

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO MESTRADO EM MEIO
AMBIENTE E RECURSOS HÍDRICOS**

Michel Yasuyuki Gejima Junior

**AVALIAÇÃO DO POTENCIAL EÓLICO NO PICO DOS DIAS EM
BRAZÓPOLIS/MG**

**Itajubá-MG
Julho, 2021**

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO MESTRADO EM MEIO
AMBIENTE E RECURSOS HÍDRICOS**

Michel Yasuyuki Gejima Junior

**AVALIAÇÃO DO POTENCIAL EÓLICO NO PICO DOS DIAS EM
BRAZÓPOLIS/MG**

Proposta de Dissertação submetida ao Programa de Pós-graduação em Meio Ambiente e Recursos Hídricos como parte dos requisitos para obtenção do Título de Mestre em Meio Ambiente e Recursos Hídricos pela Universidade Federal de Itajubá.

Área de Concentração: Meio Ambiente e Recursos Hídricos.

Linha de Pesquisa: Clima e Sustentabilidade.

Orientador (a): Arcilan Trevenzoli Assireu

**Itajubá-MG
Julho, 2021**

*“Do fundo desta noite que persiste
A me envolver em breu - eterno e espesso,
A qualquer deus - se algum acaso existe,
Por mi' alma insubjugável agradeço.
Nas garras do destino e seus estragos,
Sob os golpes que o acaso atira e acerta,
Nunca me lamentei - e ainda trago
Minha cabeça - embora em sangue -
ereta.
Além deste oceano de lamúria,
Somente o Horror das trevas se divisa;
Porém o tempo, a consumir-se em fúria,
Não me amedronta, nem me martiriza.
Por ser estreita a senda - eu não declino,
Nem por pesada a mão que o mundo
espalma;
Eu sou dono e senhor de meu destino;
Eu sou o comandante de minha alma.”*

Autor: William E. Henley

Tradutor: André C. S. Masini

AGRADECIMENTOS

A minha mãe Belmira S. Silva e pai Michel Y. Gejima pelo carinho e apoio durante essa minha jornada de aprendizado. A minha família que esteve unida nos principais acontecimentos da minha vida. Aos meus amigos que estiveram ao meu lado nos bons e maus momentos.

Agradeço a todos os docentes que ministraram as disciplinas que cursei durante a minha permanência no Programa de Pós Graduação em Meio Ambiente e Recursos Hídricos (POSMARH). Com toda certeza os ensinamentos passados por eles foram extremamente importantes para a minha formação profissional.

Aos meus colegas de mestrado, pela oportunidade de conhecer pessoas tão incríveis, pelas quais eu ousou dizer que estão trilhando um caminho de grandes realizações e, que por esta razão, também me motivaram a tornar-me uma pessoa melhor.

Ao Doutor Bruno Castilho, ao Doutor Douglas Vaz, ao Ronaldo Vasconcelos e ao José Francisco de Oliveira, membros da equipe de pesquisa e engenharia do Laboratório Nacional de Astrofísica – LNA, por compartilharem os dados meteorológicos analisados e por imprimir o Modelo Reduzido do Pico dos Dias. Ao Dr. Prof^o Geraldo Lúcio Tiago Filho, por auxiliar nas análises financeiras para avaliar as turbinas eólicas de pequeno porte. Sem sombra de dúvidas, suas colaborações foram essenciais para o andamento deste trabalho.

Obrigado a Universidade Federal de Itajubá, ao Laboratório Nacional de Astrofísica, ao Observatório do Pico dos Dias e a Coordenação de Aperfeiçoamento Pessoal de Nível Superior (CAPES), pela oportunidade de desenvolver minha pesquisa provido das melhores condições possíveis.

Em especial, agradeço imensamente o meu Orientador, Dr. Prof^o Arcilan Trevenzoli pela amizade, paciência e confiança depositada em mim durante todo esse tempo. Seus conselhos e orientações, sem sombra de dúvidas, engrandeceram meu desenvolvimento pessoal, acadêmico e profissional.

RESUMO

Atualmente no Brasil, o setor de produção de energia renovável vem crescendo consideravelmente, especialmente na produção de energia fotovoltaica e eólica. Comparado ao restante do mundo, o setor eólico brasileiro ocupa a sétima posição no ranking dos países que mais produzem energia advinda do vento. É de se esperar que em um país continental, com várias regiões costeiras, tenha um grande potencial a ser explorado a partir do escoamento do vento. Se não bastasse apenas isso, devido a grande preocupação mundial com o meio ambiente, novas tecnologias estão surgindo com o intuito de aprimorar e alcançar novos patamares na produção de energia de forma sustentável. Visando essa mesma perspectiva, este trabalho tem como principal objetivo avaliar o potencial eólico no Pico dos Dias. Essa região apresenta características orográficas complexas e está situada entre os municípios de Brazópolis ao Sul de MG, a aproximadamente 1864 metros acima do nível médio do mar. O desafio deste trabalho está em compreender como o escoamento do vento se comporta sobre essa região. Para atingir tal objetivo, o Laboratório Nacional de Astrofísica auxiliou esse estudo, fornecendo os dados meteorológicos da região e na construção de um Modelo Reduzido que representasse em escala a orografia do Pico dos Dias, que foi impresso em uma impressora 3D. Após essa etapa do trabalho, o Modelo Reduzido foi testado no túnel de vento, onde foram feitos vários testes para verificar as condições que o escoamento do vento sobre o Pico dos Dias oferece para a produção de energia elétrica. Com os resultados tanto do ensaio no túnel de vento, quanto das análises realizadas nos dados meteorológicos, foi possível selecionar o porte dos exemplares de turbinas eólicas mais adequados ao local. Após essa fase de trabalho, uma análise de viabilidade financeira foi realizada em torno de cada modelo de turbina eólica escolhida. Os resultados dessa análise mostraram que a uma taxa mínima de atratividade de 4,59%, três dos quatro modelos de turbinas avaliadas, apresentaram indicadores de rentabilidade positivos. Ao final deste trabalho foi possível demonstrar do ponto de vista meteorológico e financeiro, que o Pico dos Dias possui capacidade para gerar energia através do escoamento do vento que passa sobre essa região.

Palavras-chave: Terrenos complexos. Túnel de vento. Análise financeira. Vento.

ABSTRACT

Currently in Brazil, the renewable energy production sector has been growing considerably, especially in the production of photovoltaic and wind energy. Compared to the rest of the world, the Brazilian wind sector occupies the seventh position in the ranking of countries that produce the most energy from wind. It is to be expected that in a continental country, with several coastal regions, it has great potential to be exploited from wind flow. If only this were not enough, due to the great global concern with the environment, new technologies are emerging to improve and reach new levels in sustainable energy production. With this same perspective, this work has as main objective to evaluate the wind potential in Pico dos Dias. This region has complex orographic characteristics and is located between the municipalities of Brazópolis in the south of MG, approximately 1864 meters above mean sea level. The challenge of this work is to understand how the wind flow behaves over this region. To achieve this goal, the National Astrophysics Laboratory assisted in this study, providing meteorological data for the region and in the construction of a Reduced Model that represented in scale the orography of Pico dos Dias, was printed on a 3D printer. After this stage of work, the Reduced Model was tested in the wind tunnel, where several tests were carried out to verify the conditions that the wind flow over Pico dos Dias offers for the production of electricity. With the results of both the wind tunnel test and the analyzes carried out on meteorological data, it was possible to select the size of the most suitable examples of wind turbines for the location. After this work phase, a financial feasibility analysis was carried out around each chosen wind turbine model. The results of this analysis showed that at a minimum attractiveness rate of 4.59%, three of the four turbine models evaluated showed positive profitability indicators. At the end of this work, it was possible to demonstrate, from a meteorological and financial point of view, that Pico dos Dias can generate energy through the flow of the wind that passes over this region.

Keywords: Complex terrains. Wind tunnel. Financial analysis. Wind.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Matriz energética global. Fonte: ADAPTADO IAE, 2020.....	24
Figura 2 - Matriz energética brasileira. Fonte: ADAPTADO IAE, 2020.	26
Figura 3 - Comparativo do consumo de energia elétrica 2019-2020. Fonte: EPE, 2020.....	26
Figura 4 - Regra proposta para GD local. Fonte: ADAPTADO ANEEL, 2019.	32
Figura 5 - Regra proposta para GD remota. Fonte: ADAPTADO ANEEL, 2019.	32
Figura 6 - Perfil vertical da velocidade do vento desde a superfície até a altura do vento geostrófico. Fonte: MARTINS et al., 2008.....	36
Figura 7 - Estrutura da camada limite influenciada por uma ilha de calor urbano durante o dia (a) e durante a noite (b). Fonte: MATUELLA, 2012.	37
Figura 8 - Circulação de brisa marítima (a) e terrestre (b). Fonte: ADAPTADO MATUELLA, 2012.	38
Figura 9 - Modelo de morro sinusoidal bidimensional. Fonte: JACKSON; HUNT, 1975.....	39
Figura 10 - Elementos típicos de uma colina. Fonte: ADAPTADO PELLEGRINI; BODSTEIN, 2002.	40
Figura 11 - Esquema representativo dos fenômenos que ocorrem sobre o escoamento dos ventos em um morro de baixa declividade. Fonte: ADAPTADO MATUELLA, 2012.....	40
Figura 12 - Diferenças no escoamento do vento entre taludes de baixa declividade (a) e alta declividade (b). Fonte: DO AUTOR, 2021.	41
Figura 13 - Escoamento do vento no sentido declinante de um talude. Fonte: DO AUTOR, 2021.....	41
Figura 14 - Modelo de talude bidimensional. Fonte: MATUELLA, 2012.	42
Figura 15 - Esquema representativo de brisa de vale (a) e brisa de montanha (b). Fonte: DO AUTOR, 2021.....	44
Figura 16 - Capacidade global da produção de energia eólica. Fonte: RATURI, 2019.	45
Figura 17 - Capacidade de produção de energia eólica dos 10 principais países. Fonte: RATURI, 2019.	45
Figura 18 - Evolução da capacidade eólica instalada. Fonte: ABEEÓLICA, 2021.	46
Figura 19 - Geração de energia eólica por região brasileira. Fonte: ABEEÓLICA, 2019.....	46
Figura 20 - Matriz elétrica brasileira. Fonte: ABEEÓLICA, 2021.	47
Figura 21 - Principais componentes de uma turbina eólica de grande porte. Fonte: ZAPAROLLI, 2019.	48
Figura 22 - Principais tipos de turbina de eixo vertical. Fonte: SILVA, 2020.....	50
Figura 23 - Principais tipos de turbinas de eixo horizontal. Fonte: SILVA, 2020.	51
Figura 24 - Formas de interação com turbinas de eixo horizontal (a) upwind sem leme, (b) upwind com leme e (c) downwind. Fonte: SILVA, 2020.....	52

Figura 25 - Principais forças atuantes sobre as pás de uma turbina de eixo horizontal. Fonte: SILVA, 2020.....	53
Figura 26 - Relação da potência com a velocidade do vento. Fonte: DO AUTOR, 2021.	54
Figura 27 - Correlação entre o coeficiente de potência com a tip speed ratio. Fonte: SILVA,2020. ...	55
Figura 28 - Frequência relativa da ocorrência de ventos na distribuição de Weibull. Fonte: ATLAS EÓLICO BRASILEIRO, 2001.....	57
Figura 29 - Forma típica da curva de potência de um aerogerador. Fonte: Adaptado PESSANHA et al., 2010.....	59
Figura 30 - Localização do Observatório do Pico dos Dias. Fonte: LNA, 2020.....	61
Figura 31 - Seção do perfil vertical do relevo. Fonte: DO AUTOR, 2021.	62
Figura 32 - Modelo digital de elevação do terreno do Pico dos Dias. Fonte: DO AUTOR, 2021.....	62
Figura 33 - Representação do MDE usado para a impressão em 3D. Fonte: DO AUTOR, 2020.....	63
Figura 34 - Modelo reduzido. Fonte: DO AUTOR, 2020.....	63
Figura 35 - Túnel de vento do Laboratório de Instrumentação Meteorológica da Universidade federal de Itajubá: (1) painel de controle, (2) ventilador, (3) tubulação de entrada, (4) câmara de experimentos e (5) tubulação de saída. Fonte: DO AUTOR 2021.	65
Figura 36 - Ventilador rpm x Velocidade do vento. Fonte: DO AUTOR, 2021.....	66
Figura 37 - MR na câmara de experimentos. Fonte: DO AUTOR, 2021.	66
Figura 38 - Anemômetro de fio quente. Fonte: DO AUTOR, 2021.....	67
Figura 39 - Representação do ensaio em túnel de vento. Fonte: DO AUTOR, 2021.....	68
Figura 40 - Ventilador rps x Velocidade do vento (sem teto e bordas laterais). Fonte: DO AUTOR, 2021.....	69
Figura 41 - Ilustração da conta de energia do OPD. Fonte: DO AUTOR, 2021.....	70
Figura 42 - Rosa dos ventos para a região do Pico dos Dias. Fonte: DO AUTOR, 2021.....	73
Figura 43 - Rosa dos ventos para cada mês. Fonte: DO AUTOR, 2021.	75
Figura 44 - Rosa dos ventos para o período diurno. Fonte: DO AUTOR, 2021.	75
Figura 45 - Perfil anual do comportamento médio da velocidade do vento e da temperatura sobre o Pico dos Dias. Fonte: DO AUTOR, 2021.....	76
Figura 46 - Perfil anual do comportamento médio da umidade relativa e da pressão atmosférica sobre o Pico dos Dias. Fonte: DO AUTOR, 2021.....	76
Figura 47 - Perfil mensal do comportamento médio da velocidade do vento e da temperatura sobre o Pico dos Dias. Fonte: DO AUTOR, 2021.....	78
Figura 48 - Perfil mensal do comportamento médio da umidade relativa e da pressão atmosférica sobre o Pico dos Dias. Fonte: DO AUTOR, 2021.....	78
Figura 49 - Perfil diurno do comportamento médio da velocidade do vento e da temperatura sobre o Pico dos Dias. Fonte: DO AUTOR, 2021.....	81

Figura 50 - Perfil diurno do comportamento médio da umidade relativa e da pressão atmosférica sobre o Pico dos Dias. Fonte: DO AUTOR, 2021.....	81
Figura 51 - Perfil diurno da velocidade do vento no inverno. Fonte: DO AUTOR, 2021.....	84
Figura 52 - Perfil diurno da velocidade do vento no verão. Fonte: DO AUTOR, 2021.	85
Figura 53- Perfil diurno da velocidade do vento na primavera. Fonte: DO AUTOR, 2021.	85
Figura 54 - Perfil diurno da velocidade do vento no outono. Fonte: DO AUTOR, 2021.....	86
Figura 55 - Histograma no período do inverno. Fonte: DO AUTOR, 2021.	87
Figura 56 - Histograma no período da primavera. Fonte: DO AUTOR, 2021.....	87
Figura 57 - Histograma no período do outono. Fonte: DO AUTOR, 2020.	88
Figura 58 - Histograma no período do verão. Fonte: DO AUTOR, 2020.	88
Figura 59 - Perfil vertical da velocidade do vento sobre o Modelo Reduzido, a 3 m/s com a câmara de ensaios fechada. Fonte: DO AUTOR, 2021.....	91
Figura 60 - Perfil vertical da velocidade do vento sobre o Modelo Reduzido, a 10 m/s com a câmara de ensaios fechada. Fonte: DO AUTOR, 2021.....	92
Figura 61 - Perfil vertical da velocidade do vento sobre o Modelo Reduzido, a 3 m/s com a câmara de ensaios aberta. Fonte: DO AUTOR, 2021.	93
Figura 62 - Perfil vertical da velocidade do vento sobre o Modelo Reduzido, a 10 m/s com a câmara de ensaios aberta. Fonte: DO AUTOR, 2021.	94
Figura 63 - Perfil vertical da velocidade do vento sobre o Modelo Reduzido: a) Barlavento - 3 m/s (Câmara de ensaios: fechada); b) Barlavento - 3 m/s (Câmara de ensaios: aberta); c) Barlavento - 10 m/s (Câmara de ensaios: fechada) e d) Barlavento - 10 m/s (Câmara de ensaios: aberta). Fonte: DO AUTOR, 2021.....	95
Figura 64 - Perfil vertical da velocidade do vento sobre o Modelo Reduzido: a) Cume - 3 m/s (Câmara de ensaios: fechada); b) Cume - 3 m/s (Câmara de ensaios: aberta); c) Cume - 10 m/s (Câmara de ensaios: fechada) e d) Cume - 10 m/s (Câmara de ensaios: aberta). Fonte: DO AUTOR, 2021.....	95
Figura 65 - Perfil vertical da velocidade do vento sobre o Modelo Reduzido: a) Sotavento - 3 m/s (Câmara de ensaios: fechada); b) Sotavento - 3 m/s (Câmara de ensaios: aberta); c) Sotavento - 10 m/s (Câmara de ensaios: fechada) e d) Sotavento - 10 m/s (Câmara de ensaios: aberta). Fonte: DO AUTOR, 2021.....	96
Figura 66 - Local de escoamento do vento sobre o OPD. Fonte: ADAPTADO GOOGLE EARTH®, 2021.....	97
Figura 67 - Turbinas eólicas selecionadas para análise de viabilidade econômica. Fonte: V-AIR; PROVEN ENERGY LTDA.; RAUM ENERGY INC.; XZERES, 2021.	99
Figura 68 - Curva de potência dos aerogeradores. Fonte: ADAPTADO V-AIR; PROVEN ENERGY LTDA.; RAUM ENERGY INC.; XZERES, 2021.	101
Figura 69 - Curva de potência da turbina eólica Hoyo 300. Fonte: ADAPTADO V-AIR, 2021.	104

Figura 70 - Curva de potência da turbina eólica Proven 2.5. Fonte: ADAPTADO PROVEN ENERGY LTDA., 2021.....	105
Figura 71 - Curva de potência da turbina eólica Raum 3.5. Fonte: ADAPTADO RAUM ENERGY INC., 2021.....	105
Figura 72 - Curva de potência da turbina eólica Skystream 3.7. Fonte: ADAPTADO XZERES, 2021.....	106
Figura 73 - Sistema de <i>payback</i> da turbina Hoyi 300. Fonte: DO AUTOR, 2021.....	108
Figura 74 - Sistema de <i>payback</i> da turbina Proven 2.5. Fonte: DO AUTOR, 2021.....	108
Figura 75 - Sistema de <i>payback</i> da turbina Raum 3.5. Fonte: DO AUTOR, 2021.	109
Figura 76 - Sistema de <i>payback</i> da turbina Skystream 3.7. Fonte: DO AUTOR, 2021.	109
Figura 77 - Variação do VPL das turbinas testadas em relação à TMA. Fonte: DO AUTOR, 2021.	110
Figura 78 - Sistema de <i>payback</i> da turbina Hoyi 300 para um novo cenário. Fonte: DO AUTOR, 2021.....	112
Figura 79 - Sistema de <i>payback</i> da turbina Proven 2.5 para um novo cenário. Fonte: DO AUTOR, 2021.....	112
Figura 80 - Sistema de <i>payback</i> da turbina Raum 3.5 para um novo cenário. Fonte: DO AUTOR, 2021.....	112
Figura 81 - Sistema de <i>payback</i> da turbina Skystream 3.7 para um novo cenário. Fonte: DO AUTOR, 2021.....	113
Figura 82 - Variação do VPL das turbinas testadas em relação à TMA em um novo sistema de compensação. Fonte: DO AUTOR, 2021.	113

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Micro e minigeração distribuída fotovoltaica pesquisadas por Silva et al., (2019)	28
Tabela 2 - Alturas de medição da velocidade do vento no Modelo Reduzido correspondente a real altura acima da superfície do Pico dos Dias	67
Tabela 3 - Frequência das direções do vento	73
Tabela 4 - Série anual da média das variáveis meteorológicas	77
Tabela 5 - Série mensal da média das variáveis meteorológicas.....	79
Tabela 6 - Série diurna da média das variáveis meteorológicas.....	82
Tabela 7 - Série da velocidade do vento na vertical com a câmara de experimentos fechada	89
Tabela 8 - Série da velocidade do vento na vertical com a câmara de experimentos aberta.....	90
Tabela 9 - Estimativa da potência do vento e sua turbulência	98
Tabela 10 - Frequência da velocidade do vento sobre o Pico dos Dias	102
Tabela 11 - Indicadores de rentabilidade das turbinas eólicas testadas	108
Tabela 12 - Indicadores de rentabilidade das turbinas eólicas testadas em um novo cenário.....	111

LISTA DE QUADROS

Quadro 1- Sistema de compensação de energia adotado por cada país	28
Quadro 2 - Componentes da tarifa de energia brasileira.....	30
Quadro 3 - Sistema de compensação para cada alternativa	31
Quadro 4 - Parâmetros da distribuição de Weibull.....	88
Quadro 5 - Dados técnicos das turbinas eólicas	100
Quadro 6 - Estimativa da potência de saída, da produção de energia anual e o fator de capacidade da turbina Hoya 300	104
Quadro 7 - Estimativa da potência de saída, da produção de energia anual e o fator de capacidade da turbina Proven 2.5	105
Quadro 8 - Estimativa da potência de saída, da produção de energia anual e o fator de capacidade da turbina Raum 3.5	106
Quadro 9 - Estimativa da potência de saída, da produção de energia anual e o fator de capacidade da turbina Skystream 3.7	106
Quadro 10 - Informações levantadas de cada turbina eólica para avaliação da viabilidade econômica	107
Quadro 11 - Composição da conta de energia.....	107
Quadro 12 - Composição da conta de energia em um novo sistema de compensação	111

LISTA DE SIGLAS E ABREVIACOES

Símbolo	Descrição
ABEEOLICA	Associação Brasileira de Energia Eólica
ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
AGPs	Aerogeradores de grande porte
AIR	Análise de Impacto Regulatório
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
APPs	Aerogeradores de pequeno porte
CEMIG	Companhia Energética de Minas Gerais
CFD	Dinâmica dos Fluidos Computacionais
CLA	Camada Limite Atmosférica
CO ₂	Dióxido de carbono
<i>Cut-in</i>	Vento para início de geração eólica
FITs	<i>feed-in-tariff</i>
GD	Geração distribuída
GD FV	Geração distribuída fotovoltaica
GEE	Gases de efeito estufa
HN	Hemisfério Norte
HS	Hemisfério Sul
LNA	Laboratório Nacional de Astrofísica
MDE	Modelo Digital de Elevação
MG	Minas Gerais
MR	Modelo Reduzido
NEM	<i>Net Metering</i>
OPD	Observatório do Pico dos Dias
<i>payback</i>	Tempo de retorno do investimento
<i>prossumidores</i>	Pessoa que opta por gerar sua própria energia
REN	Resolução Normativa
TE	Tarifa de energia
TIR	Taxa interna de retorno
TMA	Taxa mínima de atratividade
TUSD	Tarifa de uso do sistema de distribução
UNIFEI	Universidade Federal de Itajubá
VPL	Valor presente líquido
WACC	Custo total de capital

Símbolo	Descrição	Unidade
μ	Viscosidade cinemática	m ² /s
C_p	Coefficiente de potência	adimensional
d	Altura do morro até o cume	m
$DaUa/Dt$	Taxa de variação da velocidade da parcela de ar	m/s ²
E_c	Energia cinética	J
EG	Energia gerada por uma turbina eólica	kWh
f	Parâmetro de Coriolis	m/s ²
F_g	Força gravitacional	N
F_p	Força gradiente de pressão	N
F_r	Força de fricção interna	N
g^*	Aceleração gravitacional	m/s ²
I	Intensidade turbulenta	%
k	Constante de von Kármán	adimensional
L_s	Comprimento horizontal	m
m	massa do corpo	kg
p	Pressão	Pa
P	Potência da turbina eólica	W
P_v	Potência disponível pelo vento	W/m ²
R	raio do rotor	-
Rex	Número de Reynolds	adimensional
rpm	Rotação por minuto	-
u^*	Velocidade de fricção	m/s
U_a	Velocidade da parcela de ar no sistema inercial	m/s ²
$u_o(L)$	velocidade de referência a barlavento	m/s
V	Velocidade do escoamento	m/s
x	Comprimento	m
z	Altura do ponto considerado	m
Z_0	Rugosidade superficial	µm
$\Delta V(x,z)$	Velocidade incremental do escoamento	m/s
λ	Velocidade de ponta de pá (<i>tip speed ration</i>)	-
ρ	Densidade do ar	kg/m ³
σ	Desvio padrão	-
$\sigma^*(x,z)$	Forma do morro	m

φ	Latitude do local	°
Ω	Velocidade angular	rad/s

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	18
2. OBJETIVOS	22
2.1. Objetivo Geral	22
2.2. Objetivos Específicos	22
2.3. Justificativa	23
3. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	24
3.1. Matriz energética	24
3.1.1. Matriz energética global	24
3.1.2. Matriz energética brasileira	25
3.2. Geração Distribuída (GD)	27
3.2.1. Aspectos globais	27
3.2.2. Aspectos brasileiros	29
3.3. Definição de vento	32
3.3.1. Dinâmica do vento	33
3.3.2. Ventos na Camada Limite Atmosférica (CLA)	35
3.3.3. Ventos sobre terrenos complexas	39
3.4. Aproveitamento eólico	44
3.4.1. Características globais do aproveitamento eólico	44
3.4.2. Características brasileiras do aproveitamento eólico	45
3.5. Modelos de aerogeradores	47
3.5.1. Aerogerador de grande porte (AGPs)	48
3.5.2. Aerogeradores de pequeno porte (APPs)	49
3.5.3. Turbinas eólicas de eixo vertical	49
3.5.4. Turbinas eólicas de eixo horizontal	51
3.6. Cálculo da energia e da potência eólica	52
3.6.1. Cálculo da potência do vento	52
3.6.2. Distribuição de Weibull	56
3.6.3. Intensidade turbulenta do vento	57

3.6.4.	Energia gerada por uma turbina eólica	57
3.6.5.	Curva de potência da turbina eólica	58
4.	METODOLOGIA	60
4.1.	Descrição do local de estudo	60
4.2.	Orografia do Pico dos Dias	61
4.3.	Série de dados de vento do Pico dos Dias	63
4.4.	Descrição do ensaio em túnel de vento	64
4.5.	Análise econômica do projeto	69
4.5.1.	Valor presente líquido (VPL)	71
4.5.2.	Taxa interna de retorno (TIR)	71
4.5.3.	Taxa de lucratividade	71
4.5.4.	Tempo de retorno do investimento (<i>payback</i>)	71
4.5.5.	Custo total de capital (<i>WACC</i>)	72
5.	RESULTADOS	73
5.1.	Direção predominante do vento	73
5.2.	Varição temporal da velocidade do vento, temperatura, umidade relativa e pressão atmosférica	76
5.3.	Resultados do ensaio no túnel de vento	89
5.4.	Viabilidade econômica do projeto	97
6.	CONCLUSÃO	114
	REFERÊNCIAS	118

1. INTRODUÇÃO

O desenvolvimento de novas tecnologias, requer um aumento na demanda de energia. (OLIVEIRA; PINHEIRO, 2020; ANDRADE, 2019; RODRIGUES, 2019). Contudo, a maior parte da matriz energética mundial ainda é subsidiada por combustíveis fósseis e carvão mineral, os quais são considerados fontes não renováveis de energia (DE OLIVEIRA; TRINDADE, 2018). Estima-se que com o passar dos anos as fontes não renováveis de energia tendem a diminuir o seu papel na matriz energética mundial, em decorrência da disponibilidade desses recursos na natureza atrelado aos problemas causados ao meio ambiente (DE OLIVEIRA; TRINDADE, 2018).

Os resíduos que são gerados na produção de energia utilizando fontes de origem fóssil, estão diretamente relacionados com as alterações climáticas. O aquecimento global é um grande exemplo de que as ações antropogênicas, como a queima de combustíveis fósseis e a do carvão mineral intensificam o efeito estufa. O crescimento do efeito estufa acarreta no aumento da temperatura global do planeta Terra. Conseqüentemente essa alteração na temperatura interfere diretamente na vida dos seres vivos do planeta. Por essa razão, os resíduos gerados na produção de energia não renovável são considerados problemáticos e necessitam da atuação humana para serem mitigados (WEART, 2008).

Com o intuito de atender à crescente demanda no consumo de energia mundial de forma sustentável sem causar grandes impactos ambientais. As fontes de energias renováveis se apresentaram como uma solução viável para este contexto (PANWAR; KAUSHIK; KOTHARI, 2011). O principal objetivo em utilizar as fontes de energias renováveis não é substituir as matrizes convencionais, mas sim complementar a matriz energética. Dessa forma é possível diminuir a dependência das fontes convencionais e, ao mesmo tempo, atender às futuras demandas de energia. Por esses motivos as principais potências mundiais vêm investindo intensamente nesse setor, especialmente para a criação de usinas solares e parques eólicos (SINSEL; RIEMKE; HOFFMANN, 2020). Quando se trata de geração de energia local ou geração em sistemas isolados, a utilização de fonte renovável geralmente é mais atrativa quando comparado a fontes convencionais de geração de energia (JURASZ *et al.*, 2020).

As matrizes energéticas são commodities indispensáveis no processo de desenvolvimento de uma nação, por essa razão, novas tecnologias associadas a novos métodos de produção e distribuição de energia, surgiram para suprir a crescente demanda mundial no consumo de energia. Quando se trata de uma instalação local com geradores de pequeno porte,

geralmente operando por fontes renováveis, caracterizamos este sistema como geração distribuída (ANEEL, 2014). Em suma, a geração distribuída trás diversas vantagens, como baixo impacto ambiental, diversificação da matriz energética, melhoria no nível de tensão da rede em carga pesada dentre outros benefícios. Porém, também é importante destacar algumas desvantagens, como por exemplo, o aumento da complexidade de operação da rede e a dificuldade na cobrança pelo uso do sistema elétrico (ANEEL, 2014).

Com o surgimento da geração distribuída os consumidores ganharam a liberdade em poder escolher produzir a sua própria energia, tornando-se *prossumidores* (PASSATUTO, 2020). No Brasil, a regulamentação da geração distribuída é feita a partir da Resolução Normativa – REN nº 482/2012, desde então, foram realizadas revisões na REN – nº 482/2012. A mais recente foi proposta na Análise do Impacto Regulatório – AIR nº 003/2019, que sugere alterações do sistema de compensação de energia do modelo atual.

Atualmente o setor de geração de energia eólica representa cerca de 7% da produção total de energia mundial, tendo expectativa de crescimento de 13% nos próximos anos (SINSEL; RIEMKE; HOFFMANN, 2020). No Brasil, o setor eólico representa 8,2% da energia total gerada no país (OLIVEIRA; PINHEIRO, 2020). Estudos recentes vêm revelando novas regiões com grandes potencialidades para a instalação de novos parques eólicos (MAGALHÃES *et al.*, 2020). Craide (2016) acredita que a energia eólica no Brasil aumente sua contribuição em 11,5% até o ano de 2024. Torna-se perceptível que o país apresenta potencial de exploração nesse setor.

Regiões ideais para instalação de parques eólicos são aqueles que possuem condições meteorológicas favoráveis, como recorrência de ventos constantes, pouco turbulentos e superiores à 3m/s. No Brasil ventos com essas características são encontrados na região Nordeste do país (MAGALHÃES *et al.*, 2020). Exatamente por esse fato, o Nordeste concentra a maior parte dos parques eólicos brasileiros. Contemplando a marca de 86,7% da energia eólica total gerada no país em 2019 (ABEEÓLICA, 2019).

Embora a região do Nordeste brasileiro seja a mais explorada para construção de parques eólicos, existem outras localidades que também têm potencial para produção de energia proveniente do vento. Brackmann *et al.*, (2009) realizou um estudo das condições do vento na região sul do Brasil, ele constatou que a parte central do Rio Grande do Sul é adequada para a exploração da energia eólica. Gomes *et al.*, (2018) apresentou um trabalho ao qual verificou o potencial dos ventos para produção de energia na costa sudeste brasileira. Este estudo demonstrou grande potencialidade para a geração de energia eólica na região, principalmente nas zonas costeiras de Santos e do Arraial do Cabo.

Como é apresentado pelos estudos citados anteriormente, outras regiões que não estão concentradas no Nordeste brasileiro, também apresentam disponibilidade de ventos capazes de produzir energia limpa no país. Por essa razão e em virtude da diversificação de sua matriz energética, o governo brasileiro também auxilia no crescimento da produção de energia renovável, por meio de incentivos fiscais e na facilidade em se obter linhas de financiamento (SILVA, 2020).

Embora a preferência em implementar geradores eólicos seja em terrenos planos, existem muitos empreendimentos, principalmente no Brasil, que são realizados em superfícies acidentadas (FERREIRA, 2020). Nesses casos é importante realizar um criterioso estudo para determinar como a topografia do terreno pode interferir no escoamento do vento e posteriormente no aproveitamento eólico.

Por essa razão, o estudo do escoamento do vento em terrenos complexos vem sendo apresentado por diversos trabalhos. Brogna *et al.*, (2020) apresentou um novo modelo capaz de analisar o comportamento dos fluxos de vento sobre terrenos complexos para geração de energia eólica. Já Wang *et al.*, (2020) desenvolveu uma estrutura numérica multiescalar de alta precisão para avaliar o desempenho de novos parques eólicos em terrenos complexos. Assireu *et al.* (2019) avaliaram o escoamento do vento em uma colina adjacente ao reservatório de Furnas. Conforme demonstrado por esses trabalhos, tomando as devidas proporções e atendendo a critérios específicos para cada região, é possível construir um empreendimento no setor eólico que seja rentável para o investidor.

O Pico dos Dias é uma região montanhosa que está localizada no Sudeste brasileiro. Especificamente no sul de Minas Gerais, entre os municípios de Brazópolis e Piranguçu. Nele existe um observatório astronômico situado a 1864 m acima do nível médio do mar. Esse centro de observação possui vários telescópios, incluindo o maior telescópio instalado no território brasileiro o Perkin-Elmer. A mais de 20 anos são realizadas pesquisas na área da astronomia para o uso de toda comunidade brasileira. O observatório é considerado como centro astronômico de referência do país e também reconhecido mundialmente, conferindo-o a oportunidade de participar de consórcios internacionais para a aquisição de novos telescópios, que conseqüentemente, incrementam a pesquisa astronômica do país e do mundo.

O Laboratório Nacional de Astrofísica é integrante da estrutura do Ministério da Ciência, Tecnologia, Inovações e Comunicações. Cabe a esta instituição o serviço de prover condições adequadas para o desenvolvimento de pesquisas no ramo astronômico, deste modo, o Laboratório Nacional de Astrofísica é o responsável por gerir as atividades dentro do Observatório do Pico dos Dias.

Uma das missões do Laboratório Nacional de Astrofísica é promover o desenvolvimento sustentável, por esse motivo, a instituição sempre busca novas alternativas para reduzir os seus custos operacionais e, ao mesmo tempo, minimizar os impactos que eles geram ao meio ambiente. Visando essa perspectiva, o Laboratório Nacional de Astrofísica teve a iniciativa de implementar em suas dependências placas fotovoltaicas para a geração de energia renovável, que atendessem a uma parcela de sua demanda de energia.

Além de aproveitar os raios solares que incidem sobre a região para gerar energia, acredita-se que em cima do Pico dos Dias existam ventos com características favoráveis ao aproveitamento eólico. De acordo com essa alegação, o Laboratório Nacional de Astrofísica se dispôs a realizar um estudo para averiguar as características do vento sobre o Pico dos Dias, com o intuito de verificar o real potencial do escoamento do vento para a geração de energia.

Para realizar esse estudo o Laboratório Nacional de Astrofísica conta com a colaboração de pesquisadores da Universidade Federal de Itajubá. Esta dissertação é um dos resultados do trabalho que vem sendo realizado acerca do potencial eólico do Pico dos Dias.

2. OBJETIVOS

2.1. Objetivo Geral

Avaliar as condições meteorológicas e econômicas para viabilizar a implementação de pequenos geradores eólicos no Observatório do Pico dos Dias.

2.2. Objetivos Específicos

- Análise das características do fluxo de ar sobre a região do Observatório do Pico dos Dias.
- Análise econômica para determinar a viabilidade financeira de um projeto eólico.
- Validar a construção de pequenos geradores eólicos dentro do Observatório do Pico dos Dias, perante as análises realizadas.

2.3. Justificativa

Visando atender as necessidades energéticas do Laboratório Nacional de Astrofísica, de tal modo a economizar no orçamento gasto com a conta de energia e ao mesmo tempo, promover o desenvolvimento sustentável da instituição, o Laboratório Nacional de Astrofísica começou a investir na geração distribuída de energia. Teve como principal projeto até o momento, a instalação de duas mini usinas fotovoltaicas. Uma delas instalada na sede localizada no município de Itajubá e a outra no Observatório do Pico dos Dias entre os municípios de Brazópolis e Piranguçu. A produção das duas mini usinas juntas, possuem um potencial médio de geração de aproximadamente 70 kWp, essa quantia de energia produzida equivale a cerca de 34% da energia média consumida ao mês pelo instituto como um todo. Antes da instalação da miniusina, o valor pago anualmente somando todas as contas de energia de cada mês ultrapassa a margem de R\$150.000,00 (LNA, 2017).

O Laboratório Nacional de Astrofísica possui a pretensão de aumentar o investimento na geração distribuída com o intuito de reduzir suas despesas na conta de energia. Para atingir esse objetivo, a instituição acredita que seja possível utilizar geradores eólicos de pequeno porte no Pico dos Dias para o seu próprio abastecimento de energia. Visando atender a esse propósito, este trabalho pretende realizar uma análise meteorológica e econômica para descrever a viabilidade do empreendimento.

3. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

3.1. Matriz energética

A água, o ar, os resíduos fósseis, os raios solares e até a biomassa são exemplos de fontes geradoras de energia, ou seja, são recursos providos da natureza que podem ser utilizados como fonte de energia pelo homem para sua subsistência. O somatório de todas as fontes de energia é o que denominamos de matriz energética.

3.1.1. Matriz energética global

Como é apresentado na figura 1, a matriz energética mundial até o final do ano de 2019 apresentou predominância no aproveitamento de fontes não renováveis de energia. O consumo de carvão, óleo (combustíveis fósseis), gás natural e energia nuclear representou 85,8% de toda energia consumida mundialmente. Já a demanda que foi utilizada mediante ao conjunto de energias renováveis nesse mesmo período, incluindo a biomassa, atingiu o valor de 14,2%.

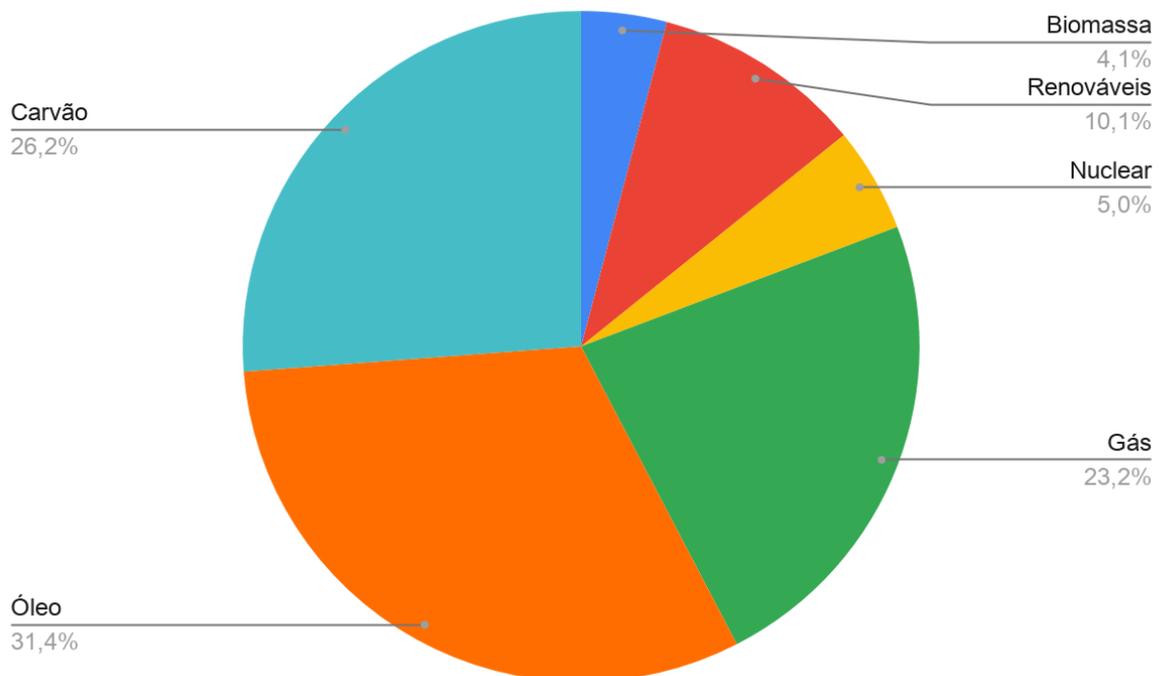


Figura 1- Matriz energética global. Fonte: ADAPTADO IAE, 2020.

Em 2020 devido a pandemia do COVID-19, houve uma alteração significativa no quadro de consumo de energia mundial. As medidas de controle da pandemia adotadas pelos governos, em especial, a de isolamento social. Teve um reflexo direto na demanda de energia desse ano em comparação com os anos anteriores, sendo assim, houve uma redução na demanda

de energia global em 2020 (LIU *et al.*, 2020). Consequentemente, o consumo das fontes não renováveis de energia também foi menor, como resultado as emissões de CO₂ no planeta diminuíram em 8,8% já no primeiro semestre de 2020 (LIU *et al.*, 2020).

A redução no consumo de energia registrada em 2020 decorrente da pandemia do COVID-19 é um exemplo de como o cenário mundial de energia pode ser influenciado por acontecimentos socioeconômicos e ambientais. É exatamente por essa razão, que o sistema energético sempre tem que estar em constante desenvolvimento para atender as reais necessidades sociais. Visto que, a atual conjuntura da nossa matriz energética mundial ainda não é um sistema sustentável, principalmente do ponto de vista ambiental.

3.1.2. Matriz energética brasileira

A figura 2 exhibe as características da matriz energética brasileira. Analisando o gráfico é evidente a contribuição das energias renováveis, principalmente quando é considerado o consumo de biomassa. Em 2019 cerca de 46,1% de toda energia consumida no país foi gerada por fontes renováveis (biomassa, hidráulica, eólica, solar dentre outras), ou seja, quase metade de toda produção de energia no país foi oriunda de fonte renovável. Embora os subsídios provenientes de fontes de energia renováveis sejam evidentes no Brasil, os derivados de combustíveis fósseis (óleo), ainda são os principais precedentes no fornecimento de energia no país.

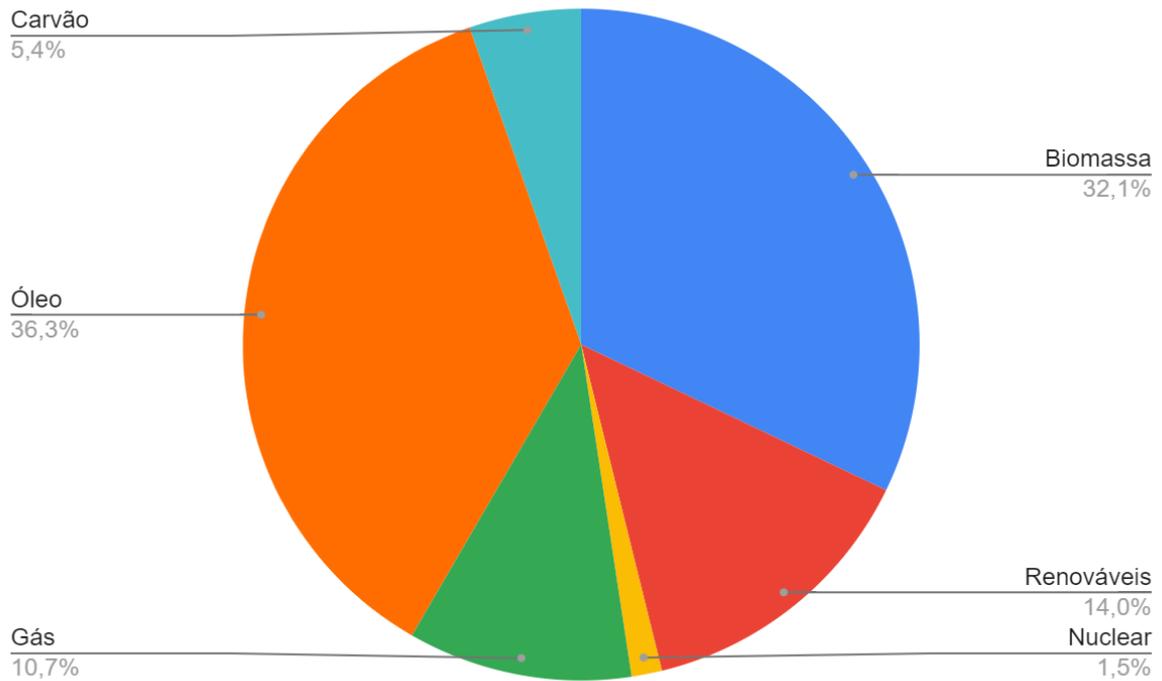


Figura 2 - Matriz energética brasileira. Fonte: ADAPTADO IAE, 2020.

Assim como no mundo, a pandemia do Coronavírus (COVID-19) também afetou o sistema de geração de energia brasileiro. Com a adoção das medidas de isolamento social propostas pelo governo para conter a disseminação do vírus no país, o sistema elétrico registrou uma queda no consumo de energia de 4,5% no primeiro semestre de 2020 comparado ao mesmo período do ano anterior (figura 3).

Brasil. Consumo na rede no 1º semestre (TWh)

(valores preliminares)

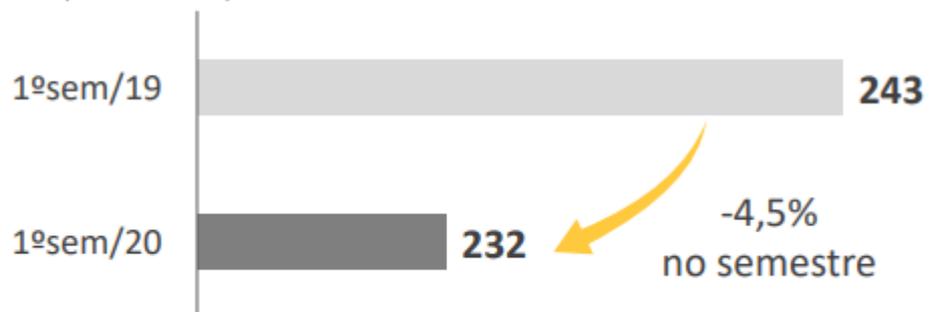


Figura 3 - Comparativo do consumo de energia elétrica 2019-2020. Fonte: EPE, 2020.

O Brasil também registrou uma redução nas emissões de gases de efeito estufa (GEE) no primeiro semestre de 2020. No setor elétrico, a redução foi de 19% e no setor de transportes 11% comparado à mesma época no ano de 2019 (EPE, 2020). Contudo, é importante mencionar que embora a COVID-19 tenha contribuído para a diminuição dos GEE no Brasil e no mundo,

espera-se que essa consequência seja temporária. Por essa razão, ainda é necessário desenvolver melhorias no sistema de energia, para atender simultaneamente às necessidades humanas e reduzir os impactos ambientais.

3.2. Geração Distribuída (GD)

O termo geração distribuída remete a um “novo método” para a produção de energia renovável, devido ao recente avanço tecnológico alcançado nessa área. Contudo, esse conceito já vem sendo empregado há muito tempo, um dos primeiros resquícios de geração distribuída que temos na história, foi desenvolvido por Thomas A. Edison em 1882. Em seu experimento na cidade de Nova York, nos Estados Unidos, ele foi capaz de fornecer energia para lâmpadas incandescentes dentro de uma área de aproximadamente 1 km², utilizando uma fonte geradora de energia próxima a carga. Por essas circunstâncias, a definição de geração distribuída ou descentralizada, genericamente refere-se a uma fonte capaz de produzir energia que é destinada ao consumo local, sem a necessidade de transportar essa energia utilizando uma rede de transmissão (DIAS; BORTONI; HADDAD, 2005).

3.2.1. Aspectos globais

Para entender como a GD é aplicada no Brasil, primeiramente é necessário compreender como ela funciona no mundo. Com a entrada das fontes de energias renováveis nos sistemas elétricos por todo o mundo, foi necessário realizar uma adequação no setor elétrico para assegurar que essas fontes conseguissem se desenvolver em um cenário já consolidado. Por essa razão, dois principais métodos de incentivos são aplicados atualmente, o *Net Metering* (NEM) e o *feed-in-tariff* (FIT's).

O *Net Metering* (NEM) nada mais é que um sistema de compensação de energia, onde o *prossumidor* ao produzir sua própria energia utilizando geradores locais, como por exemplo, turbinas eólicas de pequeno porte e painéis fotovoltaicos, obtém um saldo positivo de energia a ser descontado no seu consumo energético. Caso haja uma produção maior que o consumo energético de um determinado período em questão, o excesso de energia pode ser acumulado e utilizado como saldo em outras faturas subsequentes.

Já o *feed-in-tariff* (FIT's) refere-se à adoção de uma política pública que incentiva a utilização de fontes renováveis de energia. Ou seja, são tarifas pagas as unidades responsáveis por gerar energia de forma sustentável. Os contratos geralmente possuem um período entre dez

e vinte anos, sendo esse tempo, essencial para garantir que a produção de energia não tenha seus custos elevados e perca competitividade no mercado.

Desse modo geral, cada país adota o sistema de compensação de energia que melhor se adequa às suas características socioeconômicas e ambientais. A tabela 1 e o quadro 1 apresentam um pequeno resumo de algumas informações sobre como é a GD fotovoltaica de alguns países para exemplificar o que já foi mencionado.

Tabela 1 - Micro e minigeração distribuída fotovoltaica pesquisadas por Silva et al., (2019)

País/Região	Ano Base	Política de compensação de energia	Potência Instalada (GW)	Geração de energia	Representatividade da GD FV na matriz energética
Brasil	2016	NEM	0,6	53,6 GWh	0,01%
Califórnia - EUA	2016	NEM	4,7	8,23 TWh	3,20%
Havaí - EUA	2015	Transição de NEM para FIT's	0,2	760 GWh	8,00%
Nevada - EUA	2017	NEM	0,2	372 GWh	1,03%
Nova York	2016	NEM	0,6	82 GWh	0,60%
Japão	2016	FIT's	32,0	30,5 TWh	3,20%
Bélgica	2016	NEM	3,4	3,2 TWh	4,00%
França	2016	FIT's	6,2	8,3 TWh	1,40%
Alemanha	2016	FIT's	23,0	28,5 TWh	5,50%
Itália	2016	NEM	19,3	17,8 TWh	6,20%
Portugal	2015	FIT's	0,2	441 GWh	0,96%
Reino Unido	2017	FIT's	4,5	3,5 TWh	1,20%
Austrália	2016	FIT's	-	6,3 GWh	1,58%

Fonte: ADAPTADO SILVA *et al.*, 2019.

Quadro 1- Sistema de compensação de energia adotado por cada país

Políticas e incentivos para ampliar a inserção da GD FV na matriz energética	
Brasil	Incentivos fiscais por estado e modelos de negócios sem comercialização direta de energia, mas com repasse de créditos de energia entre prossumidores e consumidores: i) autoconsumo local; ii) autoconsumo remoto; iii) múltiplas unidades consumidoras – condomínios; iv) geração compartilhada – consórcio ou cooperativa.

Califórnia - EUA	Incentivos a partir de crédito para investimento e crédito de imposto federal tanto para clientes residenciais quanto comerciais, além de exigência de um padrão de 50% das vendas de eletricidade no varejo sejam atendidas por fontes renováveis até 2030. Redução de 4 para 2 níveis de estrutura de tarifas; taxa de interconexão; tarifa de consumo de energia da rede; taxa de tempo de uso para novos consumidores GD FV.
Havaí - EUA	Prossumidores pagam taxa mínima (US\$25) para cobertura de custos fixos da rede de transmissão; não há remuneração pelo excedente de energia injetado na rede; há um conjunto de incentivos fiscais, tributários e financeiros do governo.
Nevada - EUA	Incentivo por meio do Programa de Gerações Solares a partir da capacidade dos sistemas, e incentivo fiscal por meio da Isenção do Imposto sobre Propriedade de Sistemas de Energias Renováveis.
Nova York	A geração de energia excedente deixou de ser avaliada a preços de varejo e passou para custos evitados com a geração excedente. Apoio financeiro a consumidores residenciais, comerciais e industriais por meio do Programa NY Sun. Incentivo fiscal por meio do Sistema de Energia Solar Crédito de equipamento.
Japão	Sistema de compra de energia injetada na rede com garantia do preço por 10 anos (sistemas até 10 kW) e 20 anos (sistemas acima de 10 kW). Benefício fiscal a partir da depreciação de 30% no primeiro ano das instalações fotovoltaicas.
Bélgica	Criação de tarifa específica para prossumidores.
França	Incentivo fiscal para: a) aquisição de tecnologia de energia renovável; b) redução do Imposto sobre Valor Agregado de sistemas fotovoltaicos. Ainda em discussão sobre a criação de encargos específicos para os clientes de energia fotovoltaica, como uma tarifa de injeção de energia na rede.
Alemanha	Ainda em discussão sobre a reforma do atual sistema de apoio às energias renováveis.
Itália	Incentivo por crédito tributário e revenda de energia direto do <i>prossumidor</i> para o endereço do cliente por rede elétrica privada. Redução de taxa progressiva com inserção de tarifa fixa e tarifa por demanda para prossumidores.
Portugal	Ainda em discussão sobre a expansão da geração distribuída, a discrepância entre receita e custos para o setor elétrico e a adaptação da estrutura tarifária.
Reino Unido	Valores de tarifas de geração e inserção na rede progressivamente reduzidos.
Austrália	Criação de tarifas de demanda e introdução de tarifas de uso do sistema, ambas de forma opcional para clientes com uma demanda anual inferior a 40 MWh.

Fonte: ADAPTADO DE SOUSA JUNIOR *et al.*, 2020.

3.2.2. Aspectos brasileiros

Conforme já foi dito, a geração distribuída no Brasil se baseou juridicamente na REN 482 da ANEEL de 2012, que estabeleceu as condições gerais para a inserção de novas fontes de energia no mercado energético. Também ficou definido que o sistema de compensação de energia seria realizado através do método *Net Metering*. Em 2015 houve um aprimoramento na REN 482, a ANEEL definiu os limites de potência para caracterizar a microgeração e minigeração. Portanto, a REN 687/2015 classificou como microgeração toda central geradora

de energia com potência instalada de até 75 kW e minigeração toda central geradora de energia com potência instalada acima de 75 kW e menor ou igual a 5 MW.

No Brasil o sistema de compensação permite que os *prossumidores* utilizem seu saldo de energia que é injetada na rede de distribuição, como créditos para descontar na tarifa de energia de sua unidade consumidora. Inclusive é possível utilizar esse mesmo saldo para abater a fatura de outras unidades, desde que estejam cadastradas na mesma concessionária e também caracterizadas como autoconsumo remoto, geração compartilhada ou integrante de empreendimentos de múltiplas unidades consumidoras conforme estabelecido pela REN 482. Além disso, é importante mencionar que os créditos de energia continuam sendo válidos para serem utilizados por um período de até 60 meses.

Ainda que a energia injetada na rede exceda o consumo gerando um acúmulo de créditos, o *prossumidor* ainda deve pagar uma taxa mínima referente aos custos de disponibilidade da rede. Esse valor irá depender do tipo de serviço que foi contratado, para *prossumidores* que se enquadram na classe B, referente a conexão em baixa tensão, essa taxa pode variar em três níveis: 30 kWh (monofásico), 50 kWh (bifásico) e 100 kWh (trifásico). Já os que se enquadram na classe A, referente a conexão de alta tensão, pagam uma taxa fixa que independe da demanda contratada.

Em 2019 houve uma nova revisão na REN 482/2012, que ainda está em discussão. No novo documento intitulado Avaliação do Impacto Regulatório (AIR) nº 003/2019 trouxe uma nova proposta no modelo de compensação de energia. Mas para compreender como essa proposta afeta a GD, primeiro é necessário entender como funciona a composição tarifária de energia brasileira. De modo geral, a tarifa que é aplicada a todos os consumidores sem distinção podem ser divididos em duas partes, sendo elas, a Tarifa de Energia (TE) e a Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD). Um melhor detalhe referente a composição tarifária da TE e da TUSD é apresentado no quadro 2.

Quadro 2 - Componentes da tarifa de energia brasileira

COMPOSIÇÃO TARIFÁRIA:					
Tarifa de Energia (TE)		Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD)			
Energia	Encargos	Fio A (transmissão)	Fio B (distribuição)	Encargos	Perdas

Fonte: ADAPTADO PASSATUTO *et al.*, 2020.

De acordo com o quadro 2, a taxa referente a TE é composta pelos valores referentes à energia consumida e pelos serviços e impostos cobrados a partir do uso da energia. Já a TUSD é composta pelos valores referentes ao uso da transmissão e distribuição de energia pela rede

elétrica, pelas perdas no sistema de fornecimento de energia e pelos serviços e impostos cobrados em cima de todo o sistema de distribuição.

Justamente dentro dessa composição tarifária o AIR nº 003/2019 apresenta seis cenários possíveis para o novo sistema de compensação de energia brasileiro:

- Alternativa 0 (atual): O sistema de compensação de energia injetada na rede contempla todas as componentes da TUSD e TE;
- Alternativa 1: O sistema de compensação de energia injetada na rede contempla todas as componentes da TUSD e TE, exceto a componente transporte fio B que passa a incidir apenas na energia consumida da rede;
- Alternativa 2: O sistema de compensação de energia injetada na rede contempla todas as componentes da TUSD e TE, exceto as componentes transporte fio A e fio B que passam a incidir apenas na energia consumida da rede;
- Alternativa 3: O sistema de compensação de energia injetada na rede contempla todas as componentes da TUSD e TE, exceto as componentes transporte fio A, fio B e encargos da TUSD que passam a incidir apenas na energia consumida da rede;
- Alternativa 4: O sistema de compensação de energia injetada na rede contempla todas as componentes da TE. Todas as componentes tarifárias da TUSD passam a incidir apenas na energia consumida da rede;
- Alternativa 5: O sistema de compensação de energia injetada na rede contempla apenas a componente energia da TE. As demais componentes tarifárias passam a incidir apenas na energia consumida da rede.

O quadro 3 apresenta de forma simplificada as componentes que incidem sobre a diferença entre a energia injetada e consumida para cada cenário.

Quadro 3 - Sistema de compensação para cada alternativa

	Alternativa 0	Alternativa 1	Alternativa 2	Alternativa 3	Alternativa 4	Alternativa 5
TUSD	Fio B					
	Fio A					
	Encargos	Encargos	Encargos	Encargos	Encargos	Encargos
	Perdas	Perdas	Perdas	Perdas	Perdas	Perdas
TE	Encargos	Encargos	Encargos	Encargos	Encargos	Encargos
	Energia	Energia	Energia	Energia	Energia	Energia
COMPONENTES QUE O SISTEMA DE COMPENSAÇÃO INCIDE						

Fonte: ADAPTADO GREENER, 2019a.

A partir do AIR nº 003/2019 todo consumidor que desejar solicitar GD local, será submetido a alternativa 2, ou seja, sem compensação das componentes TUSD fio B e fio A. No momento em que o Brasil atingir o gatilho de 4,7 GW de potência instalada por GD local, esses consumidores migram para a alternativa 5, onde apenas a componente de energia da TE é compensada. Para os *prossumidores* que já possuem GD local implementados antes da nova regra, permanecem na alternativa 0 até 2030, após essa data, também migram para alternativa 5. A figura 4 apresenta um resumo de como a nova regra poderá ser aplicada para a GD local.

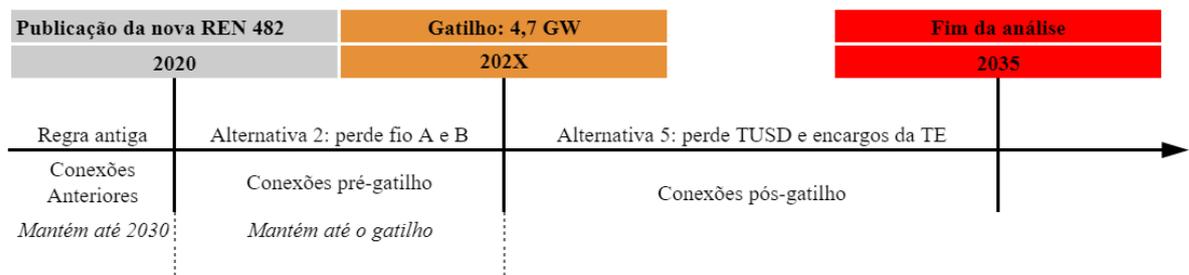


Figura 4 - Regra proposta para GD local. Fonte: ADAPTADO ANEEL, 2019.

Para GD remota, após a publicação da norma, a regra coloca todos os consumidores que desejam produzir sua energia na alternativa 5 do sistema de compensação. Todos *prossumidores* que já possuem suas conexões estabelecidas antes da publicação da norma, permanecem na regra antiga até o final de 2030. A figura 5 expõe um esquema de como a nova regra poderá ser aplicada para a GD remota.

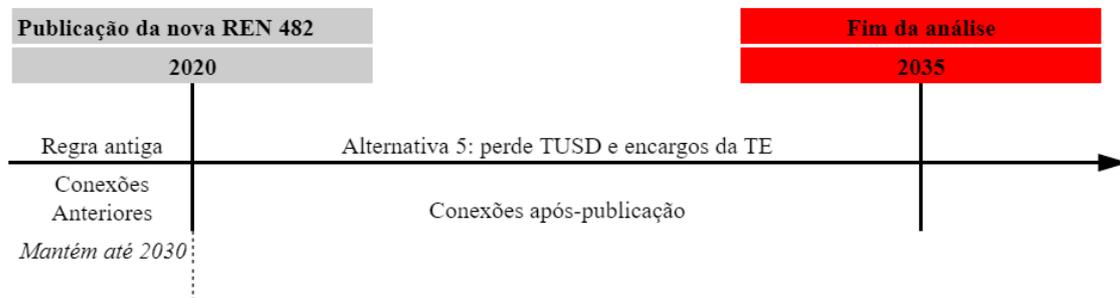


Figura 5 - Regra proposta para GD remota. Fonte: ADAPTADO ANEEL, 2019.

3.3. Definição de vento

O aquecimento diferenciado da superfície terrestre promove um gradiente de temperatura na atmosfera, que por sua vez, também gera uma diferença de pressão na atmosfera. Para tentar equilibrar essa diferença de pressão existente na atmosfera, uma parcela de ar tende a se deslocar de uma região de alta pressão para outra com baixa pressão. Este movimento realizado pela parcela de ar é conhecido como vento (MUNHOZ; GARCIA, 2008). Como o vento é um dos mecanismos que promove o equilíbrio na atmosfera, ele também é um dos

principais responsáveis pelas mudanças que ocorrem no tempo (MUNHOZ; GARCIA, 2008). Por essa razão, o vento está associado aos processos de formação de tempestades, furacões, tornados e outras condições de tempo presente em nosso planeta.

O vento por ser considerado um fluido em movimento na atmosfera, possui energia cinética. Essa energia pode ser utilizada tanto para a navegação quanto para a produção de energia elétrica. Assim como a água, ele também é considerado uma fonte de energia limpa e inesgotável. Devido a essas características, o fluxo de ar pode ser aproveitado pelo ser humano em forma de energia para promover o desenvolvimento sustentável da sociedade (EWEA, 2009).

3.3.1. Dinâmica do vento

A Segunda Lei de Newton determina que as forças resultantes que atuam em um corpo se igualam ao produto da massa desse mesmo corpo e a sua aceleração. As parcelas de ar estão sujeitas a sofrerem aceleração, por esse motivo se enquadram dentro da Segunda Lei de Newton. A principal força por unidade de massa que atua sobre o movimento das parcelas de ar é o gradiente de pressão, que pode ser expresso vetorialmente pela equação (1):

$$\frac{F_p}{m} = -\frac{1}{\rho} \nabla p \quad (1)$$

Onde F_p é a força do gradiente de pressão, p é a pressão, ρ é a densidade e m a massa.

A gravidade também exerce força sobre as parcelas de ar e pode ser descrita da seguinte forma, equação (2):

$$\frac{F_g}{m} = g * \quad (2)$$

Onde F_g é a força gravitacional e $g *$ é a aceleração gravitacional.

Da mesma forma, a fricção interna (F_r) encarrega-se de fazer com que a parcela de ar resista ao movimento.

Em um sistema de coordenadas inerciais, respeitando a Segunda Lei de Newton, o movimento de uma parcela de ar com massa constante que está seguindo a mesma direção que o escoamento pode ser reescrito da seguinte forma, equação (3):

$$\frac{D_a U_a}{D_t} = \sum \frac{F}{m} \quad (3)$$

Onde U_a representa a velocidade da parcela no sistema inercial e $D_a U_a / D_t$ a taxa de variação de U_a .

Seguindo os princípios da Segunda Lei de Newton, adotamos a seguinte expressão que iguala a aceleração da parcela de ar com o somatório das forças que estão sendo aplicadas sobre ela, equação (4):

$$\frac{D_a U_a}{D_t} = -\frac{1}{\rho} \nabla p + g^* + F_r \quad (4)$$

Para referenciar a direção que o vento flui é adotado um sistema de coordenadas fixo à superfície terrestre, desta forma os eixos x , y e z são representados como zonal (u), meridional (v) e vertical (w).

Devido a Terra estar em constante movimento, o sistema de referência inercial não pode ser aplicado a esta situação. Então, é necessário realizar um ajuste na equação (4), adicionando as forças aparentes, equação (5), que são originárias devido ao movimento de rotação da Terra (HOLTON, 1992).

$$\frac{DU}{D_t} = -2\Omega \times U + \Omega^2 R - \frac{1}{\rho} \nabla p + g^* + F_r \quad (5)$$

Onde $\frac{DU}{D_t}$ é a taxa de variação da velocidade, referente ao sistema de coordenadas fixo à superfície da Terra e seguindo o movimento da parcela de ar. O primeiro e o segundo termo do lado direito representam a força de Coriolis e a aceleração centrífuga respectivamente. Esses são os termos correspondentes às forças aparentes.

A partir da força de gravidade g , podemos reescrever a equação (5) para obtermos uma expressão geral que descreve o movimento das parcelas de ar na atmosfera (HOLTON, 1992):

$$\frac{DU}{D_t} = -2\Omega \times U - \frac{1}{\rho} \nabla p + g^* + F_r \quad (6)$$

Então essa é a expressão geral na forma vetorial que descreve o movimento das parcelas de ar na atmosfera, equação (6). A mesma pode ser expandida em duas equações na forma escalar, equações (7 e 8), que irão descrever a trajetória das massas de ar no sentido zonal (u) e meridional (v) (HOLTON, 1992):

$$\frac{D_u}{D_t} = -\frac{1}{\rho} \frac{\partial p}{\partial x} + f v + F_{rx} \quad (7)$$

$$\frac{D_v}{D_t} = -\frac{1}{\rho} \frac{\partial p}{\partial y} + f u + F_{ry} \quad (8)$$

Onde $f = 2\Omega \sin \varphi$ é o chamado parâmetro de Coriolis, Ω é a velocidade angular de rotação e φ é a latitude do local.

Contextualizando, o aquecimento diferenciado da atmosfera promove o surgimento da força gradiente de pressão. Essa força é responsável por induzir as parcelas de ar a se movimentarem pela atmosfera. Uma vez que a parcela de ar está bem próxima a Terra, ela

também está sujeita aos efeitos exercidos pela força gravitacional terrestre e pelo atrito exercido pela superfície do planeta. Como a Terra está em constante movimento, a rotação em torno de seu próprio eixo provoca o surgimento de duas forças aparentes, a força centrífuga e a força de coriolis. Essas duas forças são responsáveis por modificarem a trajetória das parcelas de ar na atmosfera. A resultante de todas essas forças mencionadas é o que determina o deslocamento das massas de ar no planeta Terra, esse fenômeno é conhecido popularmente como vento.

3.3.2. Ventos na Camada Limite Atmosférica (CLA)

A atmosfera pode ser dividida em diferentes camadas, a forma mais utilizada para exercer essa divisão, é feita baseada na temperatura e na composição das parcelas de ar (SHARP, 2017). A troposfera é a camada mais próxima da superfície terrestre, também é mais densa que as demais camadas, devido à sua maior proximidade com o centro gravitacional terrestre. A troposfera comporta 99% do vapor de água e aproximadamente 80% da massa da atmosfera. É nessa camada que ocorrem os principais fenômenos meteorológicos estudados, uma vez que a troposfera é a porção da atmosfera que exerce maior influência sobre a vida dos seres vivos do planeta Terra (HOLTON, 1995).

Na troposfera existe uma região denominada Camada Limite Atmosférica (CLA). Por definição é a área da atmosfera que mantém contato direto com a superfície do planeta Terra, e por essa razão, é a região onde se manifestam os transportes turbulentos devido a interação superfície-atmosfera (ZHANG; ANTHES, 1982). O tamanho da CLA pode variar em decorrência da sua localização geográfica, do relevo e pelas condições de estabilidade da atmosfera (estável, neutra e convectiva).

O comportamento da velocidade de uma parcela de ar na CLA que se desloca na horizontal varia de acordo com a altura. Quanto mais próximo da superfície a velocidade da parcela de ar tende a ser igual a zero, devido ao atrito com o solo. Conforme a parcela de ar se desloca em outras alturas acima da superfície, mas ainda dentro da CLA, o atrito passa a exercer menos força e, conseqüentemente, a velocidade da parcela de ar aumenta. Prandtl em 1904 estudou esse comportamento dos ventos dentro da CLA, ele percebeu que a transferência de movimento entre uma altura e outra na camada limite é ocasionada pelas tensões de Reynolds, cuja a equação (9) é expressa a seguir:

$$Re_x = \frac{xV\rho}{\mu} \quad (9)$$

Sendo Re_x o número de Reynolds, x o comprimento, V a velocidade do escoamento, ρ a massa específica do fluido e μ a viscosidade cinemática do escoamento.

A camada superficial e a camada de Ekman são definidas a partir das tensões de Reynolds aplicadas dentro da CLA. A camada superficial é aquela que possui contato direto com a superfície, por essa razão o comportamento das parcelas de ar são altamente irregulares, apresentando vórtices, turbilhões e flutuações. Nessa região, os efeitos do atrito predominam, já os efeitos de rotação da Terra e da força de Coriolis são negligenciados, pois os eventos que ocorrem nessa região são considerados de pequena escala. Também dentro dessa mesma camada, encontra-se a subcamada interfacial ou microcamada, que é uma pequena região onde o transporte laminar é maior que o transporte turbulento.

A camada de Ekman é caracterizada pela redução das tensões de Reynolds conforme se eleva os níveis de altura. Ao atingir o limite da CLA, localizado no momento em que as tensões de Reynolds se tornam nulas, os ventos se tornam geostróficos, ou seja, a velocidade do ar permanece constante independentemente da altura. A figura 6 ilustra o comportamento do vento na CLA e do vento geostrófico.

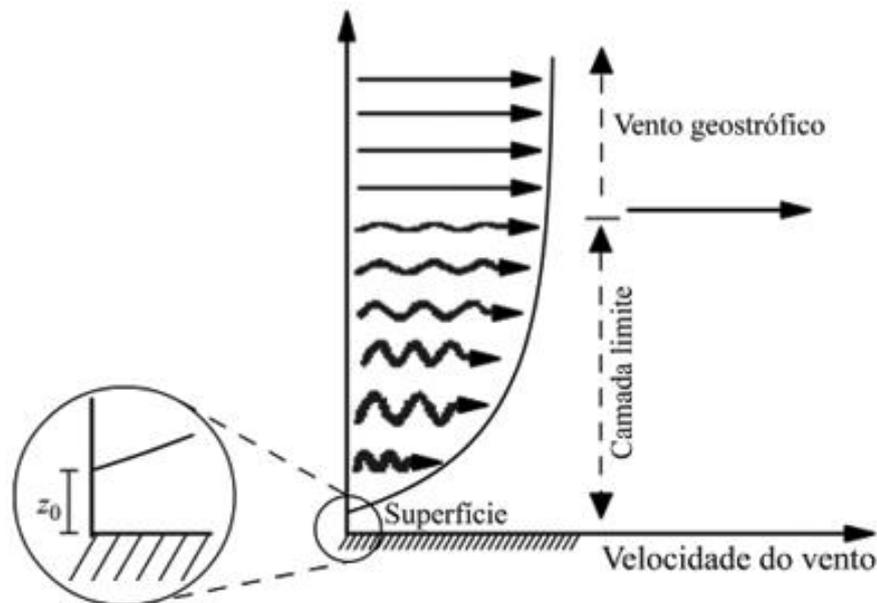


Figura 6 - Perfil vertical da velocidade do vento desde a superfície até a altura do vento geostrófico.

Fonte: MARTINS et al., 2008.

Contextualizando, as tensões de Reynolds descrevem os movimentos das parcelas de ar (vento) ao longo da CLA. Quanto maior o número de Reynolds, o escoamento do vento tende a ser mais turbulento. A Camada Limite Atmosférica apresenta duas outras camadas. A superficial, que é a camada que está em contato direto com superfície e, por esse motivo, sofre influência direta do atrito e conseqüentemente essa região apresenta alta turbulência. Já a camada de Ekman, por outro lado, não sofre influência direta do atrito. Conforme as tensões de Reynolds diminuem sua influência sobre o escoamento dos ventos na camada de Ekman, a

turbulência também diminui até atingir a altura gradiente, ponto onde limita a CLA e onde os ventos se tornam geostróficos.

O cenário descrito na figura 6 representa uma situação hipotética em que o escoamento do vento interage com um terreno plano homogêneo. Porém, não é em todos os casos que o escoamento do vento interage dessa maneira com a superfície, cada situação específica pode influenciar de maneira significativa o escoamento. Em uma situação onde o plano não é homogêneo, a circulação local pode influenciar diretamente o escoamento do vento.

A transição entre zonas urbanas e rurais provoca o surgimento de ilhas de calor urbano, devido ao maior aquecimento do ar urbano em relação ao ar do campo. Esse fenômeno promove a elevação de ar quente sobre o perímetro urbano e, ao mesmo tempo, a convergência de ventos de superfície oriundos do campo para os centros urbanos. Esse processo resulta na estratificação da camada limite, dificultando por exemplo, na dispersão dos gases e partículas suspensas na CLA. A figura 7 ilustra o comportamento da camada limite influenciado por uma ilha de calor urbano.

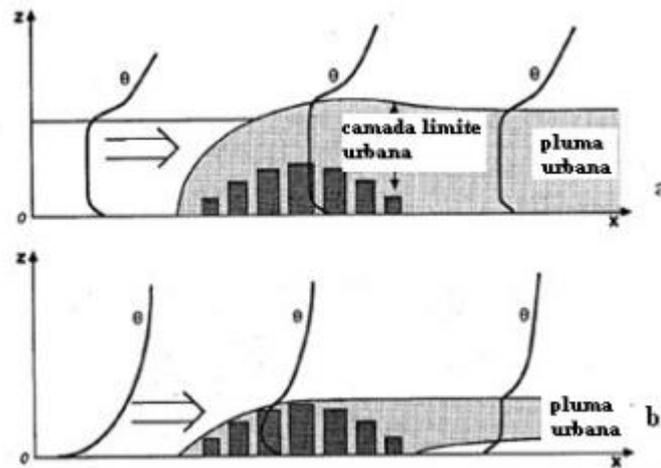


Figura 7 - Estrutura da camada limite influenciada por uma ilha de calor urbano durante o dia (a) e durante a noite (b). Fonte: MATUELLA, 2012.

As circulações de brisas marítimas e terrestres também são outro exemplo de situação onde o vento não escoava sobre uma região de superfície homogênea. Nessa situação, o deslocamento de massa é determinado pela diferença nas propriedades térmicas entre terra e água. Sendo assim, a terra aquece mais rápido que a água e, portanto, durante o dia, o ar quente sobre a terra ascende na atmosfera, criando uma zona de baixa pressão sobre a superfície terrestre induzindo o vento a se deslocar do mar em sentido a margem terrestre. Esse fenômeno é denominado como brisa terrestre. Durante o período noturno, a água por possuir um calor específico maior que o da terra esfria mais lentamente. Dessa maneira, o ar mais quente sobre o mar ascende, criando uma zona de baixa pressão sobre a água e induzindo os ventos a se

deslocarem da terra em direção ao mar, caracterizando uma circulação local que é intitulada como brisa marítima. A figura 8 esquematiza o sistema de brisa marítima e terrestre.

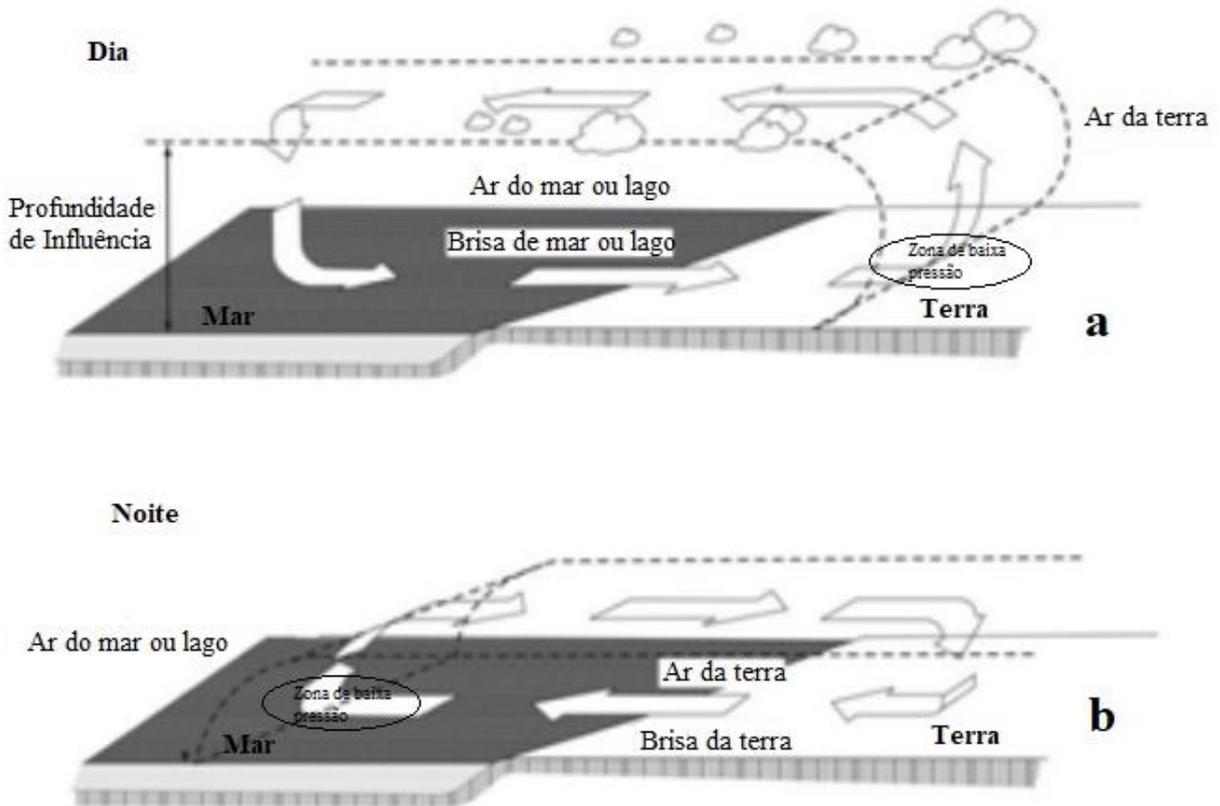


Figura 8 - Circulação de brisa marítima (a) e terrestre (b). Fonte: ADAPTADO MATUELLA, 2012.

A orografia é outra condição que influencia diretamente o escoamento do vento. Contudo, o trabalho realizado por Prandtl sobre o comportamento dos ventos em terrenos planos apresenta limitações para descrever o escoamento em terrenos complexos. Nesse caso, é necessário utilizar outras ferramentas que sejam capazes de descrever o escoamento sobre regiões com características complexas (MATUELLA, 2012).

Modelos computacionais não-lineares que descrevem a dinâmica dos fluidos (CFD), estudos realizados em túnel de vento são ferramentas capazes de investigar o comportamento do escoamento do vento sobre essas regiões (MATUELLA, 2012). Freitas Filho (2012) em seu estudo, buscou averiguar as aplicações de modelos CFD para avaliação do potencial eólico e do escoamento do vento sobre uma determinada superfície complexa. Nesse contexto, um ensaio em túnel de vento também foi realizado com a finalidade de determinar o melhor método para solucionar o problema proposto. Os resultados apresentados pelos modelos CFD em conjunto com o ensaio no túnel de vento, permitiram identificar o melhor método para se obter o máximo potencial eólico decorrente do escoamento de ventos em uma região de superfície complexa.

3.3.3. Ventos sobre terrenos complexas

Para compreender como o escoamento do vento se comporta sobre uma superfície complexa, primeiro é necessário entender como a interação do vento sobre uma superfície orográfica isolada. Por exemplo, em morros isolados que possuem baixa declividade, rugosidade superficial (z_0) uniforme e negligenciável, sem separação do escoamento, em condições de estabilidade atmosférica neutra, o escoamento do vento apresenta uma velocidade incremental ($\Delta V(x, z)$) associada (JACKSON; HUNT, 1975):

$$\sigma^*(x, z) = \frac{\left(1 + \frac{z}{L_s}\right)^2 - \left(\frac{x}{L_s}\right)^2}{\left[\left(1 + \frac{z}{L_s}\right)^2 + \left(\frac{x}{L_s}\right)^2\right]^2} \quad (10)$$

$$\Delta V(x, z) = d/L\sigma^*(x, z)(L) \quad (11)$$

Sendo x o ponto considerado, z a altura do ponto considerado, L_s o comprimento horizontal entre o eixo vertical que passa pelo cume e a meia altura da elevação no mesmo sentido do vento, d a altura do morro (cume), L o comprimento característico do morro na direção do escoamento, $\sigma^*(x, z)$ a forma do morro e $\Delta V(x, z)$ a velocidade incremental.

A figura 9 ilustra o formato de um morro sinusoidal com a indicação dos termos utilizados no equacionamento anterior para descrevê-lo.

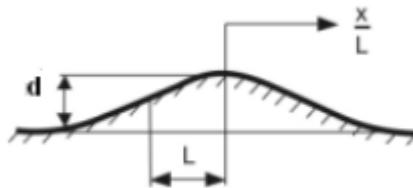


Figura 9 - Modelo de morro sinusoidal bidimensional. Fonte: JACKSON; HUNT, 1975.

Multiplicando essa equação pela velocidade referência a barlavento ($u_0(L)$) em uma determinada altura ($z = L$), obtém-se a velocidade incremental total em um ponto do morro, equação (13):

$$u_0(L) = u^*/k \ln(L/z_0) \quad (12)$$

$$\Delta V(x, z) = [d/L\sigma^*(x, z)(L)] \times u_0(z) \quad (13)$$

Onde u^* é a velocidade de fricção, z_0 o comprimento de rugosidade, k a constante de von Kármán e $u_0(z)$ velocidade do escoamento em um ponto do morro.

O esquema apresentado pela figura 10, resume o comportamento do escoamento do vento ao interagir com um morro sinuoso de baixa declividade. É possível verificar que a velocidade incremental atua sobre o fluxo do escoamento, principalmente sobre o cume do

morro. O estudo desenvolvido por Jackson e Hunt em 1975 permanece congruente até o presente momento, o qual confirma um aumento significativo na velocidade do escoamento próximo ao cume na região de barlavento e, a formação de regiões de recirculação e vórtices turbulentos a sotavento do morro.

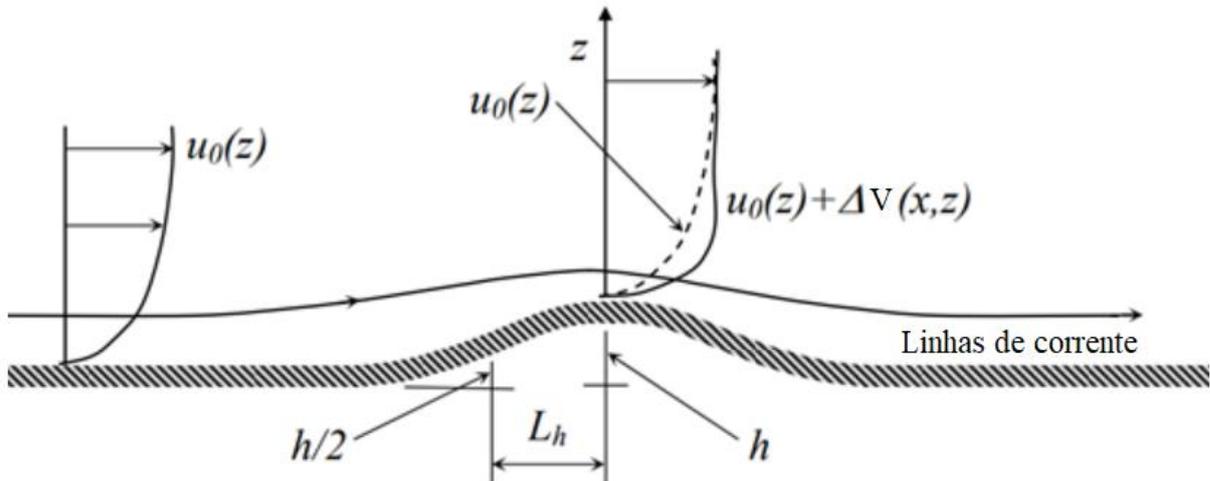


Figura 10 - Elementos típicos de uma colina. Fonte: ADAPTADO PELLEGRINI; BODSTEIN, 2002.

A figura 11 ilustra os fenômenos que ocorrem no escoamento do vento, tanto a barlavento quanto a sotavento de um morro com baixa declividade.

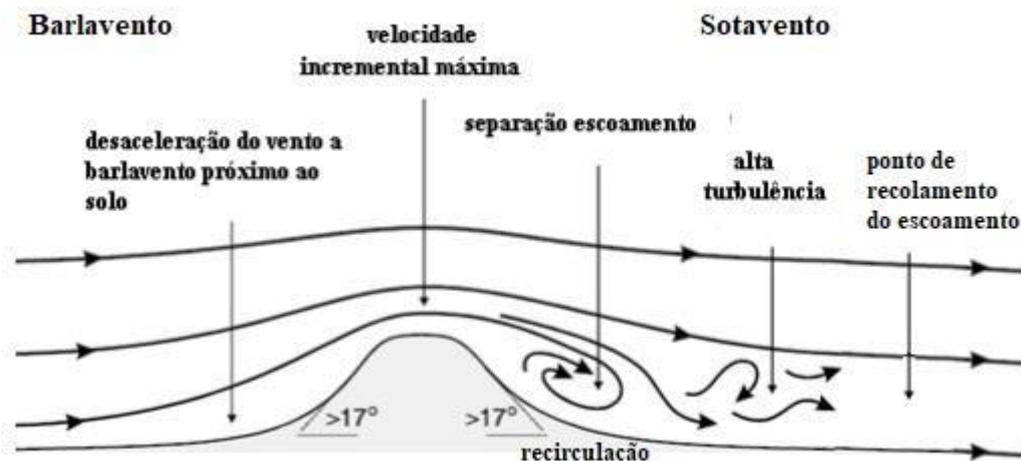


Figura 11 - Esquema representativo dos fenômenos que ocorrem sobre o escoamento dos ventos em um morro de baixa declividade. Fonte: ADAPTADO MATUELLA, 2012.

Os taludes são outro exemplo de orografia que influencia de forma direta no escoamento do vento. Por definição, taludes são estruturas orográficas que apresentam diversos delineamentos e declives. Também são regiões que podem apresentar condições favoráveis ao aproveitamento eólico, desde que o talude em questão possua uma baixa declividade. A figura 12 ilustra duas situações distintas ao escoamento do vento proporcionadas por taludes com declividades diferentes.

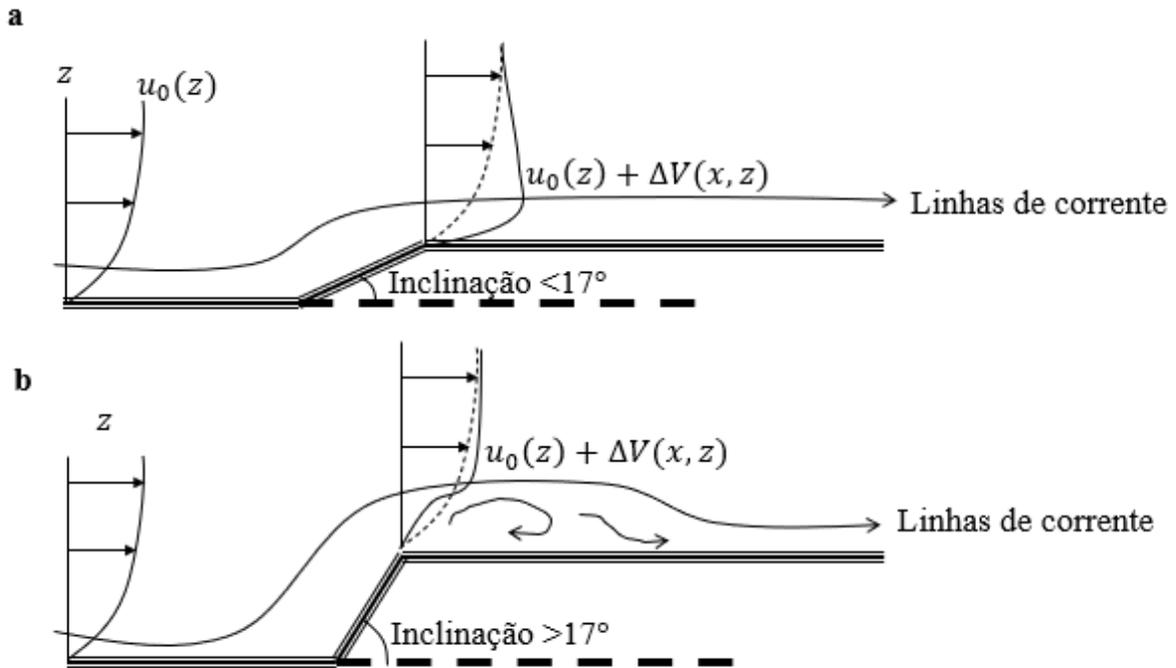


Figura 12 - Diferenças no escoamento do vento entre taludes de baixa declividade (a) e alta declividade (b). Fonte: DO AUTOR, 2021.

Conforme é apresentado na figura 12, o ângulo de inclinação dos taludes interfere diretamente no escoamento dos ventos, taludes com alta declividade quando interagem com o vento na sua parte mais elevada (cume), ocasionam a separação do escoamento e, dessa maneira, sobre o cume, cria-se uma região de turbulência que é indesejável para o aproveitamento eólico. Em contrapartida, taludes com menor declividade apresentam baixa ou nenhuma separação no escoamento, conseqüentemente são excelentes áreas para gerar energia a partir do vento (MATUELLA, 2012).

No caso de o escoamento estar no sentido descendente do talude, próximo ao pé dessa conformação orográfica, forma-se uma região de recirculação do vento. Assim sendo, dentro desta zona, há o surgimento de turbulência associada a esse escoamento. A figura 13 ilustra de forma genérica a atuação do vento no sentido descendente de um talude.

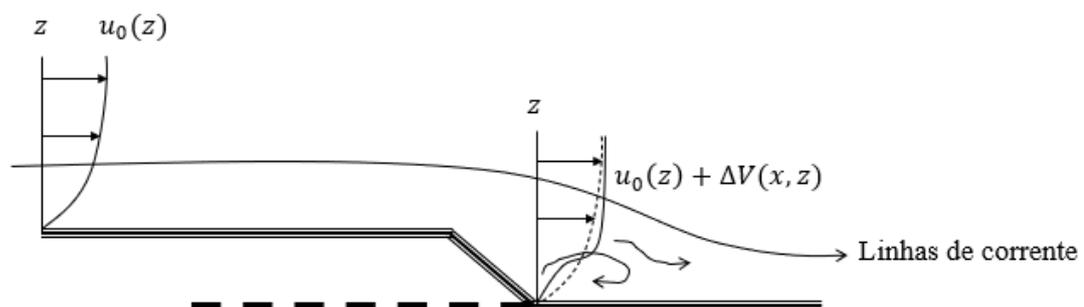


Figura 13 - Escoamento do vento no sentido declinante de um talude. Fonte: DO AUTOR, 2021.

Conforme foi apresentado pela figura 12, nos taludes também existe a atuação da velocidade incremental. Jackson e Hunt (1975) demonstrou que a velocidade incremental nos taludes poderia ser determinada pelo mesmo equacionamento apresentado para os morros isolados de baixa declividade. Contudo, o termo das características topográficas para os taludes ($\sigma^*(x, z)$), apresenta diferenças em relação a esse mesmo termo para os morros. Logo, o equacionamento para taludes é apresentado a seguir, equação (14), bem como a representação desses termos em um talude bidimensional (figura 14):

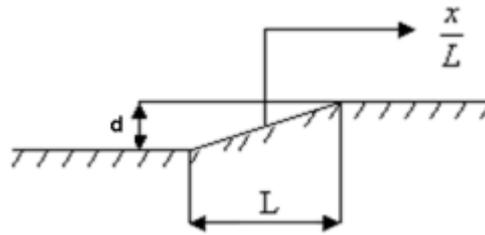


Figura 14 - Modelo de talude bidimensional. Fonte: MATUELLA, 2012.

$$\sigma^*(x, z) = \frac{1}{2\pi} \ln \left[\frac{\left(\frac{x}{L} + \frac{1}{2}\right)^2 + \left(\frac{z}{L}\right)^2}{\left(\frac{x}{L} - \frac{1}{2}\right)^2 + \left(\frac{z}{L}\right)^2} \right] \quad (14)$$

Vales são locais que tipicamente constituem uma região de depressão que está envolvida por áreas mais elevadas. O comportamento do escoamento dentro dessas regiões estará sujeito às dimensões do vale em questão, ou seja, do comprimento, da profundidade e da largura. Considerando o escoamento sobre um vale isolado de moderada profundidade, verifica-se quatro mecanismos estabelecidos por esta orografia, que caracterizam os ventos sobre essa região (WHITEMAN; DORAN, 1993):

- I. Força térmica atuante no sentido de ascender o escoamento;
- II. Força canalizada próximo a parede do vale influenciando na direção do vento que escoo pelo eixo principal, quando os ventos geostróficos se movem obliquamente de uma linha normal ao eixo do vale;
- III. Transporte turbulento proveniente da quantidade de movimento no sentido descendente até o nível inferior, que determina a direção predominante do vento dentro do vale;
- IV. Gradiente de pressão canalizador, responsável por guiar os ventos sobre o eixo principal do vale.

Partindo do que foi estudado por Whiteman e Doran (1993) para o escoamento do vento dentro de vales. Os mecanismos I e II são relevantes para vales estreitos com laterais do tipo

talude, em contrapartida, os mecanismos III e IV são pertinentes em grandes vales, com significativa largura e moderada profundidade (MATUELLA, 2012).

Dado alguns exemplos mais comuns da interação do vento com superfícies isoladas que apresentam certa declividade, é possível caracterizar o escoamento dos ventos em terrenos complexos. Em um cenário onde a não homogeneidade superficial se agrega a um conjunto orográfico que apresenta características irregulares, constata-se a definição de terrenos complexos.

Quando o escoamento do vento interage com um terreno complexo, ele estará sujeito aos efeitos da interação de todas as características relacionadas à orografia e ao tipo de cobertura superficial existente dentro desta área de interesse. Para terrenos complexos, além do vento apresentar aumento na sua intensidade com a altura, devido a força de arrasto presente na camada limite, ele também sofre devido a influência da velocidade incremental e por conta do efeito de esteira (MATUELLA, 2012).

O efeito de esteira ocorre em terrenos complexos no momento em que o vento ultrapassa a primeira barreira orográfica, produzindo uma condição que reduz sua velocidade na direção do escoamento e intensifica a sua turbulência. Caso essa circunstância persista até encontrar outras conformidades orográficas subsequentes, a tendência é que esse efeito seja prolongado ou até mesmo acentuado.

Outra situação que ocorre em conformidades complexas é a circulação de vale e montanha. Semelhante ao que acontece nos casos de brisa marítima e terrestre, o aquecimento diferenciado entre o vale e a montanha também origina uma zona de circulação local, que pode ser dividida em brisas de vale (ventos anabáticos) e brisas de montanha (ventos catabáticos).

Durante o dia o ar sobre a face montanhosa que está voltada para o sol aquece de forma mais rápida que o ar sobre o vale. Consequentemente, surge um gradiente de pressão que aponta do vale para a montanha acarretando nas brisas de vale. No decorrer da noite, o ar sobre as montanhas se resfria mais rápido em relação ao ar do vale. Em vista disso, o gradiente de pressão se inverte e aponta da montanha para o vale originando as brisas de montanha (REBOITA *et al.*, 2014). A figura 15 ilustra de forma simplificada o comportamento da circulação de vale e montanha.

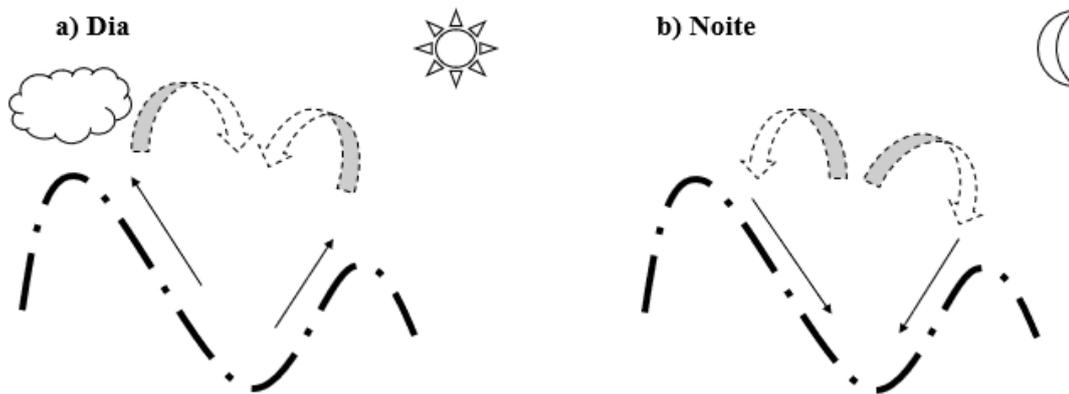


Figura 15 - Esquema representativo de brisa de vale (a) e brisa de montanha (b). Fonte: DO AUTOR, 2021.

3.4. Aproveitamento eólico

Utilizar o vento como instrumento para acionar outros mecanismos, não é uma prática que foi adotada recentemente. No passado os moinhos de vento eram usados intensamente desde o século XI, com o intuito de manipular a energia eólica e transformá-la em energia mecânica para a moagem de cereais. O conceito de aproveitar a energia proveniente do vento para a produção de energia elétrica que é mais recente. Em 1887 um engenheiro escocês conhecido como James Blyth, construiu o primeiro gerador eólico capaz de fornecer energia para iluminar a sua residência. Passando-se alguns anos, em 1975 a energia gerada pelos geradores eólicos passou a ser incorporada à rede de distribuição nos EUA, desde então, o setor eólico ganhou relevância na produção de eletricidade e começou a se expandir pelo restante do mundo.

3.4.1. Características globais do aproveitamento eólico

Dado um breve resumo do surgimento da energia eólica no mundo, chega-se aos dias atuais, onde os seres humanos vivem em um dilema. Como corresponder às crescentes necessidades no consumo de energia humana e, ao mesmo tempo, adotar medidas que preservem o meio ambiente. Partindo dessa circunstância, as energias renováveis tornaram-se alternativas ideais para esta situação. Conseqüentemente, a energia eólica no seu âmbito renovável, começou a adquirir espaço no setor de energia mundial. A figura 16 apresenta o crescimento nos últimos anos dessa fonte em específico.

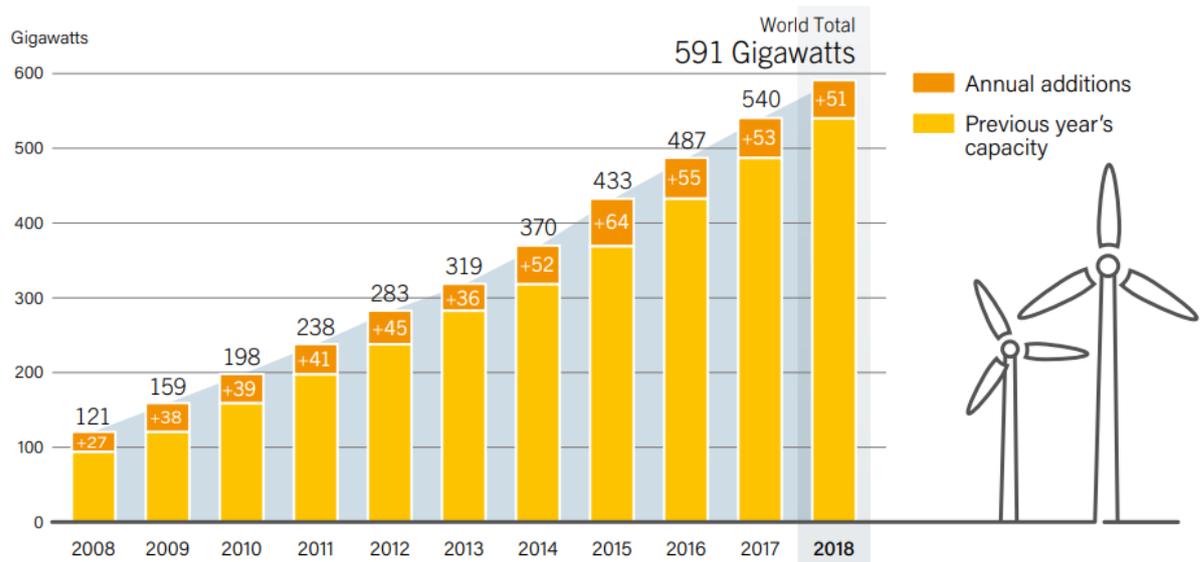


Figura 16 - Capacidade global da produção de energia eólica. Fonte: RATUR, 2019.

É inegável o fato de que a produção de energia eólica no mundo como um todo vem crescendo. Posto isso, os principais países que adotaram essa matriz energética para compor parcela da sua produção de energia pode ser visualizada na figura 17.

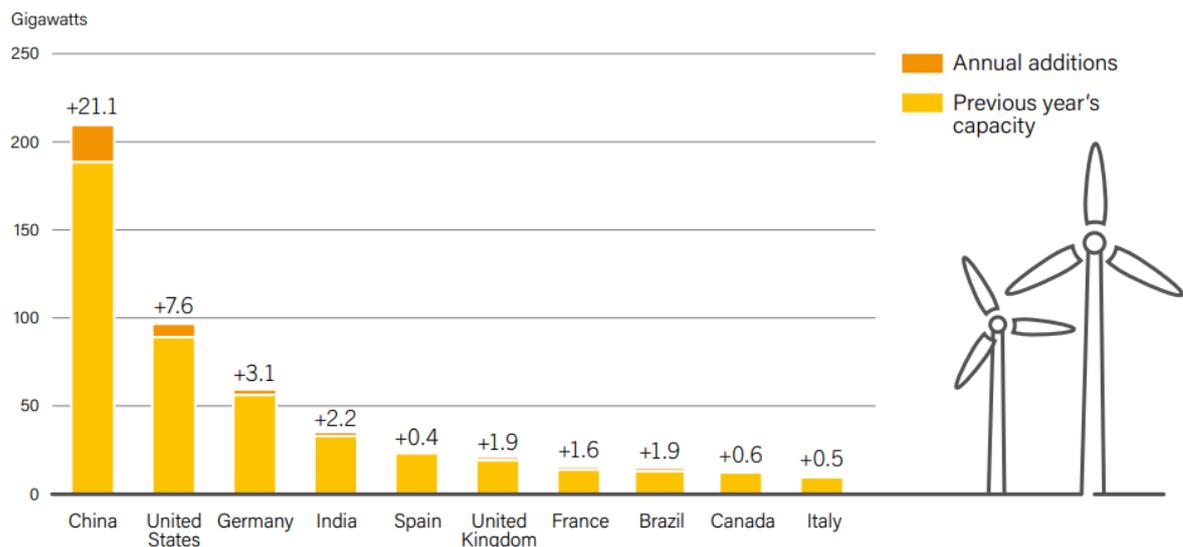


Figura 17 - Capacidade de produção de energia eólica dos 10 principais países. Fonte: RATUR, 2019.

3.4.2. Características brasileiras do aproveitamento eólico

De acordo com o que foi apresentado pela figura 16, o Brasil no final de 2018 ocupava a oitava posição entre os dez principais países que mais produzem energia utilizando geradores eólicos. Já em 2019, o país atingiu a sétima posição neste ranking (ABEEÓLICA, 2021). As projeções para o que se espera da energia eólica no Brasil para os próximos anos, podem ser visualizadas na figura 18.



Figura 18 - Evolução da capacidade eólica instalada. Fonte: ABEEÓLICA, 2021.

Setorizando o Brasil de acordo com a produção eólica, o Nordeste se destaca como a principal região do país na geração de energia extraída dos ventos (figura 19).

Região	2018		2019		
	Geração (TWh)	Representatividade	Geração (TWh)	Representatividade	"% de crescimento"
SUDESTE	0,05	0,1%	0,06	0,1%	17%
SUL	5,75	12,4%	5,62	10,3%	-2%
NORDESTE	39,69	85,4%	47,13	86,7%	19%
NORTE	0,99	2,1%	1,55	2,9%	57%
Total	46,47	100%	54,37	100%	17,0%

Figura 19 - Geração de energia eólica por região brasileira. Fonte: ABEEÓLICA, 2019.

Analisando as informações da figura 19, nota-se que houve um grande crescimento do setor eólico principalmente na zona Norte do país entre 2018 e 2019. Em contrapartida, no Sul houve uma queda de 2% no crescimento dessa fonte.

Embora o segmento eólico siga crescendo ano após ano no Brasil, ele ainda representa aproximadamente 10,3% da energia elétrica gerada no país. Grande parte da eletricidade consumida no território brasileiro ainda vem das hidrelétricas, que atualmente equivale a 58,7% do total produzido. A figura 20 revela o atual cenário da matriz elétrica brasileira.

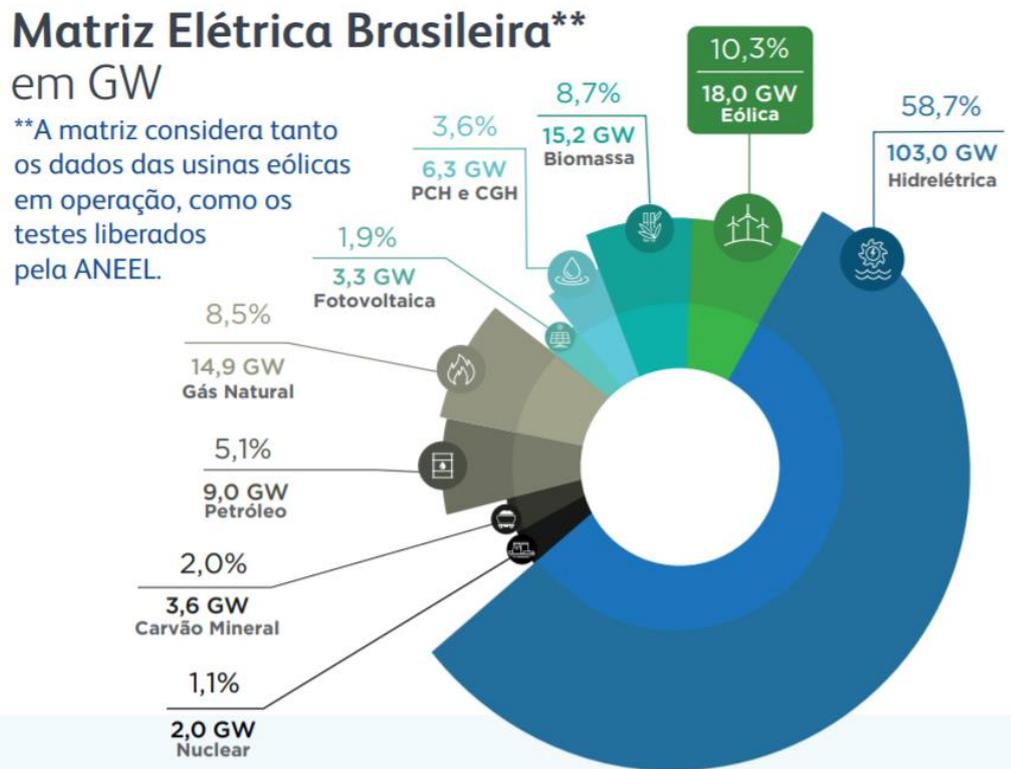


Figura 20 - Matriz elétrica brasileira. Fonte: ABEEÓLICA, 2021.

O fato de que grande parte da energia elétrica do Brasil é gerada por hidrelétricas, faz com que o país seja dependente do ciclo hidrológico para a produção de eletricidade. A irregularidade de chuvas sobre as principais represas hídricas brasileiras, prejudica a produção das hidrelétricas. Conseqüentemente, o risco de faltar energia para atender as necessidades do brasileiro torna-se elevado.

A recorrente escassez hídrica brasileira, também é um dos motivos para o país investir através de incentivos governamentais em outras fontes renováveis de energia e, dessa maneira, diversificar a sua matriz elétrica. Como resultado, principalmente os segmentos eólico e fotovoltaico passaram a se expandir no Brasil.

3.5. Modelos de aerogeradores

Atualmente existem uma infinidade de modelos de turbinas eólicas, que variam desde a sua altura até o seu eixo principal de atuação, com o intuito de atender as necessidades específicas de cada projeto elétrico. De forma geral, um aerogerador ao interagir com o escoamento dos ventos através de suas pás, induz o acionamento do rotor, que começa a girar. Em seqüência, o rotor transmite a rotação ao gerador, que por sua vez, converte essa energia mecânica em energia elétrica.

3.5.1. Aerogerador de grande porte (AGPs)

De acordo com o que foi mencionado de forma genérica referente a atuação de turbinas eólicas, os aerogeradores de grande porte se distinguem dos demais, pelo seu tamanho mais avantajado e pela sua finalidade, uma vez que, turbinas de grande porte geralmente são utilizadas para atender um consumo elétrico mais intenso. Como por exemplo, no abastecimento de energia para centros urbanos. A figura 21 apresenta os principais componentes existentes dentro de uma turbina eólica de grande porte.

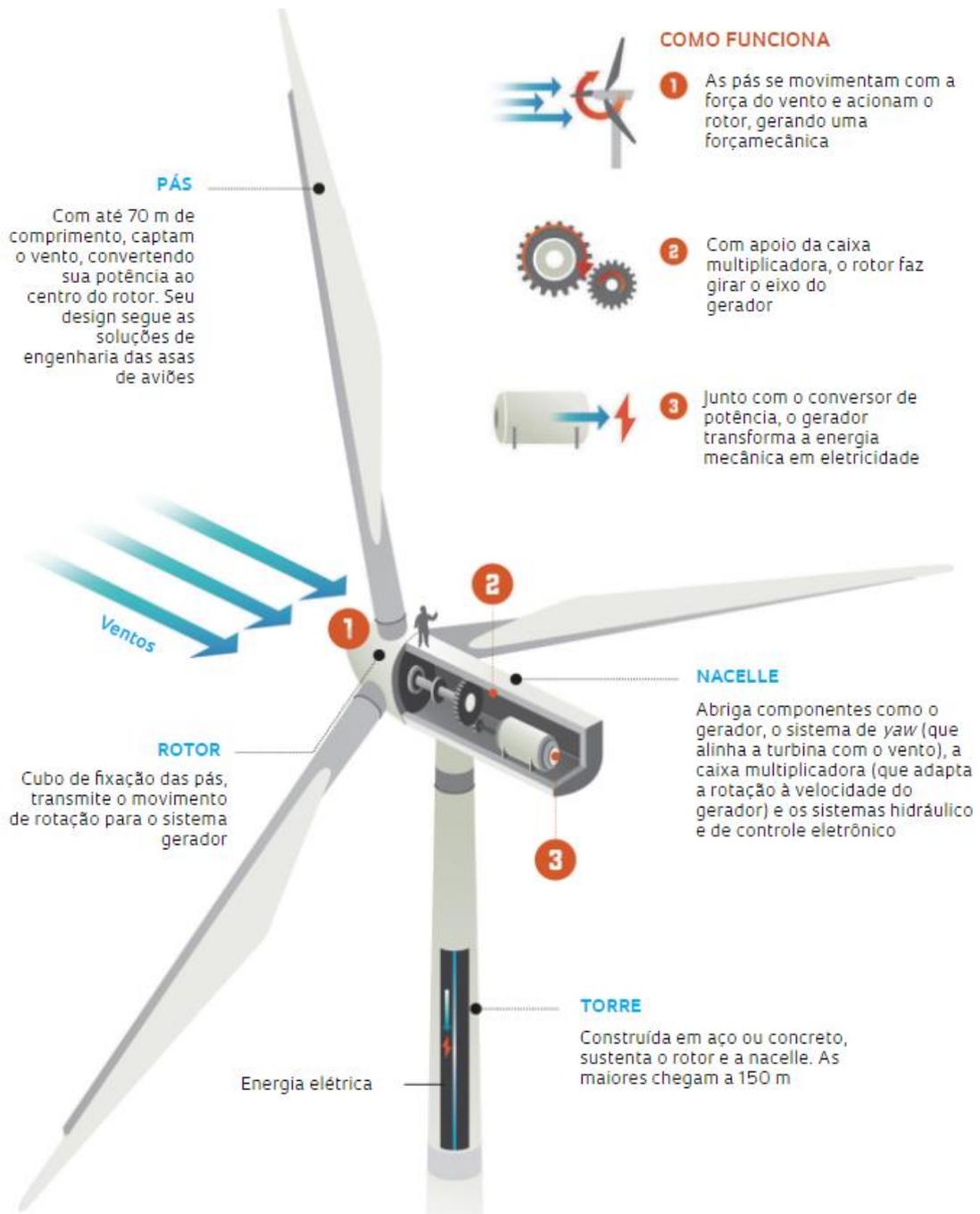


Figura 21 - Principais componentes de uma turbina eólica de grande porte. Fonte: ZAPAROLLI, 2019.

3.5.2. Aeroogeradores de pequeno porte (APPs)

Como já foi mencionado, as turbinas eólicas de grande porte atendem o consumo elétrico mais intenso. No Brasil os parques eólicos que comportam esses tipos de aeroogeradores estão concentrados no Nordeste, devido às condições favoráveis para atuação dessas máquinas e, principalmente, para atender grande parte do consumo de energia elétrica daquela região. Contudo, nem todo local comporta uma turbina eólica dessa grandeza, como alternativa, os aeroogeradores de pequeno porte são mais indicados, principalmente quando se trata de uma demanda de energia limitada.

Turbinas eólicas de pequeno porte se enquadram no patamar da GD para unidades consumidoras que pretendem atender suas necessidades localmente (SILVA, 2020). Nesses casos, é importante realizar um estudo prévio para determinar qual equipamento será mais adequado às condições locais. Geralmente é levado em consideração a capacidade de produção de energia, o nível de segurança e a fatores ambientais (SILVA, 2020).

A capacidade de produção de uma turbina eólica de pequeno porte está atrelada a intensidade do vento local, pois cada turbina trabalha em uma escala de velocidade específica tornando-a mais ou menos eficiente. Dito isso, a intensidade do vento também está atrelada ao nível de segurança, já que ventos com velocidade acima do limite operacional de um aeroogerador de pequeno porte, pode comprometer o seu funcionamento. Por fim, os fatores ambientais, que estão relacionados aos ruídos e a área de sombreamento gerada pelas turbinas eólicas.

Outro ponto interessante a ser mencionado, é o fato de que as turbinas eólicas de pequeno porte voltadas à geração distribuída, demandam menos esforços técnicos durante sua instalação, se comparadas aos seus semelhantes de grande porte. Também pelo fato de estarem inseridas na GD, possibilita que os APPs operem junto a um sistema fotovoltaico, compondo assim, um sistema híbrido.

Atualmente no Brasil existem normas específicas as quais os APPs devem se enquadrar para fazerem parte da geração distribuída. A ABNT NBR IEC 61400 apresenta todas as definições, especificações e procedimentos necessários para quem deseja implementar um ou mais geradores eólicos ligados à rede (SILVA, 2020).

3.5.3. Turbinas eólicas de eixo vertical

Além das turbinas eólicas serem distintas devido ao seu porte, elas também podem ser diferentes em relação ao eixo de rotação das pás. Geralmente, estamos mais habituados a

relacionar o processo de geração de energia a aerogeradores eólicos com o eixo principal de atuação na horizontal, como é exemplificado pela figura 20. Contudo, existem turbinas eólicas que apresentam seu eixo de rotação na vertical.

Os exemplares que possuem seu eixo de rotação na vertical, geralmente apresentam vantagens operacionais quando são comparados a turbinas com eixo principal de atuação na horizontal. Pois turbinas de eixo vertical, conseguem operar em função de ventos de baixa intensidade, devido a estrutura de suas pás, que facilita com que o equipamento negligencie a orientação do escoamento, permitindo ao aerogerador aproveitar de maneira multidirecional a força do vento. Outra vantagem desses modelos, é que eles permitem a instalação de todo o equipamento de conversão de energia na base da turbina. No entanto, são aerogeradores que possuem uma menor eficiência.

Os principais modelos de turbinas eólicas de eixo vertical existentes na atualidade são o Savonius, Darrieus e H-Rotor. A figura 22 apresenta as principais características de cada modelo de aerogerador de eixo de rotação na vertical supracitado.

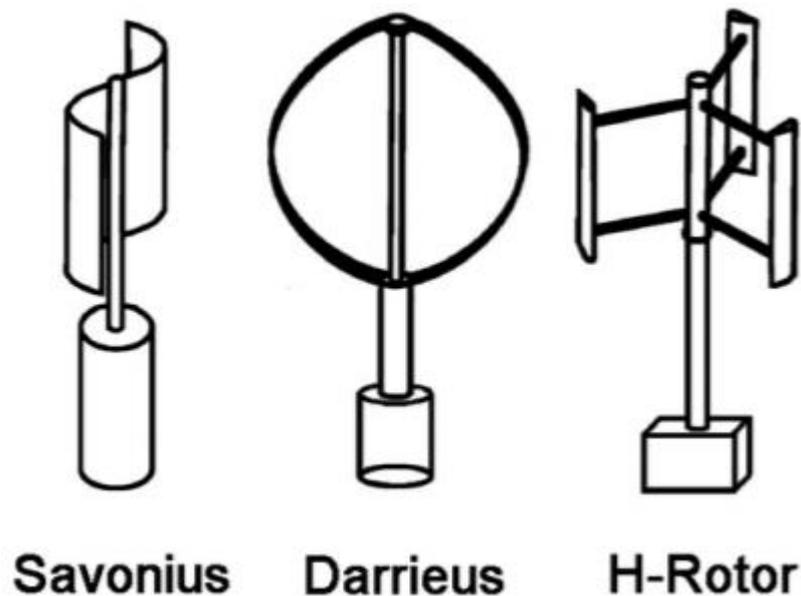


Figura 22 - Principais tipos de turbina de eixo vertical. Fonte: SILVA, 2020.

O modelo Savonius é considerado o mais simples em relação aos demais da mesma categoria. Seu funcionamento se baseia na força de arrasto do ar como em qualquer outro tipo de turbina, porém esse exemplar é mais eficiente a ventos fracos. O Darrieus pode ser constituído por duas ou três pás, são mais eficientes a ventos fortes devido a sua atuação ser dependente tanto da força de arrasto quanto da força de sustentação. Já o H-Rotor, aproveita a combinação das principais vantagens dos modelos Savonius e Darrieus, que são acopladas ao seu eixo. Consequentemente, possuem uma melhor eficiência que os demais da sua categoria.

Contextualizando, os APPs que possuem eixo na vertical são mais adequados a zonas urbanas, pois apresentam um melhor desempenho em escoamentos turbulentos, são mais simples de serem instalados em edificações e emitem menos ruídos, quando são comparados com turbinas de eixo horizontal (SILVA, 2020).

3.5.4. Turbinas eólicas de eixo horizontal

Embora as turbinas eólicas de eixo horizontal tenham maiores custos associados e limitações para produzir energia sob ventos de baixa velocidade e intensa turbulência, ainda assim, no geral são modelos mais eficientes quando comparados às turbinas que possuem eixo na vertical. Devida ao fato de que aerogeradores de eixo horizontal giram sob o efeito da força de sustentação, conseqüentemente, gera mais potência quando comparado aos rotores que trabalham sob a força de arrasto nas mesmas condições de velocidade do vento.

Geralmente aerogeradores de eixo horizontal possuem três pás, pois são exemplares que apresentam um bom custo-benefício e um coeficiente de potência eficiente. Contudo, existem turbinas que possuem diferentes quantidades de pás (figura 23).

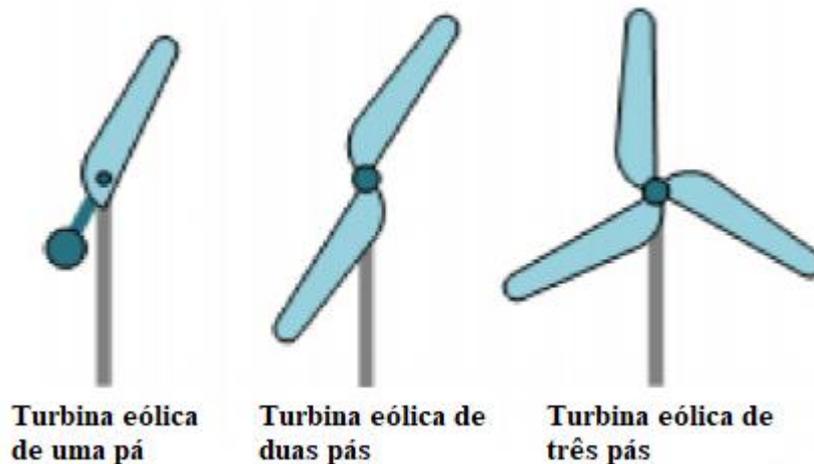


Figura 23 - Principais tipos de turbinas de eixo horizontal. Fonte: SILVA, 2020.

Outro fator que distingue os aerogeradores de eixo horizontal, está relacionado com a direção em que os ventos incidem sobre as pás da turbina. Os modelos *upwind* foram projetados para que os ventos incidam sobre a área de varredura do rotor pela parte frontal, acompanhando a direção do vento, utilizando ou não, um leme para auxiliar neste processo. Já os modelos *downwind*, o vento incide sobre a área de varredura do rotor pela parte de trás, a vantagem desse tipo de turbina, é o fato de que ela não necessita de nenhum mecanismo para orientar a direção da turbina em relação a orientação vento, porém, o escoamento é perturbado pela torre antes de

interagir com a área de atuação do rotor. A figura 24 apresenta os exemplares de turbinas *upwind* e *downwind*.

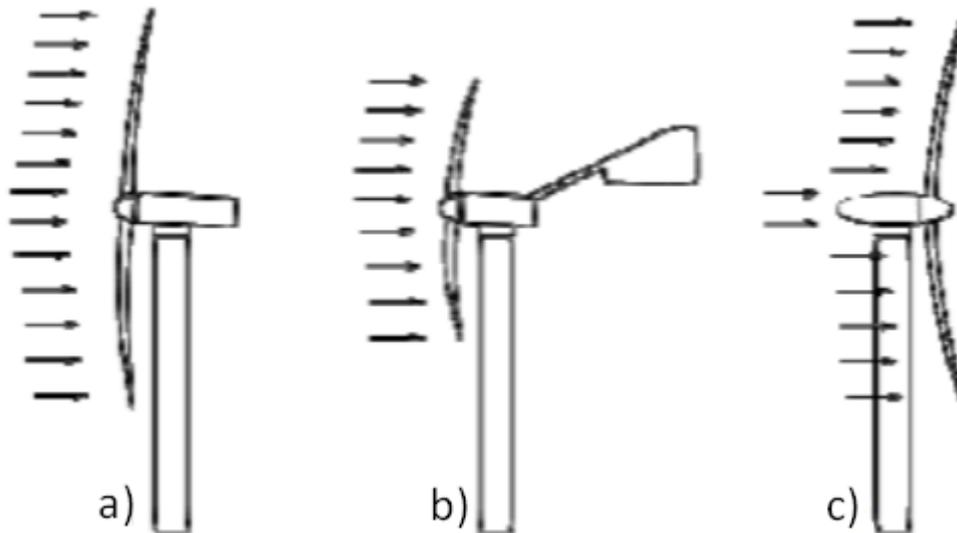


Figura 24 - Formas de interação com turbinas de eixo horizontal (a) *upwind* sem leme, (b) *upwind* com leme e (c) *downwind*. Fonte: SILVA, 2020.

3.6. Cálculo da energia e da potência eólica

Esta seção apresenta os principais métodos utilizados para determinar a quantidade de energia elétrica que um aerogerador é capaz de produzir.

3.6.1. Cálculo da potência do vento

O vento é considerado uma variável essencial para a produção de energia eólica. Por ser uma variável estocástica, isto é, apresenta-se de forma aleatória no decorrer do tempo, ela pode variar tanto a sua intensidade quanto a sua direção. Por esse motivo, é fundamental monitorá-lo de forma adequada para entender como o vento pode interagir com a turbina. A figura 25 apresenta as principais forças atuantes nas pás de uma turbina em função da ação do escoamento do vento.

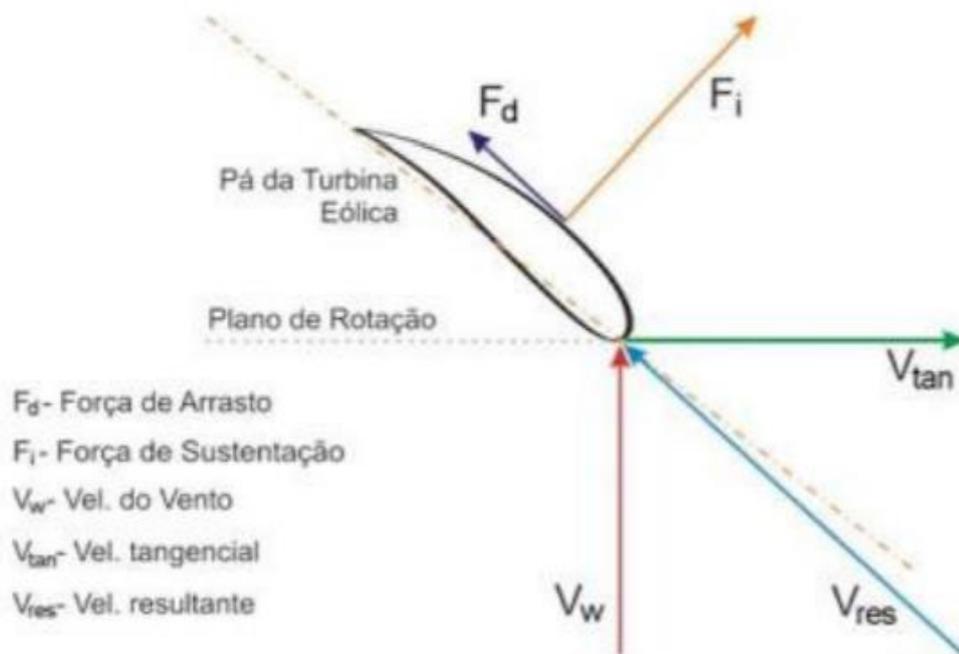


Figura 25 - Principais forças atuantes sobre as pás de uma turbina de eixo horizontal. Fonte: SILVA, 2020.

O torque de uma turbina eólica de eixo horizontal é produzido devido a força resultante entre os componentes de sustentação e arrasto, quando estão interagindo com o escoamento do vento. A velocidade resultante do vento (V_{res}) é resultado da subtração vetorial entre a velocidade incidente (V_w) com a velocidade tangencial (V_{tan}), equação (15).

$$V_{res} = V_w - V_{tan} \quad (15)$$

Para mensurar o potencial de energia que o vento possui, é necessário partir para a equação da energia cinética. Nota-se que a partir da equação descrita abaixo, a energia cinética é proporcional a velocidade do vento elevado ao quadrado, equação (16):

$$E_c = \frac{m_{ar} * v^2}{2} \quad (16)$$

Onde m_{ar} é massa da parcela de ar, v é a velocidade do vento e E_c é a energia cinética.

Com a energia cinética no decorrer do tempo, podemos encontrar a potência (P_v) disponível pelo vento, equação (17):

$$P_v = \frac{\Delta E_c}{\Delta t} = \frac{M_{ar} * v^2}{2} \quad (17)$$

Onde M_{ar} é o fluxo de massa de ar, Δt é a variação do tempo e P_v é a potência disponível pelo vento.

O fluxo de massa de ar (M_{ar}) pode ser substituído por $\rho A_r v$, assim podemos reescrever a equação de potência disponível pelo vento como, equação (18):

$$P_v = \frac{\rho A_r v^3}{2} \quad (18)$$

Sendo ρ a massa específica do ar (15°C e 1atm, $\rho=1,225\text{kg/m}^3$) e A_r a área da seção transversal de atuação do rotor.

Pela equação exibida acima é possível verificar que a potência máxima disponível pelo vento é igual ao cubo de sua velocidade. Nota-se que para a construção de um parque eólico de forma otimizada, é necessário conhecer detalhadamente o regime de ventos do local de estudo. A figura 26 representa o perfil teórico de variação da potência em relação à velocidade do vento.

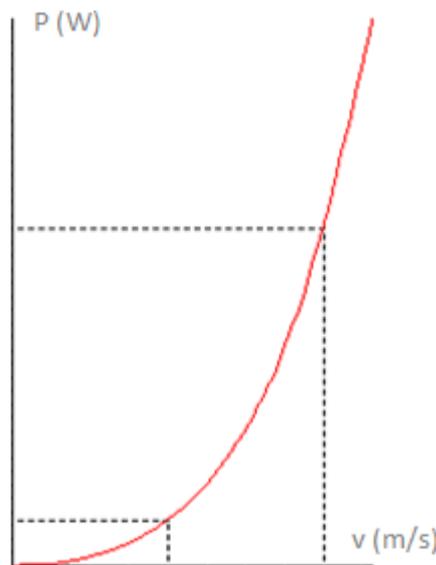


Figura 26 - Relação da potência com a velocidade do vento. Fonte: DO AUTOR, 2021.

Em termos gerais, esse gráfico representa uma situação teórica, visto que, os ventos tendem a oscilar tanto sua intensidade quanto a sua direção. Por esse motivo, é importante se atentar à eficiência que um aerogerador eólico pode ter, pois sua potência também depende da forma como o vento interage com suas pás.

A razão entre a velocidade do vento incidente com a velocidade tangencial da ponta da pá, descreve o *tip speed ratio* ou velocidade de ponta de pá (λ), equação (19):

$$\lambda = \left(\frac{R\omega}{v} \right) \quad (19)$$

Sendo λ a velocidade de ponta de pá, R o raio do rotor, ω a velocidade angular do rotor e v a velocidade do vento.

Em razão desse fato, é introduzido na fórmula da potência do vento um índice denominado coeficiente de potência (C_p), que representa a razão entre a potência disponível pelo vento com a fração da potência extraída a partir das pás de uma turbina, equação (20):

$$C_p = \frac{Pv}{\frac{1}{2}\rho Av^3} \quad (20)$$

A figura 27 apresenta uma correlação entre o C_p com a λ .

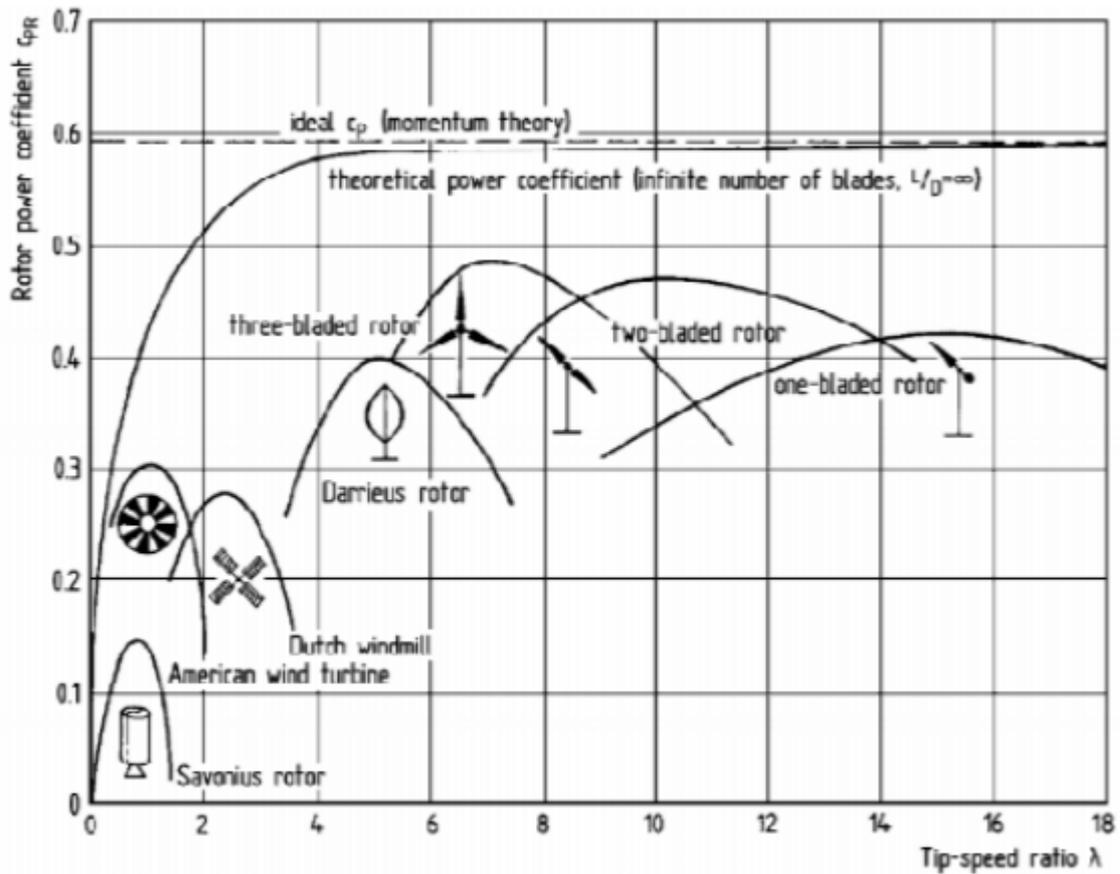


Figura 27 - Correlação entre o coeficiente de potência com a tip speed ratio. Fonte: SILVA,2020.

Logo a potência que um gerador eólico é capaz de aproveitar a partir do vento, pode ser calculado utilizando a equação (21):

$$P = 0,5\rho A_r v^3 C_p \quad (21)$$

No qual C_p é o coeficiente aerodinâmico de potência do rotor (tendo como valor máximo teórico = 0,5926).

O valor máximo do coeficiente aerodinâmico de potência do rotor, também conhecido como limite de Betz, que dificilmente pode ser atingido por uma turbina eólica na prática, por esta razão é conveniente estabelecer um valor empírico aproximado de 0,5 para turbinas de grande porte e entre 0,2 a 0,4 para turbinas de pequeno porte (SILVA, 2013). Substituindo a área da secção transversal A_r por πR^2 , podemos reescrever a equação da potência usando a equação (22):

$$P = 0,5\rho C_p \pi R^2 v^3 \quad (22)$$

Em que R é o raio de atuação do rotor.

3.6.2. Distribuição de Weibull

A distribuição de Weibull foi proposta por Waloddi Weibull em 1951, em suma, ela possui uma diversidade de aplicações. Sendo uma delas para análise das condições do vento voltado ao aproveitamento eólico (GABRIEL FILHO *et al.*, 2011). A distribuição de Weibull para a velocidade do vento é expressa pela equação de densidade de probabilidade descrita pela equação (23):

$$F(V) = \frac{k}{A} \left(\frac{V}{A}\right)^{k-1} e^{-\left(\frac{V}{A}\right)^k} \quad (23)$$

Onde k é o parâmetro de forma da distribuição dos ventos, é adimensional e está inversamente relacionado com a variância (σ^2) da velocidade do vento em torno da média. O parâmetro A é o fator de escala relacionado a velocidade média expresso em m/s, V é o parâmetro temporal (período útil) e $F(V)$ é a função da densidade de probabilidade.

Essa função pode ser reescrita na forma cumulativa de probabilidade, equação (24):

$$F(V) = 1 - e^{-\left(\frac{V}{A}\right)^k} \quad (24)$$

Os parâmetros A e k podem ser determinados pela equação (25):

$$\ln(-\ln(1 - F(V))) = k \ln(A) + k \ln(V) \quad (25)$$

Que pode ser representada pela equação da reta:

$$Y = a + bX \quad (26)$$

Onde, igualando e reescrevendo os termos, temos:

$$Y = \ln(-\ln(1 - F(V))) \quad (27)$$

$$X = \ln(V) \quad (28)$$

$$a = -k \ln(A) \quad (29)$$

$$b = k \quad (30)$$

Desta forma os parâmetros k e A podem ser calculados através dos coeficientes a e b da equação de reta, pelo método dos mínimos quadrados aplicado ao conjunto de dados $X = \ln(V)$ e $Y = \ln(-\ln(1 - F(V)))$ proveniente das variáveis V e $F(V)$. Essas duas variáveis podem ser determinadas a partir de uma série de dados de velocidade do vento observado, distribuída em n intervalos de classe com suas respectivas frequências.

A figura 28 apresenta alguns modelos de comportamento do vento sendo descrito pela distribuição de Weibull. Vale ressaltar que esse método possui uma boa aproximação para a maioria dos regimes estocásticos de vento, contudo é importante salientar que em alguns casos pode haver discrepâncias entre as informações obtidas através da distribuição de Weibull em relação ao que ocorre naturalmente com o sistema de ventos.

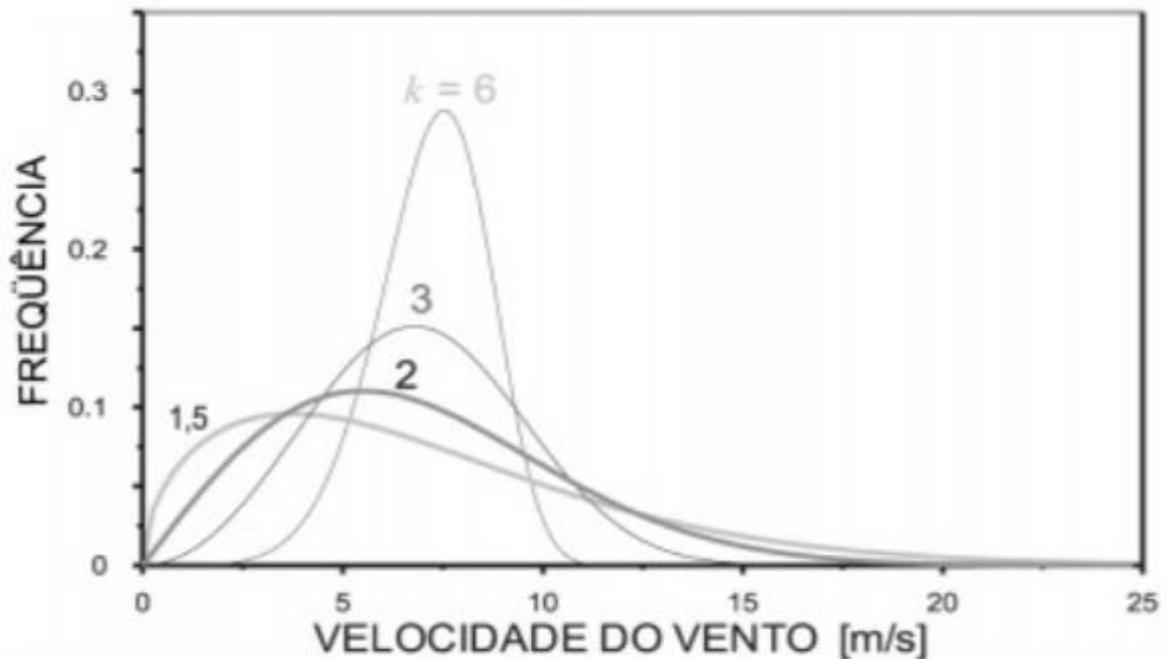


Figura 28 - Frequência relativa da ocorrência de ventos na distribuição de Weibull. Fonte: ATLAS EÓLICO BRASILEIRO, 2001.

3.6.3. Intensidade turbulenta do vento

A intensidade turbulenta do vento representa a razão entre o desvio padrão da velocidade do vento com a média da velocidade do vento. Indica de maneira adimensional a turbulência associada ao escoamento do vento, equação (31).

$$I = \frac{\sigma}{v} \quad (31)$$

Sendo I a intensidade de turbulência do vento, σ o desvio padrão da velocidade do vento e v a velocidade dos ventos.

Segundo a norma ABNT NBR IEC 61400 a intensidade de turbulência ou *turbulence intensity* (I) está dividida em 3 níveis A, B e C. Em ordem decrescente, o nível “A” representa ventos com alta turbulência, nível “B” turbulência moderada e o nível “C” leve turbulência. O grau de turbulência do escoamento é definido a partir da variação estocástica da velocidade do vento levando em consideração três componentes: longitudinal, lateral e vertical.

3.6.4. Energia gerada por uma turbina eólica

O cálculo para estimar a energia gerada por um aerogerador, se baseia na interação entre a curva de potência elétrica de uma turbina eólica com o comportamento da velocidade do vento por um determinado intervalo de tempo, podendo utilizar como base em grande parte dos casos, a distribuição de Weibull para descrever este comportamento do vento para o período

estabelecido. Sendo assim, a potência elétrica média pode ser calculada utilizando a equação (32):

$$\underline{Pe} = \int_0^{\infty} Pe(V)F(V)dV \quad (32)$$

Onde \underline{Pe} é a potência elétrica média, $Pe(V)$ a potência elétrica extraída da curva de potência da turbina e $F(V)$ a função de densidade de probabilidade de Weibull.

Pela a relação entre a potência eólica ($P_v = \frac{\rho A_r v^3}{2}$) com o coeficiente de potência ($C_p = \frac{P_v}{\frac{1}{2}\rho A v^3}$) é possível determinar a curva de potência de um aerogerador ($Pe(V)$):

$$Pe(V) = \frac{1}{2}\rho A \eta v^3 \quad (33)$$

Sendo η a eficiência do gerador.

Dessa forma a potência média gerada pode ser reescrita, equação (34):

$$\underline{Pe} = \frac{1}{2}\rho A \eta \int_0^{\infty} C_p(\lambda)v^3 F(V)dV \quad (34)$$

Abrindo a fórmula da densidade de probabilidade de Weibull, equação (35):

$$\underline{Pe} = \frac{1}{2}\rho A \eta \int_0^{\infty} C_p(\lambda)v^3 \left\{ \frac{k}{A} \left(\frac{V}{A} \right)^{k-1} e^{-\left(\frac{V}{A} \right)^k} \right\} dV \quad (35)$$

Multiplicando a equação \underline{Pe} pelo número de horas existente em um ano, determinamos a energia gerada por uma turbina (EG):

$$EG = \underline{Pe} \times 8760 \quad (36)$$

3.6.5. Curva de potência da turbina eólica

O funcionamento de uma turbina eólica pode ser descrito graficamente a partir de sua curva de potência (figura 29). A grande maioria dos aerogeradores apresentam as mesmas características operacionais quando analisados através de sua curva de potência, podendo variar apenas o momento de transição entre uma fase e outra, que é determinada a partir da velocidade do vento. Nesses casos, o gráfico característico da curva de potência de uma turbina eólica pode ser dividido em quatro regiões:

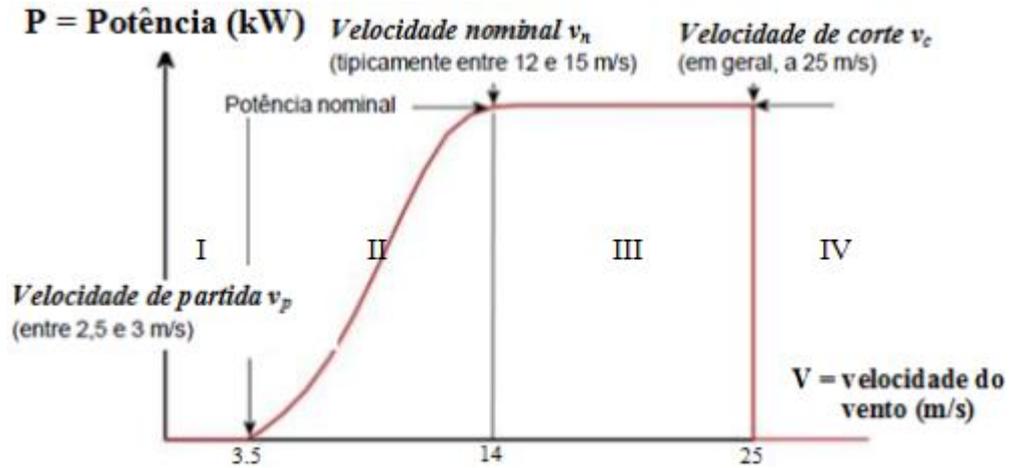


Figura 29 - Forma típica da curva de potência de um aerogerador. Fonte: Adaptado PESSANHA et al., 2010.

- I. Na primeira região a potência gerada é nula, pois a velocidade do vento não tem força suficiente para acionar as turbinas;
- II. Na segunda região a velocidade do vento ultrapassa a velocidade de partida. Logo, as turbinas entram em funcionamento, toda potência gerada pelo vento é aproveitada. Contudo, a velocidade do vento não é suficiente para ultrapassar a velocidade nominal;
- III. Já na região três, também conhecida como região de limitação, a velocidade do vento ultrapassa a velocidade nominal, como consequência, a turbina atinge sua máxima eficiência, porém a potência gerada permanece constante independente do aumento da velocidade do vento;
- IV. Por fim, a região quatro, conhecida como zona de desligamento da turbina, é o local onde a turbina pode operar até atingir o ponto de máxima velocidade do vento. Sendo assim, ventos com velocidades superiores a velocidade máxima, induz o desligamento automático da turbina.

4. METODOLOGIA

O seguinte trabalho pretende avaliar a viabilidade para implementar turbinas eólicas de pequeno porte com o intuito de suprir as necessidades energéticas do Observatório do Pico dos Dias (OPD). Para realizar tal tarefa, houve a necessidade em compreender como se comporta o escoamento do vento sobre a região.

Como primeiro passo, os dados registrados por uma estação meteorológica automática disposta no local referentes ao escoamento dos ventos, temperatura, umidade relativa e pressão atmosférica foram avaliados. Acredita-se que devido a complexidade orográfica do Pico dos Dias somado a influência das outras variáveis meteorológicas analisadas, o escoamento do vento seja perturbado e conseqüentemente tenha turbulência associada.

Na tentativa de identificar possíveis características que poderiam influenciar no aproveitamento eólico, ensaios em túnel de vento foram realizados para compreender esses temas. O túnel de vento também foi utilizado para verificar a existência da velocidade incremental no escoamento do vento sobre o cume da montanha.

Após realizar o estudo da atuação do vento sobre o Pico dos Dias, a seguinte etapa era avaliar a viabilidade econômica do projeto. Então foi preciso verificar se o uso de aerogeradores de pequeno porte como alternativa para reduzir a conta de energia, é um empreendimento economicamente viável para o Laboratório Nacional de Astrofísica (LNA).

4.1. Descrição do local de estudo

Como já foi mencionado anteriormente, o Observatório do Pico dos Dias (OPD) está localizado ao sul de Minas Gerais, entre os municípios de Brazópolis e Piranguçu (figura 30). Situado na latitude $-22^{\circ} 32' 04''$ e longitude $-45^{\circ} 34' 57''$. O acesso ao OPD se faz por uma estrada de terra de aproximadamente 12 km partindo da MG295. Distante de Itajubá em 37 km, São Paulo em 250 km e Rio de Janeiro em 300 km. Está 1864 m acima do nível médio do mar e aproximadamente 800 m acima da altura média da região. Nota-se que o Observatório está localizado em uma região montanhosa com características orográficas complexas.



Figura 30 - Localização do Observatório do Pico dos Dias. Fonte: LNA, 2020.

4.2. Orografia do Pico dos Dias

Entender a influência da orografia do Pico dos Dias é essencial para o andamento deste trabalho, pois suas irregularidades morfológicas podem ou não influenciar de forma negativa o escoamento do vento destinado a geração de energia elétrica para o OPD. A princípio espera-se que a turbulência esteja presente no escoamento do vento próximo à superfície. Logo foi necessário averiguar se a turbulência é intensa e se ela permanece presente em outros níveis acima da superfície.

A infraestrutura que deve ser mobilizada para viabilizar este projeto é outro fator importante que teve que ser considerado. Como o OPD está localizado em uma região montanhosa, ficaria inviável transportar cargas contendo grandes estruturas sobre o caminho sinuoso até o Observatório, que está localizado no cume do Pico dos Dias. Por esta razão, foi mais interessante considerar utilizar turbinas de pequeno porte no OPD.

Para averiguar a possibilidade de a complexidade do terreno interferir de forma negativa na geração de energia eólica, realizou-se uma busca no banco de dados da plataforma do

Topodata, considerada uma das principais organizações fornecedoras de informações referentes ao relevo brasileiro. Ao realizar o download dos dados referentes às informações orográficas da região do Pico dos Dias no site do Topodata de forma gratuita, o arquivo baixado, foi manipulado através do software Global Mapper®. A figura 31 ilustra o formato do relevo do Pico dos Dias bidimensionalmente, sendo um dos resultados extraídos a partir do software.

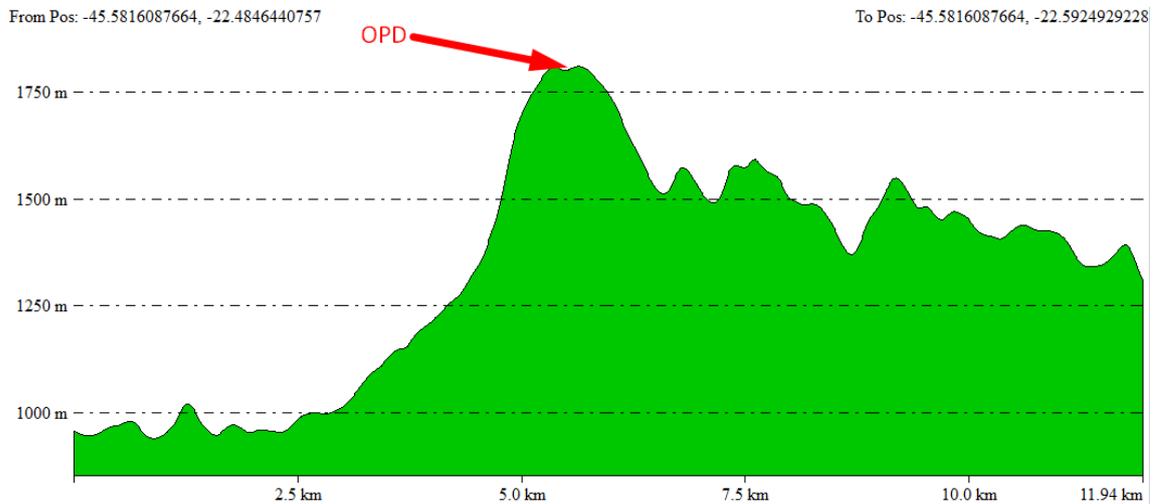


Figura 31 - Seção do perfil vertical do relevo. Fonte: DO AUTOR, 2021.

O Global Mapper® também permitiu elaborar um Modelo Digital de Elevação (MDE), que representasse a orografia da região do Pico dos Dias em 3D (figura 32).

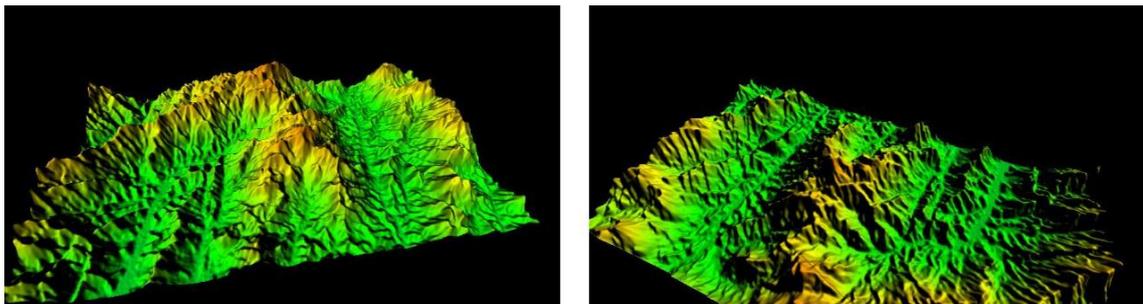


Figura 32 - Modelo digital de elevação do terreno do Pico dos Dias. Fonte: DO AUTOR, 2021.

A partir de manipulações realizadas nos dados do Topodata pelo Global Mapper®, foi criado um novo arquivo contendo as informações morfológicas da área de estudo. Esse arquivo foi exportado para um software de impressão 3D, onde foram realizadas correções e ajuste de escala para viabilizar a impressão deste arquivo. A figura 33 apresenta o resultado desse trabalho.

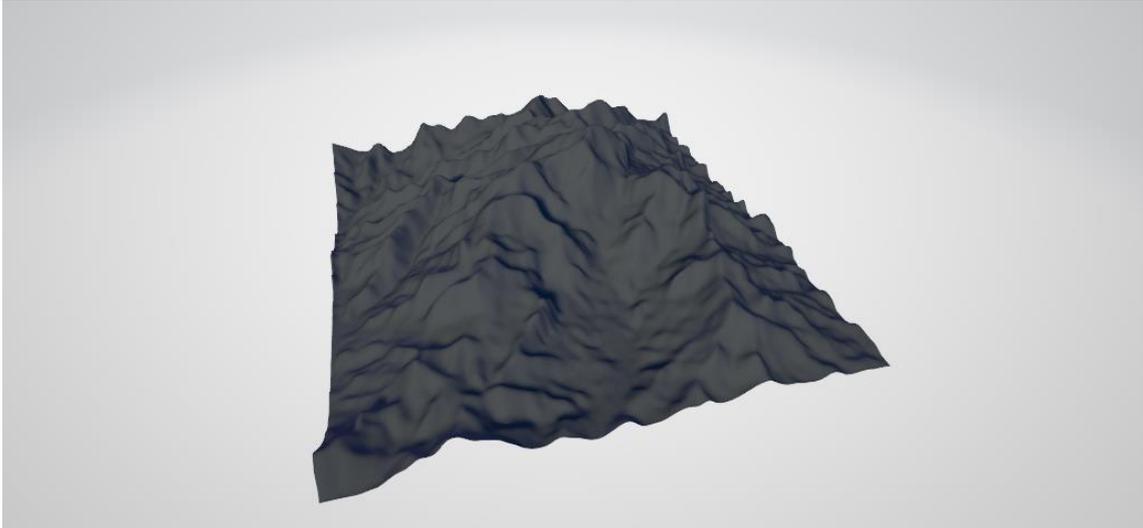


Figura 33 - Representação do MDE usado para a impressão em 3D. Fonte: DO AUTOR, 2020.

Com o apoio do Dr. Bruno Castilho, dos Técnicos Ronaldo Vasconcelos e José Francisco de Oliveira, ambos membros da equipe de pesquisa e engenharia do Laboratório Nacional de Astrofísica (LNA). Utilizaram o arquivo como molde para imprimir o Modelo Reduzido (MR) do Pico dos Dias em uma impressora 3D. O resultado pode ser visualizado a partir da figura 34.



Figura 34 - Modelo reduzido. Fonte: DO AUTOR, 2020.

O intuito de se construir um MR, consistia em compreender a interação entre o relevo com o escoamento do vento que passa sobre a região do Pico dos Dias. Para tal estudo, o Modelo Reduzido foi introduzido dentro de um túnel de vento localizado no Laboratório de Instrumentação Meteorológica da Universidade Federal de Itajubá. O experimento teve a intenção de simular as principais influências que o relevo exerce sobre o fluxo de vento, averiguando o comportamento turbulento do escoamento próximo à superfície e a ação da velocidade incremental sobre o cume da montanha, para compreender como esses fenômenos podem interferir na geração de energia eólica.

4.3. Série de dados de vento do Pico dos Dias

O Observatório do Pico dos Dias possui uma estação meteorológica que monitora as condições do tempo há mais de vinte anos, ela está acoplada no alto da estrutura do maior

telescópio do OPD, o Perkin-Elmer, aproximadamente a 12 metros do solo. O principal objetivo em monitorar as variáveis meteorológicas está diretamente relacionado à operação dos telescópios. Principalmente a temperatura do ponto de orvalho, que indica quando a água pode condensar, sendo este um momento crítico, pois pode comprometer a integridade dos telescópios impedindo-os de operar.

Embora o principal motivo para ter uma estação meteorológica no OPD seja por conta dos telescópios, a estação também monitora outras variáveis meteorológicas bem como a velocidade, direção do vento, temperatura, umidade relativa e pressão atmosférica. Para este estudo foi crucial utilizar esses dados para analisar o comportamento do vento sobre a região.

O Laboratório Nacional de Astrofísica disponibilizou uma série de dados meteorológicos, que vão desde 2006 até 2018 registrados a cada cinco minutos. Dentro desse banco de dados as variáveis, temperatura, umidade, velocidade e direção do vento foram armazenadas.

Utilizando o software Windographer®, uma plataforma especializada em analisar variáveis meteorológicas para o diagnóstico eólico. Foi possível extrair informações pertinentes usando os dados da estação meteorológica presente no OPD, para entender como as condições de vento sobre essa região podem contribuir para a geração de energia no local.

A partir do mesmo programa, também foram levantados os histogramas de frequências da variável vento. Estes resultados foram importantes para assimilar como o vento se comporta na região, posteriormente, essas informações também foram empregadas na simulação do escoamento do ar sobre a região do Pico dos Dias, realizando ensaios em um túnel de vento.

4.4. Descrição do ensaio em túnel de vento

O túnel de vento que foi utilizado para realizar os ensaios da variação vertical da velocidade do vento, está instalado dentro do Laboratório de Instrumentação Meteorológica da Universidade Federal de Itajubá. Ele é composto por:

- 1) Um painel de controle responsável por ajustar a rotação que o motor deve trabalhar (em rotações por minuto - rpm);
- 2) Por um ventilador que induz os fluxos de ar pela tubulação de entrada;
- 3) Uma tubulação de entrada, onde é possível realizar uma perturbação no escoamento, aumentando ou diminuindo sua turbulência;
- 4) Uma câmara de experimentos, local com aproximadamente 1 m³ onde são realizados os testes;

5) Por uma tubulação de saída por onde o fluxo de ar escoava para fora do túnel.

A figura 35 apresenta cada componente do túnel de vento utilizado para realizar este estudo.

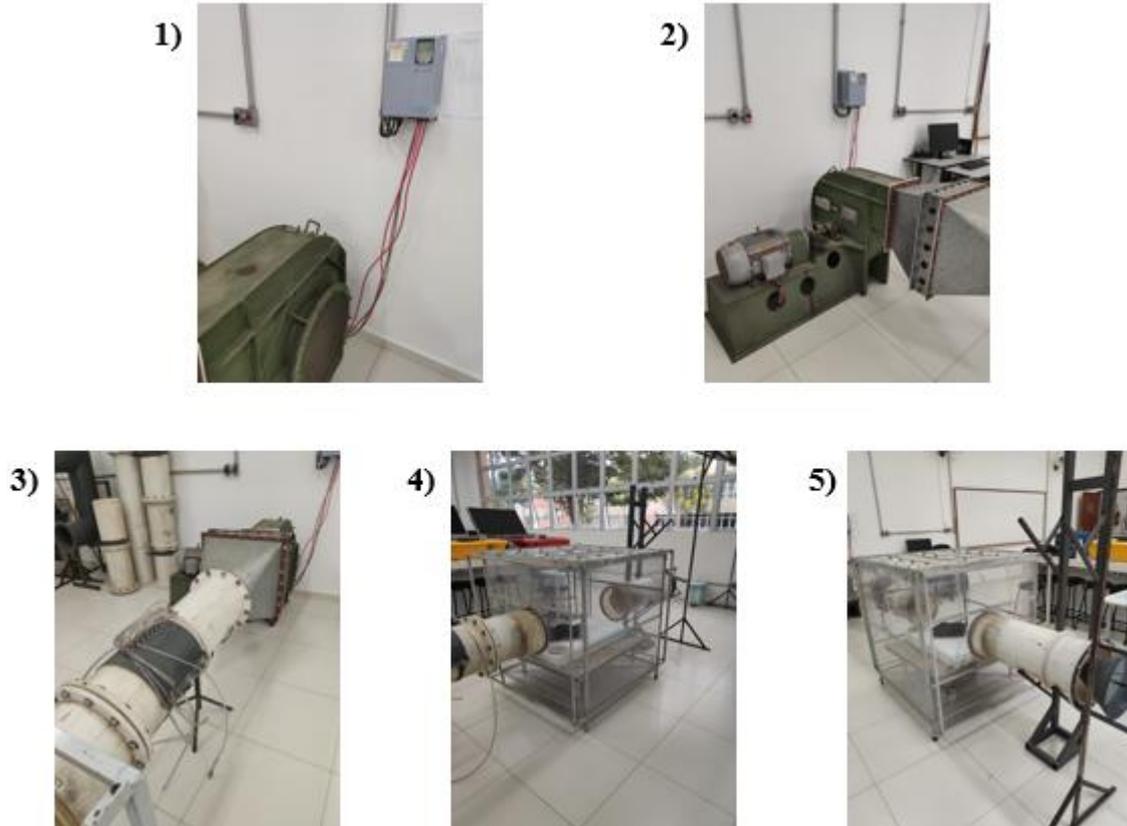


Figura 35 - Túnel de vento do Laboratório de Instrumentação Meteorológica da Universidade federal de Itajubá: (1) painel de controle, (2) ventilador, (3) tubulação de entrada, (4) câmara de experimentos e (5) tubulação de saída. Fonte: DO AUTOR 2021.

O experimento para compreender como o escoamento do vento se comporta sobre o Pico dos Dias foi realizado em várias etapas. Na primeira etapa, o ventilador foi colocado para trabalhar em diferentes rotações pré-determinadas pelo painel de controle. Conseqüentemente, para cada “rotação por segundo - rps” em que o ventilador trabalhava, o fluxo de ar incidente dentro da câmara de experimentos apresentava uma velocidade diferente, a qual era medida a partir de um anemômetro de fio quente. A figura 36 demonstra o comportamento da velocidade do vento em relação ao “rps” do ventilador.

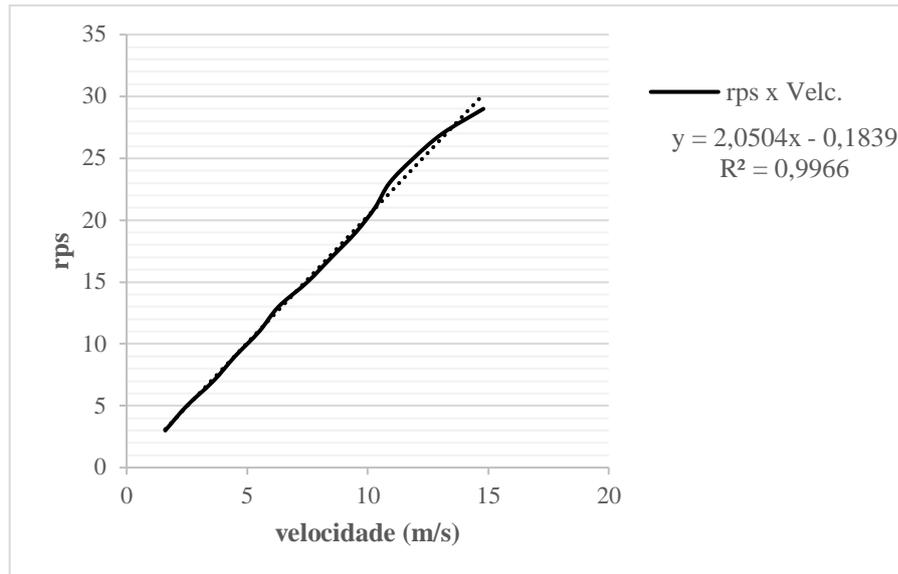


Figura 36 - Ventilador rpm x Velocidade do vento. Fonte: DO AUTOR, 2021.

A partir da relação entre o trabalho do ventilador e a velocidade do vento dentro da câmara de experimentos, foi possível determinar uma equação empírica que estabelece esta relação para este túnel de vento:

$$v = \frac{(rps + 0,1839)}{2,0504} \quad (37)$$

Sendo v a velocidade do vento e o rps o número de rotações por segundo que o motor irá trabalhar.

Concluído esta etapa, o próximo passo foi determinar o grau de turbulência no fluxo de ar através de aletas inseridas dentro da tubulação de entrada. Para este experimento, foi determinado que as aletas ficassem semiabertas dentro da tubulação, de forma a produzir uma baixa turbulência no escoamento. O motivo para adotar essa medida, foi para tentar simular as condições naturais do vento ao entrar dentro da câmara de experimentos.

Na câmara de experimentos, o MR foi posicionado de acordo com a orientação predominante de incidência do vento, essa informação foi extraída através das análises feitas nos dados da estação meteorológica. A figura 37 ilustra como o MR foi posicionado dentro da câmara de experimentos do túnel de vento.



Figura 37 - MR na câmara de experimentos. Fonte: DO AUTOR, 2021.

Com o MR devidamente posicionado dentro da câmara de experimentos, o próximo passo foi estabelecer a velocidade do vento dentro da câmara. Neste caso, optou-se por realizar o experimento em duas velocidades diferentes, a 3 m/s e a 10 m/s. Essas velocidades foram determinadas a partir da equação 37, que relaciona a velocidade do escoamento com a rotação do ventilador, que por sua vez, teve que operar a 6 rps e a 20,6 rps respectivamente.

Estabelecida as velocidades do fluxo de ar e a posição do MR dentro da câmara de experimentos, um anemômetro de fio quente foi utilizado para registrar o perfil vertical da velocidade do vento em três posições distintas: a barlavento, no cume e a sotavento do Modelo Reduzido. A figura 38 apresenta o instrumento utilizado para realizar essas medições.



Figura 38 - Anemômetro de fio quente. Fonte: DO AUTOR, 2021.

O anemômetro de fio quente registrou a velocidade do fluxo de ar em dez pontos diferentes para as três posições definidas: barlavento, cume e sotavento do Modelo Reduzido. A tabela 2 exibe as alturas pré-determinadas onde o anemômetro de fio quente aferiu a velocidade do vento.

Tabela 2 - Alturas de medição da velocidade do vento no Modelo Reduzido correspondente a real altura acima da superfície do Pico dos Dias

Nº de medições	Altura acima da superfície do MR (cm)	Altura acima da superfície do Pico dos Dias (m)
1	0	0
2	0,1	8
3	0,5	40
4	1	80

5	1,5	120
6	2	160
7	3	240
8	5	400
9	7	560
10	10	800

Fonte: DO AUTOR, 2021.

Após o escoamento do vento interagir com o Modelo Reduzido dentro da câmara de experimentos, o fluxo de ar é direcionado para a tubulação de saída. A figura 39 apresenta o esquema ilustrativo de como foi realizado o experimento no túnel de vento.

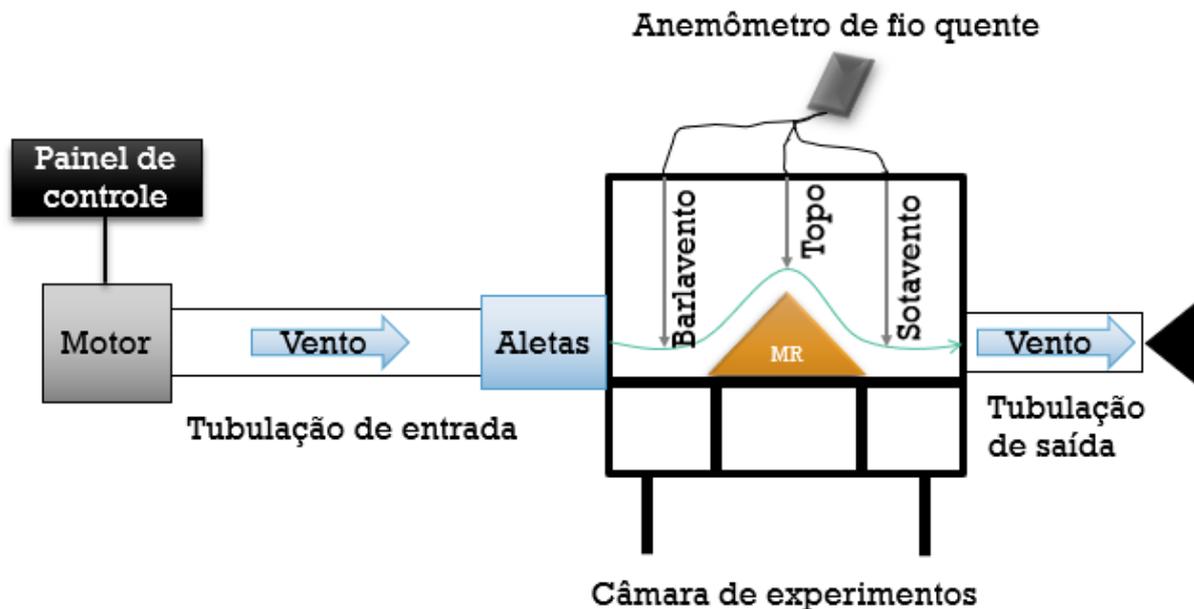


Figura 39 - Representação do ensaio em túnel de vento. Fonte: DO AUTOR, 2021.

Pelo fato de a câmara de experimentos ser completamente fechada em todos os lados, supõe-se que o escoamento do vento também seja influenciado em função de sua interação com o teto e com as bordas laterais. Devido a essa suspeita, o experimento foi realizado novamente, porém as bordas laterais e o teto da câmara de experimento foram retirados.

O objetivo para adotar essa medida é para tentar aproximar as condições do túnel em relação a atmosfera, a qual, não existe um teto e nem limite lateral. Então a ideia de realizar novamente o ensaio no túnel de vento com a câmara de experimento aberta na parte superior e nas partes laterais, teoricamente pode apresentar resultados mais fidedignos à realidade.

Diferente do comportamento da velocidade do vento em relação ao “rps” do ventilador com a câmara de experimentos fechada, o novo ensaio sem as bordas laterais e o teto,

produziram uma nova relação entre a rotação do ventilador e a velocidade do fluxo de ar. A figura 40 apresenta essa nova relação entre a velocidade do vento e o “rps” produzido pelo ventilador.

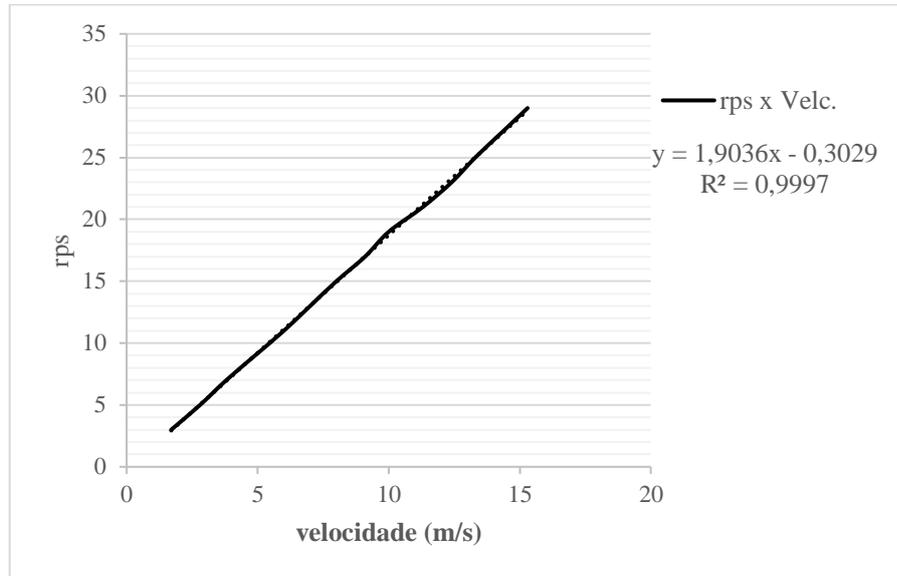


Figura 40 - Ventilador rps x Velocidade do vento (sem teto e bordas laterais). Fonte: DO AUTOR, 2021.

Conseqüentemente, os termos da equação que estabelece a relação entre o trabalho do ventilador (rps) com a velocidade do vento dentro da câmara de experimentos para esse tipo de túnel de vento também foram alterados:

$$v = \frac{(rps + 0,3029)}{1,9036} \quad (38)$$

Para manter um padrão entre os experimentos, durante esse novo ensaio, o ventilador do túnel de vento operou a 5,5 rps e a 19 rps para produzir ventos com velocidade de 3 m/s e 10 m/s respectivamente. A partir desse ponto, o ensaio foi conduzido da mesma forma que o teste anterior.

4.5. Análise econômica do projeto

O principal propósito em realizar uma análise financeira durante este estudo, é minimizar os custos gastos com energia elétrica. Desta forma, um diagnóstico de viabilidade econômica do projeto é fundamental para compreender se existem vantagens em utilizar turbinas eólicas de pequeno porte no Observatório do Pico dos Dias.

Inicialmente foi necessário escolher as turbinas eólicas de pequeno porte com a capacidade de operar sobre as condições do vento na região do Pico dos Dias. As circunstâncias

analisadas para escolher os modelos de aerogeradores, basearam-se na velocidade do escoamento e na turbulência do vento próximo à superfície.

A partir desse ponto, foi crucial realizar um levantamento referente às despesas com energia. Para tal situação, o Dr. Douglas Vaz, também servidor do LNA, disponibilizou uma cópia da conta de energia que foi paga à distribuidora de energia elétrica CEMIG (Companhia Energética de Minas Gerais).

Com base neste documento (figura 41), as modalidades tarifárias as quais o OPD se enquadra são a Verde A4 e a Convencional B3. Isto significa que o Observatório é um cliente que está integrado tanto no consumo de carga pesada, onde a demanda média de energia está entre 2,3 KV a 25 KV quanto no consumo de baixa tensão.

CEMIG
 Cemig Distribuição S.A. CNPJ 08.981.180/0001-16 / Insc. Estadual 062.322136/0087
 Av. Barbacena, 1.219, 23º andar, parte I, Bairro Santo Agostinho, Belo Horizonte, Minas Gerais, CEP 30190-131

LAB NACIONAL ASTROFISICA
 MORRO DOS DIAS 1 CO
 AREA RURAL
 37530-000 BRAZOPOLIS, MG
 CNPJ

Acesse o Cemig Atende
www.cemigatende.com.br
 Fale com a Cemig 116 | Cemig Torpedo 29810

Tarifa Social de Energia Elétrica - TSEE foi criada pela Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002

Nº DO CLIENTE		Nº DA INSTALAÇÃO	
Referente a	Vencimento	Valor a pagar (R\$)	
JUN/2020	17/07/2020		

NOTA FISCAL - CONTA DE ENERGIA ELÉTRICA - SÉRIEU - Nº

Classe	Subclasse	Modalidade Tarifária	Datas de Leitura			Data de Emissão
Poder Público	Poder Público Federal	TIS Verde A4	ANTERIOR	ATUAL	PRÓXIMA	15/06/2020
			15/05	15/06	15/07	

- PTA Nº

Figura 41 - Ilustração da conta de energia do OPD. Fonte: DO AUTOR, 2021.

Após identificar qual é a modalidade em que o OPD está enquadrado, a etapa seguinte consistiu em determinar o valor médio do kWh juntamente as demais tarifas e impostos cobrados em cima da energia elétrica. Para tal propósito, recorreu-se à conta de energia mais uma vez para verificar tais valores cobrados.

De acordo com os valores cobrados pela companhia de energia para distribuir cada kWh (energia) para o Observatório do Pico dos Dias, foi calculado a produção média em kWh/ano de cada turbina eólica de pequeno porte pré-selecionada, baseando-se no potencial apresentados por elas e pelo escoamento do vento sobre a região para a produção de energia. Esses cálculos foram realizados utilizando o software Windographer®.

Determinada a produção média em kWh/ano dos aerogeradores de pequeno porte, o próximo passo foi calcular a viabilidade econômica do projeto, para isso, foram considerados: o valor presente líquido, retorno do investimento (*payback*), taxa interna de retorno, taxa de lucratividade e o custo total de capital (*WACC*).

4.5.1. Valor presente líquido (VPL)

O VPL é determinado pela diferença entre o valor presente dos benefícios líquidos em caixa com o valor presente do investimento, ou melhor dizendo, é o saldo entre a diferença dos benefícios gerados pelo projeto e suas despesas (ASSAF NETO, 2003). A seguinte equação expressa o cálculo do VPL:

$$VPL = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{Fc_t}{(1+r)^t}$$

Sendo I_0 o investimento inicial, Fc_t o fluxo de caixa em t períodos, r a taxa de desconto, t o período de análise, n o fluxo de caixa.

O resultado do VPL apresenta três resultados distintos:

- I. VPL>0: significa que o projeto é viável do ponto de vista financeiro, pois o caixa acumulado do projeto é maior que o valor investido;
- II. VPL=0: significa que o projeto ainda é viável do ponto de vista financeiro, porém o fluxo de caixa é igual ao valor investido;
- III. VPL<0: significa que o projeto não é viável financeiramente, logo, o valor investido é maior que o fluxo de caixa acumulado.

4.5.2. Taxa interna de retorno (TIR)

A TIR também é um índice que indica a rentabilidade de um projeto: TIR maior ou igual a taxa mínima de atratividade (TMA), indica que o projeto é economicamente viável, caso contrário, o empreendimento não é viável.

4.5.3. Taxa de lucratividade

A taxa de lucratividade nada mais é que a somatório do valor presente (VP) de todos os fluxos de caixa futuros dividido pelo investimento inicial (I_0). Quando o resultado for maior ou igual a um, o projeto é economicamente viável, caso contrário, o empreendimento não é viável.

4.5.4. Tempo de retorno do investimento (*payback*)

Como o próprio nome já enuncia, é o tempo necessário para o retorno do capital investido. Ou seja, é o número de anos mínimo para que o rendimento acumulado do projeto seja igual ao investimento inicial. O sistema de *payback* pode ser feito de duas maneiras:

- I. *payback* simples: não se considera o efeito do tempo sobre o capital, conseqüentemente, este método apresenta um equacionamento simplificado.
- II. *payback* descontado: ao contrário do *payback* simples, esse método leva em consideração o impacto que o tempo tem sobre o dinheiro, pois leva em conta a inflação. Logo, apresenta um resultado mais fiel à realidade.

4.5.5. Custo total de capital (WACC)

O *Weighted Average Cost of Capital (WACC)*, pode ser definido como a participação ponderada no total de capital investido pelos custos de cada fonte de financiamento, com o objetivo de detectar oportunidades de ganhos para os investidores. Essa taxa não é linear e sim fundamentada a partir de informações de mercado, por esse motivo, o seu resultado pode variar. Para determinar o *WACC* usa-se a seguinte expressão:

$$WACC = (K_e \times WPL) + (K_i \times WD)$$

Onde K_e é o custo de capital próprio, K_i custo do capital de terceiros, WPL e WD a participação do capital próprio e da dívida na estrutura de capital.

5. RESULTADOS

5.1. Direção predominante do vento

O software Windographer® foi utilizado para analisar os dados de vento da estação meteorológica instalada no Observatório do Pico dos Dias. Para determinar a direção predominante dos ventos sobre o OPD, uma rosa dos ventos foi elaborada a partir de todos os registros de direção do vento contidos no banco de dados meteorológicos (figura 42).

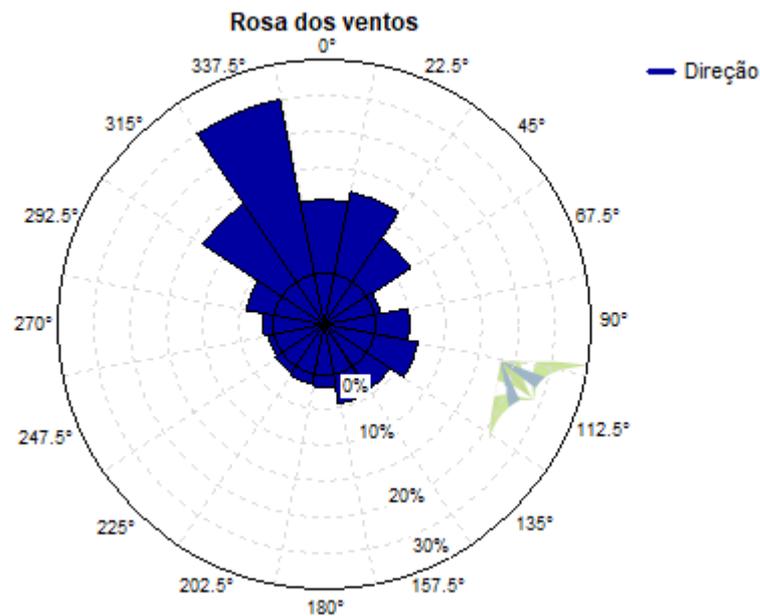


Figura 42 - Rosa dos ventos para a região do Pico dos Dias. Fonte: DO AUTOR, 2021.

Conforme apresentado na figura 42, cerca de 40% dos ventos vêm do Noroeste (337,5°, 315° e 292,5°). Quando também é considerada a ocorrência de ventos provenientes do Norte (0°), a incidência do fluxo de ar proveniente dessas duas regiões somadas ultrapassa a marca de 50% dos casos analisados. A tabela 3 apresenta um resumo do número de ocorrências de vento em cada direção sobre o OPD, que comprova justamente o que já foi mencionado.

Tabela 3 - Frequência das direções do vento

Dir. Vento (°)	Contagem de Dir. vento (°)	Freq. (%)
0	83580	11%
22,5	94492	12%
45	58003	7%
67,5	7279	1%

90	38636	5%
112,5	48627	6%
135	31763	4%
157,5	34839	4%
180	15044	2%
202,5	11438	1%
225	9577	1%
247,5	7936	1%
270	12406	2%
292,5	33067	4%
315	104225	13%
337,5	197259	25%
Total Geral	788171	100%

Fonte: DO AUTOR, 2021.

Para averiguar se a direção varia sazonalmente, a escala temporal foi alterada. Como consequência, foram criadas rosas dos ventos para cada mês e para cada horário respectivamente (figuras 43 e 44).

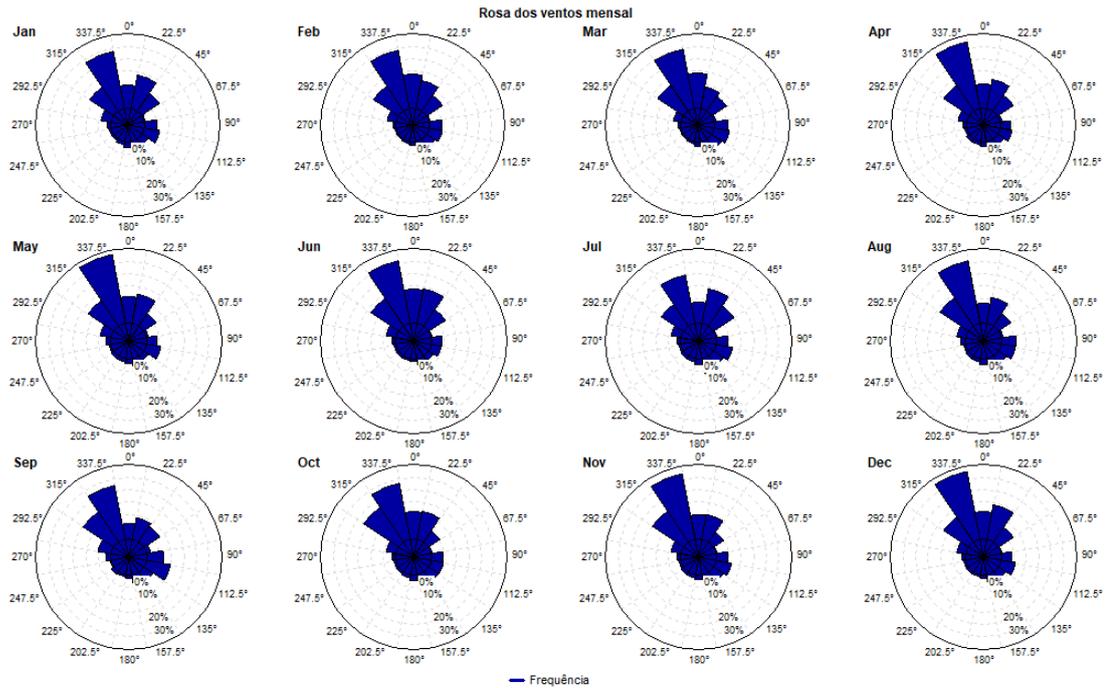


Figura 43 - Rosa dos ventos para cada mês. Fonte: DO AUTOR, 2021.

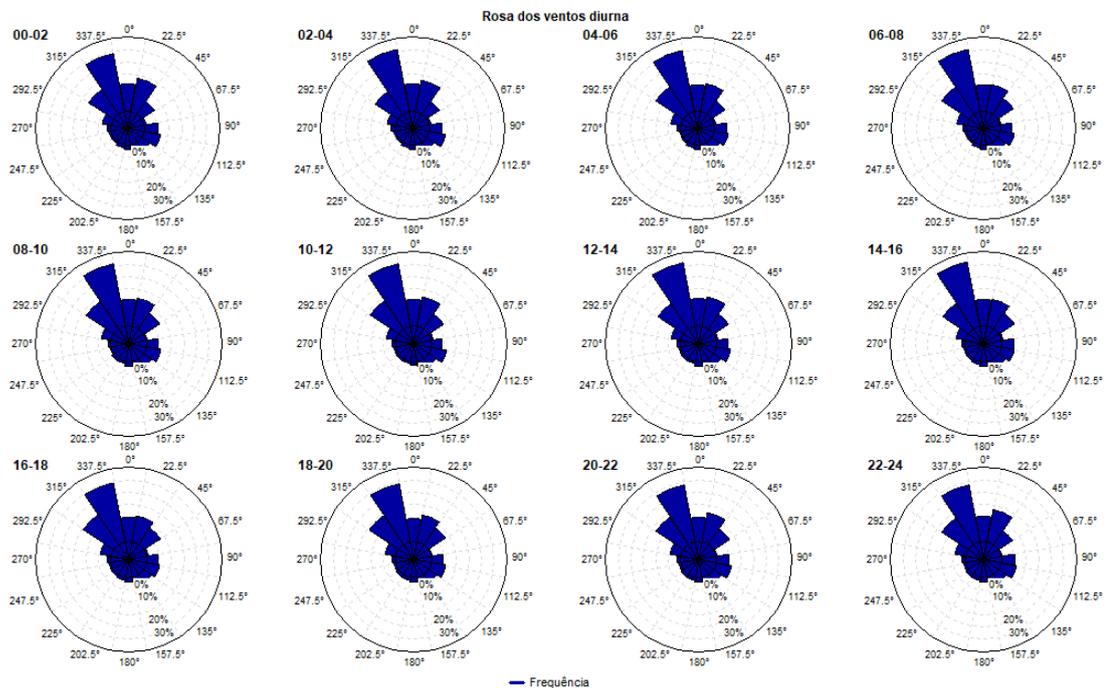


Figura 44 - Rosa dos ventos para o período diurno. Fonte: DO AUTOR, 2021.

Nota-se que entre os resultados existem pequenas diferenças quanto a variação da direção predominante do vento, mas ainda assim, o sentido prevalecente do fluxo de ar que incide sobre Pico dos Dias permanece sendo de Noroeste.

A informação sobre os ventos vindos do Noroeste serem mais influentes na região do Pico dos Dias, serviu como subsídio para realizar os ensaios em túnel de vento. Porque a partir dessa consideração, o MR foi posicionado dentro da câmara de experimentos baseado na porção do Pico do Dias que mais sente a influência dos ventos.

5.2. Variação temporal da velocidade do vento, temperatura, umidade relativa e pressão atmosférica

Embora o estudo das características do escoamento do vento seja essencial para o aproveitamento eólico, quando se analisam outras variáveis meteorológicas em conjunto com a velocidade do vento, cria-se a possibilidade para se aprofundar mais no assunto. Porque as variáveis meteorológicas não agem de forma separada, mas sim de forma conjunta, influenciando de maneira direta e/ou indireta umas às outras.

Dito isso, o perfil anual da velocidade do vento, temperatura, umidade relativa e pressão atmosférica podem ser visualizados a partir da figura 45 e 46 respectivamente.

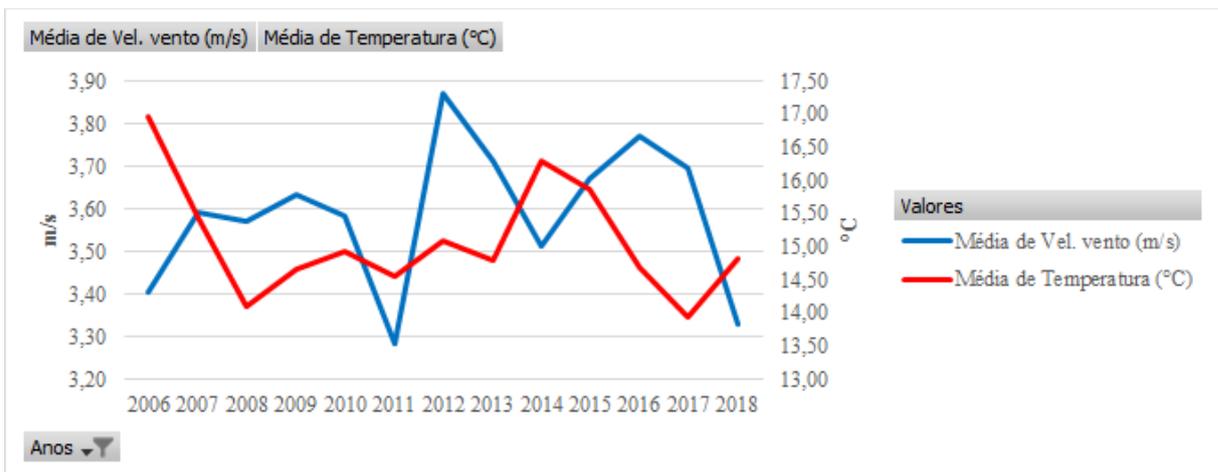


Figura 45 - Perfil anual do comportamento médio da velocidade do vento e da temperatura sobre o Pico dos Dias. Fonte: DO AUTOR, 2021.

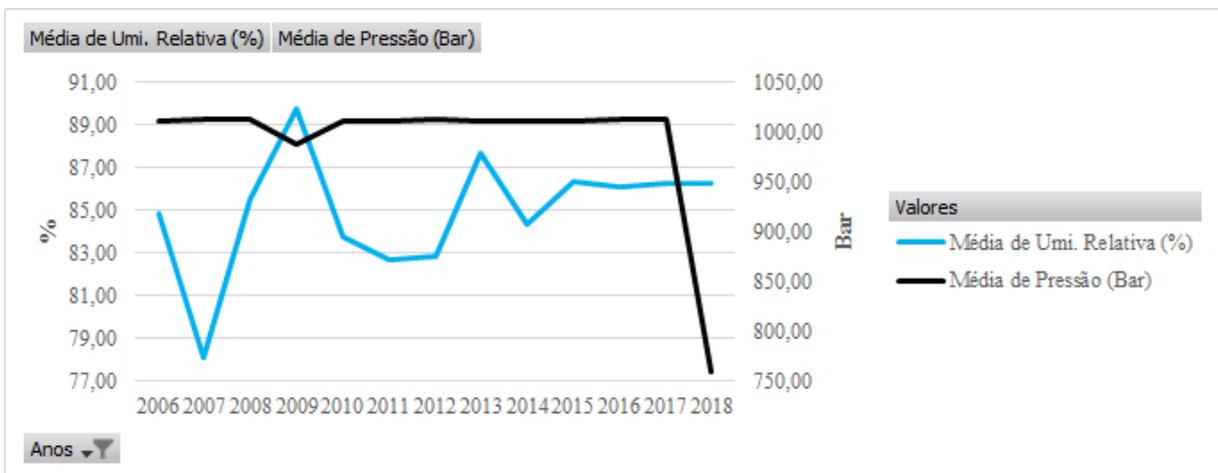


Figura 46 - Perfil anual do comportamento médio da umidade relativa e da pressão atmosférica sobre o Pico dos Dias. Fonte: DO AUTOR, 2021.

Ao verificar os gráficos apresentados pelas figuras 45 e 46, a média da velocidade do vento entre os anos varia entre 3,1 m/s a 3,9 m/s. No ano de 2012, a velocidade do vento atingiu a maior média, aproximadamente 3,9 m/s. A temperatura média nesse mesmo ano foi de 15 °C, a umidade relativa 83% e a pressão atmosférica em 1010 Bar ou aproximadamente 996,8 atm.

Em 2011 a velocidade média do vento apresentou o menor resultado de todo o período analisado, próximo de 3,3 m/s. Durante esse mesmo ano, a temperatura registrou uma média de 14,5 °C, umidade relativa de 82,5% e pressão atmosférica também de 1010 Bar ou 986,92 atm.

De acordo com os gráficos (figuras 45 e 46), ao que tudo indica, o comportamento médio da velocidade do vento ao longo dos anos analisados, parece não ser influenciado devido a variação das outras variáveis meteorológicas. Contudo é necessário averiguar com mais detalhes para compreender essa situação. A tabela 4 apresenta os valores médios das variáveis meteorológicas em questão.

Tabela 4 - Série anual da média das variáveis meteorológicas

Ano	Média de Vel. vento (m/s)	Média de Temperatura (°C)	Média de Umi. Relativa (%)	Média de Pressão (Bar)
2006	3,40	16,97	84,85	1009,96
2007	3,59	15,43	78,08	1012,98
2008	3,57	14,11	85,47	1012,11
2009	3,63	14,65	89,73	987,52
2010	3,58	14,93	83,78	1011,14
2011	3,28	14,55	82,68	1010,94
2012	3,87	15,09	82,81	1011,70
2013	3,71	14,80	87,67	1011,20
2014	3,51	16,29	84,36	1010,51
2015	3,67	15,86	86,35	1011,55
2016	3,77	14,70	86,13	1011,71
2017	3,70	13,93	86,24	1012,97
2018	3,33	14,82	86,27	759,09

Total Geral	3,61	14,94	84,99	986,57
--------------------	-------------	--------------	--------------	---------------

Fonte: DO AUTOR, 2021.

Pela tabela 4 é possível verificar que a variação interanual das variáveis meteorológicas não é tão acentuada, com exceção da pressão atmosférica. No ano de 2018, essa variável apresentou um valor médio relativamente baixo comparado aos anos anteriores, acredita-se que esse fato tenha ocorrido devido à ausência de dados em certos períodos que foram analisados.

Com a finalidade de verificar condições favoráveis ao aproveitamento eólico. As figuras 47 e 48 exibem os perfis mensais da velocidade do vento, temperatura, umidade relativa e pressão atmosférica.

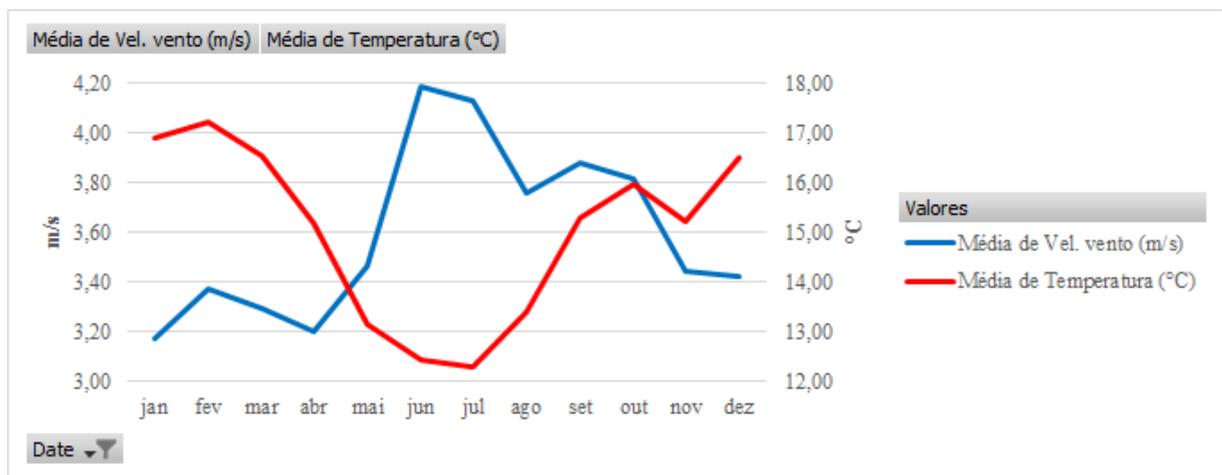


Figura 47 - Perfil mensal do comportamento médio da velocidade do vento e da temperatura sobre o Pico dos Dias. Fonte: DO AUTOR, 2021.

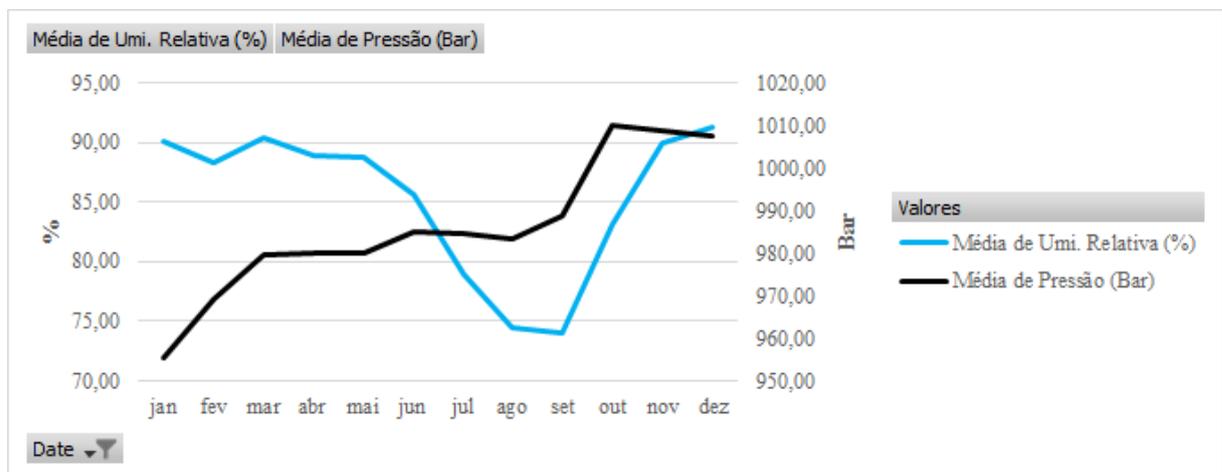


Figura 48 - Perfil mensal do comportamento médio da umidade relativa e da pressão atmosférica sobre o Pico dos Dias. Fonte: DO AUTOR, 2021.

Analisando as figuras 47 e 48, é perceptível um comportamento inversamente proporcional entre a variável velocidade do vento com a temperatura. Nos meses de maio,

junho, julho e agosto a velocidade do vento atinge suas maiores intensidades durante o ano. Em contrapartida, nesse mesmo período a temperatura apresenta as suas menores médias do ano.

Os meses de maio, junho, julho e agosto representam a época de transição entre a estação de outono para inverno. Justamente nesse período, o Hemisfério Sul (HS) do planeta Terra está mais inclinado em relação ao Sol, em consequência, a radiação que incide sobre a superfície da porção Sul do planeta decai, ocasionando uma queda na da temperatura média no HS. Já a velocidade do vento se torna mais intensa nesse período, devido a maior atuação das massas polares com as frentes frias, que atingem grande parte da América do Sul.

A umidade relativa se mantém com uma porcentagem alta em quase todo ano, próximo a 90%. Apenas durante os meses de julho, agosto e setembro que essa porcentagem se mantém relativamente abaixo dos valores encontrados durante o restante do ano.

De acordo com a figura 48, os meses em que a umidade relativa se mantém abaixo de 90%, também é o período de inverno no HS. O inverno é considerado a estação seca do ano, por não propiciar condições adequadas à formação convectiva, sendo assim, espera-se que a umidade relativa durante essa estação também fique abaixo da média.

Principalmente durante o mês de janeiro a pressão atmosférica apresentou a sua menor média mensal, aproximadamente 955 Bar ou 942,5 atm. Categoricamente, locais que se destacam por apresentar baixa pressão atmosférica em relação aos seus arredores, também são regiões que podem ser associadas a processos convectivos.

O período de baixa pressão sobre o Pico dos Dias está inserido na estação de verão do HS, esse fato pode ser uma explicação relacionada tanto à convergência de massas de ar sobre a região quanto ao início de umidade relativa alta. Pois durante o verão, é bastante comum encontrar zonas de baixa pressão atmosférica que detém a convergência de massas de ar úmida. Devido a esses atributos, essa época do ano também é caracterizada como a estação chuvosa. Infelizmente durante esse período os ventos são mais brandos, o que prejudica a geração eólica.

Contextualizando, de acordo com a média mensal das variáveis meteorológicas apresentada pelas figuras 47 e 48, o vento é mais intenso nos meses de transição entre o outono e o inverno, sendo considerado os períodos mais secos do ano. No verão ou período chuvoso, o vento apresenta as suas menores médias mensais. Para mais detalhes, a tabela 5 apresenta o resultado das médias mensais de temperatura, umidade relativa, pressão atmosférica e velocidade do vento.

Tabela 5 - Série mensal da média das variáveis meteorológicas

Mês	Média de Vel. vento (m/s)	Média de Temperatura (°C)	Média de Umi. Relativa (%)	Média de Pressão (Bar)
------------	----------------------------------	----------------------------------	-----------------------------------	-------------------------------

jan	3,17	16,89	90,05	955,27
fev	3,37	17,21	88,37	969,27
mar	3,29	16,53	90,37	979,41
abr	3,20	15,18	88,86	980,05
mai	3,47	13,13	88,79	979,84
jun	4,19	12,45	85,65	984,92
jul	4,13	12,30	78,87	984,66
ago	3,76	13,39	74,49	983,21
set	3,88	15,28	73,96	988,67
out	3,81	15,97	83,15	1010,05
nov	3,44	15,20	89,96	1008,58
dez	3,42	16,51	91,33	1007,70
Total Geral	3,61	14,94	84,99	986,57

Fonte: DO AUTOR, 2021.

O comportamento diurno das variáveis meteorológicas fora verificado a partir das figuras 49 e 50, elas demonstram como é a atuação da velocidade do vento, temperatura, umidade relativa e pressão atmosférica durante vinte e quatro horas em cima do OPD.

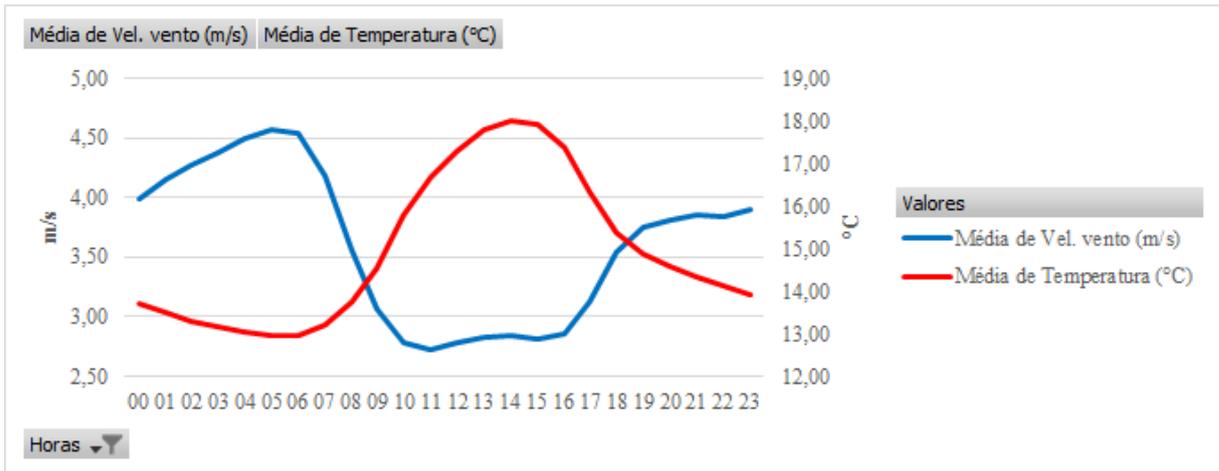


Figura 49 - Perfil diurno do comportamento médio da velocidade do vento e da temperatura sobre o Pico dos Dias. Fonte: DO AUTOR, 2021.

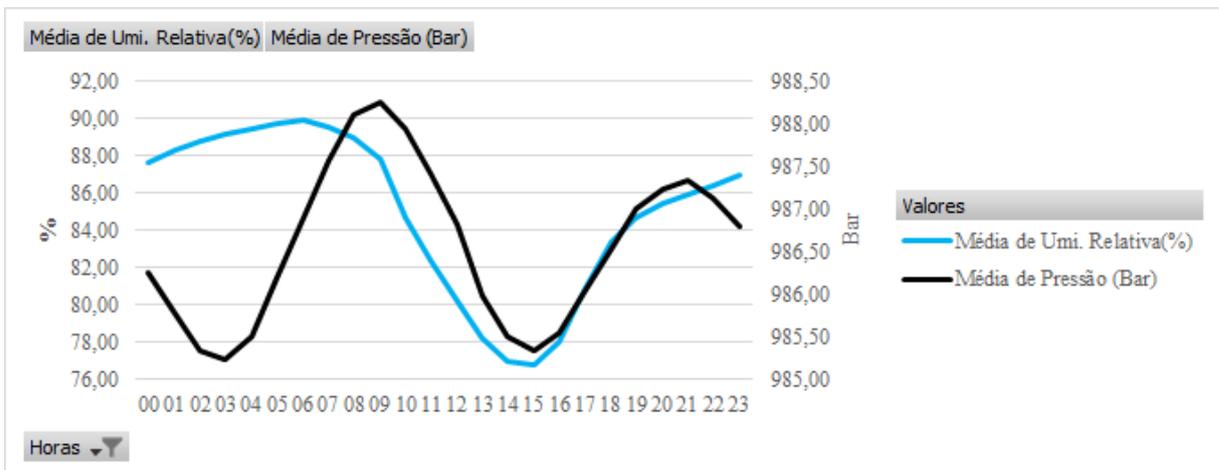


Figura 50 - Perfil diurno do comportamento médio da umidade relativa e da pressão atmosférica sobre o Pico dos Dias. Fonte: DO AUTOR, 2021.

Pela figura 49, nota-se que a temperatura e a velocidade do vento são inversamente proporcionais. Entre os horários em que o Sol permanece incidindo seus raios solares na superfície do terreno, o perfil de temperatura aumenta até atingir o seu ápice. Após o pôr do Sol, a temperatura decai gradativamente. Geralmente a máxima ocorre por volta das 15:00h e a mínima próximo às 06:00h da manhã.

O vento nas condições diurnas apresenta sua máxima intensidade quando o Sol não está mais presente, já o período em que os raios solares incidem sobre o Pico dos Dias, a velocidade do vento apresenta um comportamento mais ameno. Pela figura 49 o pico de mínima e de máxima velocidade do vento acontece entre as 10:00h ao 12:00h e das 05:00h às 06:00h da manhã respectivamente.

Pela figura 50, a umidade relativa apresenta uma atuação relativamente semelhante à velocidade do vento. Seu pico máximo ocorre próximo às 06:00 da manhã e o seu menor valor ocorre às 15:00h. Já a pressão atmosférica, é a única variável meteorológica em questão, que

apresenta um comportamento um pouco diferente, a alta pressão geralmente acontece às 10:00h da manhã. Já a baixa pressão pode ocorrer em dois períodos distintos do dia, às 03:00h da madrugada e às 15:00h da tarde.

Embora o Pico dos Dias esteja situado em uma área de características orográficas complexas composta por montanhas, taludes, picos e vales. Analisando as características apresentadas pelos gráficos das figuras 49 e 50, a princípio não é possível associar o escoamento do vento à influência de uma circulação local característica, como por exemplo, a brisa de vale-montanha.

A brisa de vale-montanha, é considerada uma circulação local originada a partir da diferença de temperatura entre essas duas topografias. A diferença de temperatura entre a superfície do vale e da montanha impulsiona um gradiente de pressão em direção a baixa pressão, o gradiente faz com que os ventos também sejam direcionados para esse mesmo sentido.

A brisa de vale impulsiona ventos para o cume da montanha durante o dia, pois a atmosfera sobre o vale aquece mais devagar em comparação a atmosfera da montanha. Já durante a noite ocorre exatamente o inverso, a brisa de montanha impulsiona ventos para o vale, devido a temperatura do ar sobre a montanha esfriar mais rapidamente comparado ao ar que passa sobre o vale.

Quando analisamos o comportamento do perfil diurno da velocidade média do vento mediante ao perfil das outras variáveis meteorológicas (figuras 49 e 50), a velocidade do vento é mais intensa durante a madrugada. Nesse mesmo período, a pressão atmosférica e a temperatura apresentam seus mínimos valores. O que leva a crer, que a circulação de montanha não consegue esclarecer as condições relatadas acima.

De modo análogo a brisa de vale também não pode explicar o comportamento das variáveis meteorológicas sobre o OPD durante o dia, pois embora exista um pico de baixa pressão associado ao período de maior temperatura, a velocidade do vento permanece inferior aos valores encontrados durante a noite.

A tabela 6 apresenta um resumo dos valores médios diários das variáveis meteorológicas analisadas anteriormente.

Tabela 6 - Série diurna da média das variáveis meteorológicas

Hora	Média de Vel. vento (m/s)	Média de Temperatura (°C)	Média de Umi. Relativa (%)	Média de Pressão (Bar)
00	3,99	13,70	87,67	986,26

01	4,15	13,49	88,27	985,78
02	4,28	13,31	88,79	985,33
03	4,38	13,15	89,12	985,24
04	4,50	13,03	89,48	985,51
05	4,56	12,95	89,71	986,18
06	4,54	12,95	89,88	986,90
07	4,18	13,22	89,50	987,57
08	3,56	13,74	88,92	988,10
09	3,06	14,53	87,78	988,26
10	2,79	15,78	84,64	987,93
11	2,72	16,66	82,38	987,42
12	2,78	17,30	80,24	986,80
13	2,83	17,79	78,20	985,98
14	2,84	18,00	76,97	985,50
15	2,81	17,90	76,79	985,33
16	2,86	17,39	78,00	985,55
17	3,13	16,35	80,75	986,02
18	3,54	15,37	83,32	986,53
19	3,75	14,89	84,65	987,01

20	3,82	14,59	85,43	987,23
21	3,86	14,35	85,94	987,33
22	3,84	14,15	86,42	987,12
23	3,90	13,93	86,97	986,79
Total Geral	3,61	14,94	84,99	986,57

Fonte: DO AUTOR, 2021.

De acordo com todos os resultados apresentados acerca da velocidade do vento, acredita-se que o escoamento do fluxo de ar acima do OPD esteja sendo influenciado por sistemas de maior escala. Na tentativa de ir mais a fundo no estudo do comportamento fluxo de ar, o perfil diurno da velocidade do vento foi segmentado sazonalmente para o Pico dos Dias.

A figura 51 apresenta o perfil diurno da velocidade do vento no inverno a partir do software Windographer®. Assim como na figura 49, o gráfico no inverno apresenta um comportamento bem semelhante. Onde a velocidade do vento aumenta sua intensidade durante o anoitecer e diminui durante o dia.

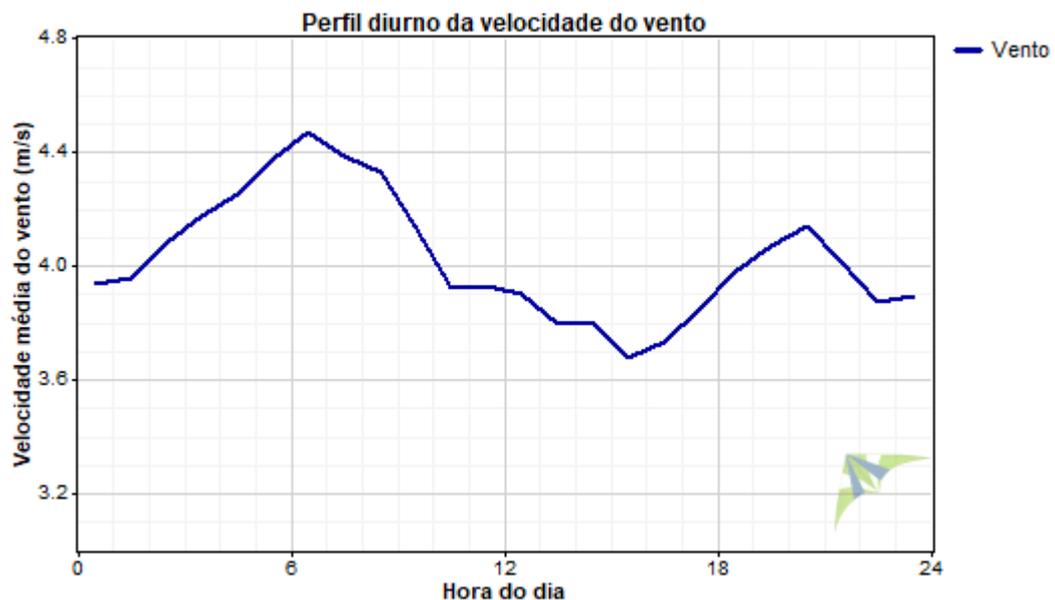


Figura 51 - Perfil diurno da velocidade do vento no inverno. Fonte: DO AUTOR, 2021.

A taxa de variação da velocidade do vento ao longo do dia, no inverno, é de aproximadamente 0,8 m/s entre o maior e o menor valor. O pico de máxima velocidade do vento é igual a 4,49 m/s e o mínimo 3,7 m/s.

Em contrapartida, o comportamento diurno do vento no verão (figura 52), não apresenta um perfil semelhante ao que é verificado na figura 49. Além disso, também é a estação do ano que apresenta as menores médias de velocidade do vento.

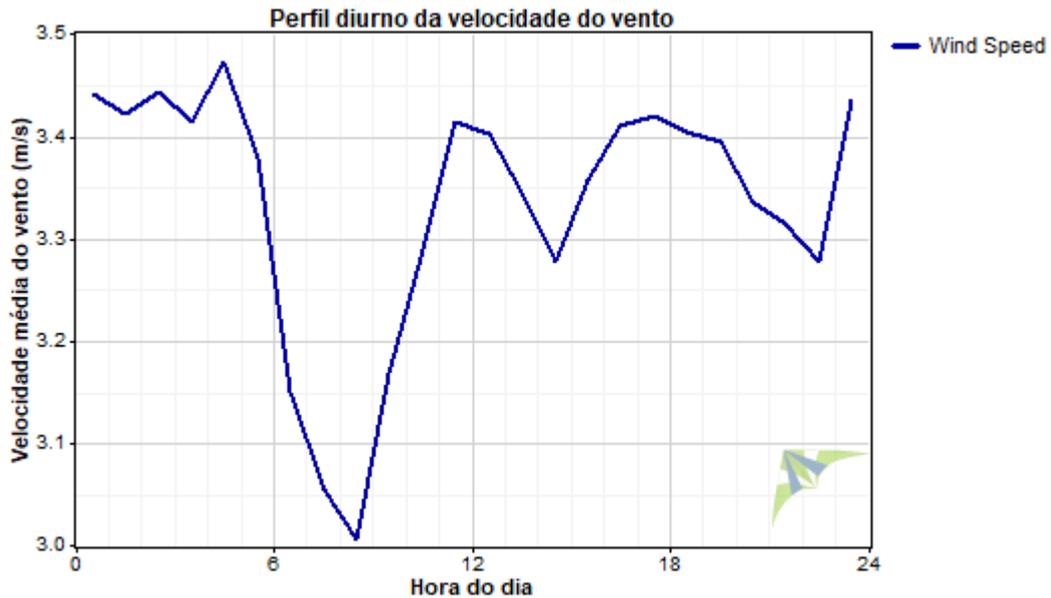


Figura 52 - Perfil diurno da velocidade do vento no verão. Fonte: DO AUTOR, 2021.

A cota de variação da velocidade do vento ao longo do dia, no verão, é de aproximadamente 0,5 m/s entre o maior e o menor valor. O pico de máxima velocidade do vento é igual a 3,47 m/s e o mínimo 3,01 m/s.

Durante a primavera (figura 53), o perfil diurno do vento também não se assemelha à oscilação da velocidade do vento verificada na figura 49. Ainda assim, a primavera apresenta ventos moderadamente mais intensos em comparação com o verão e com o outono.

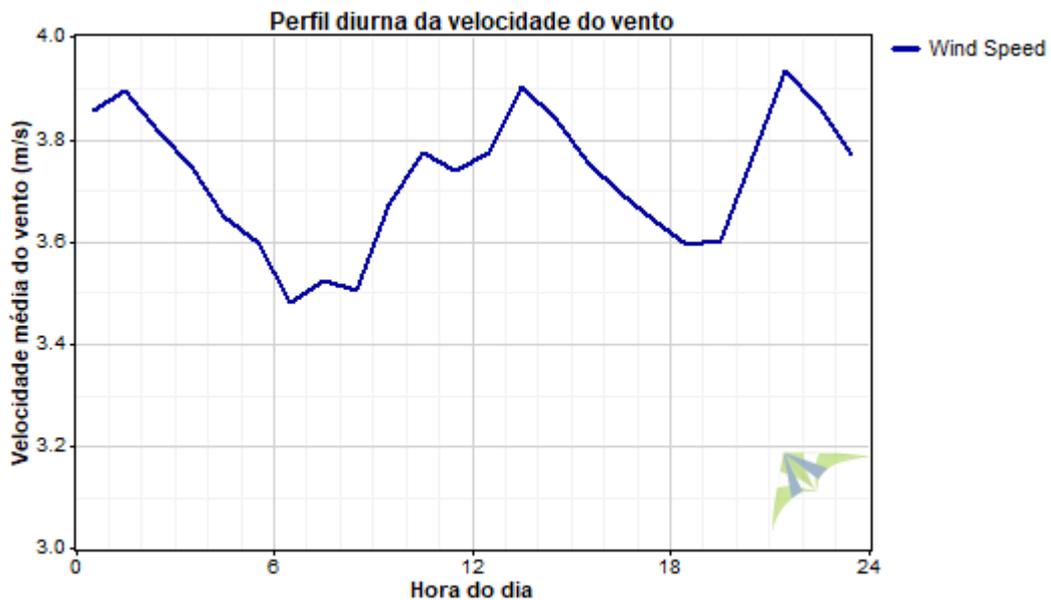


Figura 53- Perfil diurno da velocidade do vento na primavera. Fonte: DO AUTOR, 2021.

A taxa de variação da velocidade do vento ao longo do dia, na primavera, é de aproximadamente 0,4 m/s entre o maior e o menor valor. O pico de máxima velocidade do vento é igual a 3,9 m/s e o mínimo 3,5 m/s.

De acordo com o gráfico que é apresentado a seguir (figura 54), o outono é a estação que apresenta uma certa semelhança com o perfil de velocidade do vento apresentado pela figura 49. Os ventos nessa temporada, são mais intensos em comparação com o verão.

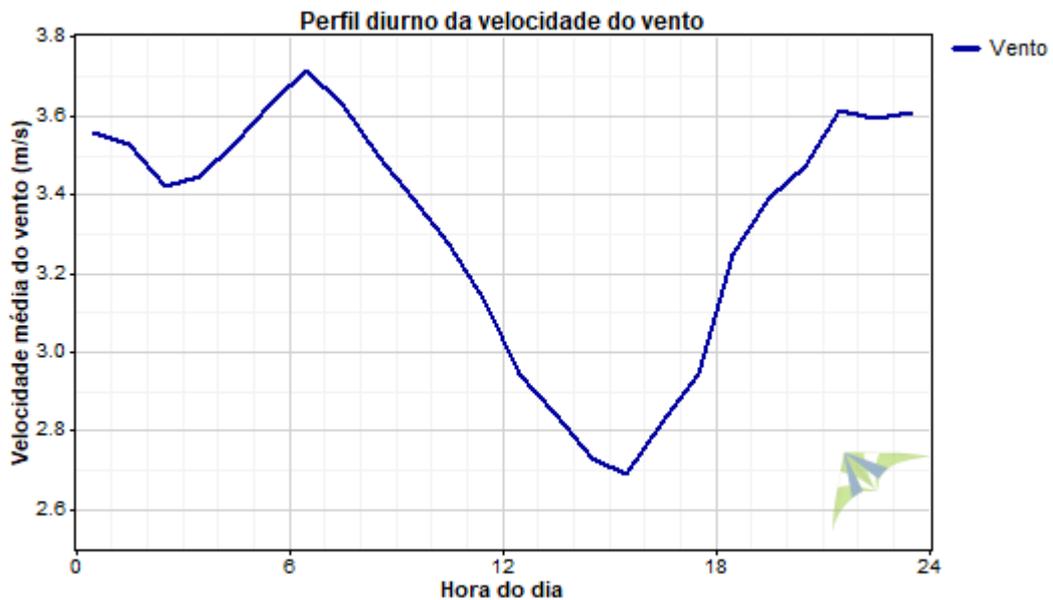


Figura 54 - Perfil diurno da velocidade do vento no outono. Fonte: DO AUTOR, 2021.

Essa estação possui a maior taxa de variação da velocidade do vento ao longo do dia, aproximadamente 1 m/s entre o maior e o menor valor. O pico de máxima velocidade do vento é igual a 3,7 m/s e o mínimo 2,7 m/s.

Ao correlacionar todos os gráficos presentes nas figuras 51, 52, 53 e 54, verifica-se que a velocidade do vento apresenta maior intensidade no inverno, seguido pela primavera, outono e por último o verão. A maior taxa de variação da velocidade do vento diurno ocorre na estação de outono, já a segunda maior cota subsequente é verificada no inverno, depois no verão e, por fim, na primavera.

Um histograma de frequências do vento bem como os parâmetros de Weibull foram elaborados para cada estação do ano. As figuras 55, 56, 57, e 58 ilustram os histogramas da estação de inverno, primavera, outono e verão respectivamente. Já o quadro 4 expõe os parâmetros de forma e de escala da distribuição de Weibull.

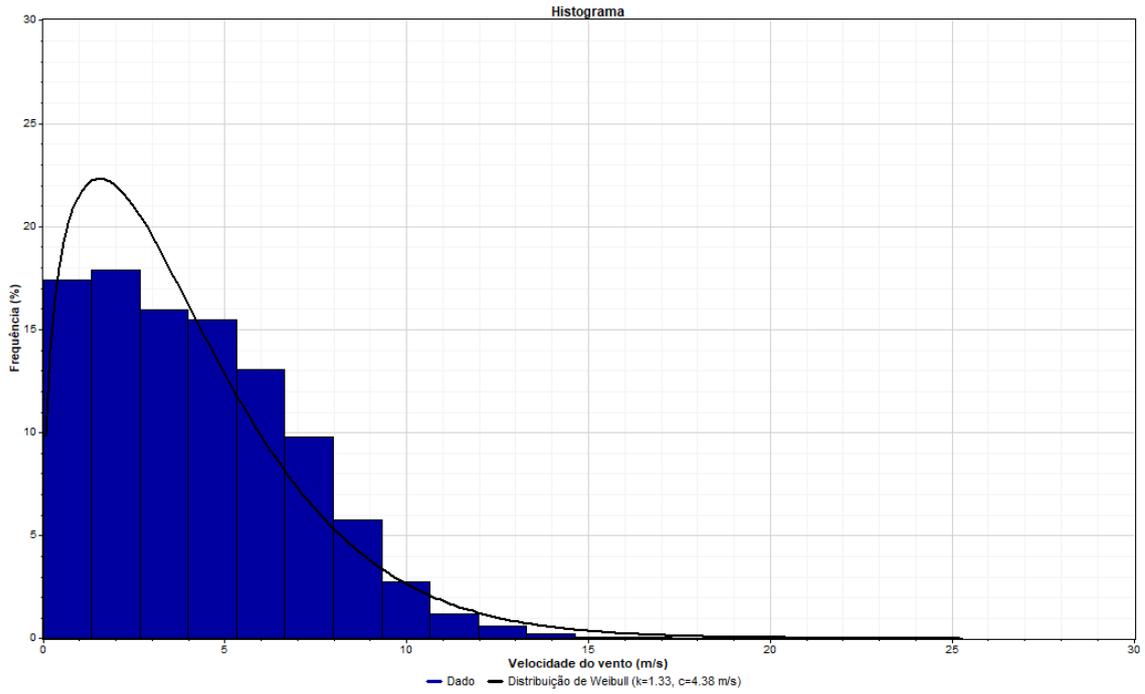


Figura 55 - Histograma no período do inverno. Fonte: DO AUTOR, 2021.

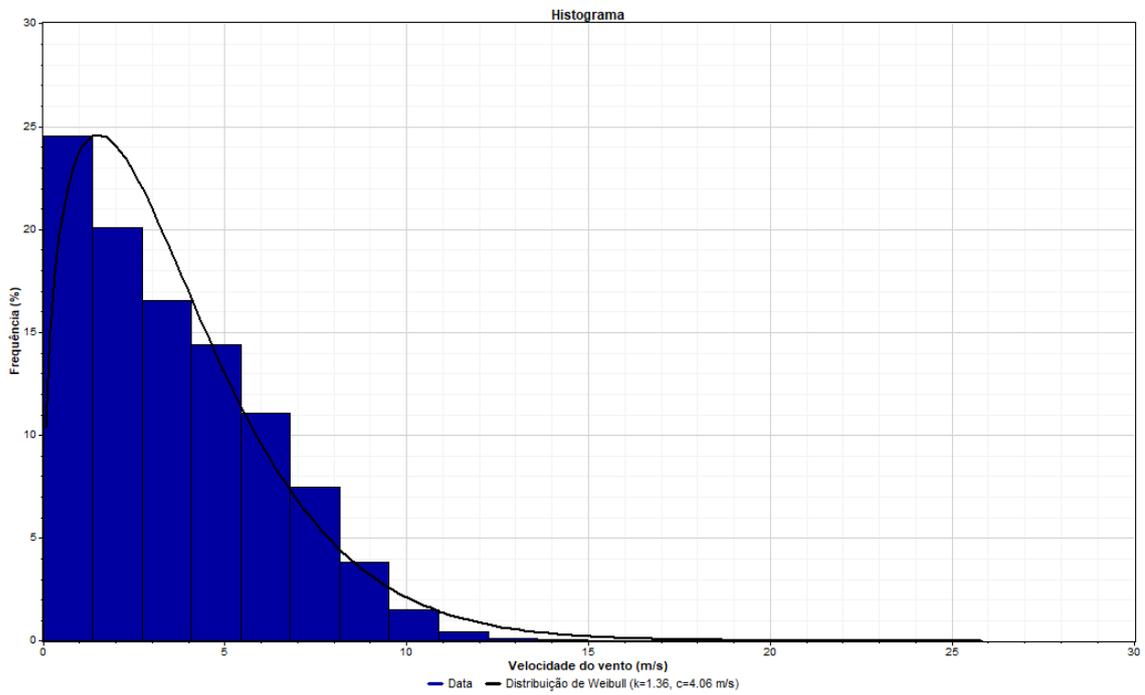


Figura 56 - Histograma no período da primavera. Fonte: DO AUTOR, 2021.

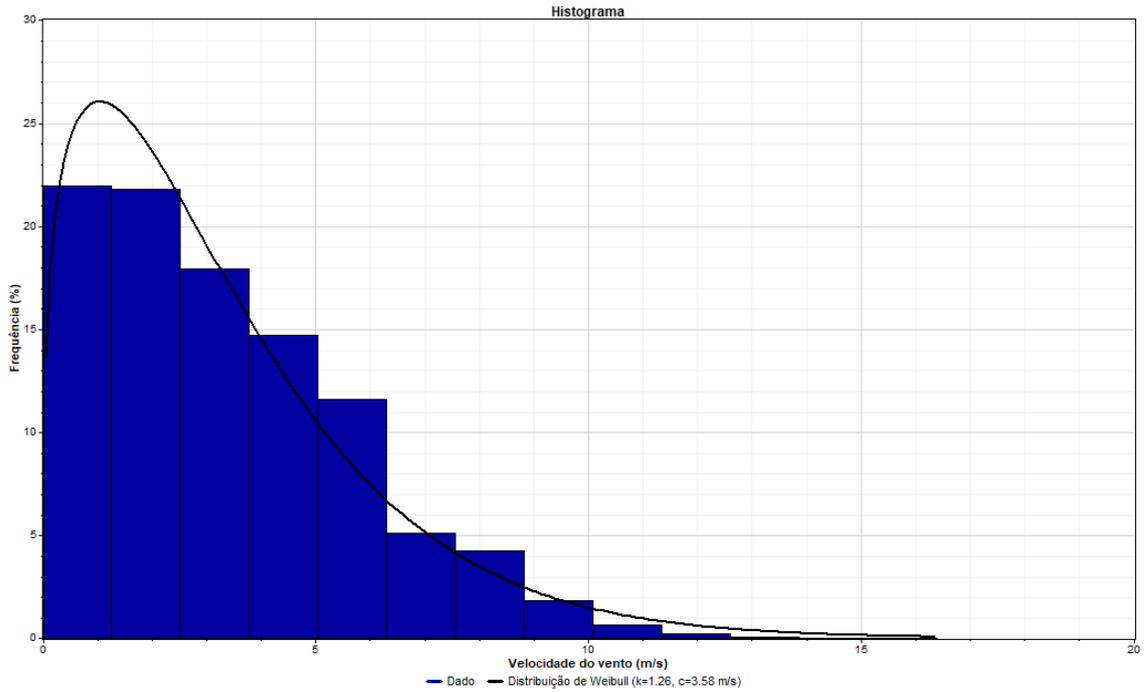


Figura 57 - Histograma no período do outono. Fonte: DO AUTOR, 2020.

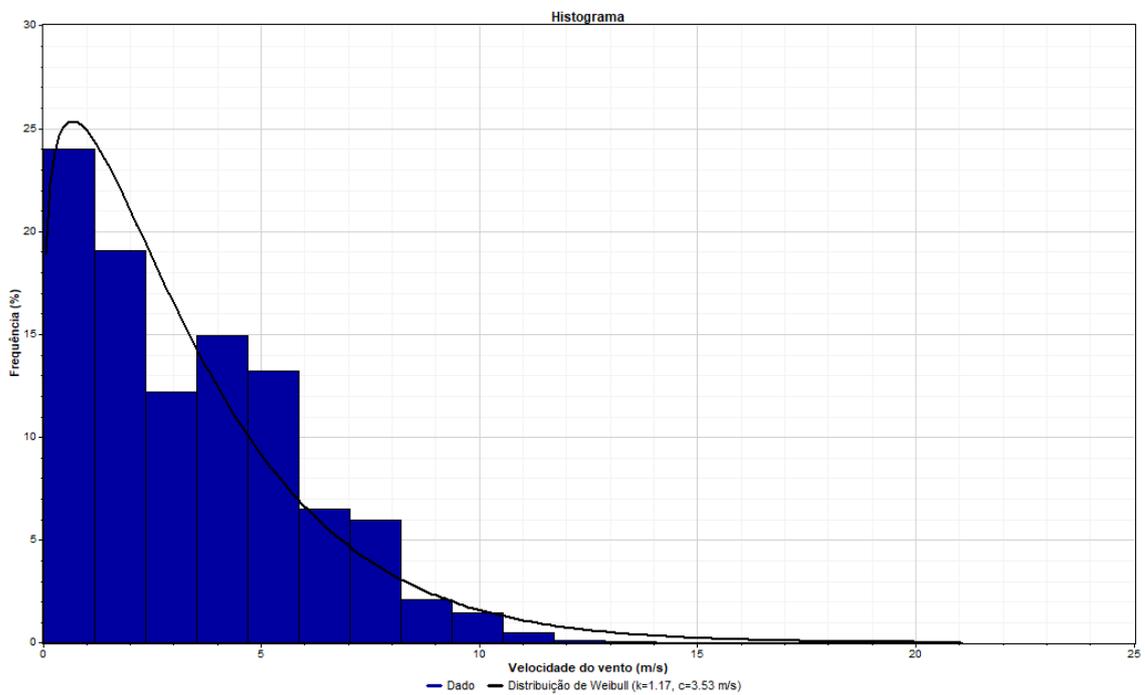


Figura 58 - Histograma no período do verão. Fonte: DO AUTOR, 2020.

Quadro 4 - Parâmetros da distribuição de Weibull

Distribuição de Weibull	Verão	Outono	Inverno	Primavera
Parâmetro de forma (k) - adimensional	1,17	1,26	1,33	1,36
Parâmetro de escala (c) - m/s	3,53	3,56	4,38	4,05

Fonte: DO AUTOR, 2021.

De acordo com o que foi apresentado pelos histogramas de frequências da velocidade do vento e pelos parâmetros da distribuição de Weibull, a média da velocidade do vento em qualquer estação do ano é superior a 3 m/s. Analisando o parâmetro de forma “k”, a ocorrência de ventos são mais frequentes em baixas velocidades, geralmente entre 2 m/s a 6 m/s.

Em conformidade com o que já foi mencionado através dos perfis diurnos sazonais (figuras 51, 52, 53 e 54), a velocidade média do vento é mais intensa no inverno (4,38 m/s). A maior taxa de variação do vento ocorre na primavera ($k = 1,33$).

5.3. Resultados do ensaio no túnel de vento

No ensaio em túnel de vento, o Modelo Reduzido que descreve as características orográficas do Pico dos Dias, foi introduzido dentro da câmara de experimentos de acordo com as orientações obtidas a partir do resultado da direção predominante do vento, que por sua vez, foi elaborado através dos dados da estação meteorológica localizada no OPD.

Para esse experimento, o ventilador do túnel de vento trabalhou em duas velocidades, a 3 m/s e a 10 m/s. O mecanismo da tubulação de entrada que regula a turbulência do vento que vai para a câmara de experimentos, foi configurada para conceber ventos com pouca turbulência. Dentro da câmara de experimentos, foram realizadas várias medições da velocidade do vento acima da superfície, em três posições diferentes, a barlavento, no cume do MR e a sotavento, utilizando um anemômetro de fio quente.

Todo o procedimento mencionado, foi realizado pela primeira vez com a câmara de experimentos fechada. Durante a segunda etapa, as bordas laterais e o teto da câmara de experimentos foram retirados. A finalidade desse procedimento, é verificar se o efeito de borda interfere significativamente no experimento em questão.

Com base nos procedimentos realizados durante esse experimento, as tabelas 7 e 8 apresentam os resultados obtidos a partir da medição da velocidade do escoamento dentro do túnel vento.

Tabela 7 - Série da velocidade do vento na vertical com a câmara de experimentos fechada

Altura acima do MR (cm)	Barlavento - 3 m/s (6,0 rps)	Cume - 3 m/s (6,0 rps)	Sotavento - 3 m/s (6,0 rps)	Barlavento - 10 m/s (20,6 rps)	Cume - 10 m/s (20,6 rps)	Sotavento - 10 m/s (20,6 rps)
0	0	0	0	0	0	0
0,1	1,2	3,2	0,7	2,7	10,6	3,3

0,5	1,3	3,1	1,4	5,2	11,5	4,2
1	1,7	3,2	1,4	6,3	11,8	5,2
1,5	1,7	3,1	1,5	6,9	11,4	5,7
2	2	3,1	1,8	8,3	11,2	6,7
3	2,5	3,1	2,1	9,3	11	7,4
5	2,8	3	2,6	9,5	10,7	9,6
7	2,9	3	3	9,7	10,4	10,4
10	3	3	3	10	10	10,2

Fonte: DO AUTOR, 2021.

Tabela 8 - Série da velocidade do vento na vertical com a câmara de experimentos aberta

Altura acima do MR (cm)	Barlavento - 3 m/s (5,5 rps)	Cume - 3 m/s (5,5 rps)	Sotavento - 3 m/s (5,5 rps)	Barlavento - 10 m/s (19,0 rps)	Cume - 10 m/s (19,0 rps)	Sotavento - 10 m/s (19,0 rps)
0	0	0	0	0	0	0
0,1	1,7	2,8	0,5	3,5	9,9	1,8
0,5	2,1	3,1	0,5	3,8	10,8	2,8
1	2,5	3,1	0,6	5,1	10,8	4,4
1,5	2,7	3,1	0,9	7,2	11	5,5
2	2,8	3,1	1,1	7,8	10,9	6,4
3	2,9	3,1	1,4	9,3	11,4	7,6
5	3	3	2,3	9,5	11,1	9,5
7	3	3	3	9,8	10,7	10,3

10 3 2,9 3 10 10,3 10,3

Fonte: DO AUTOR, 2021.

Examinando as informações obtidas pelas tabelas 7 e 8, a primeira dissimilaridade verificada, diz respeito ao “rps” que o ventilador atingiu nos dois ensaios. Para manter a velocidade do escoamento ao adentrar na câmara de experimentos fechada, o motor teve que trabalhar a 6 rps para produzir uma velocidade de 3 m/s e 20,6 rps para gerar uma velocidade de 10 m/s. Já para o segundo ensaio, a câmara de experimentos foi aberta, conseqüentemente, o ventilador operou a 5,5 rps para manter a velocidade em 3 m/s e a 19 rps para a velocidade de 10 m/s.

A diferença apresentada pelo trabalho do ventilador nos dois ensaios, indica que as bordas da câmara de experimentos interferem no escoamento do vento. Quando é analisado o escoamento que incide na câmara de experimentos, a velocidade do vento de 3 m/s exibe menos turbulência próximo à superfície em comparação com o vento de 10 m/s. Esse fato se deve ao número de Reynolds, que é diretamente proporcional à velocidade do escoamento, ou seja, quanto maior a velocidade do vento maior a turbulência.

As figuras 59 e 60 apresentam o perfil vertical da velocidade do vento a 3 m/s e a 10 m/s respectivamente, sendo o ensaio conduzido com a câmara de experimentos totalmente fechada.

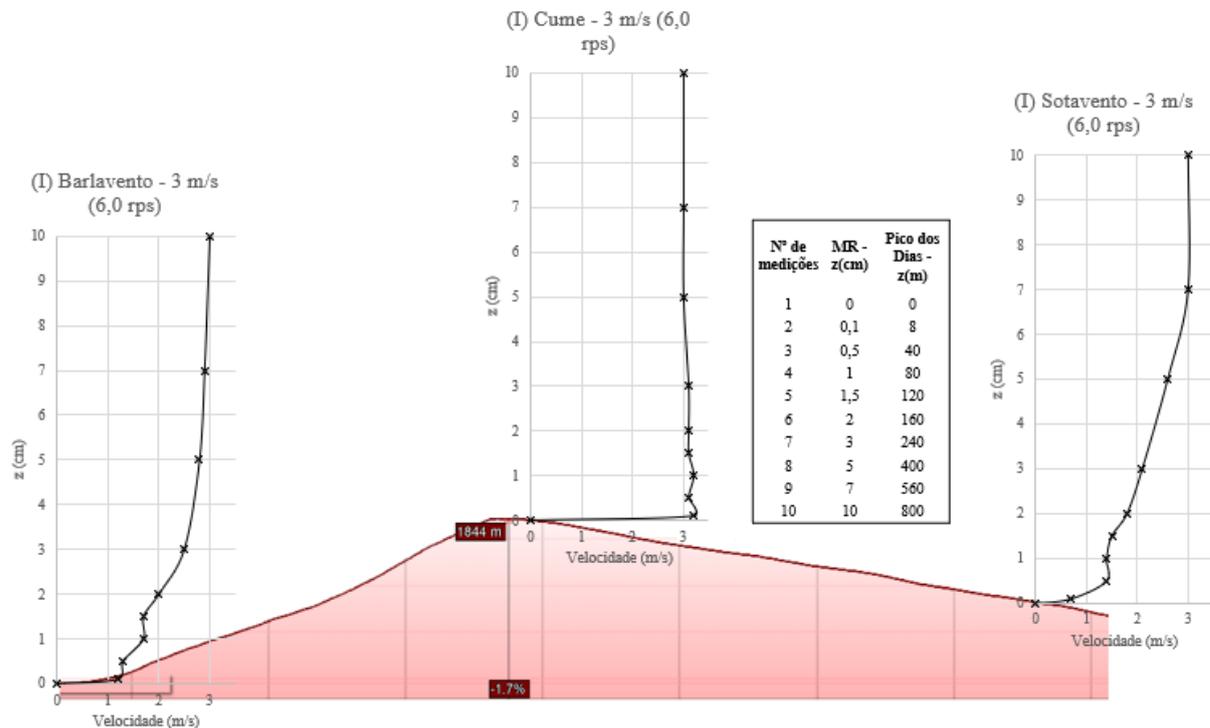


Figura 59 - Perfil vertical da velocidade do vento sobre o Modelo Reduzido, a 3 m/s com a câmara de ensaios fechada. Fonte: DO AUTOR, 2021.

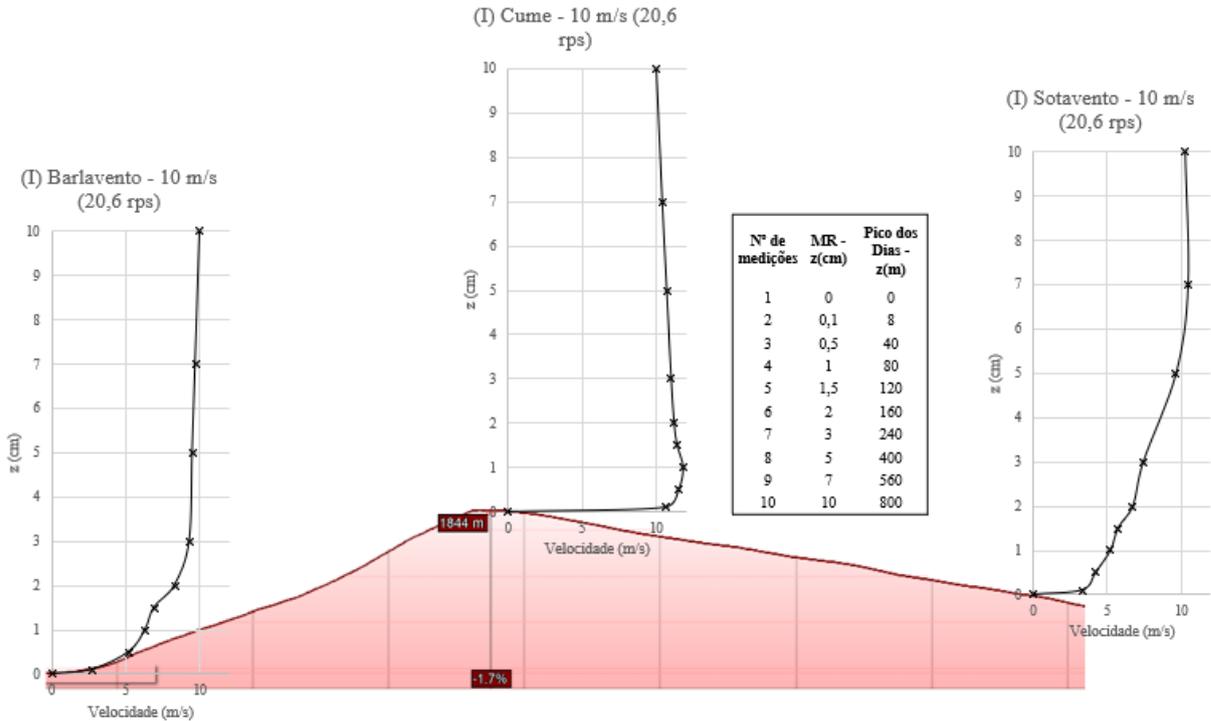


Figura 60 - Perfil vertical da velocidade do vento sobre o Modelo Reduzido, a 10 m/s com a câmara de ensaios fechada. Fonte: DO AUTOR, 2021.

Examinando os resultados apresentados pelas figuras 59 e 60, demonstram que o perfil vertical do vento a barlavento tem um desenvolvimento na atmosfera semelhante ao que é descrito por Prandtl, onde a transferência de movimento do vento entre uma camada e outra é determinada pelas tensões de Reynolds. Dessa maneira, o comportamento do vento na vertical apresenta um crescimento logarítmico até atingir a altura geostrófica, onde o vento torna-se constante independente da altura.

No cume do Modelo Reduzido é possível identificar a presença da velocidade incremental no escoamento a partir das duas figuras analisadas (59 e 60), esta situação em específico, apresenta uma intensificação na velocidade do vento já nos primeiros centímetros acima da superfície. Onde a velocidade do vento próximo ao solo, tornou-se mais acentuada comparado a velocidade do escoamento nas alturas subsequentes. Portanto, de acordo com esses resultados, é possível acreditar que esse mesmo efeito possa ser observado no cume do Pico dos Dias. O que leva a crer que as turbinas de pequeno porte possam se beneficiar dessa condição do escoamento do vento.

A partir dos gráficos a sotavento das figuras 59 e 60, identifica-se uma redução na velocidade do vento não apenas próximo ao solo, mas também em níveis mais elevados em relação à superfície do Modelo Reduzido. Acredita-se que esse resultado seja a consequência de uma soma de fatores. Como por exemplo, devido ao efeito da alta turbulência nesta região.

O efeito de obstrução do vento pela própria montanha, explica o porquê que a velocidade do vento próximo à superfície e em níveis um pouco mais elevados, é reduzida a sotavento. Não apenas esse fator, mas também, a separação do escoamento e a turbulência são complementos que contribuem para a redução da velocidade do vento, tanto próximo à superfície, quanto em níveis superiores.

As figuras 61 e 62 retratam o perfil vertical de velocidade do vento a sotavento, cume e a barlavento do Modelo Reduzido, expostos a escoamentos com velocidades de 3m/s e 10 m/s, produzidos por um túnel de vento com a câmara de ensaios aberta nas laterais e no teto.

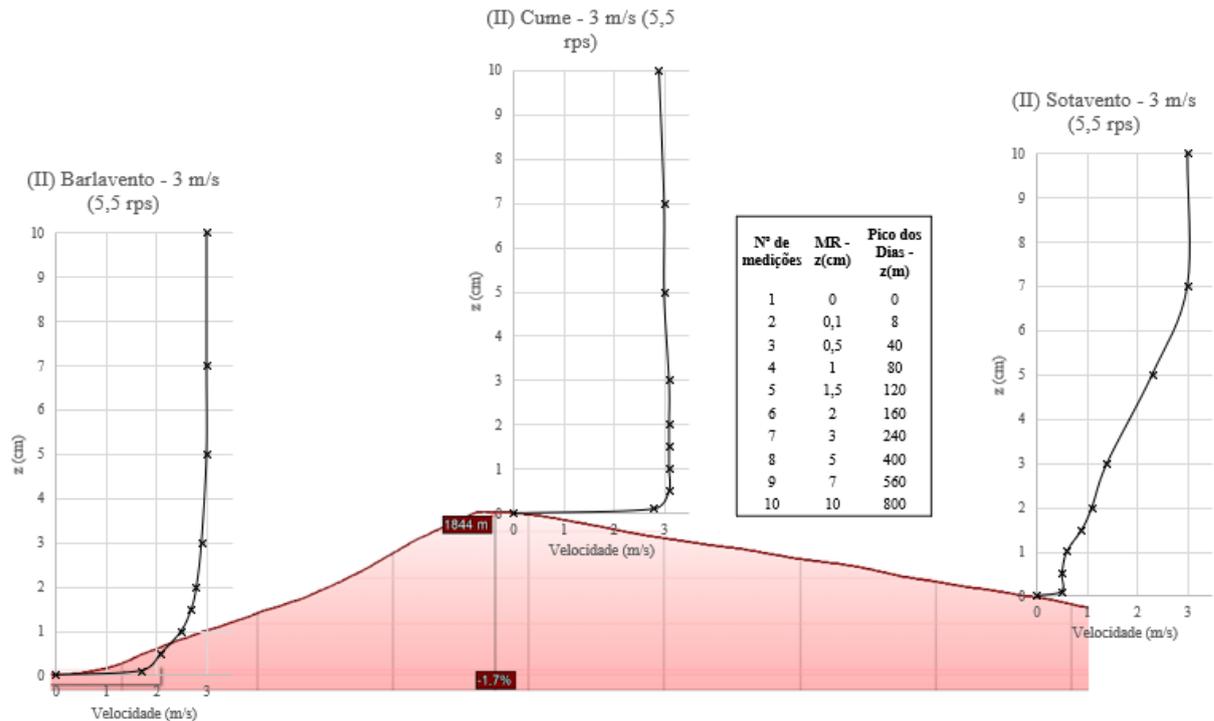


Figura 61 - Perfil vertical da velocidade do vento sobre o Modelo Reduzido, a 3 m/s com a câmara de ensaios aberta. Fonte: DO AUTOR, 2021.

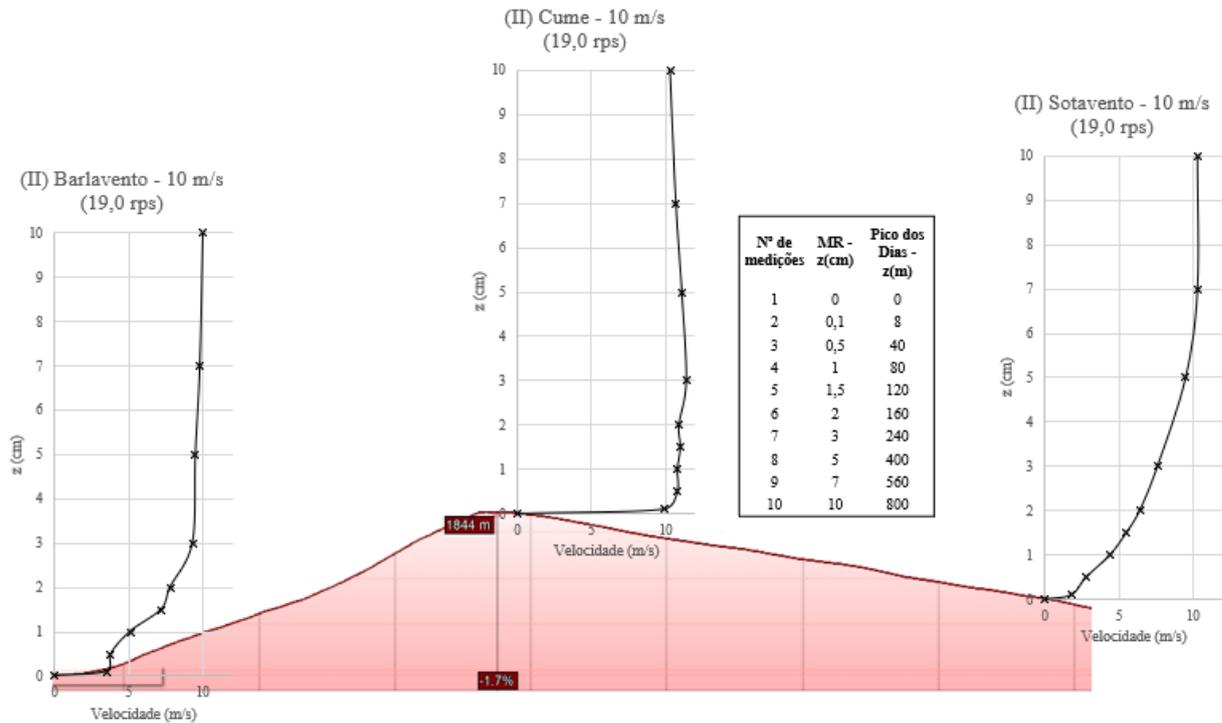


Figura 62 - Perfil vertical da velocidade do vento sobre o Modelo Reduzido, a 10 m/s com a câmara de ensaios aberta. Fonte: DO AUTOR, 2021.

Ao avaliar os gráficos exibidos nas figuras 61 e 62, identifica-se os mesmos padrões de comportamento nos perfis verticais de velocidade do vento a barlavento, no cume e a sotavento, apresentados nas figuras 59 e 60. A barlavento o perfil vertical do vento se assemelha a um perfil logarítmico descrito pelas equações de Prandtl, no cume, há a presença da velocidade incremental no escoamento próximo à superfície, já a sotavento, há a redução da velocidade do vento no perfil vertical devido a: obstrução do escoamento pelo Modelo Reduzido, pela turbulência e pelo desprendimento do escoamento do vento próximo ao solo.

As figuras 63, 64 e 65 retratam os mesmos resultados anteriores referentes ao perfil vertical de velocidade do vento, porém os gráficos a barlavento, no cume e a sotavento dos dois ensaios, foram colocados lado a lado respectivamente, com a finalidade em identificar quaisquer diferenças entre eles.

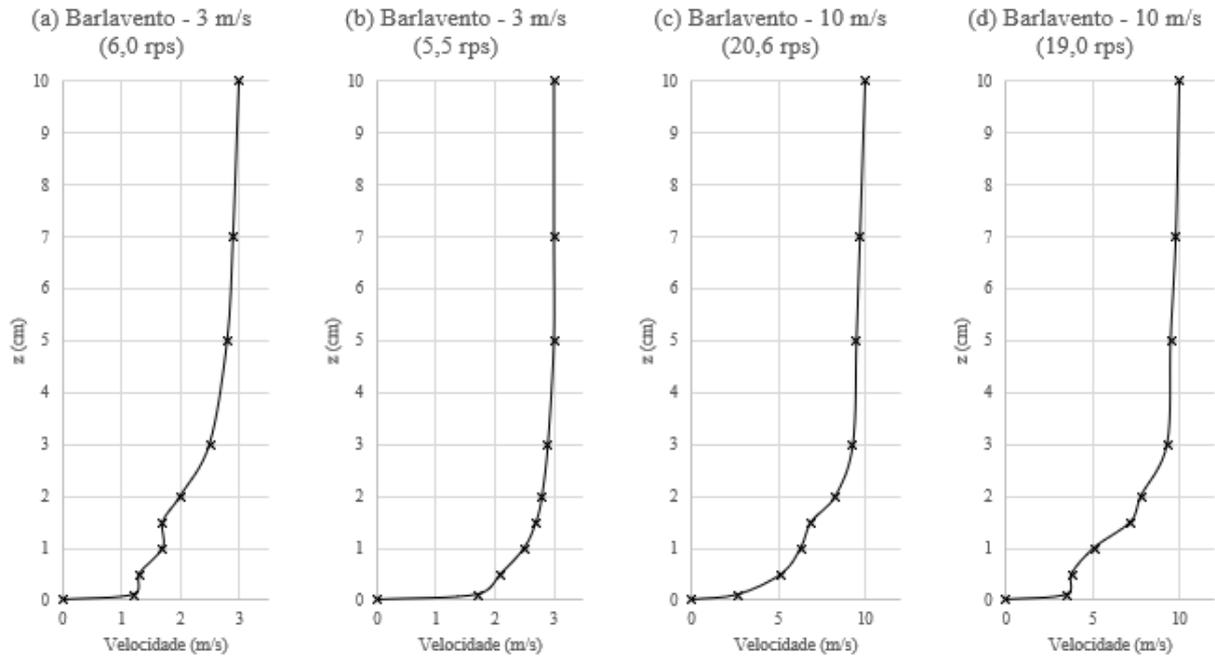


Figura 63 - Perfil vertical da velocidade do vento sobre o Modelo Reduzido: a) Barlavento - 3 m/s (Câmara de ensaios: fechada); b) Barlavento - 3 m/s (Câmara de ensaios: aberta); c) Barlavento - 10 m/s (Câmara de ensaios: fechada) e d) Barlavento - 10 m/s (Câmara de ensaios: aberta). Fonte: DO AUTOR, 2021.

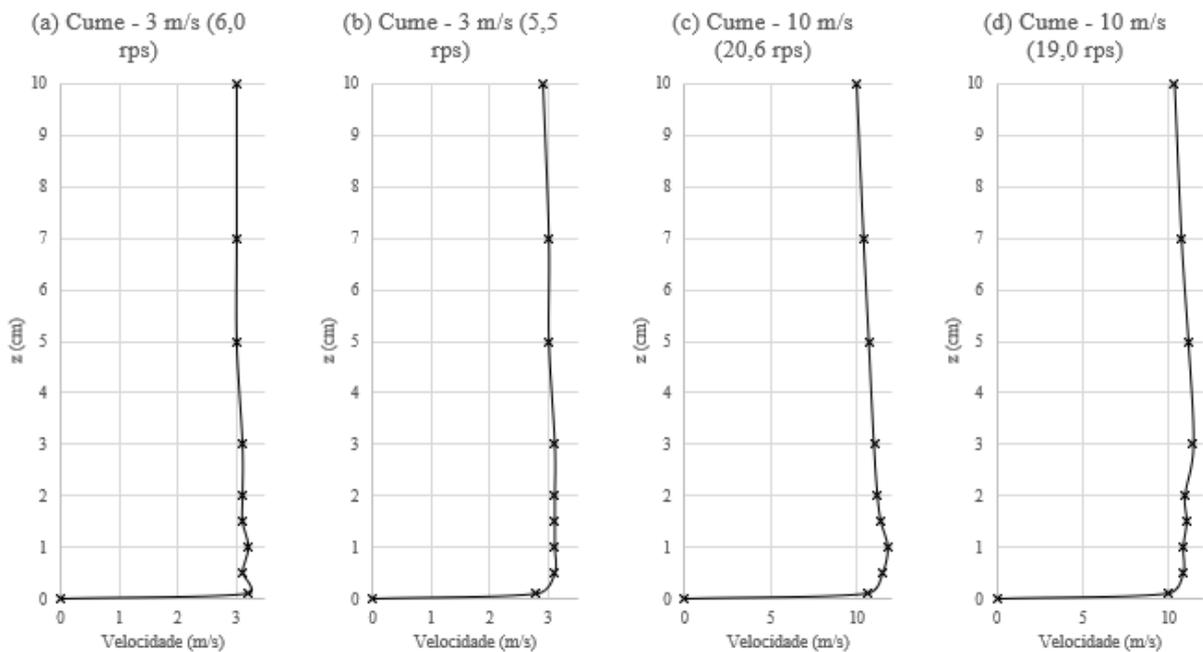


Figura 64 - Perfil vertical da velocidade do vento sobre o Modelo Reduzido: a) Cume - 3 m/s (Câmara de ensaios: fechada); b) Cume - 3 m/s (Câmara de ensaios: aberta); c) Cume - 10 m/s (Câmara de ensaios: fechada) e d) Cume - 10 m/s (Câmara de ensaios: aberta). Fonte: DO AUTOR, 2021.

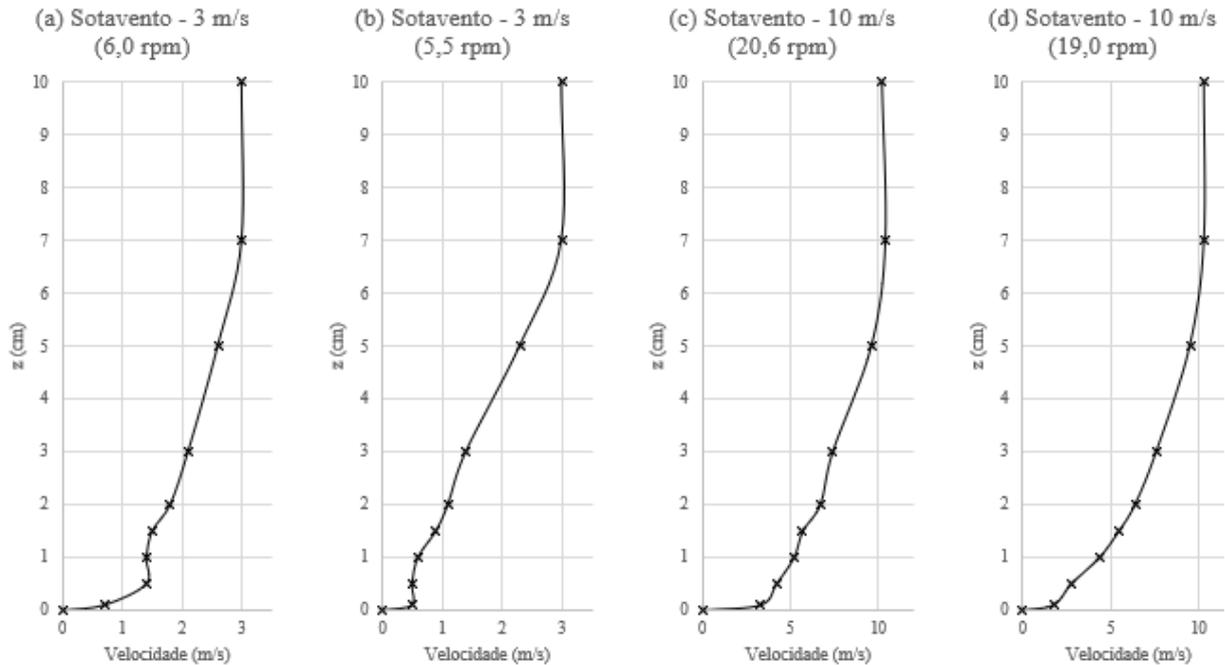


Figura 65 - Perfil vertical da velocidade do vento sobre o Modelo Reduzido: a) Sotavento - 3 m/s (Câmara de ensaios: fechada); b) Sotavento - 3 m/s (Câmara de ensaios: aberta); c) Sotavento - 10 m/s (Câmara de ensaios: fechada) e d) Sotavento - 10 m/s (Câmara de ensaios: aberta). Fonte: DO AUTOR, 2021.

A figura 63 expõem os perfis verticais da velocidade do vento a Barlavento. É perceptível que os resultados apresentados onde a câmara de ensaios estava fechada, com a velocidade do escoamento a 3 m/s (fig. 63a), se manifestaram de forma menos intensa. Ou seja, o escoamento do vento nesse caso, apresentou um desenvolvimento da sua velocidade na vertical menos expressivo comparado ao resultado apresentado na mesma imagem (fig. 63b).

Assim como foi constatado nas tabelas 7 e 8, que indicam haver influência dos efeitos de bordas sobre o escoamento dentro da câmara de experimentos. A figura 63 exibe mais um indício de que as laterais e o teto da câmara de ensaios realmente podem interferir no escoamento do vento.

Para averiguar se a atuação dos efeitos de borda interfere em mais regiões dentro da câmara de experimento, as figuras 64 e 65 também foram analisadas para esse mesmo contexto. No cume (figura 64), a fig. 64a exibe um perfil vertical com desenvolvimento da velocidade menos tênue comparado a fig. 64b, que tem uma progressão da velocidade mais suave com a altura. Neste caso, similarmente ao que já foi mencionado, o efeito de borda também pode estar exercendo influência no escoamento.

Contudo, tanto os perfis apresentados na figura 65 (a sotavento) quanto nas imagens (fig. 63c e 63d; fig. 64c e 64d), não apresentam indícios da atuação dos efeitos de borda no perfil vertical do vento. Isso pode estar acontecendo devido à influência de outros fatores mais

relevantes, como por exemplo, a obstrução do escoamento pelo próprio modelo reduzido (figura 65) e a turbulência específica da própria velocidade do vento (fig. 63c e 63d; fig. 64c e 64d).

5.4. Viabilidade econômica do projeto

Para determinar a viabilidade econômica para implementar geradores eólicos de pequeno porte no Observatório do Pico dos Dias, primeiramente foi necessário entender como o escoamento do vento se comporta nesta região. A figura 66 exibe uma imagem retirada do Google Earth Pro®, que apresenta algumas características orográficas do Pico dos Dias.



Figura 66 - Local de escoamento do vento sobre o OPD. Fonte: ADAPTADO GOOGLE EARTH®, 2021.

A seta em vermelho indica a localização do OPD, que está situado no cume do Pico dos Dias a uma altura de aproximadamente 1864 m acima do nível médio do mar. A linha em vermelho representa a direção que o escoamento do vento tem o costume de avançar sobre o Pico dos Dias. Na mesma direção que a linha vermelha, a imagem 64 também apresenta a secção transversal do Pico (ilustrado na porção inferior da figura).

Conforme o resultado apresentado na figura 40, a direção predominante do vento vem do Noroeste. Associando este resultado com as informações que foram mostradas na imagem 64, já é possível entender como o escoamento do vento interage com a região do Pico dos Dias. Após essa etapa, o próximo passo é calcular a potência disponível proveniente do vento.

Para esta etapa, primeiramente devemos calcular a densidade do ar utilizando a seguinte expressão:

$$\rho = \rho_0 - 1,194 \times 10^{-4} \cdot H_m$$

Sendo ρ a densidade do ar na altura desejada, $\rho_0 = 1,225 \text{ kg/m}^3$ a densidade do ar a nível do mar (1 atm, 15 °C) e H_m a altitude do local em relação ao nível do mar.

Logo, a densidade do ar no Pico dos Dias foi igual a $\rho = 1,0024384 \text{ kg/m}^3$. Dando sequência a estimativa da potência do vento, foi calculada a raiz média cúbica da velocidade do vento utilizando a equação a seguir:

$$v_{rmc} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \rho_i \cdot v_i^3$$

Onde v_{rmc} é a raiz média cúbica da velocidade do vento, n o número de medições no período, ρ_i a densidade do ar no local, v_i a velocidade instantânea do vento.

Segundo Lima e Guimarães (2011), a raiz cúbica da velocidade do vento apresenta uma melhor aproximação para determinar a o potencial eólico do vento (P_{rmc}), quando se trata de um estudo de retorno de investimento. A equação do P_{rmc} é exibida abaixo:

$$P_{rmc} = \frac{1}{4} \cdot \rho_i \cdot v_i^3$$

A tabela 9 divulga os resultados da raiz cúbica da velocidade média do vento, a potência gerada a partir dessa velocidade e a intensidade de turbulência do vento para cada mês do ano.

Tabela 9 - Estimativa da potência do vento e sua turbulência

Mês	Média de Vel. vento (m/s)	RMC de Vel. Vento (m/s)	Potência RMC (W/m ²)	Desv Pad de Vel. vento (m/s)	I (turbulence intensity)
jan	3,17	3,18	8,07	2,67	84%
fev	3,37	3,38	9,65	2,36	70%
mar	3,29	3,30	8,99	2,41	73%
abr	3,20	3,21	8,29	2,47	77%
mai	3,47	3,47	10,51	2,59	75%
jun	4,19	4,20	18,56	2,89	69%
jul	4,13	4,14	17,78	2,88	70%

ago	3,76	3,77	13,43	2,79	74%
set	3,88	3,89	14,71	2,71	70%
out	3,81	3,82	14,01	2,64	69%
nov	3,44	3,45	10,29	2,51	73%
dez	3,42	3,43	10,11	2,73	80%
média total	3,61	3,62	11,89	2,67	74%

Fonte: DO AUTOR, 2021.

Pelo resultado apresentado na tabela 9 já é possível verificar a potência por metro quadrado que o escoamento do vento tem capacidade de produzir. A intensidade turbulenta que está associada a variação da velocidade do vento na região do Pico dos Dias é alta, assim como já havia sido constatado pelo parâmetro de forma (k) da distribuição de Weibull (quadro 4). Segundo Acunha Jr. e Almeida (2006), o parâmetro “k” próximo do valor igual a um, também pode indicar um regime de ventos altamente variável.

As turbinas eólicas de pequeno porte, selecionadas para compor os resultados deste estudo, foram os modelos Hoyi 300, Proven 2.5, Raum 3.5 e Skystream 3.7. Elas foram escolhidas pois conseguem trabalhar em velocidades de vento relativamente baixas, suas dimensões são pequenas e, também, por se adequarem a ambientes com turbulência significativa. A figura 67 exibe um exemplar de cada modelo de aerogerador.

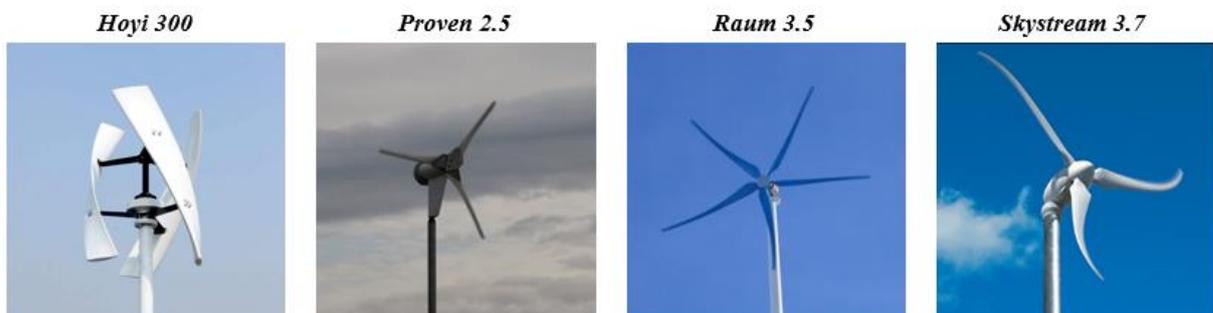


Figura 67 - Turbinas eólicas selecionadas para análise de viabilidade econômica. Fonte: V-AIR; PROVEN ENERGY LTDA.; RAUM ENERGY INC.; XZERES, 2021.

A empresa V-Air iniciou seus trabalhos no ramo de aerogeradores em 2008 nos Estados Unidos da América. Em 2016 a empresa foi comprada por um grupo chinês voltado ao setor eólico, que migrou a empresa para a China. A V-Air é a fabricante da turbina de eixo vertical Hoyi 300, a qual fez parte de nossas análises de viabilidade econômica para este projeto.

O aerogerador de pequeno porte Proven 2.5, produzido pela Proven Energy Ltda. Tem sua sede no Reino Unido, onde atua neste ramo desde 1980. Esse aerogerador é capaz de atuar em baixas velocidades do vento, por esse motivo, ele se adequa a locais urbanos e para regiões de produção local de energia.

A Raum Energy Inc. é a empresa responsável pela fabricação das turbinas Raum 3.5. Essa instituição é especializada no ramo de aerogeradores eólicos de pequeno porte, pois além da turbina, ela também fabrica componentes especializados para atender a demanda de pequenos *prossumidores*.

Xzeres é uma instituição especializada em fabricar aerogeradores para ambientes empresariais e residenciais. O Skystream 3.7 foi o primeiro aerogerador de pequeno porte projetado para trabalhar em baixas velocidades, embora ele seja compacto, o Skystream 3.7 possui controladores e inversores integrados em sua estrutura, permitindo-o operar de forma eficiente para produzir até 400 kWh por mês.

O quadro 5 exhibe as especificações dos aerogeradores de pequeno porte utilizados na análise de viabilidade econômica do projeto.

Quadro 5 - Dados técnicos das turbinas eólicas

Especificações	Hoyi 300	Proven 2.5	Raum 3.5	Skystream 3.7
Eixo da turbina	Vertical	Horizontal	Horizontal	Horizontal
Potência nominal	0,3 kW	2,5 kW	3,5 kW	2,4 kW
Diâmetro do rotor	1,3 m	3,5 m	4,0 m	3,72 m
Peso	42 kg	190 kg	68 kg	77 kg
Tipo	-	<i>Downwind</i> com auto regulação	<i>Downwind</i> sem auto regulação	<i>Downwind</i> com controle de regulação <i>stall</i>
Hélices	3 pás de fibra de vidro	3 pás de polipropileno	5 pás	3 pás de compósito reforçado com fibra de vidro
Velocidade nominal (rpm)	300 rpm	300 rpm	350 rpm	330 rpm
Alternador	Ímã permanente trifásico com acionamento direto	Ímã permanente de acionamento direto sem escova	Ímã permanente síncrono	Ímã permanente de escova magnética

Alimentação	120V	230V AC 50Hz ou 240V AC 60Hz	120V	120V AC 60Hz ou 240V AC 60Hz
Sistema de frenagem	Freio mecânico	Freio mecânico	Sistema de frenagem ativo (ABS)	Eletrônico com controle regulador
Velocidade de <i>Cut-in</i>	2,5 m/s	2,5 m/s	3,2 m/s	3,5 m/s
Velocidade nominal	12 m/s	12 m/s	11 m/s	13 m/s
Vento limite	50 m/s	70 m/s	50 m/s	70 m/s

Fonte: ADAPTADO V-AIR; PROVEN ENERGY LTDA.; RAUM ENERGY INC.; XZERES, 2021.

As curvas de potência das turbinas eólicas utilizadas nesse projeto, foram elaboradas pelo software Windographer® segundo dados técnicos fornecidos pelos próprios fabricantes. A curva de potência de cada aerogerador de pequeno porte pode ser visualizada a partir da figura 68.

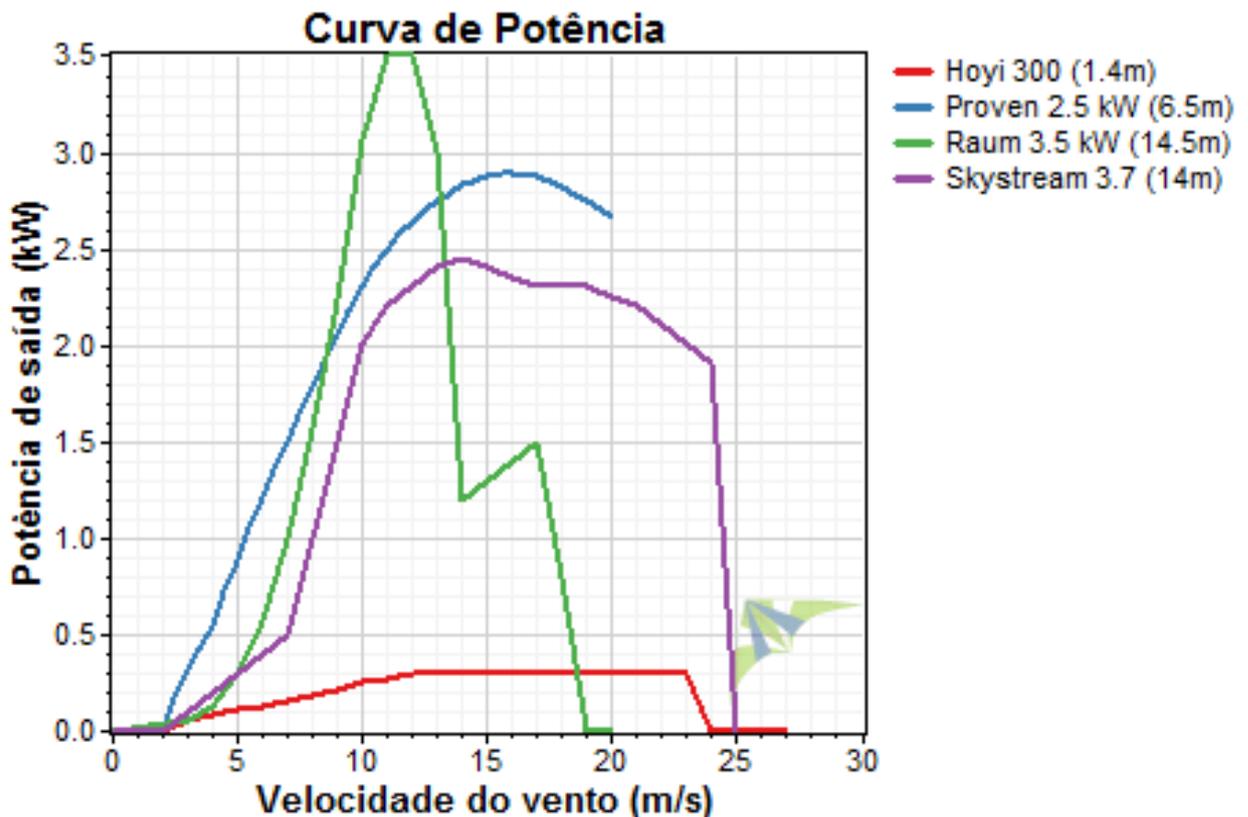


Figura 68 - Curva de potência dos aerogeradores. Fonte: ADAPTADO V-AIR; PROVEN ENERGY LTDA.; RAUM ENERGY INC.; XZERES, 2021.

Segundo as curvas de potência de cada aerogerador (figuras 69, 70, 71 e 72) associadas a frequência de velocidade do vento (tabela 10), foram elaboradas as estimativas da produção de energia (quadros 6, 7, 8 e 9) para cada turbina analisada neste trabalho.

Tabela 10 - Frequência da velocidade do vento sobre o Pico dos Dias

Intervalo de Vel. Vento (m/s)		Nº de Ocorrências	Frequência (%)
0,00	0,50	26497,00	13,8400%
0,50	1,00	10993,00	5,7420%
1,00	1,50	12134,00	6,3380%
1,50	2,00	12976,00	6,7780%
2,00	2,50	13057,00	6,8200%
2,50	3,00	12512,00	6,5350%
3,00	3,50	10794,00	5,6380%
3,50	4,00	9552,00	4,9890%
4,00	4,50	1909,00	9,9710%
4,50	5,00	936,00	4,8890%
5,00	5,50	8741,00	4,5660%
5,50	6,00	7776,00	4,0620%
6,00	6,50	7115,00	3,7160%
6,50	7,00	6072,00	3,1720%
7,00	7,50	5216,00	2,7240%
7,50	8,00	4446,00	2,3220%

8,00	8,50	376,00	1,9640%
8,50	9,00	5379,00	2,8100%
9,00	9,50	1698,00	0,8870%
9,50	10,00	1321,00	0,6900%
10,00	10,50	921,00	0,4810%
10,50	11,00	669,00	0,3490%
11,00	11,50	444,00	0,2320%
11,50	12,00	285,00	0,1490%
12,00	12,50	199,00	0,1040%
12,50	13,00	222,00	0,1160%
13,00	13,50	71,00	0,0370%
13,50	14,00	53,00	0,0280%
14,00	14,50	26,00	0,0140%
14,50	15,00	20,00	0,0100%
15,00	15,50	18,00	0,0090%
15,50	16,00	9,00	0,0050%
16,00	16,50	6,00	0,0030%
16,50	17,00	10,00	0,0050%
17,00	17,50	10,00	0,0050%

17,50	18,00	1,00	0,0010%
18,00	18,50	0,00	0,0000%
18,50	19,00	1,00	0,0010%
19,00	19,50	0,00	0,0000%
19,50	20,00	0,00	0,0000%
Total		191454,00	100%

Fonte: DO AUTOR, 2021.

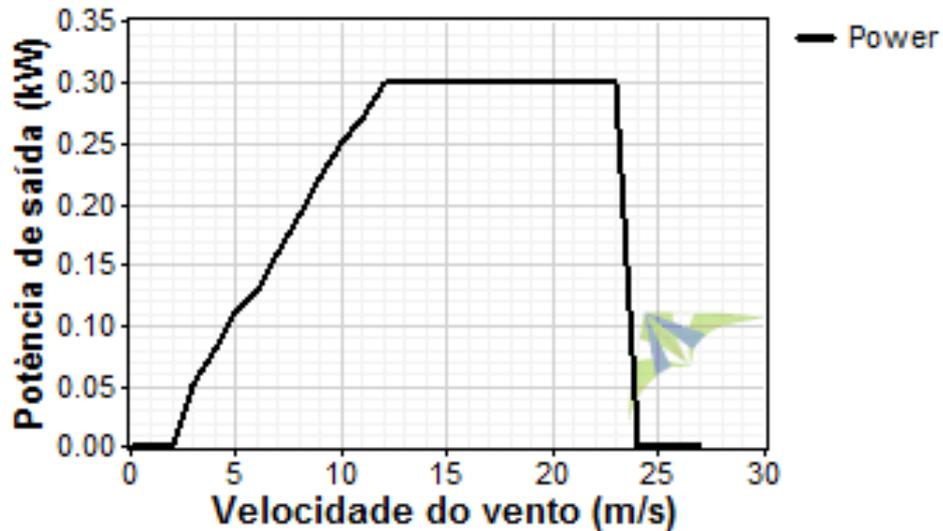


Figura 69 - Curva de potência da turbina eólica Hoyi 300. Fonte: ADAPTADO V-AIR, 2021.

Quadro 6 - Estimativa da potência de saída, da produção de energia anual e o fator de capacidade da turbina Hoyi 300

Variáveis	Antes das perdas	Depois das perdas	Unidades
Potência média de saída	0,0656	0,054	kW
Produção anual de energia	575	473	kWh/ano
Fator de capacidade	2,2	1,8	%

Fonte: ADAPTADO V-AIR, 2021.

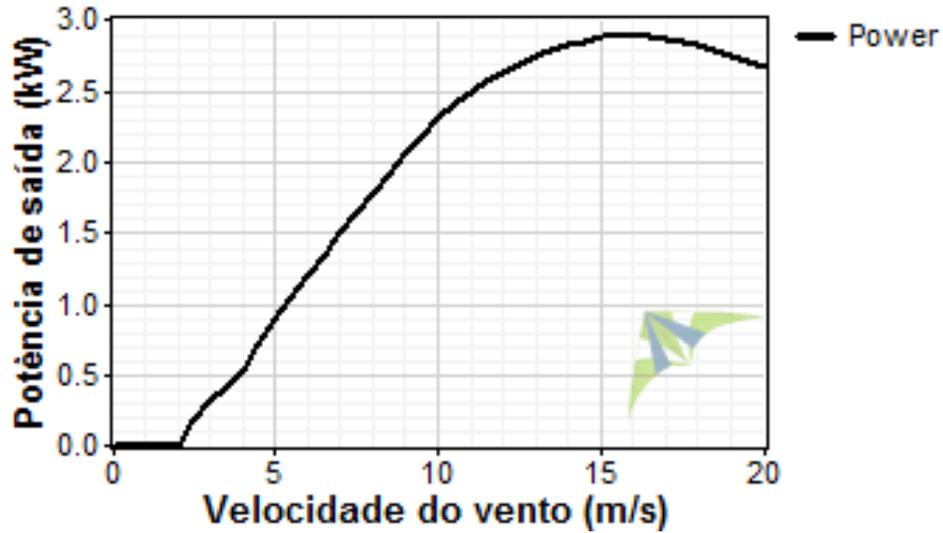


Figura 70 - Curva de potência da turbina eólica Proven 2.5. Fonte: ADAPTADO PROVEN ENERGY LTDA., 2021.

Quadro 7 - Estimativa da potência de saída, da produção de energia anual e o fator de capacidade da turbina Proven 2.5

Variáveis	Antes das perdas	Depois das perdas	Unidades
Potência média de saída	0,776	0,630	kW
Produção anual de energia	6707	5520	kWh/ano
Fator de capacidade	30,6	25,2	%

Fonte: ADAPTADO PROVEN ENERGY LTDA., 2021.

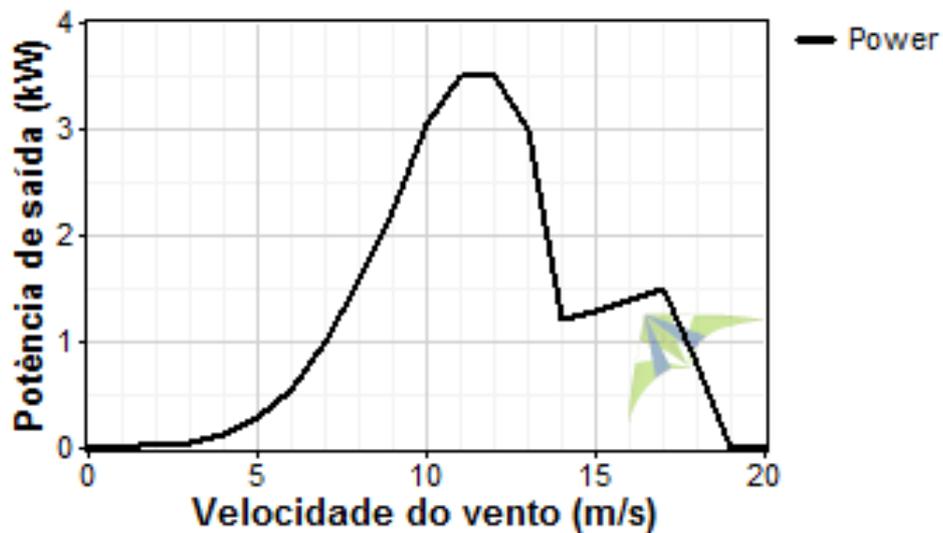


Figura 71 - Curva de potência da turbina eólica Raum 3.5. Fonte: ADAPTADO RAUM ENERGY INC., 2021.

Quadro 8 - Estimativa da potência de saída, da produção de energia anual e o fator de capacidade da turbina Raum 3.5

Variáveis	Antes das perdas	Depois das perdas	Unidades
Potência média de saída	0,644	0,530	kW
Produção anual de energia	5641	4642	kWh/ano
Fator de capacidade	18,4	15,1	%

Fonte: ADAPTADO RAUM ENERGY INC., 2021.

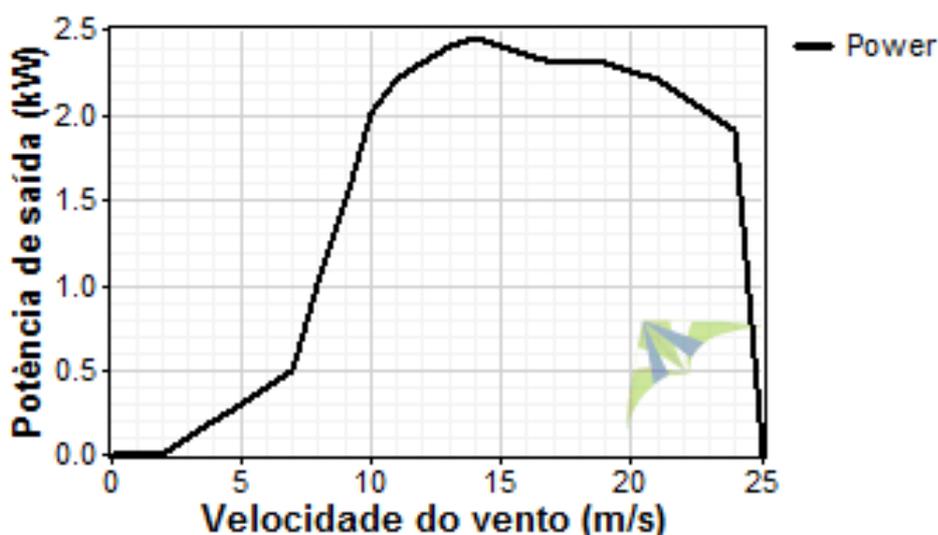


Figura 72 - Curva de potência da turbina eólica Skystream 3.7. Fonte: ADAPTADO XZERES, 2021.

Quadro 9 - Estimativa da potência de saída, da produção de energia anual e o fator de capacidade da turbina Skystream 3.7

Variáveis	Antes das perdas	Depois das perdas	Unidades
Potência média de saída	0,449	0,370	kW
Produção anual de energia	3937	3240	kWh/ano
Fator de capacidade	18,0	14,8	%

Fonte: ADAPTADO XZERES, 2021.

Segundo as análises realizadas para a produção de energia a partir dos aerogeradores, a turbina Proven 2.5 do fabricante Proven Energy Ltda., apresentou a maior produção anual de energia (5520 kW/ano). A mesma turbina, também ostentou o maior fator de capacidade depois das perdas (25,2 %), comparado às demais turbinas eólicas testadas. Vale ressaltar que as perdas se remetem às características do processo de produção de energia de cada aerogerador.

Para verificar a viabilidade econômica de cada aerogerador para a produção de energia elétrica no Observatório do Pico dos Dias, foram feitas estimativas dos custos de cada turbina eólica avaliada, baseando-se nas informações fornecidas pelos fabricantes. O quadro 10 apresenta os gastos referentes à compra e a instalação dos aerogeradores.

Quadro 10 - Informações levantadas de cada turbina eólica para avaliação da viabilidade econômica

Turbina eólica	Preço	Instalação	Produção anual de energia (kWh/ano)	Fator de capacidade	Tempo de vida (anos)
Hoyi 300	R\$32.745,80	R\$3.000,00	473,00	1,80%	20
Proven 2.5	R\$40.275,70	R\$3.000,00	5520,00	25,20%	20
Raum 3.5	R\$39.778,30	R\$3.000,00	4642,00	15,10%	20
Skystream 3.7	R\$28.000,00	R\$5.000,00	3240,00	14,80%	20

Fonte: ADAPTADO V-AIR; PROVEN ENERGY LTDA.; RAUM ENERGY INC.; XZERES, 2021.

Os valores referentes à composição tarifária cobrada pela distribuidora de energia elétrica CEMIG®, estão sendo divulgados no quadro 11.

Quadro 11 - Composição da conta de energia

Tarifa de energia + TUSD [kWh]	R\$0,705
ICMS	30,00%
COFINS	4,01%
PIS	0,87%

Fonte: ADAPTADO CEMIG, 2021.

A partir das informações expostas nos quadros 10 e 11, o VPL, a Taxa Interna de Retorno (TIR), a taxa de lucratividade e o *payback*, foram calculados considerando o WACC a uma taxa de 4,59%. O WACC de um projeto eólico representa a taxa mínima de atratividade (TMA). Esse valor de 4,59% é baseado, segundo a Agência Nacional de Energia Elétrica, na taxa de livre risco (ANEEL, 2014). Para esta análise foram desconsiderando as bandeiras tarifárias e os serviços de iluminação pública.

A tabela 11 exhibe os resultados obtidos pelas turbinas eólicas perante os indicadores de rentabilidade.

Tabela 11 - Indicadores de rentabilidade das turbinas eólicas testadas

	Hoyi 300	Proven 2.5	Raum 3.5	Skystream 3.7
VPL	-R\$29.940,48	R\$24.473,45	R\$14.194,81	R\$6.765,81
TIR	-11%	10%	8%	7%
Taxa de lucratividade	0,25	2,43	2,06	1,87
payback	Projeto Inviável	8,24	9,69	10,71

Fonte: DO AUTOR, 2021.

As figuras 73, 74, 75 e 76 indicam a evolução de cada turbina eólica no sistema de *payback*.

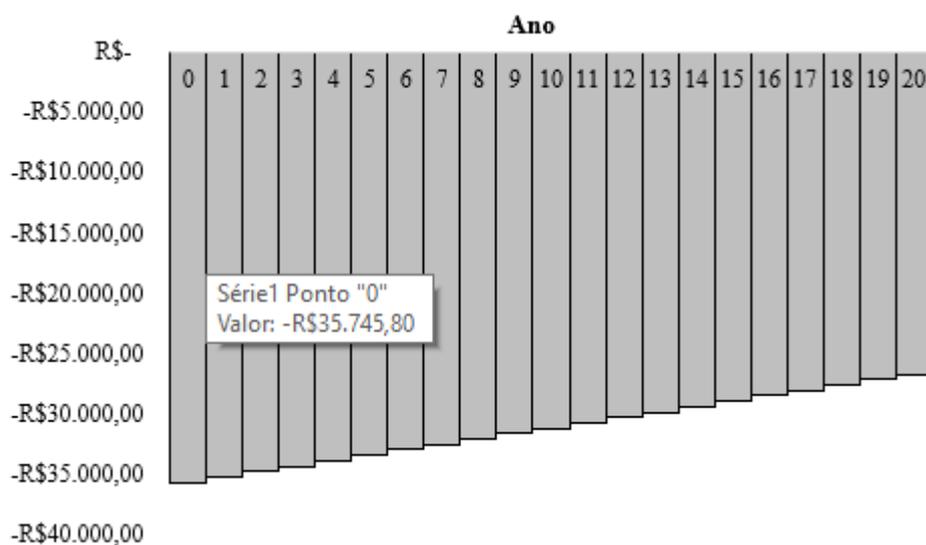


Figura 73 - Sistema de *payback* da turbina Hoyi 300. Fonte: DO AUTOR, 2021.

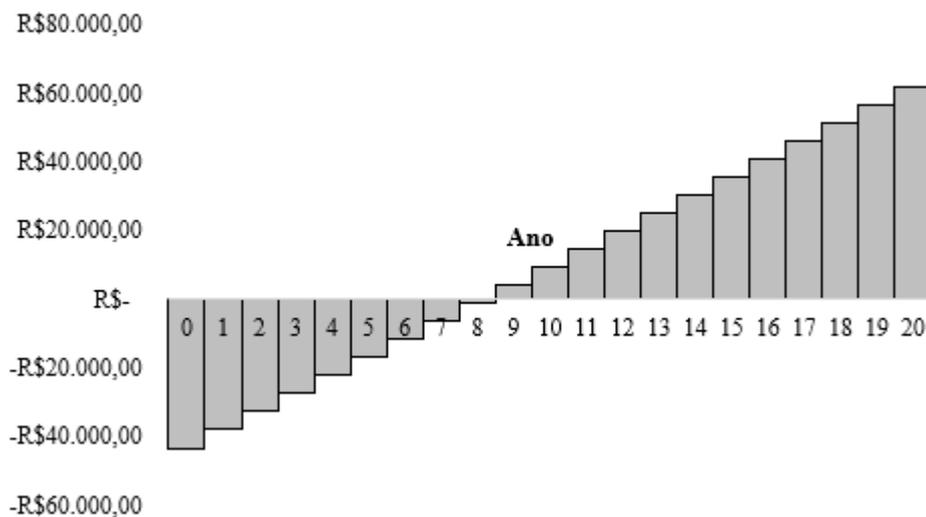


Figura 74 - Sistema de *payback* da turbina Proven 2.5. Fonte: DO AUTOR, 2021.

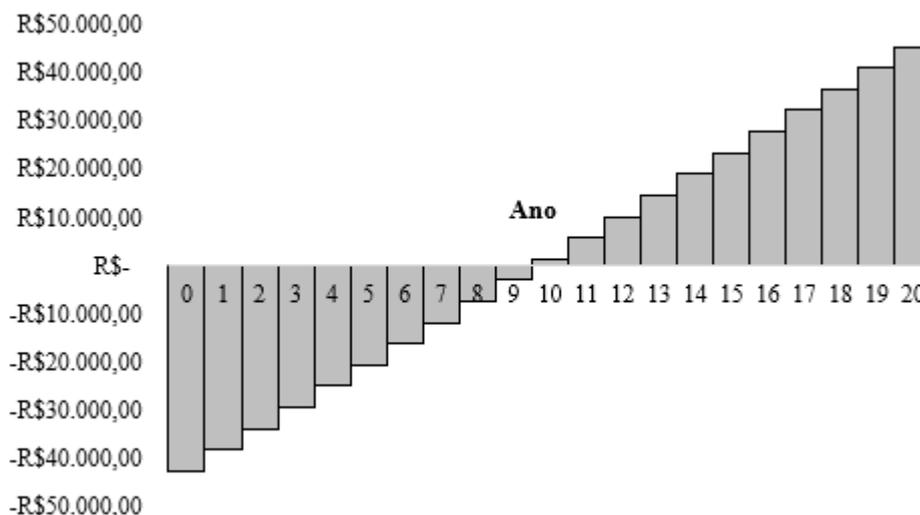


Figura 75 - Sistema de *payback* da turbina Raum 3.5. Fonte: DO AUTOR, 2021.

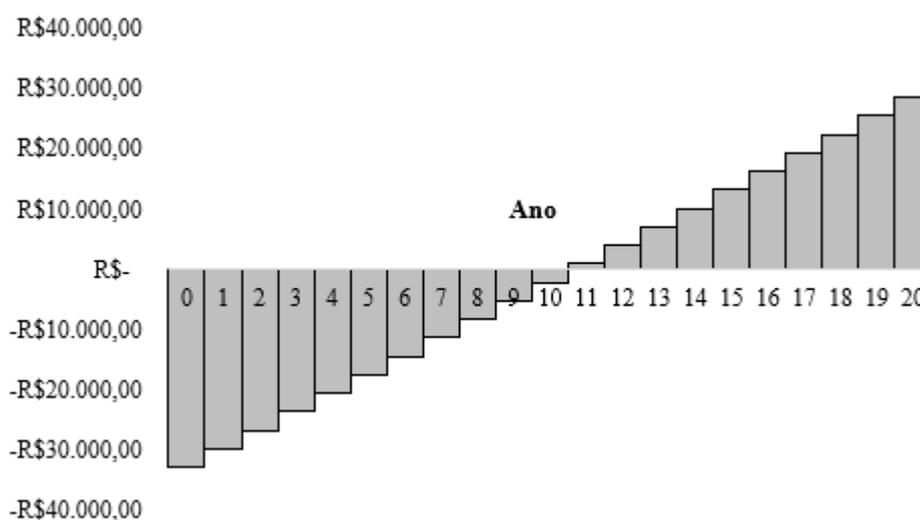


Figura 76 - Sistema de *payback* da turbina Skystream 3.7. Fonte: DO AUTOR, 2021.

Avaliando os resultados obtidos pelas turbinas eólicas testadas, com exceção da turbina Hoyi 300 da fabricante V-AIR, todos os demais aerogeradores apresentaram indicadores de rentabilidade favoráveis para a instalação das respectivas turbinas nas dependências do Observatório do Pico dos Dias.

A turbina Proven 2.5 da empresa Proven Energy Ltda. apresentou os melhores indicadores de rentabilidade de investimento. Considerando uma TMA de 4,59%, o VPL teve como resultado um saldo positivo de R\$24473,45. O valor da sua TIR (10%) foi superior ao estabelecido pela taxa mínima de atratividade. O tempo de *payback* foi de aproximadamente 9,41 anos e a sua taxa de lucratividade foi de 2,43. O que significa que a cada unidade monetária investida neste empreendimento o investidor recebe em valores presentes 2,43 da mesma unidade monetária.

Devido ao fato de o *WACC* ser um índice que pode variar dependendo das condições consideradas e, mesmo sabendo que a TMA de um projeto eólico pode ser baseada na taxa de

livre risco, como é determinado pela ANEEL. Este trabalho também resolveu considerar variar a TMA entre 4% a 10% com o intuito de averiguar se o VPL das turbinas ainda permanece positivo. A figura 77 exhibe o comportamento do VPL de cada turbina de acordo com a variação da TMA.

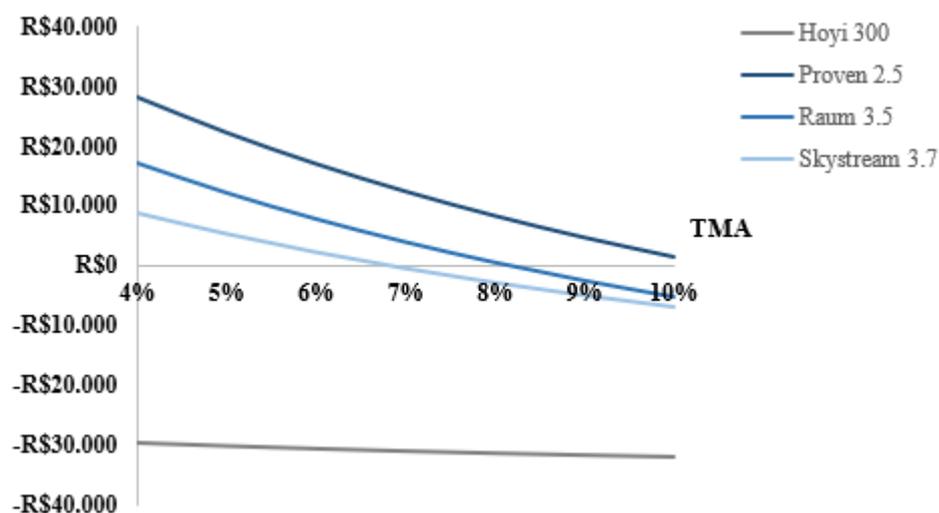


Figura 77 - Variação do VPL das turbinas testadas em relação à TMA. Fonte: DO AUTOR, 2021.

De acordo com a figura 77, com exceção da turbina Hoyi 300, até uma TMA de 7% todas as demais turbinas apresentam VPL positivo. Conforme a TMA aumenta, o VPL das turbinas diminui até ficarem negativos. Quando a taxa mínima atrativa ultrapassa 10%, todas as turbinas eólicas tornam-se investimentos inviáveis, pois seus respectivos VPLs exibem valores negativos.

Em resumo, a análise econômica das turbinas eólicas de pequeno porte testadas, demonstram ser possível realizar empreendimentos com uma TMA menor que 9%. Para a região do Pico dos Dias, a turbina Proven 2.5 demonstrou o melhor resultado comparado com as outras turbinas. Em contra partida a Hoyi 300, a única turbina de eixo vertical escolhida para as análises comparativas, não apresentou um desempenho satisfatório para a região do OPD. Pois nenhum de seus indicadores de viabilidade econômica foi favorável à implementação desse modelo para o Pico dos Dias.

Embora a turbina eólica de eixo na vertical Hoyi 300 não tenha apresentado resultados satisfatórios, para trabalhos futuros, é recomendado analisar outros aerogeradores de eixo vertical, pois apenas um exemplar deste tipo de aerogerador não descarta a possibilidade de que outros modelos do mesmo segmento possam apresentar resultados favoráveis ao aproveitamento eólico no Pico dos Dias.

Conforme foi apresentado por este trabalho, existe uma nova proposta de regulamentação da GD no país, que até o presente momento ainda não entrou em vigor.

Contudo, para também contemplar uma avaliação da implementação de geradores eólicos de pequeno porte sobre o Pico dos Dias em um possível novo cenário, que foi apresentado a partir do AIR nº 003/2019. Este estudo elaborou novos resultados, considerando a alternativa dois do novo sistema de compensação de energia proposto, onde a GD, deixa de compensar a transmissão e a distribuição de energia (fio A e fio B respectivamente).

O quadro 12 apresenta as componentes da tarifa de energia que serão compensadas a partir de um possível novo cenário.

Quadro 12 - Composição da conta de energia em um novo sistema de compensação

Tarifa de energia [kWh]	R\$0,618
ICMS	30,00%
COFINS	4,01%
PIS	0,87%

Fonte: ADAPTADO CEMIG, 2021.

Considerando as informações presentes no quadro 12 e relacionando-o com os dados de produção de cada turbina eólica de pequeno porte selecionada por este trabalho (quadro 10), foram elaborados novos indicadores de rentabilidade. A tabela 12 apresenta os novos indicadores de rentabilidade de cada aerogerador considerando um novo cenário.

Tabela 12 - Indicadores de rentabilidade das turbinas eólicas testadas em um novo cenário

	Hoyi 300	Proven 2.5	Raum 3.5	Skystream 3.7
VPL	-R\$30.656,88	R\$16.112,92	R\$7.164,09	R\$1.858,54
TIR	-11%	9%	6%	5%
Taxa de lucratividade	0,22	2,13	1,81	1,64
<i>payback</i>	Projeto Inviável	9,41	11,06	12,22

Fonte: DO AUTOR, 2021.

As figuras 78, 79, 80 e 81 indicam a evolução de cada turbina eólica no sistema de *payback* considerando um novo cenário.

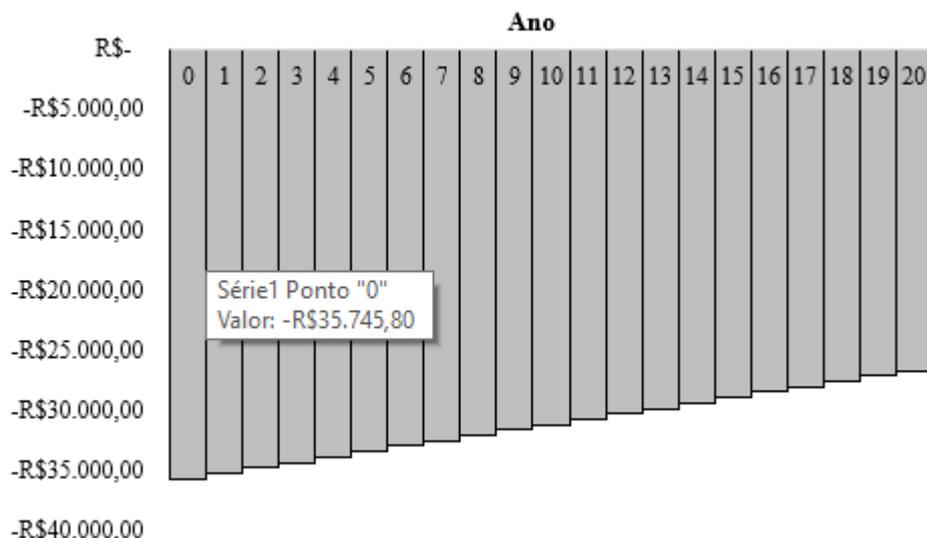


Figura 78 - Sistema de *payback* da turbina Hoyi 300 para um novo cenário. Fonte: DO AUTOR, 2021.

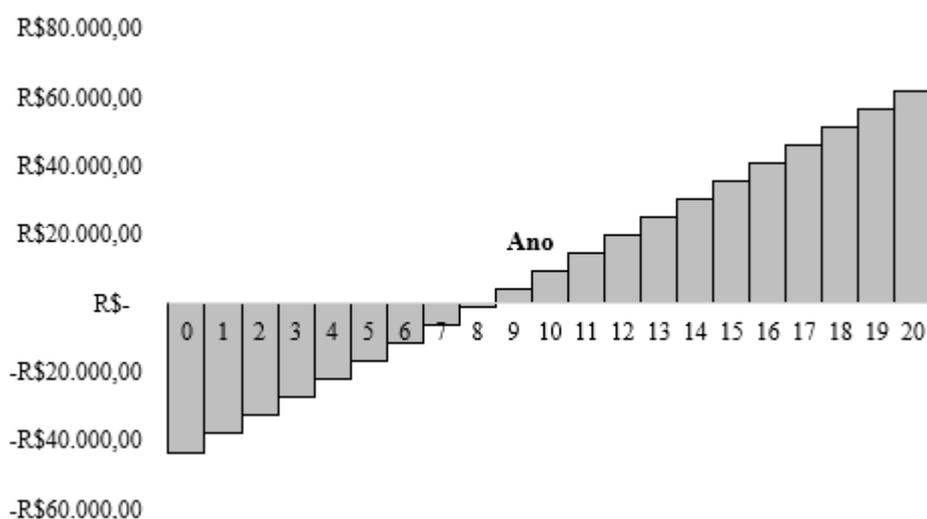


Figura 79 - Sistema de *payback* da turbina Proven 2.5 para um novo cenário. Fonte: DO AUTOR, 2021.

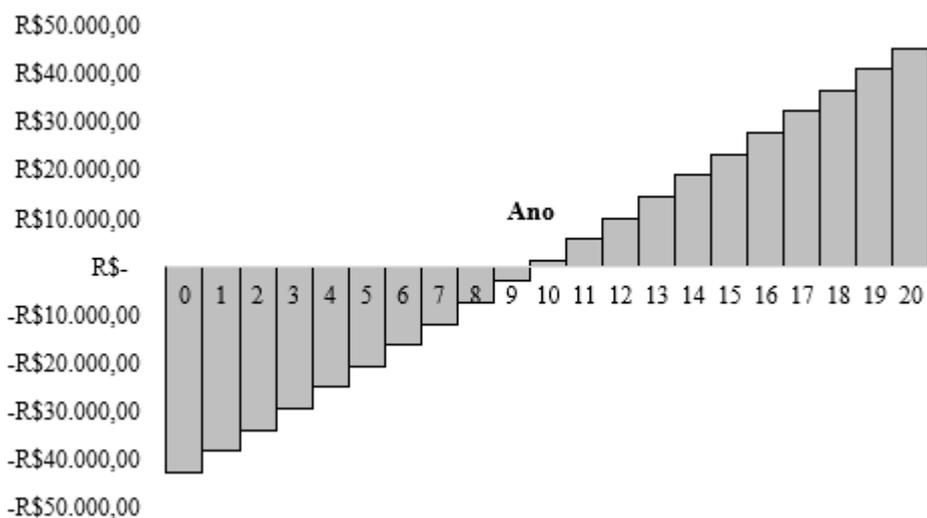


Figura 80 - Sistema de *payback* da turbina Raum 3.5 para um novo cenário. Fonte: DO AUTOR, 2021.

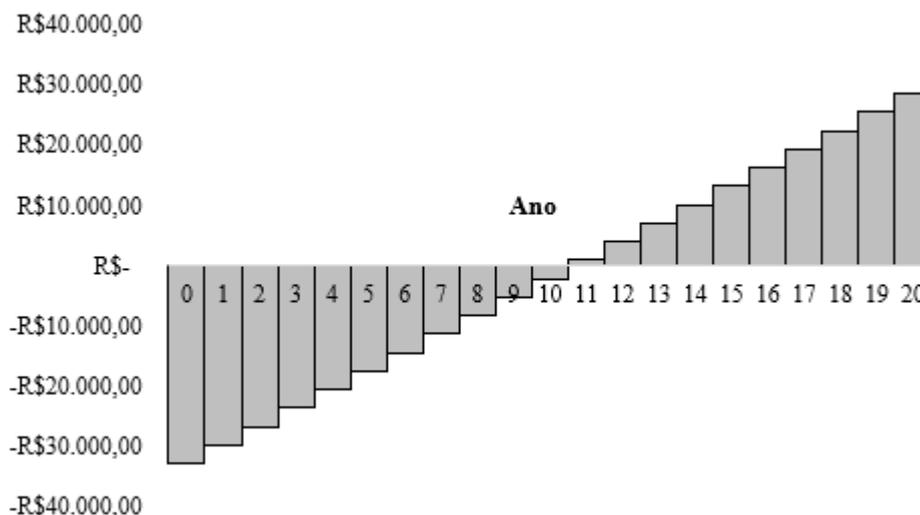


Figura 81 - Sistema de payback da turbina Skystream 3.7 para um novo cenário. Fonte: DO AUTOR, 2021.

Considerando um novo sistema de compensação de energia para a GD, nota-se que a partir dos indicadores de rentabilidade das turbinas eólicas, houve uma redução nos valores obtidos pelos aerogeradores. A turbina Hoyo 300 continuou sendo inviável em qualquer cenário, já a turbina Proven 2.5 permaneceu sendo a que melhor apresentou resultados em relação as condições meteorológicas presentes sobre o Pico dos Dias.

Ao variar a TMA de 4% até 10% para um novo sistema de compensação (figura 82), novamente há uma redução no desempenho das turbinas eólicas selecionadas, onde qualquer umas das turbinas escolhidas deixa de ser rentável a uma TMA superior as 9%.

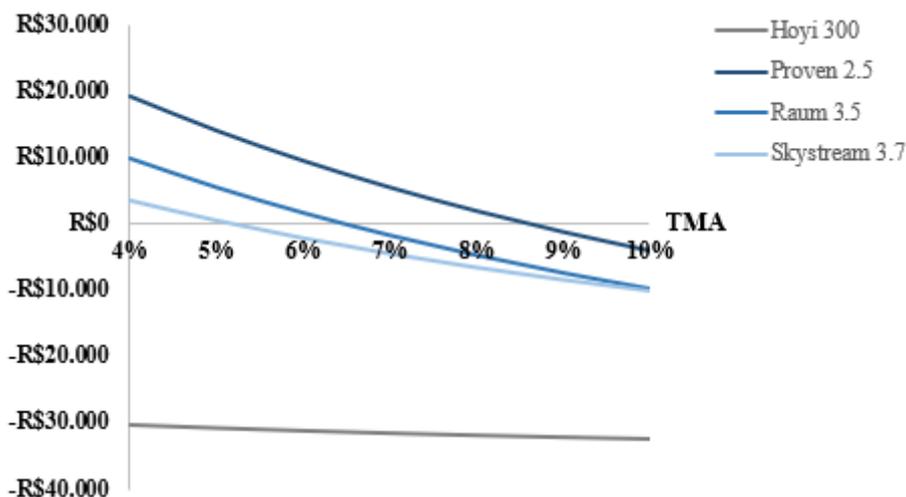


Figura 82 - Variação do VPL das turbinas testadas em relação à TMA em um novo sistema de compensação. Fonte: DO AUTOR, 2021.

6. CONCLUSÃO

Este estudo teve como principal objetivo avaliar as condições existentes no Pico dos Dias para o aproveitamento eólico. Para alcançar este objetivo, primeiramente foi necessário recorrer aos dados meteorológicos da estação meteorológica existente no local. A partir das análises desses dados, utilizando o software Windographer®, foi possível determinar que a direção de maior recorrência dos ventos no OPD vinha do Noroeste.

A orientação do vento sobre a região, permitiu que o ensaio em túnel de vento fosse conduzido orientando o Modelo Reduzido (MR) de forma a receber os ventos dentro da câmara de ensaios, na sua porção Noroeste. Já a velocidade média do vento que passa sobre o Pico dos Dias é igual a 3,6 m/s, este valor serviu como um parâmetro para selecionar turbinas que trabalham com um *cut-in* abaixo dessa velocidade do vento.

As análises mensais do perfil médio das variáveis meteorológicas, apontam uma correlação entre a temperatura e a umidade específica com relação a velocidade do vento. Segundo os resultados apresentados nas figuras 45 e 46, durante a estação chuvosa (verão) a temperatura e a umidade relativa são elevadas, conseqüentemente o regime de ventos nessa época do ano é enfraquecido devido a influência dessas outras duas variáveis.

Na estação seca, ocorre exatamente o inverso, a temperatura se torna mais amena e a umidade relativa decai, já a velocidade do vento nesse mesmo período se intensifica. Por essa razão os meses de junho, julho e agosto, apresentam maiores oportunidades para a produção de energia eólica.

De acordo com as observações feitas para o perfil diurno das variáveis meteorológicas, a velocidade do vento exibe um comportamento análogo a umidade relativa e inverso a atuação da temperatura durante as vinte e quatro horas do dia. No período em que o Sol está presente no céu, o comportamento da velocidade do vento é mais tênue. Conforme o Sol se põe, a velocidade do vento começa a se intensificar até atingir o seu ápice, que ocorre por volta das 06:00h da manhã.

Assim como o comportamento da velocidade ao longo do dia, a umidade relativa também é alta durante o período noturno e baixa durante o dia. Já a temperatura apresenta sua máxima por volta das 15:00h da tarde e sua mínima às 06:00h da manhã. Logo, o momento mais propício no ciclo diurno ao aproveitamento eólico no Pico dos Dias, ocorre durante o período em que o Sol não incide sobre essa região.

Em questão tanto de curiosidade quanto para trabalhos futuros, o ciclo diurno para o Pico dos Dias permite que seja possível criar um sistema de geração híbrida entre placas

fotovoltaicas e turbinas eólicas. Pois segundo as informações apresentadas neste trabalho, as turbinas eólicas terão a sua maior eficiência durante o período noturno, já os painéis fotovoltaicos, durante o dia. Criando um sistema de complementaridade entre essas fontes de energia elétrica.

Embora seja comum a presença de circulação local principalmente em regiões compostas por vales, taludes, picos e montanhas. Analisando os dados meteorológicos do Pico dos Dias, não foi possível identificar a presença de forças locais, como por exemplo a brisa de vale-montanha, que fossem capazes de influenciar o comportamento das variáveis meteorológicas na região. Para determinar se realmente não existe atuação de uma circulação local específica, é necessário realizar um estudo mais apurado.

Para o estudo das condições de vento para o aproveitamento eólico no Pico dos Dias, o software Windographer® se mostrou extremamente útil. Os excelentes resultados apresentados por este software, também podem ser encontrados em diversos outros trabalhos para a análise do escoamento do vento (SILVA, 2020; CAGLAYAN, *et al.*, 2019; MOORTHY *et al.*, 2017).

Quando o perfil diurno da velocidade do vento foi segmentado sazonalmente, foi possível verificar que em ordem decrescente a velocidade média do vento é mais intensa no inverno, primavera, outono e verão respectivamente. Os parâmetros de Weibull para esses mesmos perfis indicavam que a velocidade do escoamento do vento no Pico dos Dias é altamente variável. Por essa razão, o ensaio no túnel de vento foi realizado variando a velocidade do vento dentro da câmara de experimentos.

Para analisar as características da velocidade do escoamento na vertical, foi utilizado um túnel de vento localizado no Laboratório de Instrumentação Meteorológica da UNIFEI. O experimento está exemplificado por meio de uma gravação disponível neste link: [Ensaios em túnel de vento.mp4](#).

Os resultados obtidos em túnel de vento, mostraram que o vento a barlavento segue as características do perfil logarítmico apresentado pelos estudos de Prandtl para o escoamento do vento na CLP. Logo, o escoamento nessa região se assemelha ao comportamento do vento em uma superfície plana. Esse é um indício de que o ensaio no túnel de vento consegue representar o comportamento do vento na natureza.

No cume do MR, foi possível identificar a atuação da velocidade incremental do vento próximo à superfície. Essa velocidade incremental do vento foi positiva em todos os estudos de casos testados, por esse motivo, acredita-se que seja possível operacionalizar uma turbina eólica de pequeno porte sobre o Pico dos Dias.

Já o escoamento a sotavento, demonstrou um relativo declínio na velocidade do vento próximo à superfície. O motivo para o qual o vento perde a sua intensidade nesta situação em especial, pode estar relacionado a separação do escoamento nesta região. Conseqüentemente, o escoamento a sotavento próximo ao solo também vai apresentar alta turbulência.

Devido à suspeita de que as bordas da câmara de ensaios poderiam interferir nos resultados dos testes em túnel de vento. O experimento foi conduzido primeiramente com a câmara de ensaios totalmente lacrada, posteriormente as bordas laterais e o teto da câmara de experimentos foram retirados.

Como resultado a essa alteração dentro do experimento, foi possível detectar que em algumas situações, como por exemplo, a barlavento com a velocidade do vento a 3 m/s, as bordas da câmara de experimentos realmente interferem nos resultados. Contudo, existem outras forçantes que em determinadas situações, exercem maior influência sobre o escoamento do vento, como por exemplo a interação do escoamento com a orografia do MR e a intensidade da velocidade do escoamento do vento dentro da câmara de experimentos. O trabalho de Cardoso (2020) vai de encontro com o que foi apresentado por este estudo.

Segundo Cardoso (2020), os túneis de vento são ferramentas confiáveis para o estudo do escoamento do vento. Contudo, é necessário conhecer muito bem as condições de contorno, pois elas podem influenciar diretamente no experimento simulado. Sendo assim, os resultados apresentados, demonstraram que devido às condições de contorno, a intensidade turbulenta dentro da câmara de ensaios apresenta alterações que não condizem com o que verificado em escala real, pois na atmosfera não existem bordas laterais e um teto como limitadores do escoamento assim como existem na câmara de ensaios de um túnel de vento (CARDOSO, 2020).

Conforme os resultados referentes ao escoamento do ar sobre o Pico dos Dias, foi possível estimar a potência média produzida pelos ventos sobre a região. Neste caso, o fluxo de ar no Pico dos Dias gera uma potência média aproximada de 11,89 W/m². Essa estimativa varia ao longo do tempo, podendo atingir maiores valores no inverno e menores no verão.

Por fim, a viabilidade econômica dos aerogeradores testados, mostrou que a uma TMA de 4,59%, três das quatro turbinas avaliadas alcançaram indicadores positivos de rentabilidade de projeto. O que significa que as turbinas Proven 2.5, Raum 3.5 e Skystream 3.7, são projetos economicamente viáveis de serem implementados no OPD.

Infelizmente o único exemplar de turbina de eixo vertical, a Hoyi 300 apresentou um alto investimento inicial comparado ao seu baixo fluxo de caixa, proveniente da sua pequena

capacidade de produção de energia sobre o Pico dos Dias. Fazendo com que esse modelo de turbina fosse economicamente inviável para ser implementado na região.

Dentre os modelos que foram aprovados pelos indicadores de rentabilidade financeira, a turbina Proven 2.5 do fabricante Proven Energy Ltda., foi o que apresentou os melhores resultados do ponto de vista econômico. Por esse motivo, ela é uma turbina que deve ser considerada como uma opção, caso esse projeto venha a ser posto em prática. Vale a pena ressaltar, que também existem outros modelos de turbinas que podem ser avaliadas.

Para essas turbinas analisadas, a máxima TMA ou WACC, que inviabiliza qualquer modelo de aerogerador, do ponto de vista financeiro, está acima de 10%. Ou seja, nessas circunstâncias, considerando uma TMA menor superior a 10%, um empreendimento no setor eólico de pequeno porte, para o Pico dos Dias é viável, tanto do ponto de vista meteorológico quanto econômico.

Quando analisamos o impacto econômico do novo sistema de compensação proposto pela ANEEL a partir do AIR nº 003/2019, a GD apresenta uma redução no desempenho das turbinas eólicas de pequeno porte conforme é demonstrado pelos indicadores de rentabilidade dos aerogeradores (tabela 12).

Considerando trabalhos futuros, o próximo passo é determinar a porcentagem de energia gerada pelas turbinas eólicas de pequeno porte, no consumo de energia do OPD. Dessa maneira é possível realizar uma comparação com a usina fotovoltaica instalada no Pico dos Dias, para verificar qual dessas duas fontes renováveis é mais atrativa para o local.

REFERÊNCIAS

- ACUNHA, I. C.; ALMEIDA, J. Análise do Desempenho de um Aerogerador de Pequeno Porte. **Colégio Técnico Industrial–FURG, Rio Grande, Rio Grande do Sul**, 2005.
- Agência Nacional de Energia Elétrica. **Nota Técnica n° 89/2014-SRE/ANEEL**: Metodologia e critérios gerais para definição do custo de capital a ser utilizado no cálculo da remuneração das instalações de geração de energia elétrica em regime de cotas. Brasília - Brasil, 2014.
- AMARANTE, OAC do et al. Atlas do potencial eólico brasileiro. **Brasília: MME**, 2001.
- ANDRADE, José Ricardo Araújo de. **Viabilidade da implantação de energia eólica em condomínios horizontais-estudo de caso: Condomínio residencial Paraíso de Maracajá/RN**. 2019. Trabalho de Conclusão de Curso. Universidade Federal do Rio Grande do Norte.
- ANEEL, Cadernos Temáticos. Micro e minigeração distribuída. **Sistema de Compensação de Energia Elétrica. Brasília, DF, Brasil: Centro de Documentação–Cedoc**, 2014.
- ANEEL. Revisão das regras aplicáveis à micro e minigeração distribuída – Resolução Normativa n° 482/2012. **Relatório de Análise de Impacto Regulatório n° 003/2019-SRD/SGT/SRM/SRG/SCG/SMA/ANEEL**. Brasília. 2019.
- ASSIREU, Arcilan T. et al. Escoamento atmosférico sobre uma colina isolada revelado a partir de dados de um veículo aéreo não tripulado (VANT). **Revista Brasileira de Meteorologia**, v. 34, n. 2, p. 227-236, 2019.
- ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENERGIA EÓLICA – ABEEÓLICA. **Boletim anual de geração eólica 2019**. 2019. Disponível em: http://abeeolica.org.br/wp-content/uploads/2020/06/PT_Boletim-Anual-de-Gera%C3%A7%C3%A3o-2019.pdf. Acesso: 10 de dezembro de 2020.
- ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENERGIA EÓLICA – ABEEÓLICA. **Infovento 19 - Versão em português**. 2021. Disponível em: http://abeeolica.org.br/wp-content/uploads/2021/02/2021_02_18_InfoVento19.pdf. Acesso: 10 de abril de 2021.
- BRACKMANN, Rodrigo et al. Avaliação do potencial eólico do sul do Brasil. **Centro Regional Sul de Pesquisas Espaciais–CRS/INPE–MCT**, 2009.
- BROGNA, Roberto et al. A new wake model and comparison of eight algorithms for layout optimization of wind farms in complex terrain. **Applied Energy**, v. 259, p. 114189, 2020.
- CAGLAYAN, Ipek et al. Analysis of wind energy potential; A case study of Kocaeli University campus. **Fuel**, v. 253, p. 1333-1341, 2019.
- CARDOSO, Flávia de Melo Ribeiro et al. Caracterização experimental de túneis de vento para a análise de potencial eólico. 2020.
- CRAIDE, Sabrina. **Geração de energia eólica deve continuar crescendo nos próximos anos**. EBC-Agência Brasil-Brasília. 2016.
- DE OLIVEIRA, João Fernando Gomes; TRINDADE, Tatiana Costa Guimarães. World energy matrix. In: **Sustainability Performance Evaluation of Renewable Energy Sources: The Case of Brazil**. Springer, Cham, 2018. p. 1-17.

DE SOUSA JUNIOR, Elder Alves et al. Sistema de Compensação de Energia Elétrica com Geração Distribuída: Propostas para Melhorar o Modelo de Compensação da Resolução 482/2012. In: **VII Congresso Brasileiro de Energia Solar-CBENS 2018**. 2020.

DIAS, Marcos Vinícius Xavier; BORTONI, Edson da Costa; HADDAD, Jamil. Geração distribuída no Brasil: oportunidades e barreiras. **Revista Brasileira de Energia**, v. 11, n. 2, p. 11, 2005.

DOS SANTOS, Rodrigo Miguel; DE SÁ RODRIGUES, Marilsa; CARNIELLO, Monica Franchi. ENERGIA E SUSTENTABILIDADE: PANORAMA DA MATRIZ ENERGÉTICA BRASILEIRA. **Scientia: Revista Científica Multidisciplinar**, v. 6, n. 1, p. 13-33, 2021.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA – EPE. **Balanco COVID-19 Impactos nos mercados de energia no Brasil 1º semestre de 2020**. Disponível em:

https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-500/Balanco_Covid-19%20rev.pdf#search=covid. Acesso em: 29 de março de 2021.

EUROPEAN WIND ENERGY ASSOCIATION. **The economics of wind energy**. EWEA, 2009.

FERREIRA, Moniki Dara de Melo. **Estudo da velocidade do vento através de downscaling dinâmico em alta resolução sobre terreno complexo no Nordeste do Brasil**. 2020. Dissertação de Mestrado. Universidade Federal do Rio Grande do Norte.

FREITAS FILHO, Dalmedson Gaúcho Rocha de. **Análise da aplicação da dinâmica dos fluidos computacional para avaliação do potencial eólico em terrenos complexos**. 2012.

GABRIEL FILHO, Luís RA et al. Caracterização analítica e geométrica da metodologia geral de determinação de distribuições de Weibull para o regime eólico e suas aplicações. **Engenharia Agrícola**, v. 31, n. 1, p. 56-66, 2011.

GOMES, Mateus Sant'Anna de Sousa et al. **Proposta de uma metodologia para utilização de energia eólica offshore no litoral Sudeste do Brasil**. 2018.

GREENER. **Estudo Estratégico: Mercado Fotovoltaico de Geração Distribuída 3º Tri de 2019**. Greener Brasil. São Paulo. 2019a.

HOLTON, James R. et al. Stratosphere-troposphere exchange. **Reviews of geophysics**, v. 33, n. 4, p. 403-439, 1995.

IEA, **Global total primary energy demand by fuel, 2019**, IEA, Paris. Disponível em: <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/global-total-primary-energy-demand-by-fuel-2019>. Acesso em: 10 de janeiro de 2021.

J. Holton, **An Introduction to Dynamic Meteorology** (Academic Press, San Diego, 1992), 3rd. ed. Disponível em: http://www.dca.ufcg.edu.br/DCA_download/An%20Introduction%20to%20Dynamic%20Meteorology.pdf. Acesso: 29 de maio de 2020.

JACKSON, P. S.; HUNT, J. C. R. Turbulent wind flow over a low hill. **Quarterly Journal of the Royal Meteorological Society**, v. 101, n. 430, p. 929-955, 1975.

JURASZ, Jakub et al. A review on the complementarity of renewable energy sources: Concept, metrics, application and future research directions. **Solar Energy**, v. 195, p. 703-724, 2020.

LIMA, Lucas Fernandes; GUIMARÃES, S. C. POTÊNCIA EXTRAÍDA DE TURBINAS EÓLICAS BASEADA NA COMPARAÇÃO DE DIFERENTES TIPOS DE VELOCIDADE DOS VENTOS. **IX CEEL. Uberlândia:[sn]**, 2011.

LIU, Zhu et al. Near-real-time monitoring of global CO₂ emissions reveals the effects of the COVID-19 pandemic. **Nature communications**, v. 11, n. 1, p. 1-12, 2020.

MAGALHÃES, João Victor Moreira et al. ANÁLISE ESTRATÉGICA DO SETOR DE ENERGIA EÓLICA NO BRASIL. **Revista Eletrônica de Estratégia & Negócios**, v. 12, n. 1, p. 3-25, 2020.

MARTINS, F.R.; GUARNIERI, R.A.; PEREIRA, E.B. O aproveitamento da energia eólica. **Rev. Bras. Ensino Fís.**, São Paulo, v. 30, n. 1, p. 1304.1-1304.13, 2008. Disponível em: http://www.scielo.br/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S1806-11172008000100005&lng=en&nrm=iso. Acesso: 29 de maio de 2020. <http://dx.doi.org/10.1590/S1806-11172008000100005>.

MATTUELLA, Jussara Maria Leite. Avaliação em túnel de vento do comportamento da camada limite atmosférica em terrenos complexos. 2012.

MOORTHY, C. Balakrishna; BALASUBRAMANIAN, C.; DESHMUKH, M. K. Wind turbine output estimation using Windographer software. **International Journal on Future Revolution in Computer Science & Communication Engineering**, v. 3, n. 11, p. 155-160, 2017.

MUNHOZ, Fabrício César; GARCIA, Anice. Caracterização da velocidade e direção predominante dos ventos para a localidade de Ituverava-SP. **Revista Brasileira de Meteorologia**, v. 23, n. 1, p. 30-34, 2008.

NETO, Alexandre Assaf. **Finanças corporativas e valor**. Atlas, 2003.

OLIVEIRA, Aretha Manoella Queiroz; PINHEIRO, José Guilherme Leitão. ENERGIA RENOVÁVEL COM UTILIZAÇÃO DA ENERGIA EÓLICA. **Episteme Transversalis**, v. 11, n. 1, 2020.

PANWAR, N. L.; KAUSHIK, S. C.; KOTHARI, Surendra. Role of renewable energy sources in environmental protection: A review. **Renewable and sustainable energy reviews**, v. 15, n. 3, p. 1513-1524, 2011.

PASSATUTO, Luiz Arthur Tarralo et al. Análise das Propostas de Mudança nas Regras da Geração Distribuída no Brasil. 2020.

PESSANHA, José Francisco Moreira; DA SILVA, Ilitch Vitali Gomes; SOUZA, Reinaldo Castro. **Previsão da Velocidade do Vento com Sistema de Inferência Neuro-fuzzy Adaptativo**. 2010

RATURI, Atul K. Renewables 2019 global status report. 2019.

REBOITA, Michelle Simões et al. Evidências de Circulação de Brisa Vale-Montanha na Serra da Mantiqueira: Cidade de Itajubá-MG. **Ciência e Natura**, v. 36, n. 1, p. 61-71, 2014.

RODRIGUES, Jonathan Ignácio Pita. **Integração de fontes de energia renovável em sistemas elétricos isolados**. 2019. Tese de Doutorado. Universidade de Coimbra.

SHARP, Tim. Earth's Atmosphere: Composition, Climate & Weather. **Space. Main**, 2017.

SILVA, Amanda Briggs da. **Projeto aerodinâmico de turbinas eólicas**. 2013.

SILVA, Augusto Antônio Coutinho et al. Análise das atuais políticas de incentivo à mini e microgeração distribuída e da certificação de aerogeradores de pequeno porte no Brasil. **Brazilian Journal of Development**, v. 6, n. 7, p. 52217-52235, 2020.

SILVA, Leonardo Alberto Hussni. **Avaliação do potencial eólico em ambiente urbano para aplicação de micro e minigeração distribuída: estudo de caso em edifício no centro da cidade de São Paulo**. Tese de Doutorado. Universidade de São Paulo.

SILVA, P. P. et al. Photovoltaic distributed generation – An international review on diffusion, support policies, and electricity sector regulatory adaptation. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 103, p. 30–39, abr. 2019.

SINSEL, Simon R.; RIEMKE, Rhea L.; HOFFMANN, Volker H. Challenges and solution technologies for the integration of variable renewable energy sources—a review. **renewable energy**, v. 145, p. 2271-2285, 2020.

WANG, Qiang et al. A multiscale numerical framework coupled with control strategies for simulating a wind farm in complex terrain. **Energy**, p. 117913, 2020.

WEART, Spencer R. **The discovery of global warming**. Harvard University Press, 2008.

WHITEMAN, C. David; DORAN, J. Christopher. The relationship between overlying synoptic-scale flows and winds within a valley. **Journal of Applied Meteorology and Climatology**, v. 32, n. 11, p. 1669-1682, 1993.

ZAPAROLLI, Domingos. Ventos promissores a caminho. **Pesquisa Fapesp**, n. 275, p. 78-83, 2019.

ZHANG, Dalin; ANTHES, Richard A. A high-resolution model of the planetary boundary layer—Sensitivity tests and comparisons with SESAME-79 data. **Journal of Applied Meteorology**, v. 21, n. 11, p. 1594-1609, 1982.