante da turbina tem menor energia cinética. Como consequência, tem-se a diminuição da velocidade e aumento da turbulência do vento. Conforme o escoamento se afasta do obstáculo e se mistura com o resto do fluido não afetado, este efeito desaparece. Segundo Gonzalez *et al.* (2012), as referidas consequências têm dois grandes efeitos em turbinas eólicas a jusante: a redução direta da energia elétrica gerada devido à diminuição na velocidade e um aumento na carga mecânica causada pela turbulência. Segundo Adaramola *et al.* (2011), perdas devido ao efeito esteira podem chegar a 23% na energia final do complexo eólico.

Devido à complexidade da inclusão da esteira das turbinas na análise CFD, a influência deste efeito no escoamento do ar não será analisada no presente trabalho.

3.6 Fator de Capacidade

Quando é necessária uma análise abrangente da eficiência de um parque eólico, uma ferramenta muito utilizada é o Fator de Capacidade de produção (FC). Essa medida é a razão da energia efetiva convertida pela capacidade nominal do parque (soma da potência máxima de todas as turbinas), definida por

$$FC = \frac{EAG}{8766 P_{nom}}. \quad (3.1)$$

É utilizada quando se estuda a possibilidade de implementação de um novo empreendimento, através do seu valor estimado, ou em oportunidades de compra de parques eólicos em operação, através do seu valor efetivo. Através do Boletim Mensal de Geração Eólica de setembro de 2016, é possível identificar tendências na eficiência dos parques eólicos brasileiros: os empreendimentos que entraram no mercado antes do sistema de leilões (por volta de 2011) apresentam fator de capacidade entre 30% e 45%, enquanto que os projetos que entraram em operação após o leilão apresentam valores da ordem de 50%. Ao mesmo tempo, os parques eólicos da região Sul também apresentam valores de FC menores que os empreendimentos localizados no Nordeste brasileiro.

4. METODOLOGIA

4.1 Análise do vento

A determinação do comportamento futuro da velocidade e direção do vento são tarefas de mais elevada complexidade do que a irradiação solar, por exemplo: utilizando a região desértica do sudoeste dos Estados Unidos observa-se uma variação interanual (desvio padrão da distribuição dividido pela média) da velocidade do vento de cerca de 5% (BROWER *et al.*, 2013) em comparação com um valor aproximado de 1% para irradiação normal direta (WILCOX *et al.*, 2010). São muitos os fatores que contribuem para que, em certo ponto e em certo momento, haja um escoamento do ar em tal velocidade. Por isso, os estudos de produção de energia utilizam dados históricos de velocidade de vento da região do parque.

A fonte de referência de dados históricos de vento escolhida para este trabalho é o projeto da NASA MERRA (*Modern Era Retrospective Analysis for Research and Applications*). O MERRA é a análise computacional proveniente de diversas medidas da atmosfera do globo que resulta em uma malha de medidas de velocidade do vento, temperatura e pressão atmosférica a alturas de 10 e 50 m (RIENECKER *et al.*, 2011).

4.1.1 Validação e ajuste dos dados de longo prazo

A fim de validar estes dados e utilizá-los com um certo nível de confiança, as informações do MERRA devem ser correlacionadas com medições realizadas na própria região de interesse. Estas deveriam ser obtidas de torres anemométricas existentes no parque estudado devidamente instaladas, seguindo padrões da *International Electrotechnical Commission* (IEC) como exige a EPE. Porém, esses dados são de propriedade do empreendedor e não são disponibilizados publicamente. Esse trabalho utilizará, então, dados provenientes das estações meteorológicas do Instituto Nacional de Meteorologia (INMET)², que fornece medições públicas do último ano, período insuficiente para verificar o regime da velocidade média do local, o que requer a utilização dos dados de referência de longo prazo.

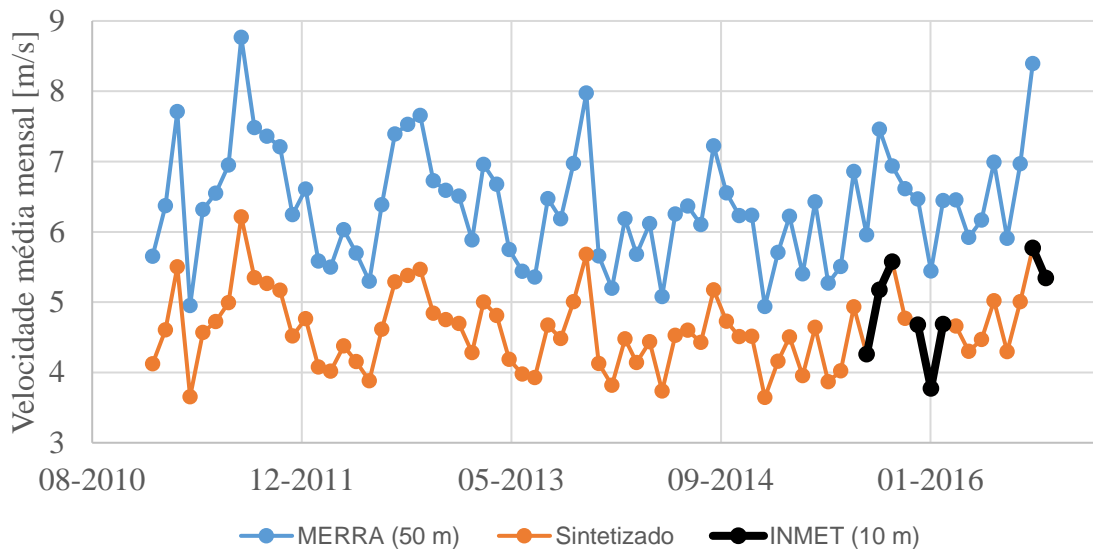
Segundo Carta *et al.* (2013), os dados de velocidade do vento das duas fontes podem ter a sua correlação verificada pelo coeficiente de Pearson elevado ao quadrado (R^2). Um valor de 0,8 é considerado bom, acima de 0,9, excelente.

Carta *et al.* (2013) também citam a regressão linear de primeira ordem como um dos métodos mais utilizados na indústria para estimar a velocidade de longo prazo para a torre no *site*. Este será o método utilizado no trabalho para obter-se uma distribuição de frequências de

²INMET - INSTITUTO NACIONAL DE METEOROLOGIA. Estações automáticas. Disponível em: <<http://www.inmet.gov.br/portal/index.php?r=estacoes/estacoesautomaticas>>. Acesso em: 03 ago. 2016.

velocidade de vento. A Figura 7 mostra o método MCP (sigla para *Measure-Correlate-Predict*) na qual os dados medidos (INMET) são correlacionados com os dados da referência (MERRA) para gerar os parâmetros da regressão linear. Estes parâmetros são então aplicados nos dados do MERRA quando não se tem dados originais do INMET para se obter a série temporal representativa de longo prazo.

Figura 7 – Dados de longo prazo através da regressão linear



4.1.2 Extrapolação vertical

As estações anemométricas têm sensores de medição em mais de uma altura para verificar o perfil vertical de velocidades do vento, como indica a norma da IEC (IEC 61400-12, 2005). Este perfil pode ser estimado tanto pela lei logarítmica, definida por

$$u(z) = \frac{u^*}{\kappa} \ln\left(\frac{z}{z_0}\right), \quad (4.1)$$

em que $u(z)$ é a velocidade do vento em m/s na altura z [m], u^* é a velocidade de atrito em m/s, κ , adimensional, é a constante de von Karman e z_0 é o comprimento de rugosidade em m [LACKNER *et al.*, 2010]. Alternativamente, o perfil pode ser estimado utilizando

$$\frac{u(h_1)}{u(h_2)} = \left(\frac{h_1}{h_2}\right)^\alpha, \quad (4.2)$$

em que $u(z_1)$ ($u(z_2)$) é a velocidade do vento na altura z_1 (z_2) e α é o coeficiente de cisalhamento do vento, adimensional, o qual é facilmente obtido quando se tem duas alturas de medições diferentes, o que ocorre com frequência nas torres de medições [KUBIK *et al.*, 2012]. O perfil obtido é então utilizado na entrada da modelagem de escoamento.

A região de Cidreira apresenta solo complexo com diversas coberturas. A atribuição dos diferentes valores de z_0 segue a NBR06123 (ABNT, 1988) e é realizada analisando-se imagens de satélite pelo software *Google Earth*. Além da visualização das bordas de rugosidade, o programa oferece a opção de desenhar polígonos nas áreas de z_0 comum, criando-se, assim, um mapa de rugosidades.

O mapa de rugosidades é incorporado ao mapa de topografia, fornecendo dados finais da região estudada que é utilizada na criação da malha de velocidades e segue os valores descritos na Tabela 1.

Tabela 1 - Descrição dos valores de comprimento de rugosidades.

Tipo de solo	Cor no mapa da figura 12	Valor atribuído [m]
Mar calmo	Vermelha	0,005
Zonas costeiras planas	Branca	0,07
Pradarias e charnecas	Terrenos base	0,1
Florestas	Azul	0,5
Cidades	Amarelo	1

Fonte: ABNT (1988)

4.1.3 Distribuição estatística da velocidade do vento

Devido a sua natureza não determinística, a velocidade do vento não pode ser representada unicamente por seu valor médio. Pishgar-Komleh *et al.* (2015), mostraram que a distribuição estatística de Weibull é representativa do comportamento das velocidades de vento e é dada por

$$f(u) = \frac{k}{C} \left(\frac{u}{C} \right)^{k-1} e^{-\left(\frac{u}{C}\right)^k}, \quad (4.3)$$

em que k é um fator de forma (adimensional) e C é um fator de escala [m/s]. Essa equação representa a probabilidade f de que uma certa velocidade u ocorra no período estudado (PISHGAR–KOMLEH *et al.*, 2015).

Além da descrição probabilística da velocidade dos ventos, é necessário analisar também como a direção do vento se comporta estatisticamente. Para isso, é contabilizado o número de ocorrências em blocos de direções (usualmente 12) na chamada rosa dos ventos. Desta forma, é possível identificar a direção predominante do vento que será útil na determinação do posicionamento dos aerogeradores no parque.

4.2 Análise da topografia

A velocidade média do vento nos fornece a base do comportamento do escoamento do fluido na região e funcionaria de forma satisfatória na hipótese de um terreno plano. Este, porém, não é o caso de um terreno comum, incluindo o estudado neste trabalho. Qualquer desnível no terreno modifica como o fluido se contrai ou se expande, alterando, por conseguinte, sua velocidade, além de influir no perfil vertical e no surgimento de turbulências no escoamento.

O mapa de elevação utilizado nesse trabalho foi obtido pelo programa da NASA *Shuttle Radar Topography Mission* (SRTM). Essa missão espacial obteve dados de elevação do globo entre 56°S e 60°N utilizando satélites e medidas eletromagnéticas, segundo o próprio portal do programa³. O projeto atual disponibiliza para o Brasil mapas com resolução horizontal de 1 arco-segundo, aproximadamente 30 m, e resolução vertical de 30 cm. Pode-se comparar este valor com a técnica LIDAR (*Light Radar*), em que um veículo aéreo faz uma varredura da elevação do terreno utilizando escaneamento laser e alcança resolução horizontal de até 0,1 m e vertical de 15 cm (FLOOD, 2005). Considerando a necessidade de dados públicos, o mapa obtido por SRTM é conveniente para este trabalho.

4.3 Análise do escoamento

O comportamento espacial e temporal do escoamento de ar é modelado pela técnica CFD, a fim de obter a velocidade do vento média à altura do rotor. É utilizado o método dos volumes finitos, o qual transforma o problema de escoamento de uma escala maior para problemas menores. Para cada volume são aplicadas as equações de movimento e continuidade, tendo como condições de contorno os valores iniciais de um lado do volume e o resultado será a solução no lado oposto, o qual, por sua vez, servirá de entrada para o próximo volume.

4.3.1 Equações de Navier-Stokes

As equações de movimento utilizadas no estudo de fluidos são as equações de Navier-Stokes. Nelas, a velocidade do fluido é descrita relacionando as variações no espaço e tempo com a variação da pressão e suas próprias derivadas de segunda ordem

³ NASA. **Shuttle Radar Topography Mission**. Disponível em <www2.jpl.nasa.gov/srtm>. Acesso em: 09 jan. 2017.

$$\rho \left(\frac{\partial u_i}{\partial t} + u_x \frac{\partial u_i}{\partial x} + u_y \frac{\partial u_i}{\partial y} + u_z \frac{\partial u_i}{\partial z} \right) = \frac{\partial \tau_{xi}}{\partial x} + \frac{\partial \tau_{yi}}{\partial y} + \frac{\partial \tau_{zi}}{\partial z} + \rho g_i, \quad (4.4)$$

em que u_x , u_y e u_z são as componentes da velocidade do escoamento nas direções x , y e z , respectivamente. As variáveis ρ e \mathbf{g} são, respectivamente, a massa específica e a resultante das forças de corpo atuantes no fluido. Os termos τ_{ij} se referem aos componentes do tensor de tensão viscosa e são definidos por

$$\tau_{ij} = - \left(p + \frac{2}{3} \mu \nabla \cdot \vec{u} \right) \delta_{ij} + \mu \left(\frac{\partial u_i}{\partial x_j} + \frac{\partial u_j}{\partial x_i} \right), \quad (4.5)$$

em que p e μ são a pressão e a viscosidade do fluido em questão, respectivamente.

Segundo a aproximação de Boussinesq pode-se considerar que o ar se comporta como um fluido newtoniano e incompressível. Desta maneira, o termo $\nabla \cdot \vec{u}$ desaparece, $\tau_{ij} = \tau_{ji}$ e $\mu = \mu_t$, simplificando as equações 4.4 e 4.5.

4.3.2 Formulação RANS – Reynolds Averaged Navier-Stokes

O sistema de equações apresentado pode ser modificado para que a turbulência do escoamento possa ser levada em conta. Esse acréscimo na descrição física do problema pode ser alcançado decompondo-se os componentes em valores médios mais uma flutuação dando origem à formulação RANS (*Reynolds Averaged Navier-Stokes*), ou seja

$$u_i = \bar{u}_i + u'_i, \quad (4.6)$$

em que \bar{u}_i e u'_i são as componentes da velocidade média e flutuações, por exemplo. A decomposição também se aplica a componentes escalares

$$\theta = \bar{\theta} + \theta', \quad (4.7)$$

Assim, podemos reescrever as equações 4.4 a 4.6 utilizando a formulação RANS na notação tensorial para fluido incompressível

$$\rho \left(\frac{\partial \bar{u}_i}{\partial t} + \bar{u}_j \frac{\partial \bar{u}_i}{\partial x_j} \right) = - \frac{\partial \bar{p}}{\partial x_i} + \frac{\partial}{\partial x_j} \left(\mu \left(\frac{\partial \bar{u}_i}{\partial x_j} + \frac{\partial \bar{u}_j}{\partial x_i} \right) - \rho \overline{u'_i u'_j} \right) + \rho \bar{g}_i. \quad (4.8)$$

O novo termo adicionado representa os efeitos da turbulência no escoamento. Vale notar que a equação 4.10 só é válida para fluidos com massa específica constante, o que está de acordo com metodologia empregada no presente trabalho.

4.3.3 Modelo de turbulência

Apesar de a formulação RANS trazer um grande acréscimo de complexidade na modelagem física, ela cria um problema de fechamento do ponto de vista matemático, pois há um maior número de incógnitas do que de equações. Desta forma, é necessário criar outras relações entre as componentes envolvidas. Os modelos de turbulência servem exatamente para isso: resolver os efeitos da turbulência apresentando equações extras ao problema. Há diversos modelos na literatura apresentando diferentes quantidades de equações e que devem ser adequados conforme a precisão necessária e a capacidade de processamento para a simulação desejada.

Dentre os modelos de duas equações, o $k-\omega$ SST foi utilizado neste trabalho, baseado na sua aplicação em simulações de camada limite atmosférica realizadas por Neumeister (2012) e Radunz (2015).

O modelo foi desenvolvido por Menter (1992) e tem o objetivo de aproveitar as vantagens e diminuir as desvantagens dos modelos $k-\omega$ e $k-\varepsilon$. Baseado no modelo padrão $k-\omega$ de Wilcox (1998), apresenta resultados muito similares até certa altura da camada limite, mas se modifica gradualmente para uma modelagem $k-\varepsilon$ até a borda superior da camada limite - na modelagem de escoamentos sem cisalhamento, o modelo apresenta resultados idênticos ao $k-\varepsilon$. A principal motivação desse ajuste no modelo original é que aquele é altamente dependente das condições aplicadas ao escoamento livre, prejudicando a simulação como um todo. A nova formulação $k-\omega$ tem, portanto, a solidez do $k-\varepsilon$ em regimes mais livres e a descrição confiável em situações de gradientes de pressão adversos.

A transformação gradual entre os modelos se dá pela inserção do termo $(1-F_1)$ (em que o valor F_1 representa a distância à parede) nos termos das equações para k e ω que seguem:

$$\frac{\partial \rho k}{\partial t} + \frac{\partial \rho \bar{u}_j k}{\partial x_j} = P_k - \beta^* \rho k \omega + \frac{\partial}{\partial x_j} \left[(\mu + \sigma_k \mu_t) \frac{\partial k}{\partial x_j} \right], \quad (4.9)$$

$$\frac{\partial \rho \omega}{\partial t} + \frac{\partial \rho \bar{u}_j \omega}{\partial x_j} = \gamma P_\omega - \beta^* \rho \omega^2 + 2(1-F_1) \sigma_\omega 2 \frac{\mu_t}{k} \frac{\partial k}{\partial x_j} \frac{\partial \omega}{\partial x_j} + \frac{\partial}{\partial x_j} \left[(\mu + \sigma_\omega \mu_t) \frac{\partial \omega}{\partial x_j} \right] \quad (4.10)$$

em que k , ω , μ_t e $P_{k,\omega}$ são, respectivamente, a energia cinética turbulenta, a taxa de dissipação de turbulência, a viscosidade turbulenta e a geração de energia turbulenta (ou de ω). Os últimos termos são definidos por

$$\mu_t = \frac{0,3 \rho k}{\max(0,3\omega; \Omega F_2)}, \quad (4.11)$$

$$P_k = -\frac{2}{3} \rho k \delta_{ij} \frac{\partial u_i}{\partial x_j} + \mu_t \frac{\partial u_i}{\partial x_j} \left(\frac{\partial u_i}{\partial x_j} + \frac{\partial u_j}{\partial x_i} \right), \quad (4.12)$$

$$P_\omega = -\frac{2}{3} \rho \omega \delta_{ij} \frac{\partial u_i}{\partial x_j} + \rho \frac{\partial u_i}{\partial x_j} \left(\frac{\partial u_i}{\partial x_j} + \frac{\partial u_j}{\partial x_i} \right), \quad (4.13)$$

em que Ω é o valor absoluto de vorticidade - rotacional da velocidade. As funções F_1 e F_2 são definidas por:

$$F_1 = \tanh(\varphi_1^4), \quad (4.14)$$

$$\varphi_1 = \max \left(\min \left(\frac{\sqrt{k}}{\beta^* \omega y}; 0,45 \frac{\omega}{\Omega} \right); 400 \frac{\mu}{\rho y^2 \omega} \right), \quad (4.15)$$

$$F_2 = \tanh(\varphi_2^2), \quad (4.16)$$

$$\varphi_2 = \max \left(2 \frac{\sqrt{k}}{\beta^* \omega y}; 400 \frac{\mu}{\rho y^2 \omega} \right), \quad (4.17)$$

em que y é a distância à parede de interesse, ou, no caso, o chão.

Finalmente, as constantes são combinações lineares dos valores utilizados nos modelos $k-\varepsilon$ e $k-\omega$:

$$\phi = F_1 \phi_{k-\omega} + (1 - F_1) \phi_{k-\varepsilon}. \quad (4.18)$$

Os valores das constantes de cada modelo estão indicados na Tabela 2.

Tabela 2 - Valores das constantes utilizadas

Modelo referência	σ_k	σ_ω	β	β^*
$k-\omega$	0,85	0,65	0,075	0,09
$k-\varepsilon$	1	0,856	0,0828	0,09

Fonte: Menter (1992)

e

$$\gamma = \frac{\beta}{\beta^*} - \frac{\sigma_\omega \kappa^2}{\sqrt{\beta^*}}, \quad (4.19)$$

onde $\kappa = 0,41$ é a constante de von Karman.

4.3.4 Convergência

Além da resolução da equação de *Navier-Stokes*, é necessário observar o princípio da conservação de massa, pois não há fontes ou sumidouros dentro do volume estudado. A equação da continuidade aponta a convergência da simulação numérica e é dada por

$$\rho \frac{\partial u_i}{\partial x_i} = 0. \quad (4.20)$$

Além disso, a convergência do resultado também é garantida pela análise dos resíduos das variáveis, ou seja, o erro médio calculado nas células do domínio.

4.4 Estimativa de produção de energia elétrica

Com o sucesso na análise de escoamento do vento, são obtidos os resultados das velocidades médias à altura do rotor nos locais dos aerogeradores. Após, são aplicadas na distribuição de frequência para considerar a sua variação anual. A distribuição estatística de velocidades de vento é convertida para uma medida em energia através da integração pela curva de potência da turbina.

A curva de potência da turbina disponibilizada pela fabricante mostra a capacidade de conversão de energia do equipamento frente a diferentes velocidades de vento. Realizando a operação, tem-se a energia mensal estimada pela análise numérica.

4.5 Aquisição dos dados públicos de operação

Paralelamente, os dados reais mensais de conversão de energia eólica em energia elétrica medidos no complexo eólico de Cidreira devem ser contabilizados para que se faça a análise comparativa.

A Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE)⁴ disponibiliza dados mensais das operações de comercialização de energia elétrica, o que inclui os dados de produção individual do parque eólico aqui estudado.

4.6 Comparação

Os valores reais de energia são comparados diretamente com os dados obtidos por CFD através de razão simples. O cálculo é feito comparando-se valores médios anuais. O FC também é calculado tanto para o resultado estimado quanto para o resultado real e é realizada a comparação entre eles.

⁴CCEE. **Informações ao mercado.** Disponível em: <https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/o-que-fazemos/infomercado?_afloop=429069852229682#%40%3f_afloop%3d429069852229682%26_adf.ctrl-state%3d12trhbaht5_4>. Acesso em: 08 ago. 2016.

5. RESULTADOS E DISCUSSÃO

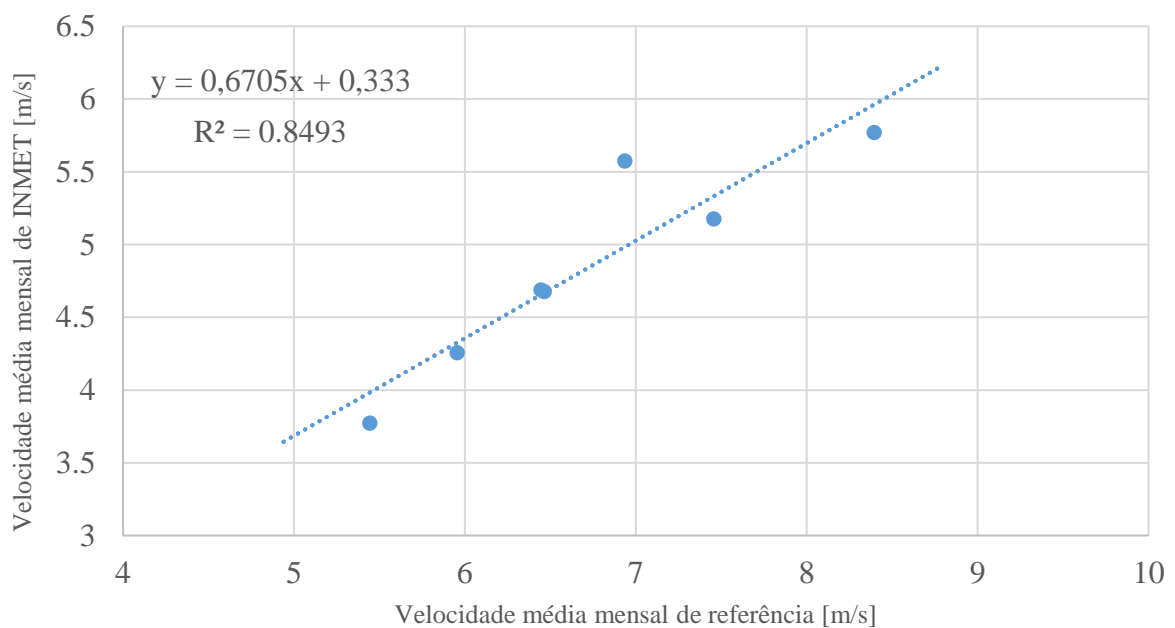
5.1 Análise de vento

5.1.1 Validação e ajuste de longo prazo

Os dados de velocidade do vento da estação INMET foram correlacionados com a fonte de referência (MERRA), conforme descrito no capítulo 4.1. O nó do MERRA utilizado tem coordenadas 30° S e 50° O. A cobertura de dados da estação diminuiu gradativamente até abril de 2016 quando alcançou praticamente 0% de cobertura até meados de setembro, quando a torre voltou a fazer leituras de velocidade e direção do vento, totalizando 6 meses de cobertura maior de 85% para a correlação com o MERRA, dado que as informações referentes aos meses de outubro e novembro deste ano ainda não estão disponíveis. As informações detalhadas da estação, bem como dados de velocidade média e máxima, direção do vento e cobertura estão disponíveis no Apêndice A.

A análise da correlação deu-se pelo R^2 que pode ser verificado pelo gráfico da Figura 8, em que é possível verificar a correlação satisfatória entre as fontes de velocidade de vento ($R^2 = 0,85$) e os valores dos coeficientes da regressão linear utilizados para reconstrução dos dados INMET.

Figura 8 - Correlação entre as fontes de velocidade de vento e R^2



Aplicando os parâmetros da regressão linear na série temporal de resolução de 1h, e fazendo uma média das médias mensais para dessazonalização, obteve-se um valor de médio de 4,99 m/s a 10 m de altura no local da torre.

5.1.2 Extrapolação vertical

Para extrapolar o valor obtido anteriormente e estimar um perfil de velocidade característico da camada limite estudada, utilizou-se uma variação da equação 4.1: conhecida a rugosidade z_0 , partiu-se da razão entre a velocidade à altura z , $u(z)$, e a velocidade de referência, a altura de 10 m, u_{ref} para chegar na expressão

$$u(z) = u_{ref} \frac{\ln\left(\frac{z}{z_0}\right)}{\ln\left(\frac{z_{ref}}{z_0}\right)}, \quad (5.1)$$

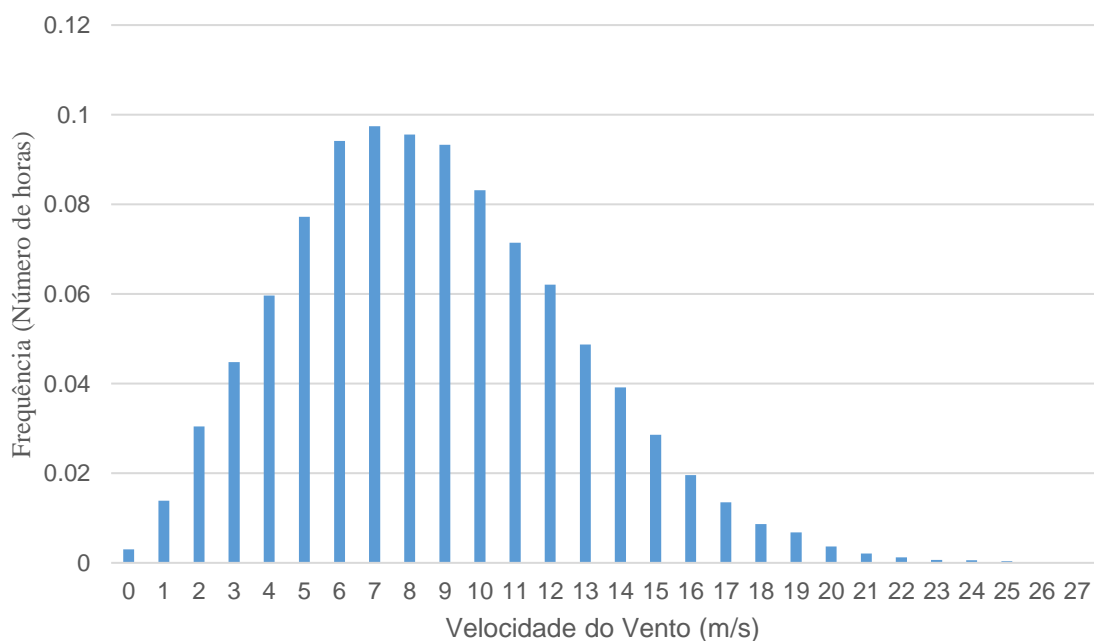
em que z_{ref} é igual 10 m.

O perfil foi utilizado como condição inicial e de contorno no modelo de escoamento CFD, como será detalhado.

5.1.3 Distribuição de frequência de velocidades

O perfil de velocidades também foi aplicado na série sintetizada para calcular-se a distribuição de frequência de velocidades à altura do rotor (98 m). A distribuição normalizada é apresentada na Figura 9 e representa a frequência com que uma dada velocidade de vento ocorre no local de medição e sumariza em um gráfico a série temporal de velocidade de vento reconstruída. Esta distribuição foi multiplicada pela curva de potência para obtenção da EAG.

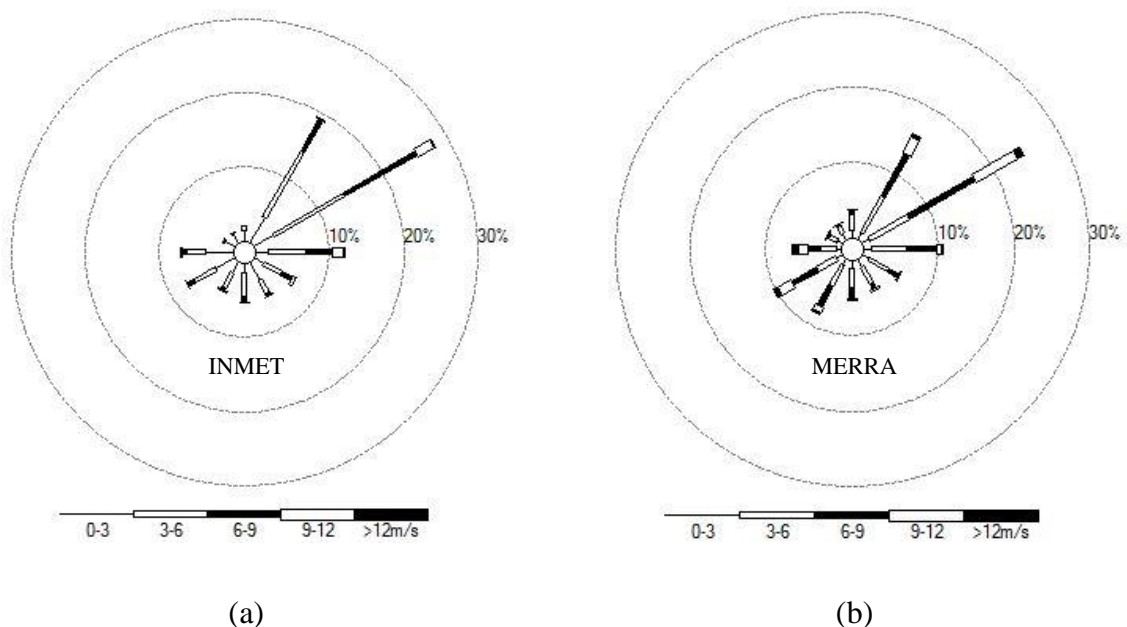
Figura 9 - Distribuição de frequências de velocidades para a torre INMET sintetizada e extrapolada para a altura do rotor



5.1.4 Direção do vento

Além da validação de velocidade de vento, o MERRA também foi utilizado para encontrar a direção do vento predominante do local. As rosas dos ventos da estação INMET e do MERRA foram comparadas visualmente utilizando as imagens da Figura 10. Devido ao resultado similar encontrado pelas duas fontes, a direção predominante utilizada nesta análise foi de 35° em relação ao norte geográfico.

Figura 10 - Rosa dos ventos (a) INMET e (b) MERRA

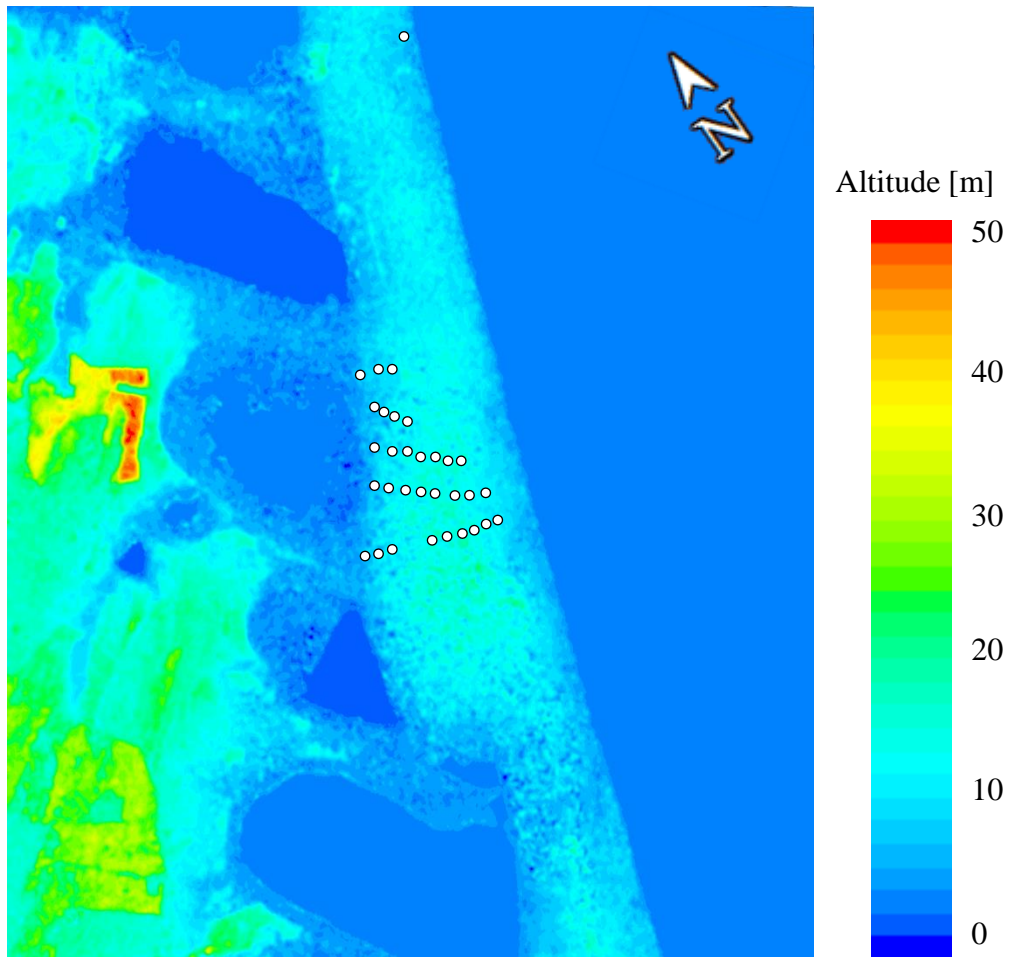


5.2 Análise do terreno

5.2.1 Orografia

O mapa de elevação obtido pelo programa SRTM foi importado para o *software GlobalMapper* para processamento antes de ser utilizado na simulação CFD. Para formar o mapa final foram utilizados dois *grids* do SRTM identificados com coordenadas centrais em: 30° S 51° W e 31° S 51° W. O mapa final é apresentado na Figura 11.

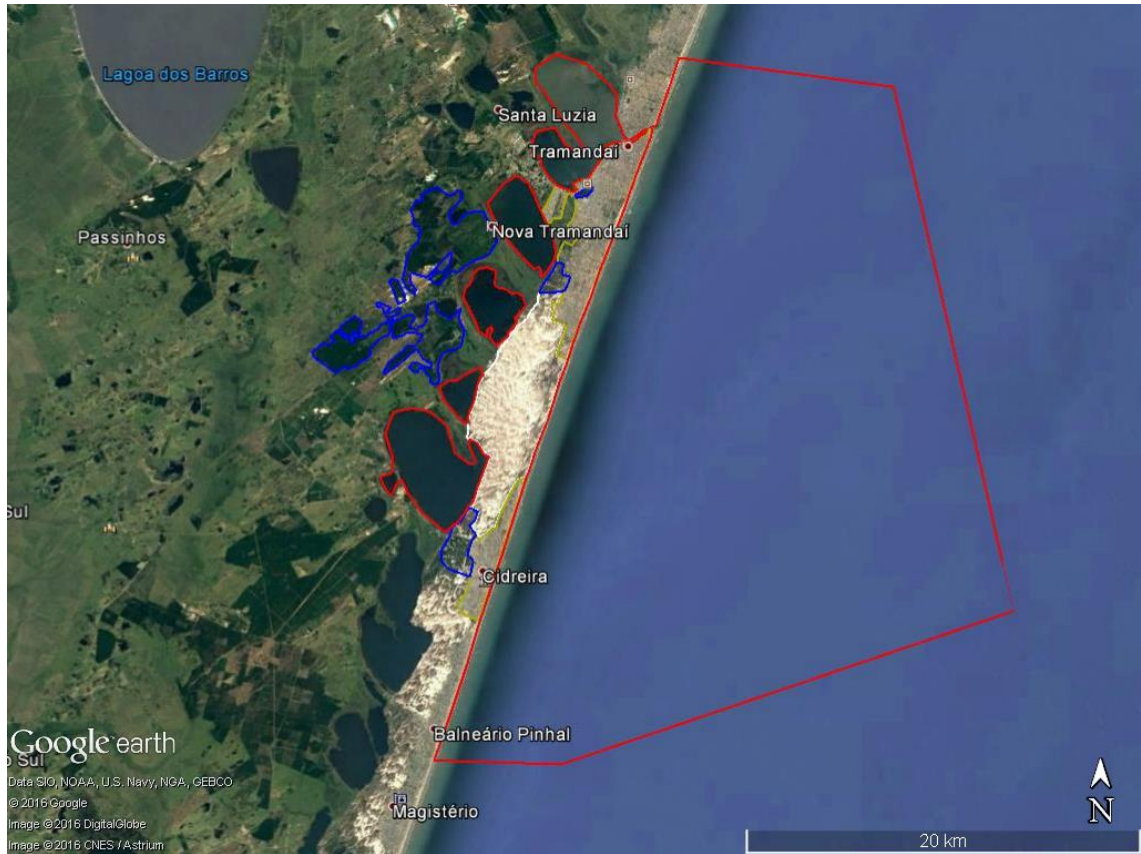
Figura 11 - Mapa de elevação utilizado no Star-CCM+



5.2.1 Rugosidade

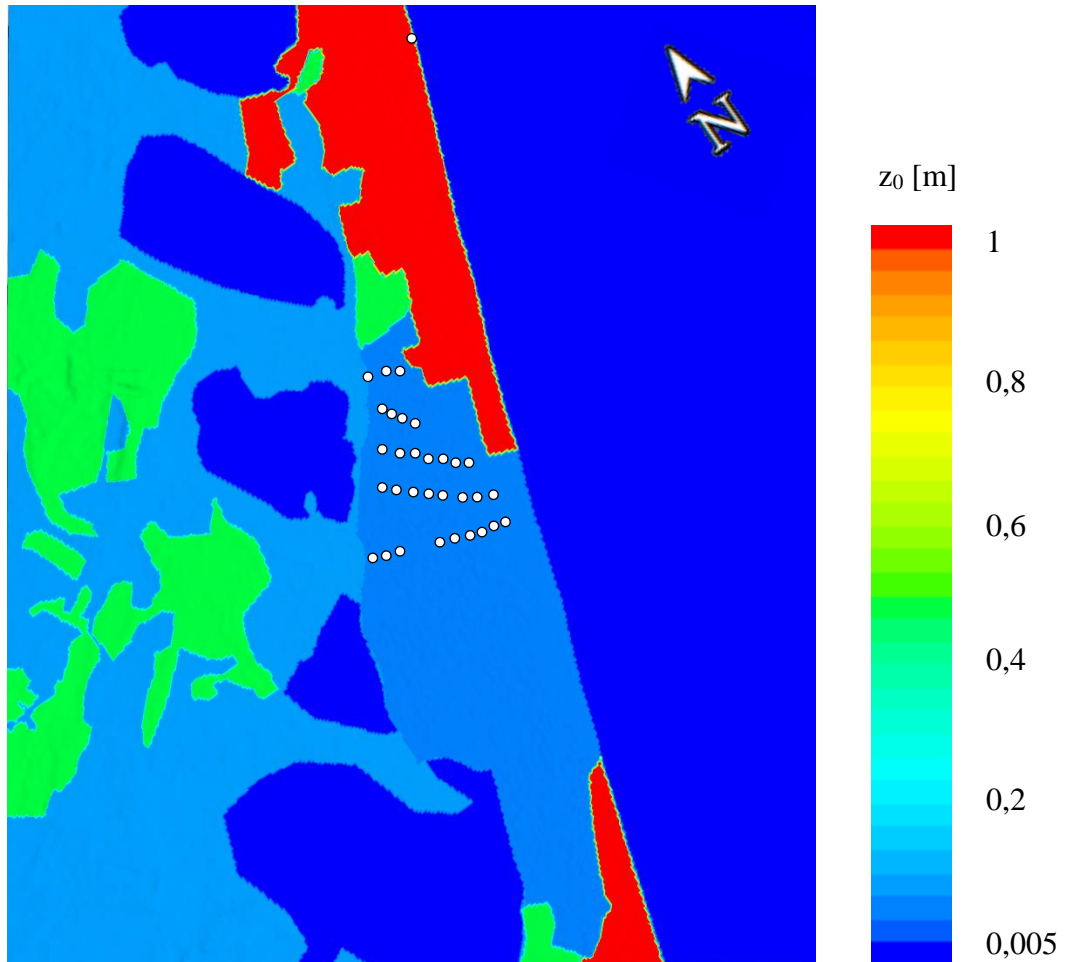
Conforme descrito anteriormente, o mapa de rugosidades foi obtido por imagens do *Google Earth* utilizando as informações da NBR06123 (ABNT, 1988). Este mapa também passou por um processamento no *software Global Mapper* antes de ser utilizado na análise de escoamento. Na Figura 12 é apresentada a imagem de satélite utilizada para criar o mapa de rugosidades no *Google Earth*. É possível identificar o contraste entre as regiões de diferentes alturas de rugosidade e gerar os polígonos que circundam estas áreas. Já na Figura 13, pode-se verificar que o parque eólico de Cidreira tem seus aerogeradores instalados na região de dunas, com altura de rugosidade z_0 igual a 0,07 m. A região tem um mapa de rugosidades complexo, com cidades à Nordeste, água à Leste e alguns pontos de florestas ao redor, o que representou grande influência nos resultados da simulação CFD conforme é discutido na seção 5.3. Os valores atribuídos seguiram a NBR06123 (ABNT, 1988) e podem ser conferidos na Tabela 1.

Figura 12- Mapa de rugosidades obtido pelo Google Earth



Fonte: Imagem obtida pelo *software Google Earth*

Figura 13- Mapa de rugosidades utilizado na simulação CFD com a localização dos aerogeradores e a estação INMET.



5.3 Análise do escoamento

As soluções para as equações RANS foram obtidas de forma numérica utilizando o método dos volumes finitos, conforme descrito anteriormente. O cálculo do CFD foi realizado pelo software STAR-CCM+. Além do cálculo CFD, é possível também fazer as operações necessárias de importação do mapa de elevação bem como o *design* do domínio tridimensional do problema.

Para todos os passos e simulações, foi utilizado um computador portátil com processador Intel® CORE™ i7 de 2,6 GHz e memória RAM de 8 GB. Com essas especificações, cada simulação levou em torno de um dia para serem preparadas e rodadas.

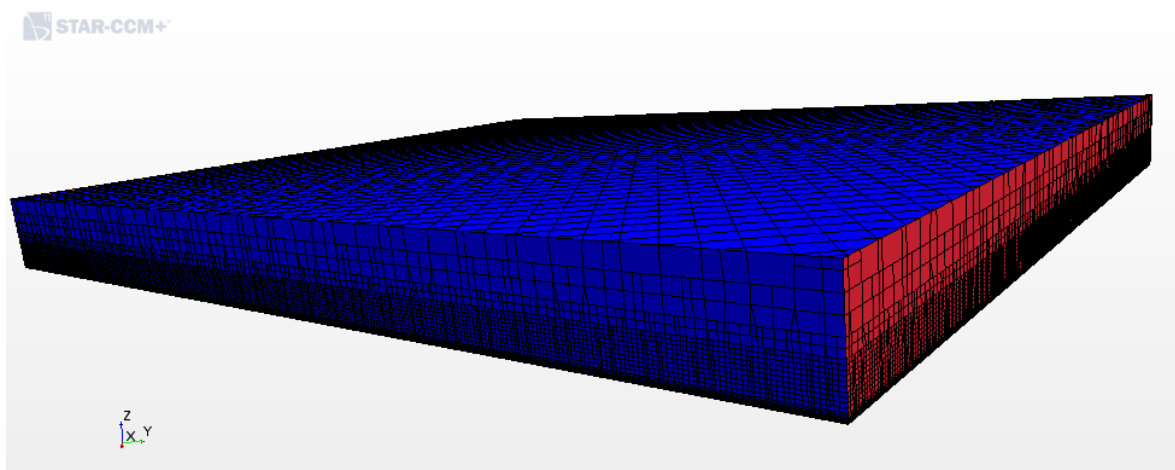
5.3.1 Malha e condições de contorno

A discretização do domínio em pequenos volumes onde foram aplicadas as equações também é realizada pelo STAR-CCM+. O processo, conhecido pelo termo em inglês *meshing*,

resultou em uma malha com cerca 2,2 milhões de células - é recomendado usar a relação de 2 GB de memória RAM para cada milhão de células. Pode-se verificar na Figura 14 que se escolheu um refinamento maior a alturas mais próximas do chão, em especial, procurou-se manter uma espessura de célula crescente a partir do chão, com um valor inicial de 2 m e máximo de 25 m à altura do rotor.

Em simulações CFD é esperada a independência do tipo tamanho ou tipo de malha nos resultados das análises. No entanto, há um valor mínimo de número de células em que a independência possa ser observada. No presente estudo, o número de células não é grande o suficiente para se alcançar a independência plena da malha, visto que os resultados tendem variar um pouco dependendo do domínio de trabalho.

Figura 14 - Malha de volumes finitos utilizada na simulação. A face vermelha é a entrada do escoamento



O tratamento de parede define a relação física que os contornos do domínio terão com o escoamento do fluido. É possível atribuir o tipo de parede e valores iniciais ou de contorno para a simulação. Segundo o STAR-CCM User Guide (2015), as condições iniciais de energia cinética turbulenta (k) e taxa de dissipação de turbulência (ω) são obtidas por

$$k = \frac{3}{2} (I u_t)^2, \quad (5.2)$$

$$\omega = \frac{\sqrt{k}}{L \beta^{*4}}, \quad (5.3)$$

em que I é a intensidade de turbulência, u_t é a escala de velocidade turbulenta e L é o tamanho de escala de turbulência mínima a ser resolvida. A Tabela 3 sumariza as condições de contorno e iniciais utilizadas na simulação. Para inicialização do escoamento, escolheu-se os

mesmos valores de velocidade, energia cinética turbulenta e taxa de dissipação de turbulência aplicados na condição de contorno de entrada.

Tabela 3 - Condições de contorno aplicadas na simulação de escoamento

	Chão	Entrada (NE)	Saída (SO)	Lados e Topo
Tipo de parede	<i>Wall</i>	<i>Velocity Inlet</i>	<i>Pressure Outlet</i>	<i>Symmetry Plane</i>
Superfície	Irregular - <i>Rough</i>	Suave - <i>Smooth</i>	Suave - <i>Smooth</i>	Suave - <i>Smooth</i>
Condições de contorno	Altura de rugosidade z_0	$\mathbf{u}(z)$ $I=0,05$ $L=0,01\text{ m}$	Pressão atmosférica	-

O perfil de velocidade do vento $\mathbf{u}(z)$ utilizado na entrada do escoamento foi derivado a partir da velocidade média e extrapolação vertical obtidos na seção 5.1 e ajustado para a direção predominante

$$\vec{u}(z) = -4,99 \sin(35^\circ) \frac{\ln\left(\frac{z}{z_{0med}}\right)}{\ln\left(\frac{10}{z_{0med}}\right)} \hat{i} - 4,99 \cos(35^\circ) \frac{\ln\left(\frac{z}{z_{0med}}\right)}{\ln\left(\frac{10}{z_{0med}}\right)} \hat{j} + 0\hat{k}, \quad (5.4)$$

em que z é a distância à superfície, isto é, a altura e z_{0med} é a rugosidade média ponderada pela área do terreno calculada como aproximadamente 0,24 m.

5.3.2 Convergência e resultados em velocidade

Os resultados dos valores de resíduos são sumarizados na Tabela 4 e mostram que todos alcançaram valores menores do que 1×10^{-4} e indicam que a simulação convergiu.

Na Figura 15 é feita a comparação do perfil de velocidades característico da camada limite obtido da análise numérica CFD (*output* da simulação) em relação ao resultado obtido utilizando a equação 5.1 (*input*, Seção 5.1.2). A rugosidade ($z_0=1$ m) utilizada na equação é a mesma utilizada na simulação para o local da torre. As curvas apresentam resultados divergentes, o que mostra que o perfil logarítmico utilizado não é representativo da região estudada. Diferentes metodologias, como revisão do mapa de rugosidades ou a utilização da lei da potência, podem apresentar resultados mais próximos da simulação CFD, indicando maior representatividade da CLA da região.

Tabela 4 - Resíduos finais da simulação numérica

Continuidade	k	ω	Momentum em x	Momentum em y	Momentum em z
$1,2 \times 10^{-4}$	$5,4 \times 10^{-10}$	$3,4 \times 10^{-11}$	$5,4 \times 10^{-5}$	$4,8 \times 10^{-6}$	$3,0 \times 10^{-6}$

Figura 15 – Perfil de velocidades no local da Estação INMET

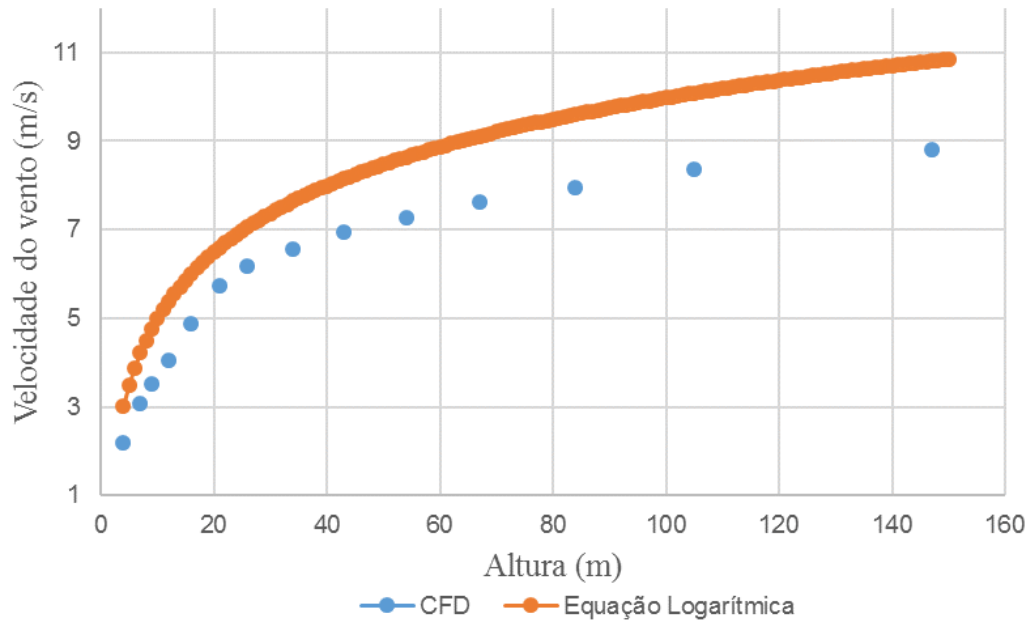
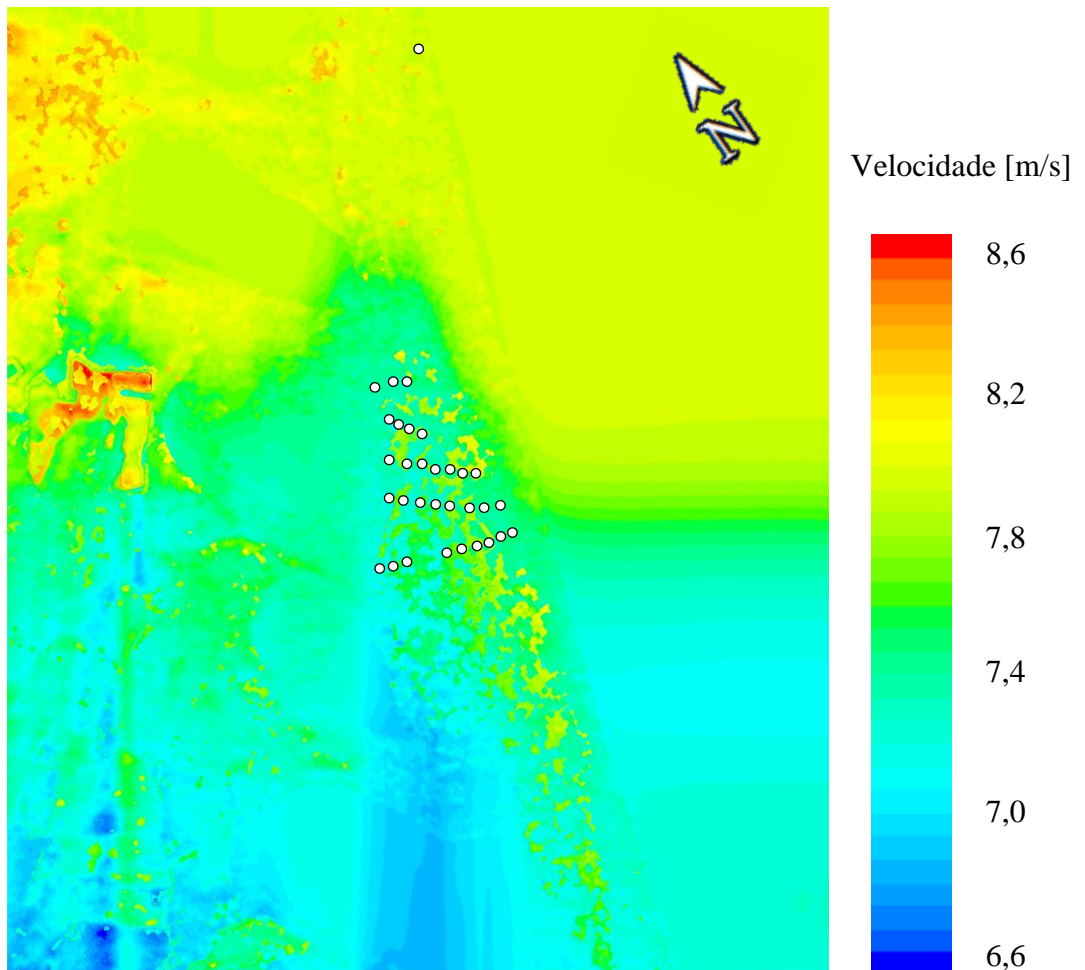


Figura 16 – Mapa de velocidades a aproximadamente 100 metros de altura



O mapa de velocidades para altura aproximada de 98 m acima da elevação do terreno pode ser verificado na Figura 16. O mapa apresenta as velocidades para alturas aproximadas de 98 m, podendo variar até 10 m.

Analisando-se o mapa da Figura 16, pode-se identificar os locais da região em que a simulação aponta maior recurso eólico. As posições em que os aerogeradores foram instalados não coincidem sempre com estes locais. Devido à rugosidade elevada, a região povoada apresenta alto potencial energético, porém é inviável para tal empreendimento. À noroeste do parque eólico, no entanto, tem-se uma pequena colina suficiente para um aumento de velocidade considerável do escoamento. Através do *Google Earth*, não é possível verificar se há impedimento para um empreendimento eólico no local.

Através dos mapas também é possível verificar a perda de potencial energético conforme o vento avança em direção ao interior do continente. Como a presente análise é limitada a direção predominante e os aerogeradores estão a montante da cidade de Tramandaí e de uma extensão de terra de aproximadamente 7 km, a velocidade na posição dos aerogeradores pode ter sido subestimada. O vento na direção leste pode alcançar o parque eólico com maior intensidade do que a nordeste e é provável que tenha sido levado em conta na construção do empreendimento.

Os valores utilizados nas análises quantitativas para a altura do rotor foram extraídos de forma analítica e estão na Tabela 5. Os resultados apresentados são relacionados com a Figura 17 para justificar diferenças na velocidade do vento nas posições dos diferentes aerogeradores. As fileiras na direção Noroeste-Sudeste apresentam um gradiente de velocidade conforme se aproximam da costa, corroborando a análise da Figura 16. Tal efeito não é observado analisando-se na direção Norte-Sul.

A última coluna da tabela é a relação entre a velocidade média de cada turbina e a velocidade média da torre obtida pelo CFD. Este fator foi aplicado na série temporal de velocidades obtida no resultado descrito na seção 5.1.2. Desta forma, foi possível obter a distribuição de frequência de velocidades para cada aerogerador do parque.

Tabela 5 - Tabela de velocidades a 98 m obtidas por CFD. Coordenadas em UTM zona 22

Aerogerador	Latitude [m]	Longitude [m]	Velocidade média CFD [m/s]	Fração de Velocidade
1	579079	6674890	7,7	0,95
2	579308	6674771	7,6	0,95
3	579537	6674652	7,7	0,95
4	578910	6674243	7,6	0,94
5	578990	6674029	7,7	0,95
6	579127	6673841	7,6	0,95
7	579242	6673670	7,6	0,94
8	578524	6673530	7,6	0,95
9	578695	6673340	7,5	0,93
10	578876	6673160	7,5	0,93
11	579056	6672979	7,6	0,94
12	579290	6672858	7,6	0,94
13	579443	6672648	7,7	0,95
14	579597	6672438	7,9	0,98
15	578068	6672933	7,5	0,93
16	578234	6672766	7,6	0,95
17	578504	6672548	7,6	0,94
18	578678	6672362	7,6	0,94
19	578867	6672220	7,7	0,95
20	579243,5	6671936	7,6	0,95
21	579432	6671794	7,7	0,96
22	579621	6671652	7,8	0,97
23	577131,5	6671977	7,4	0,92
24	577332,3	6671901	7,5	0,93
25	577532,6	6671826	7,4	0,92
26	578432,6	6671496	7,5	0,93
27	578687,5	6671403	7,7	0,95
28	578888,8	6671330	7,7	0,96
29	579088,8	6671257	7,7	0,96
30	579289,4	6671184	7,7	0,96
31	579490	6671111	7,8	0,96
Estação INMET	583334,7	6679763	8,1	1,00

Figura 17 – Mapa do parque eólico de Cidreira



5.3.3 Estimativa da Energia Anual Gerada

Os valores de fração de velocidade são então aplicados na série temporal de longo prazo de velocidade de vento à altura do rotor no local da torre INMET que foram obtidos na seção 5.1. Desta forma é possível obter uma distribuição de frequências para cada aerogerador.

A energia anual gerada (EAG) por aerogerador é então obtida multiplicando cada curva de distribuição de frequência pelas respectivas curvas de potência. Segundo o Sigel⁵, o complexo eólico de Cidreira é formado por 31 aerogeradores Enercon E82, sendo 27 com potência nominal de 2,3 MW, 3 de 2,0 MW e uma de 1,9 MW. Por outro lado, há fatores que afetam as turbinas eólicas ou o complexo como um todo quando em operação que devem levados em conta para a obtenção da energia anual gerada final. Esses podem ser divididos entre períodos de indisponibilidade, em que a velocidade do vento é maior do que a

⁵Sigel. Mapa de empreendimentos de geração de energia elétrica. Disponível em <sigel.aneel.gov.br/kmz.html>. Acesso em: 19 nov. 2016.

velocidade mínima para produção de energia, mas por alguma razão o aerogerador está parado, e operação fora da curva de potência garantida pelo fabricante.

Herbert *et al.* (2010), em um estudo da avaliação de performance durante quatro anos de um parque eólico na Índia, identificaram índices de disponibilidade real de aproximadamente 82%. Além da disponibilidade, existem outras perdas geralmente incluídas na estimativa de energia: segundo Gallon (2015), fatores ambientais afetam as pás dos aerogeradores de modo a causar uma perda de até 2% na energia final. O autor também cita perdas devido à histerese da máquina em altas velocidades e perdas elétricas com valores que podem alcançar 2% e 3%, respectivamente. Em outro trabalho de casos específicos, Cardoso (2011) encontrou valores da ordem de 88% de disponibilidade operacional, além de identificar uma perda de até 2,5% na receita devido à limitação da potência nominal realizada nos aerogeradores.

Para complementar a presente análise, foram aplicadas algumas perdas baseadas nos valores encontrados na literatura: optou-se por aplicar 5 % de indisponibilidade, 2 % por perdas ambientais, 3 % de perda relativa ao efeito de histerese das máquinas, 3 % por perdas de performance, 15 % de perdas por efeito esteira e 2 % de perdas elétrica. Os valores são apresentados juntamente com a soma para o parque eólico inteiro na Tabela 6. Através da potência nominal individual, é possível calcular o fator de capacidade dos aerogeradores (e do parque), o qual também é apresentado na Tabela 6. As curvas de potência para cada tipo de máquina estão indicadas no Apêndice B.

5.3.4 Energia Anual Efetivamente Gerada e análise comparativa

Conforme a metodologia apresentada, foram obtidos aproximadamente 6 anos de dados mensais de geração de energia elétrica para o parque estudado. Os valores foram compilados em médias mensais para se calcular a média das médias mensais dessazonalizada. Na Tabela 7 é apresentada a energia média efetivamente convertida por mês bem como a soma para se obter a EAG média do parque. Estes valores mostram a contribuição energética de cada mês para a EAG, ou seja, o perfil de energia do período aproximado de 6 anos de operação. Considerando o período relativamente longo, é representativo do perfil de energia do parque eólico de Cidreira.

Com os valores finais de energia efetivamente convertida e energia estimada, é possível realizar a comparação. A razão entre a energia efetiva e a estimada é de 85,6 % e a diferença entre os respectivos FC é de 5,7 pontos percentuais. A diferença pode ser atribuída a: imprecisões do modelo utilizado ou baixa performance do parque eólico.

Tabela 6 - Estimativa da energia convertida, a potência nominal de cada turbina e o fator de capacidade e a EAG individual e geral

Aerogerador	EAG (GWh)	Potência nominal (MW)	FC (%)	Aerogerador	EAG (GWh)	Potência nominal (MW)	FC (%)
1	8,11	2,3	40,22	17	7,91	2,3	39,26
2	8,03	2,3	39,84	18	7,96	2,3	39,50
3	8,09	2,3	40,12	19	8,07	2,3	40,01
4	7,92	2,3	39,26	20	8,04	2,3	39,89
5	8,07	2,3	40,04	21	8,16	2,3	40,49
6	8,05	2,3	39,94	22	8,32	2,3	41,26
7	7,99	2,3	39,61	23	7,60	2,3	37,71
8	8,01	2,3	39,75	24	7,81	2,3	38,72
9	7,85	2,3	38,92	25	7,70	2,3	38,17
10	7,40	2,0	42,24	26	7,83	2,3	38,81
11	7,49	2,0	42,71	27	8,07	2,3	40,03
12	7,49	2,0	42,75	28	8,22	2,3	40,79
13	7,45	1,9	44,74	29	8,20	2,3	40,69
14	8,42	2,3	41,76	30	8,16	2,3	40,48
15	7,82	2,3	38,78	31	8,24	2,3	40,88
16	7,99	2,3	39,65	Parque	241,57	70,0	39,37

Tabela 7 - Dados de energia elétrica efetivamente convertida pelo parque eólico de Cidreira

Mês	Energia elétrica (GWh)
Janeiro	15,97
Fevereiro	13,26
Março	15,48
Abril	15,58
Mai	13,70
Junho	13,92
Julho	16,85
Agosto	21,28
Setembro	19,83
Outubro	21,50
Novembro	22,02
Dezembro	17,47
Anual	206,84

O método de estimativa de energia apresentado neste trabalho inclui cálculos a partir de dados obtidos de diversas fontes. Devido à falta de acesso aos dados mais representativos da localidade do complexo eólico, é necessário fazer estimativas e extrapolações para se obter o resultado no local e período desejado, aumentando a incerteza dos resultados obtidos. Deve-se destacar a escolha da fonte de velocidade de vento, pois a análise CFD é extremamente sensível ao valor médio de velocidade utilizado na simulação. A utilização de uma torre

anemométrica com sensores a alturas próximas a do rotor dos aerogeradores e com longos períodos de medição é absolutamente mais representativa que a estação INMET com sensores a 10 m.

Também pode-se apontar a escolha de simular o escoamento de vento apenas na direção principal do vento e sem considerar perdas por efeito esteira. Apesar de representar a maior parte do tempo, adotar uma única direção ignora como o escoamento se comportará em diversos períodos do ano, além de, no caso estudado, superestimar a velocidade final. Como já mencionado na fundamentação teórica, perdas por efeito esteira podem alcançar até 23% na energia elétrica convertida.

6. CONCLUSÕES

Neste trabalho foi realizada uma estimativa da energia anual gerada para o complexo eólico de Cidreira avaliando-se o potencial eólico na posição dos aerogeradores através de simulação CFD. Além disso, a estimativa foi comparada com a energia elétrica efetivamente convertida pelo parque eólico e a discrepância foi analisada.

Para obter a estimativa de energia elétrica convertida a partir da energia cinética dos ventos em um determinado local, é preciso analisar o escoamento do ar: como ele se comporta frente às variações de topografia e rugosidade em diferentes épocas do ano. Esses fatores específicos do terreno foram obtidos por imagens e medições de satélites como SRTM (topografia) e *Google Earth* (rugosidade), e por medições meteorológicas como o MERRA (velocidade do vento).

A modelagem física do terreno foi necessária para conhecer a resposta do terreno ao escoamento do vento. O dado de entrada para esta análise foi um perfil de velocidades característicos da camada limite atmosférica. Este dado é proveniente da estação meteorológica do INMET mais próxima do parque eólico estudado. Após feita a extrapolação vertical para a altura do rotor, a medida de velocidade média foi comparada com dados do MERRA para que se obtivesse a média histórica representativa da região.

Após, os resultados serviram como entrada para análise computacional, para que, juntamente com o modelo de turbulência, fosse obtida a velocidade média histórica do vento na altura do rotor e nas posições exatas das turbinas. Dessa forma, a energia anual por turbina pôde ser estimada através da curva de potência da máquina e comparada com a energia produzida pelo parque eólico.

Concluiu-se que mesmo com acesso restrito somente a dados públicos, é possível realizar uma estimativa de energia anual gerada alcançando um valor próximo àquele efetivamente produzido.

Apesar da falta de registro de dados de velocidade de vento da estação INMET por aproximadamente 5 meses e durante alguns dias esporádicos, pôde-se utilizar 8 meses com cobertura maior de 85% para a análise de vento. Estes dados foram suficientes para correlacionar com a referência de longo prazo MERRA alcançando-se uma velocidade média de 4,99 m/s para a direção principal do vento. Uma variação da lei logarítmica foi utilizada para gerar o perfil de velocidades utilizado como condição de contorno para a simulação de escoamento. Após, o perfil calculado foi comparado com o perfil extraído da simulação e foi

observada uma diferença entre ambos. Devido a esta diferença, a lei logarítmica utilizada e o mapa de rugosidades que a supre devem ser reconsideradas para extrapolação vertical.

Os mapas de topografia e de rugosidade foram obtidos através do projeto SRTM e do *Google Earth*, respectivamente e manipulados utilizando-se o *Global Mapper*. Foram considerados satisfatórios e, juntamente com o perfil de velocidades, foram utilizados na simulação CFD.

A análise do escoamento, através de CFD, foi realizada no Star-CCM+. Idealmente, uma malha computacional mais fina, ou detalhada, faria a simulação mais confiável, apesar de a malha utilizada ter sido suficiente na presente análise. No modelo matemático, foi utilizada a formulação RANS com o modelo de turbulência $k-\omega$ SST para resolução do problema de fechamento. Por fim, foram determinadas as velocidades do vento à altura do rotor para as posições dos aerogeradores, as quais condizem com os efeitos que a geografia da região impõe ao escoamento.

Finalmente, dos resultados de velocidade obteve-se a distribuição de frequência para cada aerogerador e estas foram multiplicadas pela curva de potência das turbinas Enercon E82 para se obter a EAG do parque eólico. Através da revisão de trabalhos similares na literatura, tentou-se encontrar perdas de energia devido a fatores que não foram levados em conta neste trabalho, como efeito esteira, ou que são inerentes aos parques em operação, como problemas de performance e disponibilidade dos aerogeradores, os quais foram aplicados ao resultado. Estimou-se um valor de 242 GWh, 14 % a mais da produção real do parque.

6.1. Sugestões para futuros trabalhos

O trabalho pode ser aperfeiçoado modificando tanto as fontes dos dados de entrada da análise de escoamento, quanto os parâmetros da própria simulação numérica.

A utilização da estação INMET para inicializar o escoamento é mais indicada que os dados puros do MERRA pois está próxima ao local do parque eólico de Cidreira. Porém, o período pequeno de dados desta fonte e a baixa altura da torre diminuem a confiança no resultado por ela obtido. É indicado adquirir um período maior de dados desta torre ou até mesmo de outra torre anemométrica mais próxima. O método utilizado para extrapolação vertical deve ser revisto tanto pela equação aplicada (lei da potência), quanto na referência utilizada para derivar o mapa de rugosidades: as alturas de rugosidade atribuídas para cada tipo de terreno não são um consenso e podem variar consideravelmente de autor para autor. Além disso, as informações de rugosidade obtidas por imagens de satélites podem ser verificadas presencialmente em uma visita técnica ao local ou, caso seja necessário um

mapeamento presencial rigoroso, utilizar um *drone* acoplado com câmeras, o qual pode mapear todo o terreno rapidamente.

As fontes de velocidade de vento de referência e dados de elevação, ambos obtidos por projetos da NASA (MERRA e SRTM), estão em constante atualização. Dessa forma, é natural que pesquisadores tenham constantemente acesso a dados mais atualizados de velocidade de vento e com maior resolução horizontal e vertical da medida de topografia do terreno.

Para a preparação da simulação, limitações no recurso computacional impediram a criação de uma malha computacional mais fina, com um número maior de células. Utilizando mais células para a simulação, o analista poderá alcançar resultados mais precisos, principalmente na altura do rotor e próximo ao chão. Além disso, seria possível realizar uma análise mais criteriosa em relação à qualidade e independência de malha e alcançar o tamanho ótimo de domínio.

Uma grande diferença entre o resultado estimado e a energia efetivamente gerada pode ser atribuída às perdas por efeito esteira e às diferentes respostas que o terreno apresenta em relação ao escoamento oriundo de diversas direções, pontos que não foram modelados no presente trabalho. A perda que estes fatores apresentam na análise final foi discutida no texto e é importante que sejam levados em conta quando realizado um empreendimento comercial.

7. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ADARAMOLA, P. Krogstad, Å. **Experimental investigation of wake effect on wind turbine performance.** Universidade de Ciência e Tecnologia da Noruega, N-7491 Trondheim, Noruega. 2011.

Associação Brasileira de Normas Técnicas, ABNT. **NBR 6123: Forças devidas ao vento em edificações**, 1988

BROWER, M. C. Barton, M. S., Lledó, L., Dubois, J. **A study of wind speed variability using global reanalysis data** AWS Truepower; Barcelona, Espanha, 2013.

Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, CCEE. **Boletim das Usinas Eólicas N°003 – Abril**, 2014.

CAMARGO, Odilon A. **Atlas eólico: Rio Grande do Sul.** Secretaria de Energia Minas e Comunicações. Porto Alegre, 2002.

CARDOSO, C. A. **10 Anos de Engenharia Física no Brasil.** São Carlos, 2010.

CARDOSO, N. F. L. **Metodologias de Avaliação do Desempenho de Parques Eólicos.** Dissertação de Mestrado na Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto. Portugal, 2011.

CARTA, J.A., Velázquez, S., Cabrera, P. **A review of measure-correlate-predict (MCP) methods used to estimate long-term wind characteristics at a target site** Renewable and Sustainable Energy Reviews, Volume 27, November 2013, Pages 362-400, ISSN 1364-0321, 2013.

DALMAZ, A. **Estudo do Potencial eólico e previsão de ventos para geração de eletricidade em Santa Catarina.** Florianópolis, 2007.

Empresa de Pesquisa Energética, EPE. **Balanco Energético Nacional 2015: Ano base 2014.** Rio de Janeiro, 2015.

Empresa de Pesquisa Energética, EPE. **Informe à Imprensa: Leilão de Energia de Reserva – Eólica.** São Paulo, 2009.

Empresa de Pesquisa Energética, EPE. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2024.** Brasília, 2015.

Enercon. **ENERCON product overview.** Alemanha, 2015.

ESDU. **Wind speed profiles over terrain with roughness changes** Item 84011, 1984.

FLOOD, M. **COMMERCIAL DEVELOPMENT OF AIRBORNE LASER ALTIMETRY**, 2005.

GALLON, G. P. **Análise comparativa entre o potencial eólico previsto e a energia produzida no complexo eólico de Rio do Fogo.** Porto Alegre, 2015.

- GONZÁLEZ-LONGATT, F. Wall, P., Terzija, V. **Wake effect in wind farm performance: steady-state and dynamic behavior.** *Renewable Energy* 39,329-338, 2012
- HERBERT, G. M. J., Iniyar S., Goic, R. **Performance, reliability and failure analysis of wind farm in a developing country** *Renewable Energy*, nº 35, pág. 2739-2751, 2010.
- International Electrotechnical Commission. **Part 12-1: Power performance measurements of electricity producing wind turbines** IEC 61400-12-1, 2005.
- JIANG Z., Bullido-Garcia, M., Houbart, J., Bezault, C. **CFD modeling of forest canopy flows: Input parameters, calibration and validation** EWEA, Vienna, Austria, 2013.
- KUBIK, M. L., BRAYSHAW, D. J., COKER, P. J., BARLOW, J. F. **Exploring the role of reanalysis data in simulating regional wind generation variability over Northern Ireland.** *Renewable Energy*. V. 57. p. 558-561. 2013
- LACKNER, M., ROGERS, A. L., MANWEL J., MCGOWAN J. G. **A new method for improved hub height mean wind speed estimates using short-term hub height data.** *Renewable Energy*. V. 35. p. 2340-2347. 2010
- MENTER, F. R. **Improved Two-Equation $k - \omega$ Turbulence Models for Aerodynamic Flows.** ArnesResearch Center, Moffet Field, Califórnia. 1992.
- NEUMEISTER, R. F. **Análise em CFD do escoamento sobre uma turbina eólica de eixo vertical do tipo Darrieus com pás helicoidais.** Erechim, 2012.
- Operador Nacional do Sistema Elétrico, ONS. **Boletim Mensal de Geração Eólica - Setembro/2016.** Brasília, 2016.
- PEREIRA, M. V. R. **Estudo comparativo entre o potencial eólico e a energia efetivamente gerada no complexo eólico de Osório.** Porto Alegre, 2012.
- PISHGAR-KOMLEH,S.H., Keyhani, A., Sefeedpari, P. **Wind speed and power density analysis based on Weibull and Rayleigh distributions (a case study: Firouzkooch county of Iran)** *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v.42, pág. 313–322, 2015.
- PLATE, E. J. **Aerodynamics Characteristics of Atmospheric Boundary Layer.** UsDeptof Energy, 1971.
- RADUNZ, W. C. **Avaliação do potencial eólico de uma região com topografia complexa através de dinâmica dos fluidos computacional.** Porto Alegre, 2015
- Renewable Energy Policy Network for the 21st century (REN21). **10 Years of Renewable Energy Progress. The first decade: 2004-2014.** Paris, France, 2015.
- RIENECKER, M. M. SUAREZ, M. J. GELARO, R. TODLING, R. BACMEISTER, J. LIU, E. BOSILOVICH, M. G. SCHUBERT, S. D. TAKACS, L. GI-KONG K. BLOOM, S. CHEN, J. COLLINS, D. CONATY, A. DA SILVA, A. WEI GU, JOINER, J. KOSTER, R. D. LUCCHESI, R. MOLOD, A. OWENS, T. PAWSON, PEGION, S. P. REDDER, C. R.

REICHLE, R. ROBERTSON, F. R. RUDDICK, A. G. SIENKIEWICZ, M. WOOLEN, J. **MERRA: NASA's Modern-Era Retrospective Analysis for Research and Applications.** *Journal of climate*. Boulder, Colorado. v. 24, p. 3624-3648. 2011.

SOUZA, J. F. A. D., de Oliveira, L. R., de Azevedo, J. L. L., Soares, I. D., Mata, M. M. **Uma revisão sobre a turbulência e sua modelagem.** *Revista Brasileira de Geofísica*, São Paulo. v. 29. n. 1, 2011.

TROEN, I., Peteresen E. L. **European Wind Atlas.** Commission of the European Communities, Directorate-General for Science, Research, and Development, Brussels. Bélgica, 1989.

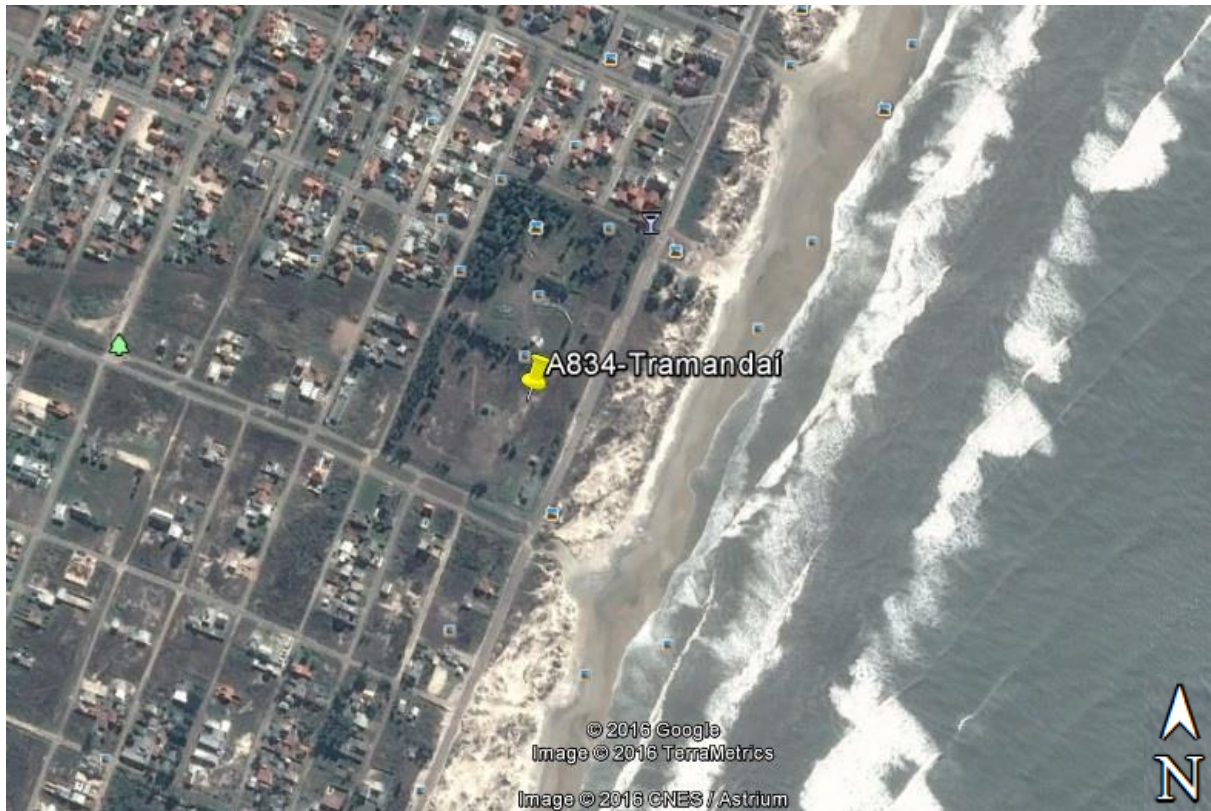
WILCOX, S. Gueymard, C. A. **Spatial and temporal variability of the solar resource in the United States** EUA, 2010.

WILCOX, D.C. **Turbulence Modeling for CFD.** DCW Industries, Anaheim, CA – USA, 1998.

APÊNDICE A - INFORMAÇÕES ESTAÇÃO INMET A834 - TRAMANDAÍ

A estação meteorológica INMET A834 está localizada no município de Tramandaí em um terreno no meio da cidade. A Figura 18 mostra a imagem por satélite do local da torre:

Figura 18 - Localização da estação INMET A834



As coordenadas da torre são 583334,71 m Leste e 6679762,55 m Sul utilizando a projeção UTM WGS-84 zona 22 com altitude de 5 m. As informações de velocidade média mensal dos últimos meses bem como a cobertura de dados são mostrados na Tabela 8.

Tabela 8 - Velocidade média mensal e cobertura de dados

Mês	Velocidade média mensal [m/s]	Cobertura de dados [%]	Mês	Velocidade média mensal [m/s]	Cobertura de dados [%]
Ago-15	3,600	0,40	Abr-16	4,433	51,39
Set-15	4,257	95,56	Mai-16	-	0,00
Out-15	5,175	97,31	Jun-16	-	0,00
Nov-15	5,573	85,00	Jul-16	-	0,00
Dez-15	4,511	43,41	Ago-16	-	0,00
Jan-16	4,676	98,25	Set-16	3,498	14,17
Fev-16	3,773	96,41	Out-16	5,770	99,60
Mar-16	4,687	92,20	Nov-16	5,342	92,50

APÊNDICE B - CURVAS DE POTÊNCIA PARA TURBINA ENERCON E82

As curvas de potência para a máquina Enercon E82 foram retiradas do catálogo da Enercon (2015).

Tabela 9 - Curvas de potência para as diferentes máquinas do parque eólico para massa específica de 1,225 kg/m³

Velocidade do vento [m/s]	1,9 MW [kW]	2,0 MW [kW]	2,3 MW [kW]
0	0	0	0
1	0	0	0
2	3	3	3
3	25	25	25
4	82	82	82
5	174	174	174
6	321	321	321
7	532	532	532
8	815	815	815
9	1180	1180	1180
10	1580	1580	1580
11	1790	1810	1890
12	1900	1980	2100
13	1900	2050	2250
14	1900	2050	2350
15	1900	2050	2350
16	1900	2050	2350
17	1900	2050	2350
18	1900	2050	2350
19	1900	2050	2350
20	1900	2050	2350
21	1900	2050	2350
22	1900	2050	2350
23	1900	2050	2350
24	1900	2050	2350
25	1900	2050	2350