

MINISTÉRIO DA EDUCAÇÃO
UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA MECÂNICA

AVALIAÇÃO DO POTENCIAL EÓLICO CONSIDERANDO O EFEITO DA ESTEIRA
AERODINÂMICA DE TURBINAS ATRAVÉS DO MODELO DO DISCO ATUADOR

por

Luiz Fernando Pezzi

Monografia apresentada ao Departamento de Engenharia Mecânica da Escola de Engenharia da Universidade Federal do Rio Grande do Sul, como parte dos requisitos para obtenção do diploma de Engenheiro Mecânico.

Porto Alegre, julho de 2017.

AVALIAÇÃO DO POTENCIAL EÓLICO CONSIDERANDO O EFEITO DA ESTEIRA
AERODINÂMICA DE TURBINAS ATRAVES DO MODELO DO DISCO ATUADOR

por

Luiz Fernando Pezzi

ESTA MONOGRAFIA FOI JULGADA ADEQUADA COMO PARTE DOS
REQUISITOS PARA A OBTENÇÃO DO TÍTULO DE
ENGENHEIRO MECÂNICO
APROVADA EM SUA FORMA FINAL PELA BANCA EXAMINADORA DO
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA MECÂNICA

Prof. Thamy Cristina Hayashi
Coordenadora do Curso de Engenharia Mecânica

Área de Concentração: **Energia e Fenômenos de Transporte**

Orientador: Prof. Adriane Prisco Petry

Comissão de Avaliação:

Prof. Sérgio Luiz Frey

Profa. Jussara Maria Leite Mattuella

Profa. Thamy Cristina Hayashi

Porto Alegre, 27 de julho de 2017.

DEDICATÓRIA

Dedico este trabalho a todas as pessoas que se preocupam com a conservação do meio ambiente e sustentabilidade do planeta Terra.

AGRADECIMENTOS

Agradeço à minha família por sempre apoiarem as minhas escolhas e por jamais permitirem que eu desista;

Agradeço à minha orientadora, Dr^a. Adriane Prisco Petry, por todo o conhecimento transmitido, otimismo, disponibilidade e por abraçar o tema proposto neste trabalho;

Aos professores Luiz Alberto Oliveira Rocha, Francis Henrique Ramos França e Horácio Antonio Vielho por todo conhecimento transmitido;

Ao LMF e seus integrantes, por disponibilizar o recurso computacional;

À HIDROPAN, pela disponibilização dos dados anemométricos;

À CD-adapco, pelo fornecimento de material de treinamento e licença gratuita para utilização do STAR-CCM+.

PEZZI, L. F. **Avaliação do Potencial Eólico Considerando o Efeito da Esteira Aerodinâmica de Turbinas Através do Modelo do Disco Atuador.** 2017. 27 folhas. Monografia (Trabalho de Conclusão do Curso em Engenharia Mecânica) – Departamento de Engenharia Mecânica, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2017.

RESUMO

Ao extrair energia cinética do vento, uma turbina eólica deixa à jusante uma região caracterizada por déficits de velocidade e elevados níveis de turbulência. Esta região é denominada região de esteira ou região de sombra. Em parques eólicos de grande escala, parte dos aerogeradores operam na região de esteira de máquinas vizinhas, de modo que se verifica uma considerável redução na energia gerada por estas máquinas. Diante disso, compreender a influência da esteira aerodinâmica no campo de velocidades e, conseqüentemente, no potencial eólico e energia gerada por um conjunto de turbinas, é etapa fundamental em projetos de viabilidade econômica de parques eólicos.

Este estudo tem como objetivo avaliar a influência da esteira aerodinâmica no campo de velocidades e na energia anual gerada por um conjunto de turbinas localizadas em um terreno real através da utilização do modelo do disco atuador e do código comercial de CFD STAR-CCM+. O conjunto de equações utilizado para modelamento numérico do problema é formado pelas equações RANS combinadas ao modelo de turbulência $k-\varepsilon$ de constantes modificadas para escoamentos atmosféricos. As turbinas eólicas são modeladas através de discos atuadores que atuam no escoamento como um sumidouro de quantidade de movimento. Para uma representação mais realista do escoamento atmosférico sobre a região de interesse, foram utilizadas condições de contorno baseadas no regime de ventos local, topografia e vegetação do terreno.

Verifica-se que a utilização do modelo do disco atuador para representação das turbinas eólicas produz resultados que vão ao encontro dos resultados existentes na literatura no que diz respeito ao déficit de velocidade presente na região de esteira. Adicionalmente, observou-se que, de fato, a energia gerada por turbinas operando na região de esteira é significativamente menor se comparado à energia gerada caso estas turbinas operassem livre dos efeitos de esteira. Os valores encontrados para a redução na energia anual gerada por cada turbina e energia anual gerada por todas as turbinas vão ao encontro de resultados encontrados em diversos estudos numéricos e experimentais realizados por outros autores.

PALAVRAS-CHAVE: Energia Eólica, Esteira Aerodinâmica, Disco Atuador, CFD, STAR-CCM+, Potencial Eólico.

PEZZI, L. F. **Assessment of the Wake Effect on Power Output of Wind Turbines Through the Actuator Disk Model.** 2017. 27 folhas. Monografia (Trabalho de Conclusão do Curso em Engenharia Mecânica) – Departamento de Engenharia Mecânica, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2017.

ABSTRACT

At the same time that a wind turbine extracts energy from the wind, it leaves a downstream wake region characterized by low wind speeds and increased turbulence levels. In large-scale wind farms, wind turbines are exposed to single or multiple upstream wakes. At this configuration, there is a considerable reduction of the energy generated by these machines. Therefore, understand the influence of wind turbine wakes in the power output of a wind farm is a fundamental step of the economic feasibility studies.

The aim of this study is to evaluate the influence of wind turbine wakes over the velocity field and in the annual energy generated by a set of turbines located in a real terrain based on the disk actuator approach through the commercial code of CFD STAR-CCM+. The set of equations used for numerical modeling of the problem is formed by the RANS equations combined with the $k-\varepsilon$ turbulence model of modified constants for atmospheric flow modeling. The wind turbines are modeled through the actuator disk approach. In order to represent the kinetic energy extracted by the turbines, the actuator disk acts as a sink of *momentum*. For a more realistic representation of the real atmospheric flow on the local site, it is used a set of boundary conditions based on the local wind anemometry data and the terrain topography.

It is verified that the actuator disk approach produces results that are in agreement with the literature. Analyzing the results obtained with the disk actuator approach over the results obtained for the free flow on the surface of the terrain, it was shown that, as verified in experimental studies of real large-scale wind farms, in fact, the power output of turbines operating in the wake region is significantly lower.

KEYWORDS: Wind Energy, Wind Turbine Wake, Actuator Disk, CFD, STAR-CCM+, Wind Energy Assessment.

ÍNDICE

1. INTRODUÇÃO	1
2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	1
3. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	2
3.1. Camada Limite Atmosférica (CLA)	2
3.2. Simulação Numérica de Escoamentos Turbulentos	2
3.3. Escoamento Através de uma Turbina Eólica	3
3.4. Modelo do Disco Atuador	4
3.4.1. Limitações do Modelo do Disco Atuador	5
3.5. Potencial Eólico	5
4. METODOLOGIA	6
4.1. Seleção e Detalhamento do Terreno	6
4.2. Modelagem Computacional	7
4.3. Domínio Computacional	7
4.4. Condições de Contorno.....	8
4.5. Qualidade de Malha	9
4.6. Energia Anual Gerada (EAG).....	9
5. RESULTADOS E DISCUSSÕES	10
5.1. Déficit de Velocidades na Região de Esteira.....	10
5.2. Energia Anual Gerada	12
6. CONCLUSÃO	13
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	14
APÊNDICE I - Modelo $k-\epsilon$	16
APÊNDICE II – Rosa dos ventos do regime eólico da região de interesse	16
APÊNDICE III – Método GCI para estudo de qualidade de malha	17
APÊNDICE IV – Detalhamento e refino da malha computacional	18
APÊNDICE V – Resultados	18
ANEXO I – Rugosidade Aerodinâmica e Curvas Turbina Vestas 90/2.0MW	20

1. INTRODUÇÃO

O potencial de energia eólica instalada na Europa em 2016 superou o de outras fontes de energia, equivalendo a 51% de toda capacidade energética instalada. Para este mesmo ano, em escala mundial, a capacidade acumulada de energia eólica cresceu 12,6% em relação a 2015, atingindo um total de 486.8 GW. Estima-se que este mercado continue em expansão, de modo que em 2021, a capacidade mundial acumulada total seja equivalente a 817 GW [GWE, 2017].

No que diz respeito ao cenário nacional, segundo a Associação Brasileira de Energia Eólica (ABEEólica), a energia eólica é a segunda maior fonte de geração de energia do país, representando cerca de 27% do total da capacidade energética nacional. Ao longo do ano de 2016, foram adicionados 2.014 GW de energia eólica à matriz elétrica brasileira, de modo que ao final deste período, com aproximadamente 10,75 GW de capacidade instalada, o país passou a ocupar a nona posição no ranking mundial de capacidade instalada de energia eólica [ABEEólica, 2017].

Enquanto uma turbina eólica extrai energia cinética do vento, verifica-se a formação de uma região de esteira à jusante da máquina. Esta região tem como características principais elevados níveis de turbulência e déficits de velocidades, sendo este último, responsável pela redução no potencial elétrico de turbinas operando nesta região [Elliott, 1991]. Em parques eólicos de grande escala, grande parte dos aerogeradores operam na região de esteira de máquinas vizinhas. Segundo Lissman, 1979, o *layout* de posicionamento das turbinas e os níveis de turbulência são os dois fatores de maior influência na eficiência de um conjunto de turbinas eólicas, ou seja, na energia gerada por um determinado número de aerogeradores operando na região de esteira em relação à energia gerada se cada aerogerador estivesse operando livre dos efeitos de esteira. Segundo Sanderse et al., 2009, as perdas energéticas por esteira podem alcançar valores de até 40%.

Diante disso, compreender a influência da esteira aerodinâmica no campo de velocidades e, conseqüentemente, na energia gerada por um conjunto de turbinas é de fundamental importância para a avaliação precisa do potencial eólico e é etapa essencial de estudos de viabilidade econômica de parques eólicos. Nasce aqui, a maior motivação para a realização do presente trabalho, cujo objetivo é avaliar a influência da esteira aerodinâmica no campo de velocidades e na energia anual gerada por um conjunto de turbinas localizadas em um terreno real através da utilização do modelo do disco atuador e do código comercial de CFD (*Computational Fluid Dynamics*) STAR-CCM+.

2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Diversos modelos de equações analíticas baseados em experimentos realizados em túneis de vento ou medições em tamanho real são utilizados com o objetivo de avaliar o potencial eólico. Estes modelos apresentam bons resultados no modelamento de terrenos planos, entretanto possuem limitações devido à complexidade do escoamento em terrenos reais, complexos e de rugosidade variável, de modo que não são capazes de modelar fenômenos como descolamento e recirculação, por exemplo. Diante disso, devido à complexidade do problema e aos grandes avanços computacionais dos últimos anos, a análise numérica CFD passa a ser comumente utilizados pela comunidade de energia eólica.

A fim de modelar a região de esteira sem exigir um elevado custo computacional, o modelo do disco atuador é amplamente utilizado. Calaf et al., 2010 e Norris et al., 2010, utilizaram modelos analíticos em conjunto com métodos CFD para realização de estudos de estimativa do potencial energético de parques eólicos através do modelo de disco atuador. Masson e Smaili, 2006, também utilizaram o método do disco atuador juntamente com o modelo de turbulência $k-\epsilon$ para simulação computacional do escoamento atmosférico em torno de turbinas eólicas de eixo horizontal. Cabezon et al., 2008, mostra que o método do disco atuador juntamente com o modelo de turbulência $k-\epsilon$ padrão não representam com precisão o déficit de velocidade na região da esteira, subestimando-o quando comparado com medições

reais. Mandas et al., 2004, propôs então, a modificação das constantes do modelo $k-\varepsilon$ a fim de representar com maior precisão os casos envolvendo especificamente o escoamento da CLA neutra em terrenos complexos.

Rocca, 2015, e Radunz, 2016, avaliaram o potencial eólico do mesmo terreno analisado por este trabalho. Entretanto, ambos os trabalhos não consideraram os efeitos da esteira aerodinâmica e foram realizados através de outros códigos CFD. Diante deste cenário, este trabalho é pioneiro na avaliação da influência da esteira aerodinâmica no potencial energético de um conjunto de turbinas modeladas através de discos atuadores para um terreno real localizado próximo ao município de Panambi através do código comercial CFD STAR-CCM+.

3. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

3.1. Camada Limite Atmosférica (CLA)

A Camada Limite Atmosférica (CLA) é definida por Stull, 1988, como a região da atmosfera diretamente influenciada pela presença da superfície terrestre. Diferencia-se do restante da atmosfera terrestre principalmente devido a sua natureza turbulenta. Sua espessura varia de centenas de metros até quilômetros de altura em relação ao solo e é determinada pelas condições atmosféricas locais através de fatores como intensidade de turbulência, gradientes de velocidade, gradientes de temperatura, rugosidade e topografia do terreno [Stull, 1988]. As condições CLA podem ser classificadas em instável, estável ou neutra e estão relacionadas à tendência ao movimento do ar em função de gradientes de temperatura e trocas de calor entre superfície e ar atmosférico. Condições neutras são verificadas quando há ausência de troca de calor entre superfície e atmosfera, e, apesar de raras, são observadas em dias nublados ou na presença de ventos intensos, sendo esta última, condição esperada em fazendas eólicas [Stangroom, 2004].

No que diz respeito a sua estrutura, a CLA neutra é dividida em três subcamadas: subcamada viscosa, subcamada superficial e subcamada de Ekman. A região de operação das turbinas eólicas é a subcamada superficial. Assim, esta é a região de interesse nas simulações numéricas que envolvem a estimativa do potencial eólico. CLA neutras ocupam aproximadamente 10% da espessura total da CLA, atingindo a ordem de centenas de metros. O perfil de velocidades nesta camada é fortemente influenciado por fluxos turbulentos verticais de *momentum*, tensões viscosas, topografia e rugosidade do terreno. Devido à redução na velocidade do escoamento nas regiões próximas à superfície, o perfil vertical médio de velocidades é modelado através de um perfil logarítmico. Este é amplamente aceito para representação de escoamentos atmosféricos neutros sobre terrenos complexos e rugosos e é dado pela equação 3.1 [Stangroom, 2004].

$$u(z) = \frac{u_*}{k} \ln\left(\frac{z+z_0}{z_0}\right) \quad (3.1)$$

onde $u(z)$ é a velocidade do vento [m/s], u_* a velocidade de fricção [m/s], k a constante de Von Kármán ($\approx 0,4$), z a altura em relação ao solo [m] e z_0 a altura de rugosidade aerodinâmica [m].

Peterson et al., 1998, define rugosidade como os efeitos coletivos que a superfície do terreno e seus elementos provocam no escoamento. A altura de rugosidade aerodinâmica caracteriza a rugosidade do terreno e é definida por Monin e Yaglon, 1975, como a altura acima da superfície na qual a velocidade do escoamento deixa de ser nula. Valores típicos para diversas configurações de terrenos podem ser encontrados no Anexo I.

3.2. Simulação Numérica de Escoamentos Turbulentos

O escoamento laminar de um fluido newtoniano e incompressível pode ser descrito pelas equações da continuidade, conservação de *momentum* de Navier-Stokes (NS) e conservação de energia. A hipótese de incompressibilidade é satisfeita em estudos de potencial eólico, visto

que a velocidade em torno de uma turbina eólica varia na faixa de 5 m/s a 25 m/s [Snel, 2003]. Entretanto, a natureza turbulenta da CLA requer que modificações sejam realizadas.

A fim de modelar escoamentos turbulentos, Reynolds (1985) propôs que as variáveis do escoamento, flutuantes devido à turbulência presente, fossem decompostas em uma componente média e uma componente flutuante em cada instante de tempo ($u=U+u'$). Este método é denominado decomposição de Reynolds e quando aplicado às equações de conservação de massa e de NS, dá origem as equações RANS (*Reynolds Average Navier Stokes Equations*) expressas pelas equações 3.2 e 3.3. Esta transformação resulta no surgimento de um termo adicional denominado tensor de Reynolds, impedindo o fechamento do problema.

$$\frac{\partial \rho}{\partial t} + \frac{\partial}{\partial x_j}(U_j) = 0 \quad (3.2)$$

$$\frac{\partial(\rho U_i)}{\partial t} + \frac{\partial}{\partial x_j}\rho(U_j U_i) = -\frac{\partial \bar{P}}{\partial x_i} + \frac{\partial}{\partial x_j}\left(\mu\left(\frac{\partial U_i}{\partial x_j} + \frac{\partial U_j}{\partial x_i}\right) - \rho \overline{u'_i u'_j}\right) \quad (3.3)$$

onde o termo \bar{P} representa uma pressão modificada devido às hipóteses de escoamento incompressível [Pa] e detalhada em Stangroom, 2004, μ a viscosidade dinâmica [Pa s], ρ a massa específica do fluido [kg/m³] e $-\rho \overline{u'_i u'_j}$ o tensor de tensões Reynolds [m²/s²]. As variáveis i e j variam de 1 a 3 e representam as direções x, y, z do plano cartesiano, sendo i fixo em uma coordenada para cada equação e j variando em todas as coordenadas.

A fim de solucionar o problema de fechamento, é necessária a utilização de um modelo de turbulência que caracterize o tensor de Reynolds em função das variáveis médias do escoamento. Boussinesq (1877) propôs que os escoamentos turbulentos fossem estudados através de modelos que modificam a viscosidade dinâmica molecular através do conceito de viscosidade turbulenta, dando origem aos modelos de viscosidade turbulenta (*Turbulent Eddy Viscosity Models*). Nestes, as tensões de Reynolds seriam proporcionais às taxas de deformação do escoamento médio, da mesma maneira que as tensões viscosas, entretanto, tendo como coeficiente de proporcionalidade, a viscosidade turbulenta [Stangroom, 2004]. O modelo de turbulência $k-\varepsilon$ é comumente utilizado em energia eólica e expressa o tensor de Reynolds em função da viscosidade turbulenta, conforme

$$\tau_{ij} = -\rho \overline{u'_i u'_j} = -\mu_t \left(\frac{\partial U_i}{\partial x_j} + \frac{\partial U_j}{\partial x_i} \right) \quad (3.4)$$

onde τ_{ij} é o tensor de tensões Reynolds [m²/s²] e μ_t é a viscosidade dinâmica turbulenta [Pa s].

A viscosidade dinâmica turbulenta é função das variáveis k e ε denominadas energia cinética turbulenta por unidade de massa [m²/s²], e taxa de dissipação da energia cinética turbulenta [m²/s³], respectivamente. Duas equações referentes ao transporte destas duas variáveis são introduzidas ao problema de fechamento, possibilitando a solução do sistema de equações.

O modelo $k-\varepsilon$ possui limitações devido ao fato de ter sido desenvolvido inicialmente para condições gerais de escoamentos com turbulência isotrópica e sob uma placa plana. Para simulação de escoamento da CLA, o método deve sofrer modificações a fim de contornar suas limitações no que diz respeito à escoamentos sobre superfícies curvas. Mandas et al. 2004, propôs a modificação deste método para casos envolvendo escoamentos de CLA neutra de modo que modela com maior precisão os níveis de turbulência próximos a superfícies. As constantes modificadas e seus valores são encontrados no Apêndice I.

3.3. Escoamento Através de uma Turbina Eólica

Forças tangenciais atuantes no rotor das turbinas são responsáveis pelo torque e consequente movimento de rotação das pás. A força axial de empuxo gerada pelo vento sobre

o rotor tem como reação uma mesma força axial gerada pela turbina sobre o escoamento, porém, de sentido contrário. Visto que a energia mecânica é conservada, tem-se como consequência a redução da velocidade axial de corrente livre (U_∞) e elevação da pressão estática, conforme Figura 3.1. A redução na energia cinética do escoamento causada pela turbina eólica resulta em uma redução brusca da pressão estática logo após o plano de rotação. Através das hipóteses de escoamento incompressível e conservação de massa, têm-se como resultado a redução na velocidade axial à jusante da turbina (U_d) e a expansão do tubo de corrente (fronteira imaginária do escoamento que separa a região de escoamento livre da região de esteira). A pressão do ar na esteira tende a aumentar a fim de atingir o equilíbrio com a pressão de corrente livre. Esta recuperação da pressão é acompanhada de uma redução adicional de energia cinética resultando em velocidades ainda mais reduzidas (U_w).

O fenômeno ilustrado na Figura 3.1 baseia-se nas hipóteses ideais de ausência de fluxo de massa entre escoamento livre e região de esteira, ausência de turbulência e escoamento invíscido, cenário no qual após alcançar o equilíbrio de pressão na região da esteira, a velocidade do vento manter-se-ia constante. Entretanto, na região da esteira, a hipótese de escoamento invíscido não é válida e elevados níveis de turbulência são responsáveis por intensificar a mistura entre o escoamento de baixa velocidade (U_w) no interior do tubo de corrente e o escoamento de alta velocidade da corrente livre (U_∞). Deste modo, *momentum* é transferido para o interior da região da esteira, resultando na recuperação da velocidade. A expansão da região de esteira é verificada até uma distância de aproximadamente 2 a 5D (diâmetro do rotor) à jusante da turbina [Trolborg, 2010]. Resultados de estudos experimentais e teóricos mostram que o déficit de velocidades, entre esteira e escoamento livre, é mínimo em 10D à jusante dos aerogeradores [Sanderse et al., 2009]. Na prática, respeita-se que o espaçamento entre turbinas seja de 6 a 10D na direção predominante de vento a fim de se evitar uma drástica redução da energia gerada por turbinas que operam na região de esteira das turbinas vizinhas [Sanderse et al., 2009]. Estudos numéricos e experimentais realizados por Barthelmie et al., 2009, mostram que a maior redução no potencial gerado devido à perdas por esteira acontece quando estas estão posicionadas uma à jusante da outra de modo que seu alinhamento é paralelo à direção do vento incidente.

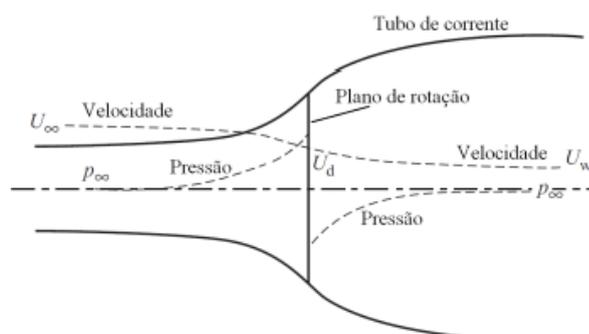


Figura 3.1 – Escoamento através de uma turbina eólica horizontal segundo teoria de conservação do *momentum* unidimensional [adaptado de Burton et al., 2001].

3.4. Modelo do Disco Atuador

O Modelo do Disco Atuador, em simulações numéricas de parques eólicos, representa o plano rotor de turbinas eólicas através de uma superfície ou volume virtual que atua como um sumidouro de momentum que representa a redução na energia cinética do escoamento. Tem como principal vantagem uma redução do custo computacional de simulações numéricas envolvendo a modelagem das esteiras aerodinâmicas de turbinas eólicas, visto que não se faz necessário o modelamento da geometria completa do rotor.

Ao modelar-se o disco atuador como um sumidouro de quantidade de movimento, surge na equação de *momentum* um termo fonte relacionado às forças tangenciais e axiais atuantes no disco [CD-Adapco, 2017]. Conforme o princípio da conservação de quantidade de

movimento unidimensional, detalhada em Burton et al, 2001, a força axial de empuxo pode ser expressa através do coeficiente de empuxo da máquina relativo à velocidade de corrente livre através de

$$T = \frac{1}{2} \rho U_{\infty}^2 C_T A \quad (3.5)$$

onde T é a força de empuxo axial [N], U_{∞} a velocidade de corrente livre no centro do rotor [m/s], A a área do plano rotor [m²] e C_T o coeficiente de empuxo adimensional.

3.4.1. Limitações do Modelo do Disco Atuador

A fim de representar o regime de ventos local, o estudo completo do potencial energético de um parque eólico requer a avaliação do potencial energético para todas as direções de vento. A variação na direção da velocidade de escoamento livre U_{∞} requer diferentes angulações nos discos atuadores, de modo que estes permaneçam perpendiculares ao escoamento. Assim, verifica-se a necessidade de modificar a malha utilizada na discretização do problema.

Nos casos em que o disco atuador já é perpendicular ao escoamento, o modelo tem limitações no que diz respeito à estimativa do valor de velocidade de corrente livre de turbinas operando na região de esteira de máquinas vizinhas. Conforme Politis et al., 2012, diversos autores estimam o valor de U_{∞} destas máquinas através da obtenção da média das velocidade registradas em um uma superfície de disco posicionada 1D à montante do disco atuador. Ainda, segundo Politis et al., 2012, esta abordagem carece de precisão principalmente em casos onde o terreno é complexo.

3.5. Potencial Eólico

A potência elétrica gerada por uma turbina eólica real é dada através de

$$P = \frac{1}{2} \rho C_p \eta_e \eta_m U_{\infty}^3 A \quad (3.6)$$

onde P é a potência gerada [W], C_p o coeficiente de potência definido como a razão entre a potência gerada por uma turbina e a potência total disponível no escoamento, η_e e η_m as eficiências elétrica e mecânica da turbina e A a área do plano de rotação das pás [m²].

A distribuição de Weibull, dada pela equação 3.9, é um método estatístico comumente utilizado na literatura para representar o regime de ventos de uma determinada região [Burton et al., 2001]. Os parâmetros de Weibull k_w e c_w podem ser estimados através de

$$\frac{\overline{U^3}}{(\overline{U})^3} = \frac{\Gamma(1+3/k_w)}{\Gamma^3(1+1/k_w)} \quad (3.7)$$

$$c_w = \frac{U}{\Gamma(1+\frac{1}{k_w})} \quad (3.8)$$

$$f(U) = \frac{k_w}{c_w} \left(\frac{U}{c_w}\right)^{k_w-1} \exp\left[-\left(\frac{U}{c_w}\right)^{k_w}\right] \quad (3.9)$$

onde f é a função de Weibull, k_w o fator de forma da distribuição de Weibull, c_w o fator de escala da distribuição de Weibull [m/s], Γ a função gama e U a velocidade no centro do rotor [m/s].

Uma vez determinado os parâmetros de Weibull, a EAG é estimada por

$$EAG = 8760 \sum_N P(U) f(U) \quad (3.10)$$

onde $P(U)$ é a potência gerada para velocidade U da curva de potência da turbina eólica [kW], a constante 8760 representa o número total de horas anuais e N o número total de faixas de velocidade.

A EAG total de um parque eólico é obtido através da soma da EAG de cada turbina.

4. METODOLOGIA

A fim de avaliar a influência do efeito de esteira no campo de velocidades e na energia anual gerada por um conjunto de turbinas são simulados computacionalmente os dois casos descritos na Tabela 4.1. A metodologia utilizada para realização da modelagem computacional e para avaliação do potencial eólico é detalhada nas seções que seguem.

Tabela 4.1 – Casos modelados e suas finalidades.

Caso	Finalidade
I	Modelagem da esteira aerodinâmica de turbinas eólicas através de discos atuadores. Tem como objetivo avaliar o déficit de velocidade nas regiões de esteira e estimar a EAG pelas turbinas quando estas estão operando na região de esteira das turbinas vizinhas.
II	Modelagem do escoamento livre sobre a região de interesse. As turbinas eólicas não são modeladas a fim de possibilitar a estimativa do potencial eólico disponível na região.

4.1. Seleção e Detalhamento do Terreno

A seleção e posterior detalhamento do terreno é etapa inicial em estudos de viabilidade econômica e avaliação do potencial energético de parques eólicos. Fatores como regime de ventos local, vegetação da região, orografia do terreno, proximidade com subestações elétricas, rodovias e comunidades locais são analisados.

O terreno objeto de análise deste estudo está localizado na região norte do estado do Rio Grande do Sul entre as cidades de Palmeiras das Missões, Nova Ramada e Panambi conforme Figura 4.1a. A região de interesse corresponde a uma área retangular de 5,5 km x 5,5 km centralizada em uma torre de medições. O *layout* de posicionamento das turbinas é obtido através de estudo de *micro-siting* realizado por Rocca, 2015 e é ilustrado na Figura 4.1.b. No que diz respeito à sua topografia, observa-se que o terreno localiza-se, em média, a 550 m acima do nível do mar e possui elevação variável, de modo que a variação de altura entre o ponto mais alto e o ponto mais baixo aproxima-se da ordem de centena de metros. Conforme Rocca, 2015, no que diz respeito à vegetação, o terreno é predominantemente ocupado por gramíneas, porém, verifica-se também a presença de plantações de eucaliptos em determinados pontos. Tanto os diferentes tipos de vegetação, quanto as variações de altura do terreno, são fatores que influenciam diretamente o perfil do vento local, de modo que devam ser considerados no modelo computacional.

A torre de medições localizada no centro do terreno foi instalada pela empresa HIDROPAN em agosto de 2013 e é equipada com anemômetros fixados a 60, 80 e 100 metros de altura; medidores de direção instalados a 78 e 98 metros de altura e um medidor de temperatura localizado a 95 metros de altura. Estes equipamentos são capazes de obter dados como data, hora, intensidade de turbulência, temperatura, densidade do ar, velocidade e direção do vento com resolução de pelo menos 10 minutos, registrando o valor médio.

Os dados anemométricos disponibilizados para a realização deste trabalho foram obtidos através de medições realizadas durante um período de tempo longo o suficiente para caracterização do regime de ventos da região. Por motivos de sigilo dos dados, estes não serão apresentados neste trabalho. Entretanto, o regime de ventos local é ilustrado através da rosa dos ventos do Apêndice II.

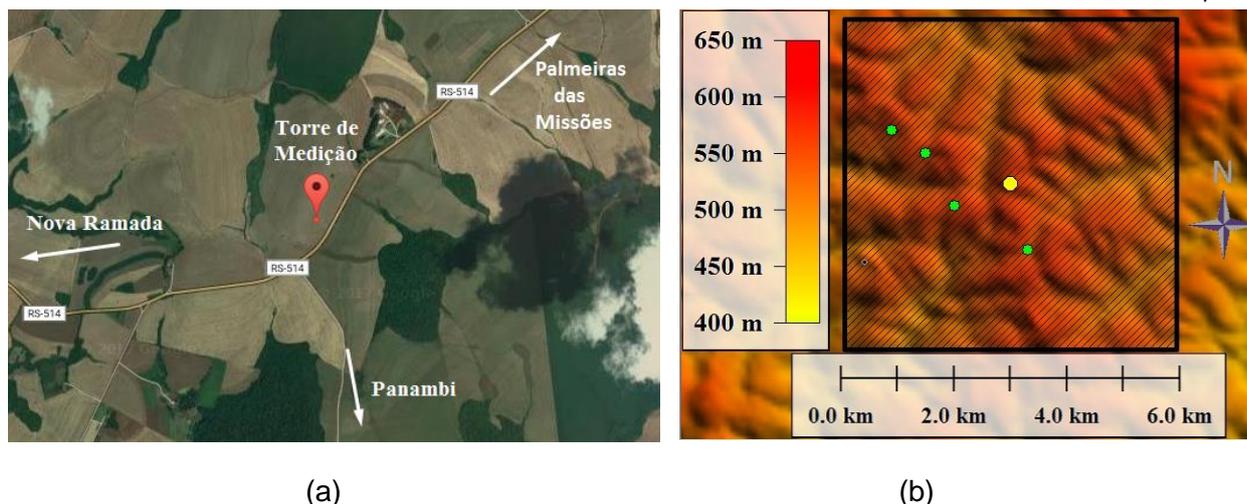


Figura 4.1– (a) Localização do terreno, adaptado de *Google Earth* e (b) representação em escala de cores do relevo da região de interesse através do software *Global Mapper*. Os pontos verdes representam as turbinas eólicas e o ponto amarelo representa a torre de medições.

4.2. Modelagem Computacional

O modelamento numérico é realizado através do *plug-in EnviroWizard* disponível no software CFD STAR-CCM+. Este *plug-in* é uma interface gráfica específica para o modelamento de parques eólicos. Permite a importação da geometria do terreno através de um modelo CAD, além da configuração inicial dos principais parâmetros para criação da malha computacional e de demais parâmetros presentes no modelamento numérico de parques eólicos, tais como: direção do vento, altura de rugosidade aerodinâmica, localização das turbinas, características dos aerogeradores (curva de potência e curva de coeficiente de empuxo), definição do perfil vertical de velocidades do vento e demais condições iniciais e de contorno.

Sendo o caso estudado neste trabalho estacionário e adiabático, conforme detalhado na Seção 3.1, assume-se que a CLA é estável. Assim, a equação de conservação de energia é negligenciada e o conjunto de equações que modelam o escoamento é dado pelas equações RANS combinadas ao modelo de turbulência $k-\varepsilon$ de constantes modificadas, conforme Seção 3.2. Para solução destas equações na região da esteira, as turbinas eólicas são modeladas através de discos atuadores, conforme Seção 3.4. Os discos atuadores são discretizados através de volumes de controle, onde cada volume atua como um sumidouro de *momentum* relacionado à força de empuxo dada pela equação 3.5. O STAR-CCM+ estima a velocidade de corrente livre U_∞ da equação 3.5 através da média de velocidades incidentes sobre a área superficial de um disco virtual semelhante ao disco atuador denominado *inflow velocity plane* posicionado 1D à montante do disco atuador. Teoricamente, o coeficiente de empuxo da equação 3.5 é função da velocidade de escoamento livre. Visto que U_∞ é a velocidade média no *inflow velocity plane*, a estimativa de C_T é realizada através da curva do coeficiente de empuxo da turbina utilizada [CD-Adapco, 2017]. O detalhamento completo de como o STAR-CCM+ soluciona as equações em cada volume de controle pode ser verificado em CD-Adapco, 2017.

4.3. Domínio Computacional

Através de dados da SRTM (*Shuttle Radar Topography Mission*) da NASA/NIMA (*National Aeronautics and Space Administration and National Imagery and Mapping Agency*), retirados de Jarvis, 2008, é possível realizar o modelamento digital de alta resolução do relevo da região de Panambi. Através do software *Global Mapper*, exportam-se estes dados como um ficheiro CAD o qual é importado para o STAR-CCM+ através do *plug-in EnviroWizard*.

O domínio computacional, Figura 4.2, é uma área retangular de 5,5 km x 5,5 km (61,1D x 61,1D), centralizada na torre de medições. A escolha de 1 km (11,1D) para a altura do domínio é baseada nos estudos numéricos do mesmo terreno realizados por Radunz, 2016.

O *layout* das turbinas é proposto por Rocca, 2015, e é ilustrado na Figura 4.2. Por motivo de sigilo, as coordenadas geográficas respectivas ao posicionamento exato das turbinas não serão apresentadas. Entretanto, a Tabela 4.2 exhibe o posicionamento das turbinas com respeito ao centro de coordenadas fixado na torre de medições da Figura 4.2. Percebe-se que a distância entre a primeira turbina T1 e a região de entrada é de 19D. Lateralmente, a distância entre as turbinas e as fronteiras do domínio é de no mínimo 20,6D. Visto que a completa recuperação da esteira da turbina T4 não é de significativa importância neste trabalho, a fim de reduzir custos computacionais, optou-se por posicionar a região de saída a uma distância de 8,5D à jusante T4.

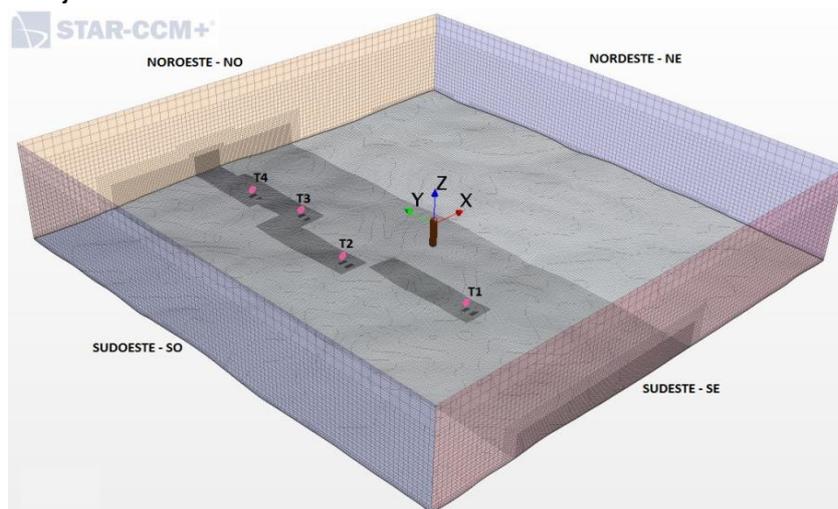


Figura 4.2 - Domínio computacional e malha computacional. Os discos de cor rosa representam as turbinas e a linha central representa a torre de medições.

Tabela 4.2 – Posicionamento das turbinas eólicas em relação ao eixo de coordenadas fixo à torre de medições conforme Figura 4.2 (D = 90 m).

	T1	T2	T3	T4
Δx	-6,8D	-9,9D	-6,4D	-7,5D
Δy	-11,5D	3,6D	14,6D	22D

4.4. Condições de Contorno

Conforme Barthelmie et al., 2009, a maior redução no potencial gerado devido aos efeitos de esteira (perdas por esteira) acontece quando as turbinas estão posicionadas uma à jusante das outras de modo que seu alinhamento é paralelo à direção do vento incidente. Para o *layout* utilizado neste estudo, espera-se que as maiores perdas por esteira ocorram para direções do vento na direção do eixo y da Figura 4.2, de modo que a região de entrada deve ser a face sudeste ou noroeste. Optou-se como região de entrada a face sudeste e como consequência a face noroeste passa a ser região de saída, de modo que a direção do vento é no sentido positivo do eixo y da Figura 4.2. As demais condições de contorno podem ser observadas no Apêndice IV.

À face de entrada são impostas condições de velocidade de entrada prescrita representando o perfil logarítmico da equação 3.1, além de condições para a energia cinética turbulenta e dissipação da energia cinética turbulenta, dadas por

$$k = (U_{ref} TI)^2 \quad (4.1)$$

$$\varepsilon(z) = \frac{1}{k} \frac{u_*^3}{z} \quad (4.2)$$

onde TI é a intensidade de turbulência de escoamento livre e igual a 0,12 e U_{ref} o valor da velocidade média na torre de medições a 80 metros de altura obtida através da equação 3.1 e dos dados anemométricos para a direção sudeste e é igual a 6,47 m/s.

Para a condição de parede rugosa da superfície, o parâmetro utilizado pelo STAR-CCM+ é o *sand-grain equivalente roughness*, K_s . A relação entre K_s e z_0 utilizada é baseada em Gomes, 2012, de modo que o valor de K_s é aproximadamente 20 vezes o valor de z_0 . Este valor está de acordo com CD-Adapcto, 2010, o qual recomenda que K_s varie entre 10 a 40 vezes o valor de z_0 . Os valores da rugosidade aerodinâmica e da velocidade de fricção utilizados nas equações 4.1, 4.2, são obtidos através da utilização dos dados anemométricos como dados de entrada da equação 3.1. Equivalem a 0,41 m e 0,515 m/s, respectivamente.

4.5. Qualidade de Malha

A fim de garantir que o refinamento da malha não interfira no resultado das simulações numéricas, faz-se necessário a realização de um estudo de qualidade de malha. Segundo Stangroom, 2004, a obtenção da independência de malha significa que os erros de discretização do domínio são desprezíveis.

Neste trabalho, o estudo de independência de malha é baseado no método GCI (*Grid Convergence Index*) detalhado no Apêndice III. Três malhas com grau de refinamento diferentes nas regiões de esteira e do disco atuador são analisados. A Tabela 4.4 mostra os resultados do método GCI. Percebe-se que o resultado obtido pela malha M1 (6,5831 m/s) se aproxima significativamente do valor assintótico (exato) previsto pelo método (6,5834 m/s) de modo que um novo refinamento seja desvantajoso devido ao aumento do custo computacional.

Tabela 4.4 – Parâmetros GCI

Malha	Volumes de Controle	f [m/s]	Razão Refinamento	Erro Relativo [%]	GCI [%]	f_{exato} [m/s]
M1	3868591	6,5831	r = 1,37	$\xi_{12} = 0,0615$	GCI ₁₂ = 0,007	6,5834
M2	1486532	6,5791		$\xi_{23} = 0,7367$	GCI ₂₃ = 0,089	
M3	584350	6,5306				

As Figuras AIV.1a e AIV.1b do Apêndice IV ilustram com detalhes o refinamento nas regiões de esteira e do disco atuador. A nacelle a torre das turbinas não foram modeladas.

Optou-se pela utilização de malha hexaédrica devido ao fato de esta poder ser construída de tal forma que os volumes de controle estão alinhados em relação ao escoamento. Para a região próxima à superfície do terreno, as células são prismáticas e ortogonais a este, crescendo através de um fator de 1.1 até a altura de 15 m, acima da qual tem início a discretização da malha hexaédrica.

4.6. Energia Anual Gerada (EAG)

A turbina eólica selecionada neste estudo é o modelo Vestas 90/2.0MW. Possui potência nominal de 2,0 MW, diâmetro do rotor igual a 90 m e opera a uma altura de 80 m. As curvas de potência e do coeficiente de empuxo podem ser visualizadas no Anexo I.

A EAG por cada turbina e a EAG total são estimadas através das equações 3.7 a 3.10. A velocidade utilizada na equação 3.9 referente ao cálculo da distribuição de Weibull para uma determinada turbina, tanto para o caso I, quanto para o caso II, é a velocidade obtida em

pontos localizados 1D à montante das turbinas e a 80 m de altura em relação ao solo. Os parâmetros de distribuição de Weibull são calculados através dos dados anemométricos e das equações 3.7 e 3.8. Com o auxílio da curva de potência do aerogerador (Figura A.1 do Anexo I), calcula-se a EAG por cada turbina através da equação 3.10. A EAG total é obtida através da soma da EAG por cada turbina.

5. RESULTADOS E DISCUSSÕES

Neste capítulo são apresentados os resultados obtidos através da metodologia detalhada no Capítulo 4 para os casos I e II detalhados na Tabela 4.1.

Para compreensão dos resultados exibidos nas seguintes Seções, é importante observar através da Figura 4.2 e Tabela 4.2, que, embora as turbinas não estejam perfeitamente alinhadas em relação à direção do escoamento, pode-se dizer que a turbina T4 opera na região de esteira da turbina T3, e que ambas operam na região de esteira da turbina T1.

5.1. Déficit de Velocidades na Região de Esteira

Na Figura 5.1 são apresentados valores para a velocidade do vento ao longo de uma linha horizontal que passa pelo eixo de rotação de cada turbina. Estes valores são normalizados com relação à velocidade do perfil logarítmico de entrada a 80m de altura, U_{ref} .

Conforme detalhado na Seção 3.3, enquanto uma turbina eólica extrai parte da energia cinética do escoamento, verifica-se a formação de uma região de esteira à jusante do plano rotor caracterizada por um déficit de velocidades. Este comportamento fica claro nas curvas da Figura 5.1. Verifica-se que, à medida que o escoamento aproxima-se do rotor da turbina ($y/D = 0$), a velocidade é reduzida gradualmente. Esta redução é função da força exercida pela turbina ao escoamento, a qual é a reação da força axial de empuxo que o escoamento exerce no plano rotor. Percebe-se que a alteração do escoamento à montante de todas as turbinas, tem início aproximadamente 4D à montante do rotor das máquinas. Resultados semelhantes foram encontrados por Politis et al., 2012. Ainda através da análise das curvas da Figura 5.1, pode-se observar a brusca redução na velocidade entre as regiões imediatamente à montante e imediatamente à jusante do rotor, consequência da extração de energia cinética. Este comportamento é previsto pelo princípio de conservação de *momentum* unidimensional ilustrado na Figura 3.1.

O fenômeno de recuperação da esteira também é representado na Figura 5.1. Ao encontro de estudos realizados por Amara et al., 2002, verifica-se que o déficit de velocidade é minimizado em torno de 10D à jusante dos aerogeradores. Constata-se ainda que a não recuperação completa da esteira referente à turbina T1 impacta diretamente nas velocidades incidentes nas turbinas T3 e T4 uma vez que estas operam na região de esteira da turbina T1. A influência deste déficit de velocidade na EAG por estas turbinas é detalhada na Seção 5.2 através da Figura 5.4 e Tabela 5.1.

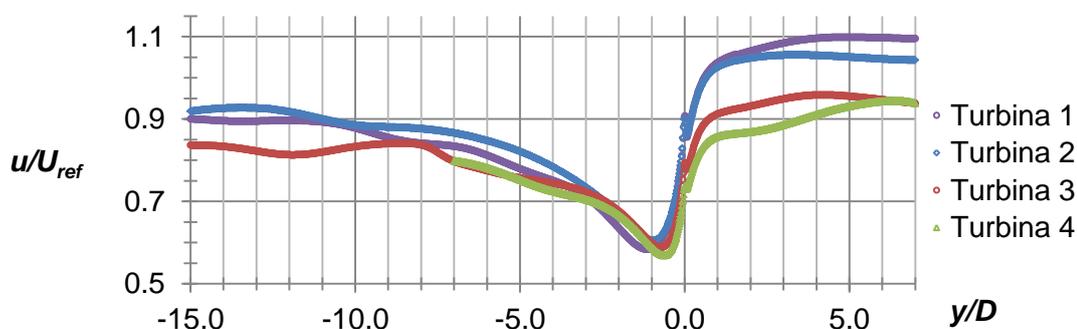


Figura 5.1 – Velocidade normalizada do vento com relação à U_{ref} ao longo de uma linha horizontal que passa pelo eixo de rotação de cada turbina.

Outro fenômeno verificado através da Figura 5.1 é a influência da orografia do terreno na velocidade do vento. Visto que a velocidade do vento à montante da turbina T1 é cerca de 10% maior que a velocidade imposta na entrada do domínio, e cerca de 5% maior para a turbina T2, aliado ao fato de que estas máquinas estão livres de efeitos de esteira, pode-se dizer que esta aceleração do escoamento é resultado da orografia do terreno no campo de velocidades.

Através das Figuras AV.4a e AV.4b do Anexo V, pode-se verificar o campo de velocidades obtido para os casos I e II, respectivamente, em um plano relativo a 80 m de altura.

Na Figura 5.2 verificam-se valores para a velocidade normalizada com respeito à U_{ref} ao longo de linhas horizontais perpendiculares ao eixo de rotação da turbina T1 e posicionadas 3, 5, 7, 10 e 15D à jusante desta máquina. Estas curvas representam o perfil lateral da velocidade normalizada ao longo da região de esteira. As curvas referentes às outras turbinas estão presentes no Apêndice V. Observa-se que o perfil destas curvas é axissimétrico em relação a um eixo próximo ao eixo de rotação da turbina. Segundo Politis et al., 2012, a magnitude da distância entre o eixo de simetria e o eixo de rotação da turbina em análise pode ser relacionada à topografia do terreno. Adicionalmente, estas curvas aproximam-se de curvas Gaussianas, de modo que suas amplitudes representam o déficit de velocidade. Através da redução na amplitude das curvas da Figura 5.2 à medida que o escoamento afasta-se da turbina, fica evidenciada então, a recuperação da velocidade na região de esteira. A redução na amplitude das curvas é acompanhada de um achatamento das curvas gaussianas. Este achatamento representa a expansão da esteira à jusante da turbina. O comportamento das curvas apresentadas na Figura 5.2 vai ao encontro de resultados obtidos por estudos experimentais e numéricos realizados por diversos autores [Rados et al., 2001; Réthoré et al., 2009].

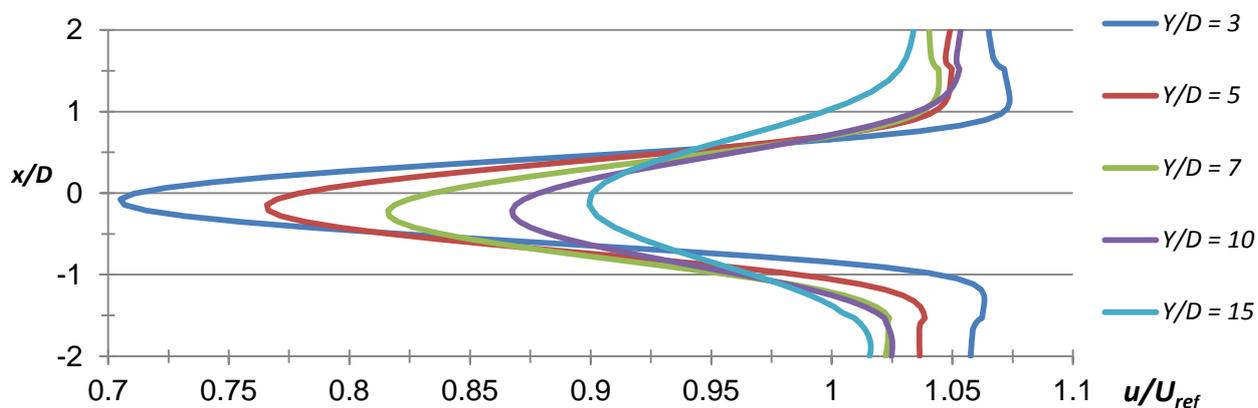


Figura 5.2 – Perfil lateral de velocidades normalizadas com relação à U_{ref} ao longo de linhas horizontais perpendiculares à linha de centro da turbina ao longo da região de esteira.

Através da Figura 5.3 pode-se verificar a influência do efeito de esteira na velocidade pontual 1D à montante de cada turbina e a 80 m de altura. Observa-se uma variação de 8,9% para a turbina T3 e de 12,9% para a turbina T4. Estas variações quantificam o déficit de velocidades a qual cada turbina está submetida devido ao fato de estarem operando na região de esteira de T1. Adicionalmente, percebe-se que a variação para turbina T4 é ainda maior que a variação para a turbina T3. Este padrão já era esperado visto que T4 opera na região de esteira de T3 e T1. Verifica-se também que não há variação significativa para as velocidades referentes às turbinas T1 e T2, evidenciando o fato de que estas máquinas operam livre do efeito de esteira de outras máquinas.

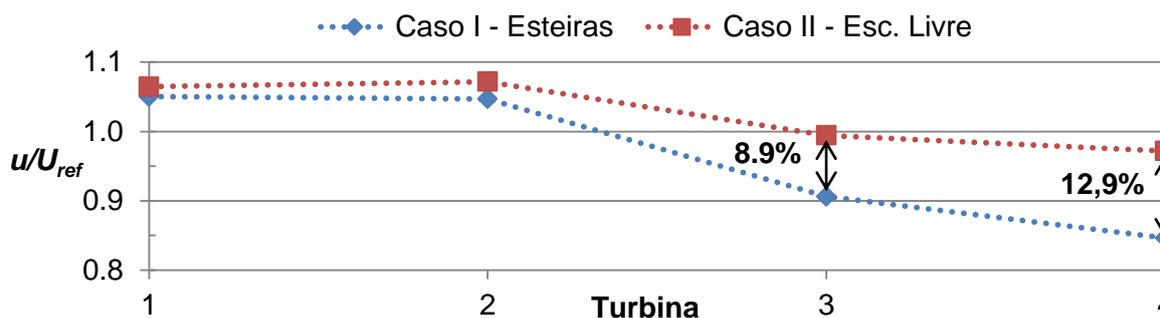


Figura 5.3 - Velocidade pontual a 80 m de altura e 1D à montante de cada turbina. Valores normalizados com relação à U_{ref} .

5.2. Energia Anual Gerada

A metodologia utilizada para determinação da EAG por cada turbina e EAG total é apresentada na Seção 4.6.

Os valores presentes na Figura 5.4 e na Tabela 5.1 para a EAG de cada turbina são consequência dos déficits de velocidade apresentados na Figura 5.3.

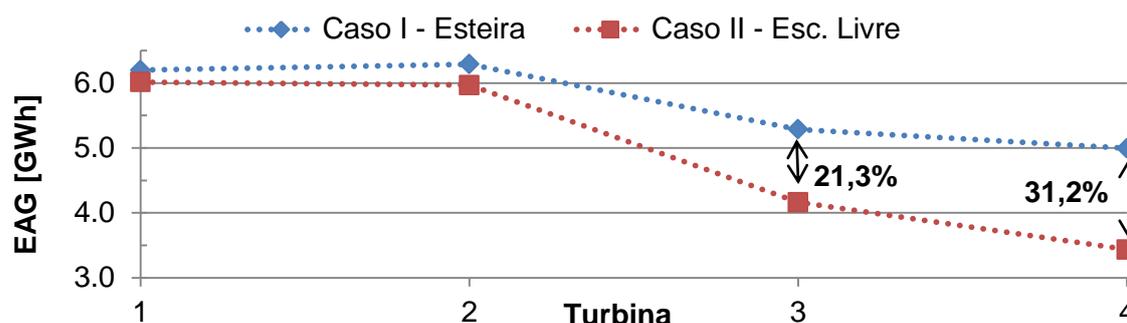


Figura 5.4 – EAG por cada turbina para os casos I e II.

Tabela 5.1 – EAG por cada turbina e EAG total para os casos I e II.

	Energia Anual Gerada [GWh]		Perdas por Esteira	
	Caso I - Esteira	Caso II - Esc. Livre		
Turbina 1	6.014	6.199	0.185 GWh	3.0%
Turbina 2	5.968	6.290	0.322 GWh	5.1%
Turbina 3	4.162	5.286	1.124 GWh	21.3%
Turbina 4	3.435	4.995	1.559 GWh	31.2%
Total	19.579	22.769	3.190 GWh	14.0%

Para o *layout* de posicionamento das turbinas utilizado neste estudo e considerando escoamento proveniente da face sudeste do domínio computacional, observa-se através da Figura 5.4 e Tabela 5.1 uma significativa redução na EAG pelas turbinas T3 e T4. Devido ao fato de operarem na região de esteira da turbina T1, estas máquinas apresentam as maiores perdas energéticas. Para T3 as perdas por esteira equivalem a 1,124 GWh e representam uma variação de 21,3% se comparado a EAG por esta turbina caso estivesse operando livre dos efeitos de esteira. Para T4 a redução na EAG equivale a 1,559 GWh e representa uma variação de 31,2% com relação a condições de operação livre do efeito de esteira. Fica claro, portanto, o impacto que as esteiras aerodinâmicas e o déficit de velocidade existente nesta região provocam na EAG de um conjunto de turbinas eólicas.

No que diz respeito à EAG pelo conjunto de turbinas, as perdas por esteira equivalem a 3,190 GWh e representam uma variação de 14% quando comparado ao potencial eólico do escoamento livre. Conforme estudos realizados por Barthelmie et al., 2007, as perdas energéticas considerando somente o efeito de esteira assumem, em média, valores próximos a 10%. Segundo Sandersen et al., 2012, estas perdas podem atingir 40% para turbinas operando em regiões de esteiras completamente desenvolvidas. Assim, os resultados obtidos neste trabalho vão ao encontro de resultados encontrados por diversos estudos numéricos e experimentais existentes na literatura e que envolvem a avaliação do potencial eólico considerando os efeitos de esteira existentes na literatura.

6. CONCLUSÃO

Este trabalho investigou a influência do déficit de velocidades existente nas regiões de esteiras aerodinâmicas de turbinas eólicas no potencial eólico de um determinado *layout* de posicionamento de turbinas para um terreno real através do modelo do disco atuador. Optou-se pela utilização do software CFD STAR-CCM+ principalmente devido ao fato de possuir um *plug-in* específico para o modelamento de parques eólicos, denominado *EnviroWizard*. As turbinas eólicas são modeladas a partir do modelo do disco atuador. Este atua no escoamento como um sumidouro de *momentum*, adicionando um termo fonte às equações de quantidade de movimento relacionado à força axial de empuxo atuante no disco. A utilização das equações RANS juntamente com o modelo de turbulência *k-ε* de constantes modificadas foi baseada em inúmeros estudos que indicam que este método faz-se apropriado para o modelamento da CLA neutra. Para uma representação mais realista do escoamento atmosférico sobre o terreno, utiliza-se um conjunto de condições de contorno baseadas na topografia, vegetação e regime de ventos local. Dados anemométricos obtidos por uma torre de medições localizada no terreno são utilizados para determinação do perfil logarítmico de velocidades imposto na região de entrada. Além disso, estes dados também são utilizados para determinação da rugosidade aerodinâmica do terreno, de modo que a formulação de função de parede seja consistente com a rugosidade real do terreno. No que diz respeito a malha computacional, um estudo de qualidade de malha baseado no método GCI foi realizado a fim de alcançar a independência de malha. A escolha da utilização de uma malha de elementos hexaédricos, com um alto nível de refinamento na região dos discos atuadores e na região de esteira, mostrou-se adequada baseando-se nos parâmetros de avaliação do método GCI.

Verificou-se que a utilização do modelo do disco atuador para representação das turbinas eólicas e avaliação do déficit de velocidades na região de esteira produz resultados que vão ao encontro de resultados existentes na literatura. Através da comparação de uma simulação envolvendo o modelamento das esteiras e outra envolvendo somente o escoamento livre sobre a superfície do terreno, mostrou-se que, de fato, a EAG por turbinas operando na região de esteira é significativamente menor se comparado a EAG caso cada turbina operasse livre dos efeitos de esteira.

No que diz respeito às recomendações para trabalhos futuros, sugere-se:

- (I) Investigação da influência de diferentes valores de intensidade de turbulência do escoamento livre, bem como de rugosidade do terreno, na estrutura e recuperação da esteira aerodinâmica;
- (II) Avaliação dos efeitos de esteira na EAG para escoamento proveniente de outras direções, respeitando o regime de ventos local;
- (III) Comparar o desempenho do modelo do disco atuador com outros modelos numéricos como o de superfície atuadora, linha atuadora;
- (IV) Reproduzir o mesmo caso, porém realizando o modelamento da geometria completa do rotor a fim de investigar o comportamento da região de esteira.

Por fim, destaca-se o fato de que este trabalho foi pioneiro na avaliação do potencial eólico desta região através da utilização do *software* STAR-CCM+ e considerando a modelagem das esteiras aerodinâmicas. Além do mais, os resultados obtidos vão ao encontro

de resultados experimentais e numéricos obtidos em estudos realizados por outros autores, demonstrando assim, a adequação da metodologia utilizada neste trabalho de modo que possa ser utilizada em um estudo de viabilidade mais aprofundado.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABEEólica: **“Brasil é o maior gerador de energia eólica da América Latina”**, <http://www.brasil.gov.br/infraestrutura/2017/03/brasil-e-o-maior-gerador-de-energia-eolica-da-america-latina>. Acessado em 02/07/2017.

Ammara, I.; Leclerc, C.; Masson, C.; **“A viscous three-dimensional differential/actuator-disk method for the aerodynamic analysis of wind farms”**, Journal of Solar Energy Engineering, 2002.

Barthelmie R.J.; Frandsen, S.T.; Hansen, K.; Schepers, J.G.; Rados, K; Schlez, W; Neubert, A.; Jensen, L.E.; Neckelmann, S.: **“Modelling the impact of wakes on power output at Nysted and Horns Rev”**, In European Wind Energy Conference, 2009.

Barthelmie, R.J.; Pryor, S. C.; Réthoré, P.E.; Jorgensen, H.E.: **“Modelling and Measurements of Power Losses and Turbulence Intensity in Wind Turbine Wakes at Middelarunden Offshore Wind Farm”**, Wind Energy, 2007.

Burton, T.; Sharpe, D.; Jerkings, N.; Bossany, E.: **“Wind Energy Handbook”**, Wiley, 2001.

Cabezón, D.; Sanz, J.; Marti, J.; Crespo, A.: **“CFD Modelling of the Interaction between the Surface Boundary Layer and Rotor Wake”**, Proceedings of the European Wind Energy Conference 2008, Marseille, 2008.

Calaf, M.; Meneveau, C; Meyers, J.: **“Large Eddy Simulation of Fully Developed Wind Turbine Array Boundary Layers”**, Physics of Fluids, 2010.

CD-Adapco: **“STAR-CCM+ v12.04.010 User Guide”**, 2017.

CD-Adapco: **“Windpark Siting Training CFD for Windpark Designers”**, 2010.

Elliott, D.L.: **“Status of wake and array loss research”**, InWindpower Conference Palm Springs, California, 1991.

Gomes, V.M.M.G: **“Computational Simulation of Atmospheric Flows Over Mountainous Regions Using the Commercial CFD Software Star-CCM+”**, 2012.

GWEC: **“Wind in Numbers”**, <http://www.gwec.net/global-figures/Wind-in-numbers>. Acessado em 02/07/2017.

Jarvis, A.: **“Hole-filled SRTM for the globe Version 4”**, 2008, www.cgiar-csi.org/data/srtm-90mdigital-elevation-database-v4-1. Acessado em 08/05/2017.

Lissman, P.B.S.: **“Energy effectiveness of arbitrary arrays of wind turbines”**, AIAA Paper 79-0114, 1979.

Mandas N.; Cambuli F.; Crasto G.; Cau G.: **“Numerical simulation of the Atmospheric Boundary Layer (ABL) over complex terrains”**, EWEC 2004, London, 2004.

Masson, C. e Smaili, A.: **“Numerical study of turbulent flow around a wind turbine nacelle”**, Wind Energy, 2006.

Monin, A. S. e Yaglom, A.M.: **“Statistical Hydrodynamics: Vol 1 and 2”**. Cambridge, MA, MIT Press., 1975.

Norris, E.E.; Cater, J.E.; Stol, K.A.; Unsworth, C.P.: **“Wind Turbine Wake Modelling using Large Eddy Simulation”**, 17th Australian Fluid Mechanics Conference, 2010.

Petersen, E. L.; Mortensen, N.G.; Landberg, L.; Hojstrup, J.; Frank, H.P.: **“Wind power meteorology. Part 1: Climate and Turbulence.”** Wind Energy, Vol. 1, 1998.

Politis, E.S.; Prospathopoulos, J.; Cabezon, D.; Hansen, K.S.; Chaviaropoulos, P.K.; Barthelmie, R.J.: **“Modeling wake effects in large wind farms in complex terrain: the problem, the methods and the issues”**, Wind Energy, 2012.

Rados, K.; Larsen, G.; Barthelmie, R.; Schlez, W.; Lange, B.; Schepers, G.; Hegberg, T.; Magnisson, M.: **“Comparison of wake models with data for offshore wind farms”**, Wind Eng. 25, 271–280, 2001.

Radunz, W.C.; Petry, A.P.; Paula, A.V.: **“Numerical Modelling of the Multi-Directional Neutrally-Stratified Atmospheric Boundary Layer Flow Over Real Terrain Through CFD for Wind Energy Assessment”**, In Proceeding of the 16th Brazilian Congress of Thermal Science and Engineering. ENCIT, Vitória, Brasil, 2016.

Réthoré, P.E.; Sørensen, N.N.; Bechmann, A.; Zahle, F.: **“Study of the atmospheric wake turbulence of a CFD actuator disc model”**, In Proceedings of European Wind Energy Conference, Marseille, France, 2009.

Rocca, W.B.: **“Dimensionamento de um Parque Eólico e sua Subestação, Comparando Ferramentas de CFD e Atlas Eólicos”**, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, 2015.

Sanderse, B.; van der Pij, S. P; Koren, B.: **“Review of computational fluid dynamics for wind turbine wake aerodynamics”**. Wind Energy, 2011.

Snel, H: **“Review of aerodynamics for wind turbines”**, Wind Energy, 6:203–211, 2003.

Stangroom, O.: **“CFD Modelling of Wind Flow Over Terrain”**, The University of Nottingham, United Kingdom, 2004.

Stull, R.B.: **“An Introduction to Boundary Layer Meteorology”**, Kluwer Academic Publishers: Dordrecht, the Netherlands, 1988.

Troldborg, N.; Sørensen, J.N.; Mikkelsen, R.: **“Numerical simulations of wake characteristics of a wind turbine in uniform inflow”**, Wind Energy, Vol. 13, pp.86–99, 2010.

Vestas: **“General Specification V90-1.8/2.0 MW 50Hz VCS”**. Tech. rep. Technology R and D, 2010.

APÊNDICE I - Modelo k-ε

O modelo de turbulência k - ε define a viscosidade dinâmica turbulenta como função da energia cinética turbulenta por unidade de massa e da taxa de dissipação de energia cinética turbulenta através de

$$\mu_t = \frac{C_\mu \rho k^2}{\varepsilon} \quad \text{Al.1}$$

onde C_μ é uma constante (definida na Tabela Al.1), k a energia cinética turbulenta por unidade de massa [m^2/s^2] e ε a taxa de dissipação de energia cinética por efeitos viscosos [m^2/s^3].

Introduzindo a definição de μ_t dada pela equação Al.1 na equação RANS de conservação de *momentum*, equação 2.4, obtêm-se as duas equações de transporte abaixo:

$$\rho \frac{\partial k}{\partial t} + \rho U_j \frac{\partial k}{\partial x_j} = \tau_{ij} \frac{\partial k}{\partial x_j} - \rho \varepsilon + \frac{\partial}{\partial x_i} \left[\left(\mu + \frac{\mu_t}{\sigma_k} \right) \frac{\partial k}{\partial x_i} \right] \quad \text{Al.2}$$

$$\rho \frac{\partial \varepsilon}{\partial t} + \rho U_i \frac{\partial \varepsilon}{\partial x_j} = C_{\varepsilon 1} \frac{\varepsilon}{k} \tau_{ij} \frac{\partial U_i}{\partial x_j} - C_{\varepsilon 2} \rho \frac{\varepsilon^2}{k} + \frac{\partial}{\partial x_i} \left[\left(\mu + \frac{\mu_t}{\sigma_\varepsilon} \right) \frac{\partial \varepsilon}{\partial x_i} \right] \quad \text{Al.3}$$

onde os valores das constantes $C_{\varepsilon 1}$, $C_{\varepsilon 2}$, σ_k , σ_ε e C_μ podem ser encontrados na Tabela Al.1.

Tabela Al.1 – Constantes do modelo de turbulência k - ε padrão e modificado conforme Mandas et. al., 2004.

Modelo	C_μ	$C_{\varepsilon 1}$	$C_{\varepsilon 2}$	σ_k	σ_ε
k - ε padrão	0,09	1,44	1,92	1	1,3
k - ε modificado	0,03	1,44	2,223	1	1,3

APÊNDICE II – Rosa dos ventos do regime éólico da região de interesse

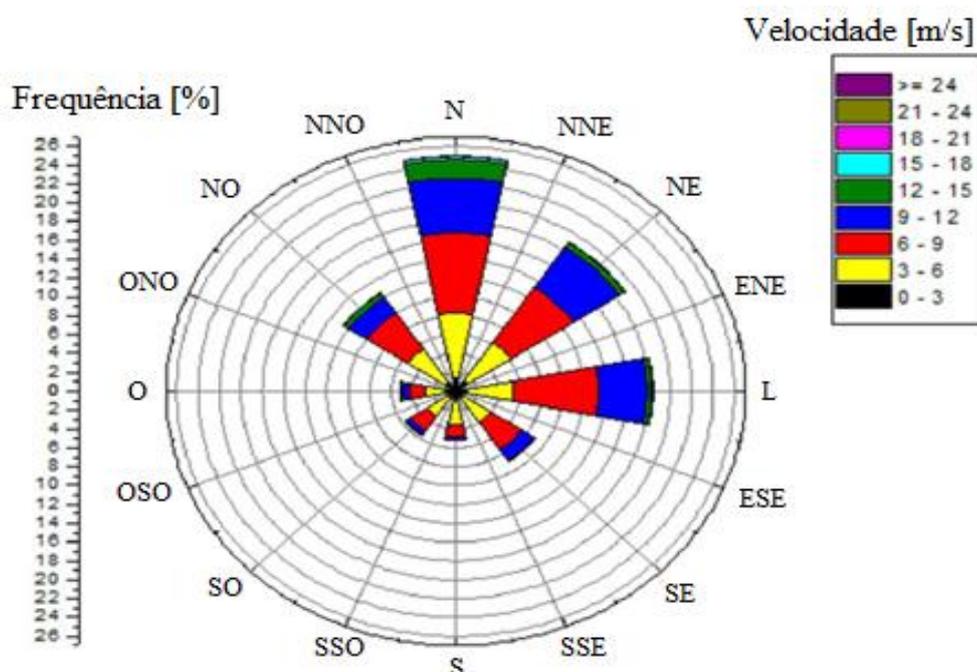


Figura AII.1 – Rosa dos Ventos de frequência referente aos dados anemométricos adquiridos ao longo do período de medições e a uma altura de 80m em relação ao solo.

APÊNDICE III – Método GCI para estudo de qualidade de malha

O método GCI (*Grid Convergence Index*), através da utilização de três malhas de refinamento distintos, porém com a mesma razão de refinamento entre elas, estima o erro percentual de cada malha em comparação com o resultado hipotético de uma malha de infinitos volumes. A razão de refinamento de duas malhas a e b é obtida por:

$$r = \left(\frac{Na}{Nb}\right)^{\frac{1}{D}} \quad (\text{AIII.1})$$

onde r é a razão de refinamento entre duas malhas, Na e Nb o número de volumes finitos da malha fina a e grosseira b , respectivamente, e D é a dimensão do domínio do escoamento equivalendo a 3 para problemas tridimensionais.

A ordem de convergência é calculada através da equação AIII.2 onde a variável de referência f escolhida neste trabalho é a velocidade média registrada pelo *inflow velocity plane* da primeira turbina.

$$p_{GCI} = \frac{\ln\left(\frac{f_3 - f_2}{f_2 - f_1}\right)}{\ln(r)} \quad (\text{AIII.2})$$

onde p_{GCI} é a ordem de convergência e f_i é o valor da velocidade média ao longo do *inflow velocity plane* da primeira turbina para cada malha, onde i assume o valor de 1 para a malha mais fina e 3 para a mais grosseira.

Calculando-se o erro relativo entre as malhas através da equação a AIII.3 é possível determinar o índice de convergência de malha (GCI) através de AIII.4.

$$\epsilon = \frac{f_2 - f_1}{f_1} \quad (\text{AIII.3})$$

$$GCI_{12} = \frac{F_S |\epsilon|}{r^{p-1}} \quad (\text{AIII.4})$$

onde F_S é um fator de segurança que assume o valor de 1,25 para a utilização de três ou mais malhas, ϵ o erro relativo entre as duas malhas e GCI_{12} o índice de convergência de malha.

O GCI pode ser interpretado como uma medida da porcentagem que um valor está afastado do valor numérico assintótico de modo que um pequeno valor de GCI indica que o cálculo está de acordo com o intervalo assintótico.

O valor “exato” da variável de referência que seria obtido através de uma malha com infinitos volumes representa o valor da solução assintótica onde não há mais variação significativa do resultado e é obtido através da equação AIII.5 obtida através baseada na extrapolação de Richardson,

$$f_{exato} \cong f_2 + (f_1 - f_2) \frac{r^p}{r^p - 1} \quad (\text{AIII.5})$$

onde f_{exato} é o valor estimado para uma malha de infinitos volumes.

APÊNDICE IV – Detalhamento e refino da malha computacional

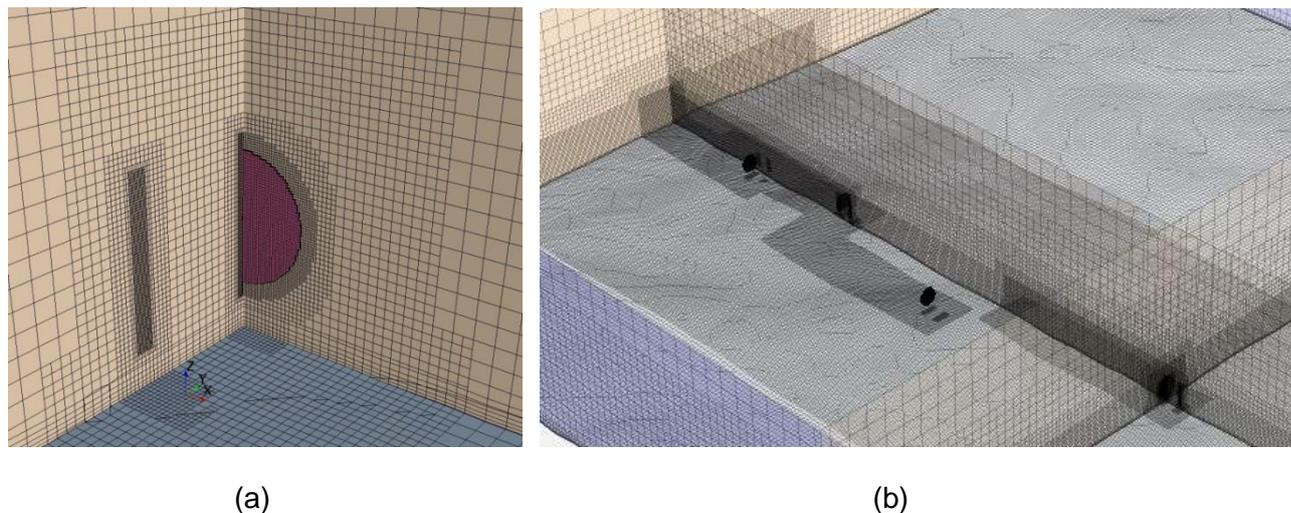


Figura AIV.1 – (a) Refinamento de malha na região do disco atuador e *inflow velocity plane*, e (b) refinamento do domínio nas regiões de esteira.

Tabela AIV.1 – Condições de Contorno

Face	Condição de Contorno
Noroeste	Pressão de Saída → Pressão atmosférica
Nordeste	Plano de Simetria
Sudeste	Velocidade de Entrada Prescrita → Perfil Logarítmico Dissipação da Energia Cinética Turbulenta Energia Cinética Turbulenta
Sudoeste	Plano de Simetria
Teto	Plano de Simetria
Superfície	Condição de parede não deslizante rugosa, $z_0 = 0.41$ [m] → $K_s = 8.03$ [m]

APÊNDICE V – Resultados

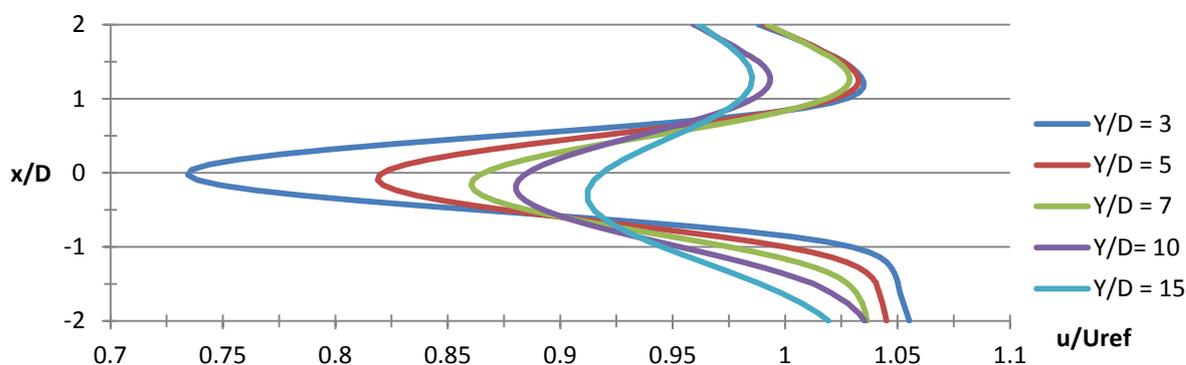


Figura AV.1 – Perfil lateral de velocidades normalizadas com relação a U_{ref} ao longo de linhas horizontais perpendiculares à linha de centro da turbina T2 ao longa da região de esteira.

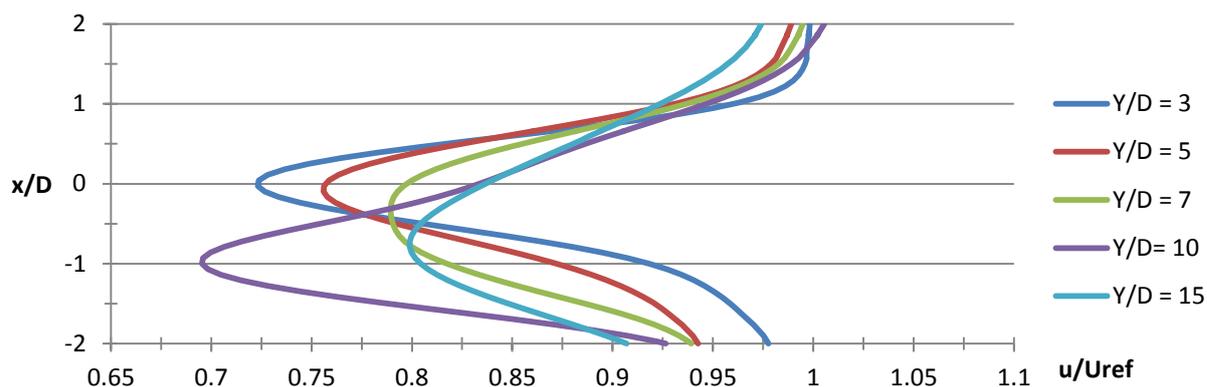


Figura AV.2 – Perfil lateral de velocidades normalizadas com relação a u_{ref} ao longo de linhas horizontais perpendiculares à linha de centro da turbina T3 ao longa da região de esteira.

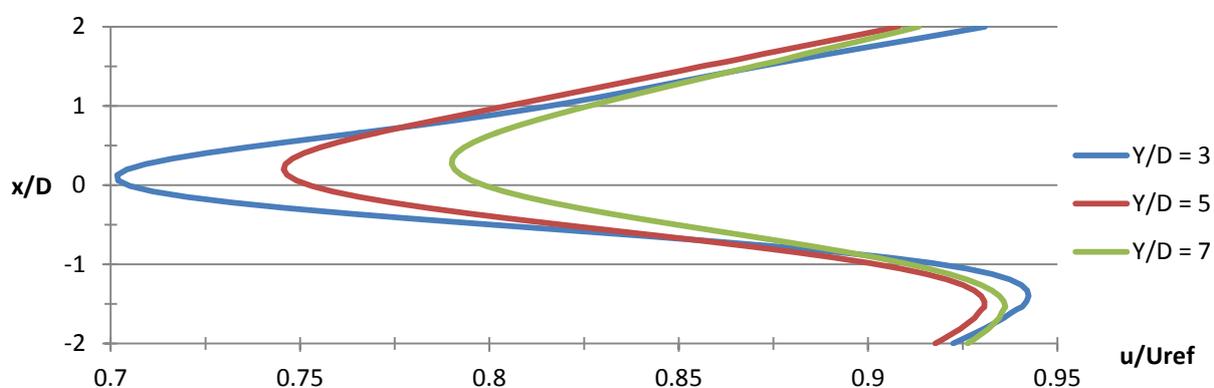


Figura AV.3 – Perfil lateral de velocidades normalizadas com relação à U_{ref} ao longo de linhas horizontais perpendiculares à linha de centro da turbina T4 ao longa da região de esteira.

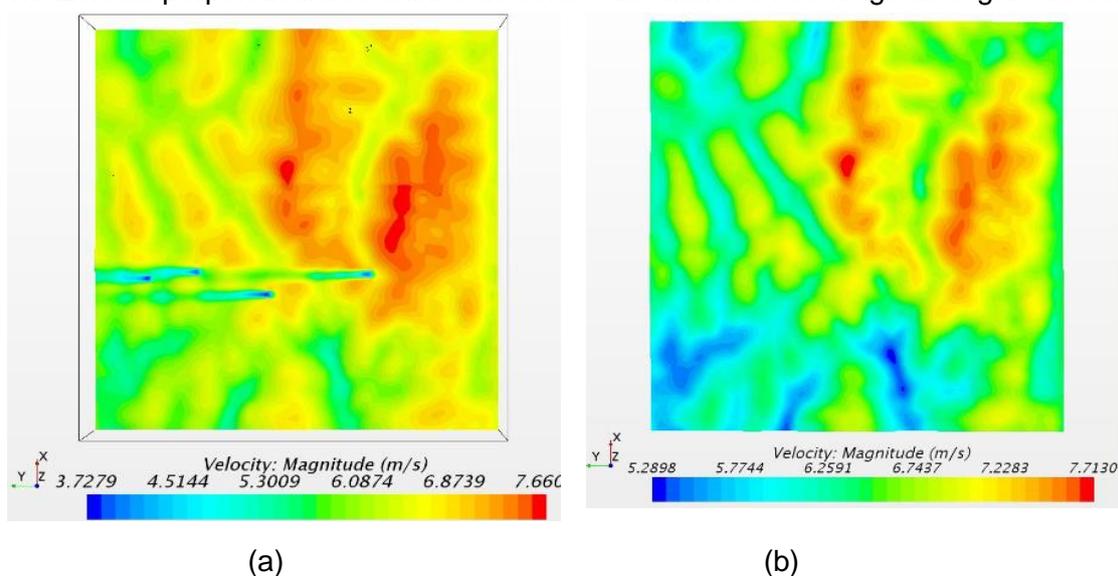


Figura AV.4 – (a) Campo de velocidades obtido para o caso I em um plano relativo a 80 m de altura e (b) campo de velocidades obtido para o caso II em um plano relativo a 80 m de altura.

ANEXO I – Rugosidade Aerodinâmica e Curvas Turbina Vestas 90/2.0MW

Tabela A.1 – Valores típicos para altura de rugosidade aerodinâmica z_0 em [m] para diversas características de terreno (Stangroom, 2004).

Roughness Type	z_0 (m)
Sea, sand, snow	~0.0002
Concrete, desert, flat tides	0.0002-0.0005
Flat snow field	0.0001-0.0007
Rough ice field	0.001-0.012
Fallow ground	0.001-0.004
Short grass	0.008-0.03
Long grass, heather	0.02-0.06
Low crops	0.04-0.09
High crops	0.12-0.18
Pine forest	0.8-1.6
Town	0.7-1.5

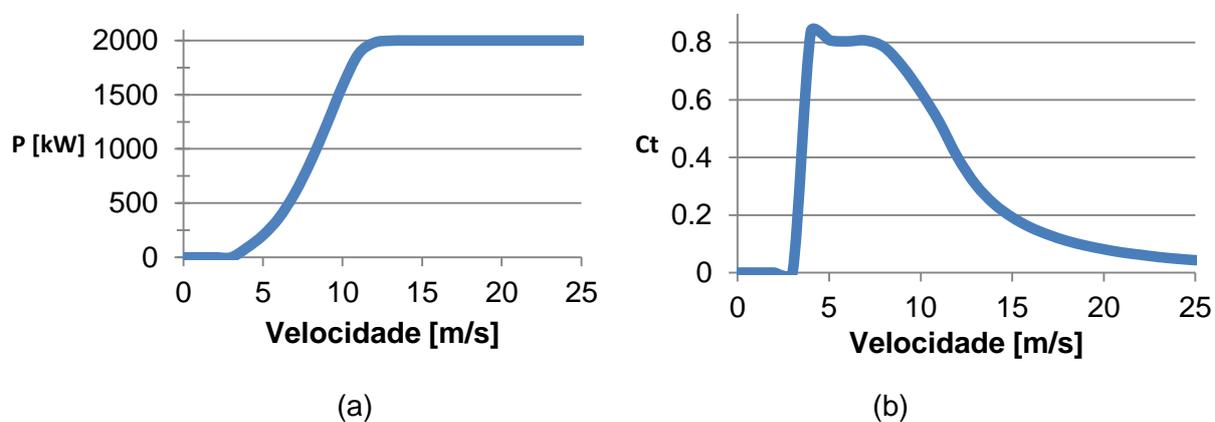


Figura A.2 – (a) Curva de potência da turbina eólica modelo Vestas 90/2MW e (b) Curva do coeficiente de empuxo da turbina eólica modelo Vestas 90/2MW (Fonte: Vestas, 2010).