



Universidade de São Paulo
Escola de Engenharia de São Carlos
Departamento de Engenharia Aeronáutica



Luan Ribeiro Coca Parada

Viabilidade de geração de energia eólica na cidade de São Carlos e região

Trabalho de Conclusão de Curso

São Carlos, 2023

Luan Ribeiro Coca Parada

Viabilidade de geração de energia eólica na cidade de São Carlos e região

Trabalho apresentado ao Colegiado do Curso de Engenharia Aeronáutica da Universidade de São Paulo como parte dos requisitos para a obtenção do Grau de Engenheiro Aeronáutico.

Universidade de São Paulo

Orientador: Prof. Dr. João Paulo Eguea

São Carlos

2023

AUTORIZO A REPRODUÇÃO TOTAL OU PARCIAL DESTE TRABALHO,
POR QUALQUER MEIO CONVENCIONAL OU ELETRÔNICO, PARA FINS
DE ESTUDO E PESQUISA, DESDE QUE CITADA A FONTE.

Ficha catalográfica elaborada pela Biblioteca Prof. Dr. Sérgio Rodrigues Fontes da
EESC/USP com os dados inseridos pelo(a) autor(a).

P222v Parada, Luan Ribeiro Coca
Viabilidade de energia eólica na cidade de São
Carlos e região / Luan Ribeiro Coca Parada; orientador
João Paulo Eguea. São Carlos, 2023.

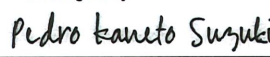
Monografia (Graduação em Engenharia Aeronáutica)
-- Escola de Engenharia de São Carlos da Universidade
de São Paulo, 2023.

1. Engenharia aeronáutica. 2. Energia eólica. 3.
Metodologia de estudo de viabilidade. 4. Geração de
energia renovável. 5. Aerodinâmica de turbinas eólicas.
I. Título.

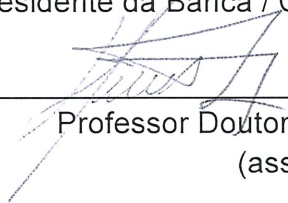
FOLHA DE APROVAÇÃO

Approval sheet

Candidato / Student: Luan Ribeiro Coca Parada
Título do TCC / Title : Viabilidade de geração de energia eólica na cidade de São Carlos e região
Data de defesa / Date: 22/11/2023

Comissão Julgadora / Examining committee	Resultado / result
Professor Doutor Hernan Dario Ceron Muñoz	APROVADO
Instituição / Affiliation: EESC - SAA	
Pedro Kaneto Suzuki	APROVADO
Instituição / Affiliation: EESC - SEM	<div>DocuSigned by:  A58BA588CF0D4DD...</div>

Presidente da Banca / Chair of the Examining Committee:



Professor Doutor Hernan Dario Ceron Muñoz
(assinatura / signature)

Agradecimentos

Agradeço aos meus pais, que me forneceram apoio financeiro e moral por anos a fio para que eu pudesse terminar o curso de Engenharia Aeronáutica, independentemente de quanto tempo demorei para cumprir essa expectativa.

Aos meus amigos e companheiros da República Romana, que sempre foram um ponto de apoio extremamente importante nos meus altos e baixos, bem como para que minha motivação não se esvaísse em muitos momentos que tal coisa parecia estar na iminência de acontecer.

Especialmente ao Prof. Dr. Macello Augusto Faraco de Medeiros e ao Prof Dr. Hernan Dario Ceron Muñoz, que sempre me ofereceram conselhos e compreensão, me motivando livremente de julgamentos e com muito carinho. Acredito que esses dois educadores são exemplos primorosos de pessoas que possuem um valor imensurável na educação superior, pois conseguem extrair o melhor de pessoas que muitas vezes não se adaptam naturalmente ao processo já estabelecido de vida acadêmica e profissional.

Ao meu orientador Prof. Dr. João Paulo Eguea, pela disponibilidade e camaradagem frente ao desafio da monografia e constante suporte acadêmico e pessoal.

À minha namorada Carolina, por todo o apoio, leveza e motivação na fase final do curso, durante a elaboração desta pesquisa.

“If we possess our why of life we can put up with almost any how” (Friedrich Nietzsche)

*“Cause when you’re done with this world
You know the next is up to you” (John Mayer)*

“Live to the point of tears” (Albert Camus)

Resumo

Em concordância com as resoluções das Nações Unidas e preocupações científicas globais, este trabalho visa esclarecer e propor soluções sobre potenciais de geração de energia sustentável, utilizando como referência a cidade de São Carlos. A metodologia proposta, incluindo as rotinas computacionais e premissas utilizadas, foram totalmente desenvolvidos pelo autor do estudo. Foram propostas duas turbinas eólicas para fornecimento local distribuído, a CF20 e a NPS 100C-28, e duas turbinas para fornecimento do mercado livre de energia, a DOE GE 1.5 MW e a idealizada IEA 3.4MW. Para a cidade de São Carlos, a geração de energia eólica se mostrou bastante deficiente em termos energéticos e financeiros. Para Barra Bonita, entretanto, que é uma cidade próxima, o uso distribuído da turbina NPS 100C-28 se provou bastante satisfatório, com *payback* de menos de 8 anos e lucro líquido de R\$ 800 mil até o fim do ciclo de vida da turbina, um retorno de 207% sobre o investimento inicial da turbina. Além do benefício financeiro, atender essa demanda de 133,66 MWh anuais de energia das fábricas e fazendas locais em contraponto à matriz energética brasileira equivale à redução de 83 toneladas anuais de CO₂ emitidas na atmosfera. Por fim, essa viabilidade permite que o departamento de engenharia aeronáutica da Universidade de São Paulo possa exportar talentos para pesquisas em energia eólica em Barra Bonita. Todavia, os resultados baseados em vendas no mercado livre de energia mostraram que Tramandaí, que é a cidade de referência com projetos eólicos já consolidados, possui resultados muito superiores.

Palavras-chaves: São Carlos; Barra Bonita; Tramandaí; energia eólica; distribuição de Weibull; estudo de viabilidade; projeto eólico; turbinas

Abstract

In accordance with United Nations resolutions and global scientific concerns, this work aims to clarify and propose solutions on potential sustainable energy generation, using the city of São Carlos as a reference. The proposed methodology, including the computational routines and assumptions used, were fully developed by the study author. Two wind turbines were proposed for distributed local supply, the CF20 and the NPS 100C-28, and two turbines for supplying the free energy market, the DOE GE 1.5 MW and the idealized IEA 3.4MW. For the city of São Carlos, wind energy generation proved to be quite deficient in energy and financial terms. For Barra Bonita, however, which is a nearby city, the distributed use of the NPS 100C-28 turbine proved to be quite satisfactory, with a payback of less than 8 years and net profit of R\$ 800 thousand by the end of the turbine's life cycle, a 207% return on the initial turbine investment. In addition to the financial benefit, meeting this demand of 133.66 MWh of annual energy from local factories and farms in contrast to the Brazilian energy matrix is equivalent to a reduction of 83 annual tons of CO₂ emitted into the atmosphere. Finally, this viability allows the aeronautical engineering department at the University of São Paulo to export talent for wind energy research in Barra Bonita. However, the results based on sales in the free energy market showed that Tramandaí, which is the reference city with already consolidated wind projects, has much better results.

Palavras-chaves: São Carlos; Barra Bonita; Tramandaí; wind energy; Weibull distribution; viability study; eolic project; turbines

Lista de ilustrações

Figura 1 – Princípio de funcionamento da turbina eólica padrão (imagem traduzida da fonte citada). (DESALEGN; GEBEYEHU; TAMRAT, 2022)	47
Figura 2 – Propriedades do vento durante a interação com a turbina eólica (imagem traduzida da fonte citada) (RAGHEB; RAGHEB, 2011)	49
Figura 3 – Representação básica da resultante aerodinâmica a partir da interação com o fluido (imagem retirada da fonte citada) (PICOLO; BÜHLER; RAMPINELLI, 2014)	51
Figura 4 – Gráfico exemplificando a relação C_p/TSR aproximada de uma turbina eólica com 2 pás (imagem traduzida da fonte citada) (RAGHEB; RAGHEB, 2011)	53
Figura 5 – Gráfico mostrando a dinâmica de energia em um controle de rotação via gerador da turbina (imagem traduzida da fonte citada) (MULJADI; BUTTERFIELD, 2001)	54
Figura 6 – Gráfico mostrando a dinâmica de energia em um controle de rotação via ângulo de incidência (imagem traduzida da fonte citada) (MULJADI; BUTTERFIELD, 2001)	55
Figura 7 – Gráfico mostrando o efeito da arfagem no C_p (imagem traduzida da fonte citada) (MULJADI; BUTTERFIELD, 2001)	55
Figura 8 – Gráfico mostrando a relação ideal de potência e velocidade do vento de uma turbina com controle variável de velocidade de rotação e ângulo de incidência	56
Figura 9 – Exemplo de gráfico de densidade de probabilidade e a representação gráfica do parâmetro s de proporcionalidade	68
Figura 10 – Captura de tela de um arquivo de dados de turbina do repositório GitHub da NREL (DUFFY, 2023)	72
Figura 11 – Gráfico de comparação da estimativa de velocidade de vento entre os casos generalizado e compartimentado utilizando como método de obtenção de parâmetros de Weibull a estimativa de máxima verossimilhança (MLE)	90
Figura 12 – Gráfico de comparação da estimativa de velocidade de vento entre os casos generalizado e compartimentado utilizando como método de obtenção de parâmetros de Weibull o método dos momentos (MME) para a cidade de São Carlos	90
Figura 13 – Gráfico de comparação das médias anuais de densidades de probabilidade de vento para a cidade de Barra Bonita	92

Figura 14 – Gráfico de comparação das médias anuais de densidades de probabilidade de vento para a cidade de Tramandaí	92
Figura 15 – Gráfico de comparação da aproximação de Weibull para o caso generalizado anual	181
Figura 16 – Gráfico de comparação das médias anuais de densidades de probabilidade mensais de Weibull frente ao ano	182
Figura 17 – Gráfico de comparação da aproximação de Weibull para períodos matutinos e vespertinos do mês de janeiro	182
Figura 18 – Gráfico de comparação da aproximação de Weibull para períodos noturnos do mês de janeiro	182
Figura 19 – Gráfico de comparação da aproximação de Weibull para períodos matutinos e vespertinos do mês de fevereiro	183
Figura 20 – Gráfico de comparação da aproximação de Weibull para períodos noturnos do mês de fevereiro	183
Figura 21 – Gráfico de comparação da aproximação de Weibull para períodos matutinos e vespertinos do mês de março	183
Figura 22 – Gráfico de comparação da aproximação de Weibull para períodos noturnos do mês de março	184
Figura 23 – Gráfico de comparação da aproximação de Weibull para períodos matutinos e vespertinos do mês de abril	184
Figura 24 – Gráfico de comparação da aproximação de Weibull para períodos noturnos do mês de abril	184
Figura 25 – Gráfico de comparação da aproximação de Weibull para períodos matutinos e vespertinos do mês de maio	185
Figura 26 – Gráfico de comparação da aproximação de Weibull para períodos noturnos do mês de maio	185
Figura 27 – Gráfico de comparação da aproximação de Weibull para períodos matutinos e vespertinos do mês de junho	185
Figura 28 – Gráfico de comparação da aproximação de Weibull para períodos noturnos do mês de junho	186
Figura 29 – Gráfico de comparação da aproximação de Weibull para períodos matutinos e vespertinos do mês de julho	186
Figura 30 – Gráfico de comparação da aproximação de Weibull para períodos noturnos do mês de julho	186
Figura 31 – Gráfico de comparação da aproximação de Weibull para períodos matutinos e vespertinos do mês de agosto	187
Figura 32 – Gráfico de comparação da aproximação de Weibull para períodos noturnos do mês de agosto	187

Figura 33 – Gráfico de comparação da aproximação de Weibull para períodos matutinos e vespertinos do mês de setembro	187
Figura 34 – Gráfico de comparação da aproximação de Weibull para períodos noturnos do mês de setembro	188
Figura 35 – Gráfico de comparação da aproximação de Weibull para períodos matutinos e vespertinos do mês de outubro	188
Figura 36 – Gráfico de comparação da aproximação de Weibull para períodos noturnos do mês de outubro	188
Figura 37 – Gráfico de comparação da aproximação de Weibull para períodos matutinos e vespertinos do mês de novembro	189
Figura 38 – Gráfico de comparação da aproximação de Weibull para períodos noturnos do mês de novembro	189
Figura 39 – Gráfico de comparação da aproximação de Weibull para períodos matutinos e vespertinos do mês de dezembro	189
Figura 40 – Gráfico de comparação da aproximação de Weibull para períodos noturnos do mês de dezembro	190
Figura 41 – Gráfico de comparação da aproximação de Weibull para o caso generalizado anual	191
Figura 42 – Gráfico de comparação das médias anuais de densidades de probabilidade mensais de Weibull frente ao ano	192
Figura 43 – Gráfico de comparação da aproximação de Weibull para períodos matutinos e vespertinos do mês de janeiro	192
Figura 44 – Gráfico de comparação da aproximação de Weibull para períodos noturnos do mês de janeiro	192
Figura 45 – Gráfico de comparação da aproximação de Weibull para períodos matutinos e vespertinos do mês de fevereiro	193
Figura 46 – Gráfico de comparação da aproximação de Weibull para períodos noturnos do mês de fevereiro	193
Figura 47 – Gráfico de comparação da aproximação de Weibull para períodos matutinos e vespertinos do mês de março	193
Figura 48 – Gráfico de comparação da aproximação de Weibull para períodos noturnos do mês de março	194
Figura 49 – Gráfico de comparação da aproximação de Weibull para períodos matutinos e vespertinos do mês de abril	194
Figura 50 – Gráfico de comparação da aproximação de Weibull para períodos noturnos do mês de abril	194
Figura 51 – Gráfico de comparação da aproximação de Weibull para períodos matutinos e vespertinos do mês de maio	195

Figura 52 – Gráfico de comparação da aproximação de Weibull para períodos noturnos do mês de maio	195
Figura 53 – Gráfico de comparação da aproximação de Weibull para períodos matutinos e vespertinos do mês de junho	195
Figura 54 – Gráfico de comparação da aproximação de Weibull para períodos noturnos do mês de junho	196
Figura 55 – Gráfico de comparação da aproximação de Weibull para períodos matutinos e vespertinos do mês de julho	196
Figura 56 – Gráfico de comparação da aproximação de Weibull para períodos noturnos do mês de julho	196
Figura 57 – Gráfico de comparação da aproximação de Weibull para períodos matutinos e vespertinos do mês de agosto	197
Figura 58 – Gráfico de comparação da aproximação de Weibull para períodos noturnos do mês de agosto	197
Figura 59 – Gráfico de comparação da aproximação de Weibull para períodos matutinos e vespertinos do mês de setembro	197
Figura 60 – Gráfico de comparação da aproximação de Weibull para períodos noturnos do mês de setembro	198
Figura 61 – Gráfico de comparação da aproximação de Weibull para períodos matutinos e vespertinos do mês de outubro	198
Figura 62 – Gráfico de comparação da aproximação de Weibull para períodos noturnos do mês de outubro	198
Figura 63 – Gráfico de comparação da aproximação de Weibull para períodos matutinos e vespertinos do mês de novembro	199
Figura 64 – Gráfico de comparação da aproximação de Weibull para períodos noturnos do mês de novembro	199
Figura 65 – Gráfico de comparação da aproximação de Weibull para períodos matutinos e vespertinos do mês de dezembro	199
Figura 66 – Gráfico de comparação da aproximação de Weibull para períodos noturnos do mês de dezembro	200
Figura 67 – Gráfico de comparação da aproximação de Weibull para o caso generalizado anual	201
Figura 68 – Gráfico de comparação das médias anuais de densidades de probabilidade mensais de Weibull frente ao ano	202
Figura 69 – Gráfico de comparação da aproximação de Weibull para períodos matutinos e vespertinos do mês de janeiro	202
Figura 70 – Gráfico de comparação da aproximação de Weibull para períodos noturnos do mês de janeiro	202

Figura 71 – Gráfico de comparação da aproximação de Weibull para períodos matutinos e vespertinos do mês de fevereiro	203
Figura 72 – Gráfico de comparação da aproximação de Weibull para períodos noturnos do mês de fevereiro	203
Figura 73 – Gráfico de comparação da aproximação de Weibull para períodos matutinos e vespertinos do mês de março	203
Figura 74 – Gráfico de comparação da aproximação de Weibull para períodos noturnos do mês de março	204
Figura 75 – Gráfico de comparação da aproximação de Weibull para períodos matutinos e vespertinos do mês de abril	204
Figura 76 – Gráfico de comparação da aproximação de Weibull para períodos noturnos do mês de abril	204
Figura 77 – Gráfico de comparação da aproximação de Weibull para períodos matutinos e vespertinos do mês de maio	205
Figura 78 – Gráfico de comparação da aproximação de Weibull para períodos noturnos do mês de maio	205
Figura 79 – Gráfico de comparação da aproximação de Weibull para períodos matutinos e vespertinos do mês de junho	205
Figura 80 – Gráfico de comparação da aproximação de Weibull para períodos noturnos do mês de junho	206
Figura 81 – Gráfico de comparação da aproximação de Weibull para períodos matutinos e vespertinos do mês de julho	206
Figura 82 – Gráfico de comparação da aproximação de Weibull para períodos noturnos do mês de julho	206
Figura 83 – Gráfico de comparação da aproximação de Weibull para períodos matutinos e vespertinos do mês de agosto	207
Figura 84 – Gráfico de comparação da aproximação de Weibull para períodos noturnos do mês de agosto	207
Figura 85 – Gráfico de comparação da aproximação de Weibull para períodos matutinos e vespertinos do mês de setembro	207
Figura 86 – Gráfico de comparação da aproximação de Weibull para períodos noturnos do mês de setembro	208
Figura 87 – Gráfico de comparação da aproximação de Weibull para períodos matutinos e vespertinos do mês de outubro	208
Figura 88 – Gráfico de comparação da aproximação de Weibull para períodos noturnos do mês de outubro	208
Figura 89 – Gráfico de comparação da aproximação de Weibull para períodos matutinos e vespertinos do mês de novembro	209

Figura 90 – Gráfico de comparação da aproximação de Weibull para períodos noturnos do mês de novembro	209
Figura 91 – Gráfico de comparação da aproximação de Weibull para períodos matutinos e vespertinos do mês de dezembro	209
Figura 92 – Gráfico de comparação da aproximação de Weibull para períodos noturnos do mês de dezembro	210
Figura 93 – Distribuição anual da geração de energia para a cidade de São Carlos para as 4 turbinas analisadas	214
Figura 94 – Distribuição anual da geração de energia para a cidade de Barra Bonita para as 4 turbinas analisadas	215
Figura 95 – Distribuição anual da geração de energia para a cidade de Tramandaí para as 4 turbinas analisadas	216

Lista de tabelas

Tabela 1	– Tabela fornecida pela <i>World Meteorological Organization</i> terrenos padrões para cada faixa altura de rugosidade (WMO, 2008)	57
Tabela 2	– Tabela com informações abstraídas da publicação de revisão de custos de geração de energia da NREL (STEHLY; DUFFY, 2023)	80
Tabela 3	– Sumário da taxa de emissão de dióxido de carbono (CO_2) e óxidos de nitrogênio (NO_x) para as principais fontes de energia mundial e a média da matriz brasileira	84
Tabela 4	– Sumário das cidades escolhidas para a análise	87
Tabela 5	– Sumário de parâmetros financeiros calculados das cidades escolhidas para a análise	88
Tabela 6	– Comparação de parâmetros de erros dos casos compartimentado e generalizado para as cidades analisadas utilizando o método da estimativa de máxima verossimilhança (MLE) de parâmetros Weibull	89
Tabela 7	– Comparação de parâmetros de erros dos casos compartimentado e generalizado para as cidades analisadas utilizando o método dos momentos (MME) para estimativa de parâmetros Weibull	90
Tabela 8	– Comparação de parâmetros de erros entre os métodos de estimativa de parâmetros de Weibull - MLE e MME - para o caso compartimentado para a cidade de São Carlos	91
Tabela 9	– Comparação de parâmetros de erros entre os métodos de estimativa de parâmetros de Weibull - MLE e MME - para o caso compartimentado para a cidade de Barra Bonita	91
Tabela 10	– Comparação de parâmetros de erros entre os métodos de estimativa de parâmetros de Weibull - MLE e MME - para o caso compartimentado para a cidade de Tramandaí	91
Tabela 11	– Sumário resumido de informações mensais e por período - caso compartimentado - da estimativa de vento por parâmetros de Weibull - utilizando o método dos momentos - para a cidade de São Carlos . . .	93
Tabela 12	– Sumário resumido de informações mensais e por período - caso compartimentado - da estimativa de vento por parâmetros de Weibull - utilizando o método dos momentos - para a cidade de Barra Bonita . .	94
Tabela 13	– Sumário resumido de informações mensais e por período - caso compartimentado - da estimativa de vento por parâmetros de Weibull - utilizando o método dos momentos - para a cidade de Tramandaí . . .	95
Tabela 14	– Sumário de informações das turbinas escolhidas para a análise a partir das informações disponibilizadas pela NREL (DUFFY, 2023)	97

Tabela 15 – Sumário dos parâmetros calculados das turbinas escolhidas para a análise	97
Tabela 16 – Densidades do ar atuantes em cada combinação de turbina e cidade . .	98
Tabela 17 – Sumário dos parâmetros financeiros das turbinas escolhidas para a análise	98
Tabela 18 – Resultados de energia gerada e fator de capacidade para a turbina de uso distribuído pequena CF20	99
Tabela 19 – Resultados de energia gerada e fator de capacidade para a turbina de uso distribuído grande NPS 100C-28	100
Tabela 20 – Resultados de energia gerada e fator de capacidade para a turbina de uso utilitário pequena DOE GE 1.5 MW	100
Tabela 21 – Resultados de energia gerada e fator de capacidade para a turbina de uso utilitário grande IEA 3.4MW (referência NREL)	101
Tabela 22 – Resultados de energia gerada e fator de capacidade anuais para todas as cidades e turbinas analisadas	102
Tabela 23 – Receita anual de cada turbina para cada cidade analisada	104
Tabela 24 – Resultado financeiro da turbina CF20 para a cidade de São Carlos . .	105
Tabela 25 – Resultado financeiro da turbina CF20 para a cidade de Barra Bonita .	106
Tabela 26 – Resultado financeiro da turbina CF20 para a cidade de Tramandaí . .	107
Tabela 27 – Sumário do resultado financeiro da turbina CF20	107
Tabela 28 – Resultado financeiro da turbina NPS 100C-28 para a cidade de São Carlos	108
Tabela 29 – Resultado financeiro da turbina NPS 100C-28 para a cidade de Barra Bonita	109
Tabela 30 – Resultado financeiro da turbina NPS 100C-28 para a cidade de Tra- mandaí	110
Tabela 31 – Sumário do resultado financeiro da turbina NPS 100C-28	110
Tabela 32 – Resultado financeiro da turbina DOE GE 1.5MW para a cidade de São Carlos	111
Tabela 33 – Resultado financeiro da turbina DOE GE 1.5MW para a cidade de Barra Bonita	112
Tabela 34 – Resultado financeiro da turbina DOE GE 1.5MW para a cidade de Tramandaí	113
Tabela 35 – Sumário do resultado financeiro da turbina DOE GE 1.5MW	113
Tabela 36 – Resultado financeiro da turbina IEA 3.4MW (Ref.) para a cidade de São Carlos	114
Tabela 37 – Resultado financeiro da turbina IEA 3.4MW (Ref.) para a cidade de Barra Bonita	115
Tabela 38 – Resultado financeiro da turbina IEA 3.4MW (Ref.) para a cidade de Tramandaí	116
Tabela 39 – Sumário do resultado financeiro da turbina IEA 3.4MW (Ref.)	116

Tabela 40 – Resultados de comparação de emissão anuais de gases poluentes para a turbina CF20 em relação a outras fontes de energia	116
Tabela 41 – Resultados de comparação de emissão anuais de gases poluentes para a turbina NPS 100C-28 em relação a outras fontes de energia	117
Tabela 42 – Resultados de comparação de emissão anuais de gases poluentes para a turbina DOE GE 1.5MW em relação a outras fontes de energia	117
Tabela 43 – Resultados de comparação de emissão anuais de gases poluentes para a turbina IEA 3.4 MW (Ref.) em relação a outras fontes de energia	117
Tabela 44 – Sumário completo de informações mensais e por período - caso compartmentado - da estimativa de vento por parâmetros de Weibull - utilizando o método dos momentos - para a cidade de São Carlos	211
Tabela 45 – Sumário completo de informações mensais e por período - caso compartmentado - da estimativa de vento por parâmetros de Weibull - utilizando o método dos momentos - para a cidade de Barra Bonita	212
Tabela 46 – Sumário completo de informações mensais e por período - caso compartmentado - da estimativa de vento por parâmetros de Weibull - utilizando o método dos momentos - para a cidade de Tramandaí	212

Lista de abreviaturas e siglas

ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
INMET	Instituto Nacional de Meteorologia
NREL	Instituto de pesquisa americano <i>National Renewable Energy Laboratory</i>
TSR	Parâmetro aerodinâmico <i>Tip Speed Ratio</i> , i.e. a relação matemática entre a velocidade tangencial da ponta da pá e a velocidade do vento
BEM	Teoria <i>Blade Element Momentum Theory</i> , uma combinação das teorias <i>Blade Element Theory</i> e <i>Momentum Theory</i> , que explica a interação aerodinâmica entre as pás da turbina e o vento
WMO	<i>World Meteorological Organization</i> , agência das Nações Unidas que desenvolve informações e procedimentos meteorológicos globais
DPV	Densidade de Potência do Vento, uma métrica desenvolvida para estimar a potência por área de atuação da turbina para uma dada velocidade de vento
MLE	<i>Maximum Likelihood Estimation</i> , um método para estimar parâmetros de escala e forma de Weibull
MME	<i>Method of Moments Estimation</i> , um método para estimar parâmetros de escala e forma de Weibull
RMSE	<i>Residual Mean Squared Error</i> , a raiz quadrada da média da soma dos erros quadráticos de uma estimativa
CPFL	Companhia Paulista de Força e Luz
PIS	Programa de Integração Social, um imposto federal
COFINS	Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social, um imposto federal
ICMS	Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços, um imposto estadual
art.	Abreviação de “artigo”
m	Unidade de espaço “metro”

km	Unidade de espaço “quilômetro”, equivalente a 1000 metros
h	Unidade de tempo “hora”
s	Unidade de tempo “segundo”
J	Unidade de energia “joule”
W	Unidade de potência “watt”
kW	Unidade de potência “quilowatt”, equivalente a 1000 watts
MW	Unidade de potência “megawatt”, equivalente a 1000 quilowatts
Wh	Unidade de energia “watt-hora”, equivalente à quantidade de energia gerada por 1 watt em 1 hora
kWh	Unidade de potência “quilowatt-hora”, equivalente a 1000 watt-horas
MWh	Unidade de potência “megawatt-hora”, equivalente a 1000 quilowatt-horas
K	Unidade de temperatura “Kelvin”
mol	Quantidade correspondente à constante de Avogadro $\approx 6,022 \cdot 10^{23}$
Pa	Unidade de pressão “Pascal”
ln	Logaritmo cuja base é a constante de Euler
max	Abreviação de “máximo”
min	Abreviação de “mínimo”
R\$	Unidade da moeda brasileira “real”
\$	Unidade da moeda americana, “dólar”
VPL	Valor Presente Líquido, que denota a margem total de todos os fluxos de caixa trazidos a valor presente - i.e. corrigidos e descontados
VP	Valor Presente, que denota o fluxo de caixa trazido a valor presente - i.e. corrigido e descontado
CAPEX	<i>Capital Expenditure</i> , i.e. os gastos de capital para investimentos
OPEX	<i>Operational Expenditure</i> , i.e. as despesas operacionais de um projeto

WACC	<i>Weighted Average Cost of Capital</i> , ou custo médio ponderado do capital, i.e. a taxa referente ao fluxo de caixa atrelada ao risco e custos financeiros, como por exemplo juros de financiamento
EPE	Empresa de Pesquisa Energética, subsidiária do Ministério de Minas e Energia do Brasil
IEA	<i>International Energy Agency</i> , uma organização autônoma intergovernamental
WHO	<i>World Health Organization</i> , uma agência das Nações Unidas
CEPEL	Centro de Pesquisas de Energia Elétrica, um instituto de pesquisa
NOAA	<i>National Oceanic and Atmospheric Administration</i> , agência regulatória estadunidense
OC	Observatório do Clima, uma entidade civil ambiental brasileira
EIA	<i>Energy Information Administration</i> , agência de energia estadunidense
ton	Unidade de massa “tonelada”, equivalente a 1000 quilogramas
CO ₂	Dióxido de carbono, principal gás do efeito estufa
NO _x	Óxidos de nitrogênio, um dos principais poluentes da atmosfera
Lat.	Abreviação de “latitude”
Long.	Abreviação de “longitude”
Dist.	Abreviação de “distribuído”
Util.	Abreviação de “utilitário”
C&F	A empresa C&F Green Energy
NPS	A empresa Northern Power Systems
GE	A empresa General Electric Company
S	Abreviação de “sul”
O	Abreviação de “oeste”
SP	Estado de São Paulo
RS	Estado do Rio Grande do Sul

CEEE	Companhia Estadual de Energia Elétrica, distribuidora de energia elétrica do Rio Grande do Sul
k	Unidade “milhares” no contexto de moeda
mi	Unidade “milhões” no contexto de moeda

Lista de símbolos

ρ	Letra grega minúscula rho
\in	Símbolo matemático que significa “pertence a”
π	Letra grega pi, que é numericamente a razão entre a circunferência e o diâmetro de um círculo
λ	Letra grega minúscula lambda
ζ	Letra grega minúscula zeta
\leq	Símbolo matemático que significa “menor ou igual”
\geq	Símbolo matemático que significa “maior ou igual”
\pm	Símbolo matemático que significa “mais ou menos”
\forall	Símbolo matemático que significa “para todo”
$ $	Símbolo matemático que significa “tal que”
\sum	Símbolo matemático que indica somatória
δ	Letra grega minúscula delta
$\ $	Símbolo matemático que denota valor absoluto
	Símbolo que denota a unidade de 1 grau
$'$	Símbolo que denota a unidade de 1 minuto em coordenadas
$''$	Símbolo que denota a unidade de 1 segundo em coordenadas

Sumário

I	INTRODUÇÃO	33
1	JUSTIFICATIVAS	35
2	OBJETIVOS	37
3	ESTRUTURA	39
II	REFERENCIAL TEÓRICO	41
4	CONCEITOS ESTATÍSTICOS RELATIVOS A VELOCIDADE DO VENTO	43
4.1	Relação estatística entre velocidades de vento e a distribuição de Weibull	43
4.2	Métodos de estimativa de parâmetros da distribuição de Weibull	44
4.2.1	Método da Estimativa de Máxima Verossimilhança	44
4.2.2	Método dos Momentos	44
4.3	Variabilidade do vento	45
5	CONCEITOS DE ENERGIA EÓLICA	47
5.1	Princípio de funcionamento	47
5.2	Derivação da Potência	48
5.3	Aerodinâmica básica das pás e <i>Tip Speed Ratio</i>	50
5.4	Mecanismos de controle de rotação de rotor	52
5.5	Correção da velocidade do vento em função da altura	56
III	METODOLOGIA	59
6	ESCOLHA DE CIDADES	61
6.1	Critérios de escolha	61
7	PROCESSAMENTO DOS DADOS DE VENTO	63
7.1	Cálculo da densidade do ar e densidade de potência do vento	63
7.2	Rotina computacional para ajuste em distribuição de Weibull	64
7.2.1	Caso compartimentado	64
7.2.2	Caso generalizado	65

7.3	Análise de erros e escolha de método de estimativa de parâmetros de Weibull	65
7.3.1	Erro da densidade de velocidade de vento	66
7.3.2	Erro do delta de <i>DPV</i>	67
7.3.3	Cálculo dos parâmetros de erro anuais	69
7.3.4	Métricas de comparação utilizadas	69
8	ESCOLHA DE TURBINAS	71
9	PROCESSAMENTO DOS DADOS DE GERAÇÃO DE ENERGIA	73
9.1	Método computacional para cálculo de geração de energia	73
10	ANÁLISE DE VIABILIDADE	79
10.1	Obtenção dos dados de investimento e despesas operacionais das turbinas	80
10.2	Método de projeções e cálculos financeiros	81
10.3	Método de obtenção de dados, cálculo e projeção da massa de gases poluentes economizada pela geração de energia estudada	83
IV	RESULTADOS	85
11	CIDADES ESCOLHIDAS	87
12	RESULTADOS DA ANÁLISE DE VENTO	89
12.0.1	Comparação entre os métodos de estimativa de parâmetros de Weibull	91
12.1	Tabelas finais de parâmetros de estimativa de vento	92
13	TURBINAS ESCOLHIDAS	97
14	RESULTADOS DA ANÁLISE DE GERAÇÃO DE ENERGIA	99
14.1	Resultados mensais de geração de energia	99
14.2	Comparação das gerações de energia anuais entre as cidades-alvo	101
15	RESULTADOS DA ANÁLISE DE VIABILIDADE	103
15.1	Resultados financeiros da geração de energia para as cidades-alvo	103
15.2	Resultados ecológicos da geração de energia para as cidades-alvo	105
V	CONCLUSÃO	119
16	CONSIDERAÇÕES FINAIS	121

Referências	125
-----------------------	-----

APÊNDICES 133

APÊNDICE A – AMOSTRA DE BASE GERADA DO INMET . . .	135
----------------------------------------------------	-----

APÊNDICE B – ROTEIRO COMPUTACIONAL PARA ESTIMATIVAS DE PARÂMETROS DE WEIBULL	137
--------------------------------------------------------------------------------------	-----

APÊNDICE C – ROTEIRO COMPUTACIONAL PARA ESTIMATIVAS DE GERAÇÃO DE ENERGIA	163
-------------------------------------------------------------------------------------	-----

APÊNDICE D – IMAGEM DA ESTAÇÃO METEOROLÓGICA DE SÃO CARLOS	175
----------------------------------------------------------------------	-----

APÊNDICE E – IMAGEM DA ESTAÇÃO METEOROLÓGICA DE BARRA BONITA	177
------------------------------------------------------------------------	-----

APÊNDICE F – IMAGEM DA ESTAÇÃO METEOROLÓGICA DE TRAMANDAÍ	179
---------------------------------------------------------------------	-----

APÊNDICE G – GRÁFICOS DE COMPARAÇÃO DOS DADOS OBSERVADOS COM A APROXIMAÇÃO PELA CURVA DE WEIBULL PARA A CIDADE DE SÃO CARLOS	181
----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	-----

APÊNDICE H – GRÁFICOS DE COMPARAÇÃO DOS DADOS OBSERVADOS COM A APROXIMAÇÃO PELA CURVA DE WEIBULL PARA A CIDADE DE BARRA BONITA	191
------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	-----

APÊNDICE I – GRÁFICOS DE COMPARAÇÃO DOS DADOS OBSERVADOS COM A APROXIMAÇÃO PELA CURVA DE WEIBULL PARA A CIDADE DE TRAMANDAÍ	201
---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	-----

APÊNDICE J – TABELAS DE RESULTADOS DAS ESTIMATIVAS DE VENTO MENSAIS E POR PERÍODO PARA AS CIDADE DE SÃO CARLOS, BARRA BONITA E TRAMANDAÍ	211
----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	-----

APÊNDICE K – GRÁFICOS DE DISTRIBUIÇÃO DE GERAÇÃO DE ENERGIA	213
--------------------------------------------------------------------------	-----

ANEXOS	217
--------	-----

ANEXO A – ATLAS EÓLICO DO ESTADO DE SÃO PAULO - VELOCIDADES DE VENTO	219
-----------------------------------------------------------------------------------	-----

ANEXO B – ATLAS DO POTENCIAL EÓLICO BRASILEIRO - MAPAS TEMÁTICOS	233
-------------------------------------------------------------------------------	-----

Parte I

Introdução

1 Justificativas e relevância

O aquecimento global é uma das preocupações mais enfatizadas pelos líderes globais - é um ponto central dos objetivos de desenvolvimento sustentável proposto pelas Nações Unidas ([UNITED NATIONS, 2023](#)) - e cientistas ([FANKHAUSER et al., 2021](#)). Sendo assim, justifica-se propor soluções que diminuam as emissões de gases do efeito estufa, como o dióxido de carbono - como é o caso da substituição da matriz energética por uma matriz mais limpa, incluindo a geração eólica.

Gases tóxicos para os seres humanos, cujas reduções também estão presentes na resolução de desenvolvimento sustentável das Nações Unidas, - como os óxidos de nitrogênio ([WHO, 2021](#)) - também são emitidos por fontes fósseis de energia - como petróleo, carvão e gás natural - e a quantidade emitida poderia reduzir com a integração cada vez maior de fontes renováveis de energia como a eólica, que não emite esses gases em sua operação.

O Brasil, apesar de contar com uma alta produção hidrelétrica - aproximadamente 57% da oferta interna de energia - ainda possui uma matriz energética bastante dependente de combustíveis fósseis, como o gás natural, carvão e o petróleo - aproximadamente 13%, 4% e 3% da oferta interna de energia, respectivamente - ([EPE, 2022a](#)), sendo assim, faz-se necessário mostrar aos produtores de energia e líderes governamentais resultados financeiros e ecológicos viáveis.

O estado de São Paulo possui um potencial eólico muito pouco explorado ([SÃO PAULO, 2012](#)). Este estudo colabora com um aprofundamento de informações sobre o potencial eólico em São Carlos e região, bem como propõe uma metodologia facilmente reproduzível para mapeamento de potencial eólico em diferentes cidades, utilizando diferentes turbinas como base de cálculo.

2 Objetivos

O objetivo deste estudo é analisar de modo quantitativo e qualitativo a viabilidade energética, financeira e ecológica de instalar turbinas eólicas na cidade de São Carlos, onde fica o *campus* do curso de engenharia aeronáutica da Universidade de São Paulo.

Ademais, também tem como objetivo apresentar alternativas em cidades próximas de São Carlos que possuam resultados mais promissores e compará-las com cidades com indústria eólica já consolidada - servindo de referência quantitativa para análise de viabilidade.

Dentre os objetivos específicos, incluem-se: ampliar o horizonte de conhecimento sobre energia eólica no curso de engenharia aeronáutica da Universidade de São Paulo, disponibilizando a metodologia proposta de estimativa de geração de energia, roteiros computacionais e resultados expostos neste estudo; fornecer propostas viáveis de instalação de turbinas - seja em São Carlos ou cidades próximas - para alavancar a indústria de energia eólica da região e servir como material de testes e pesquisas; e expor os benefícios da geração de energia eólica e sua capacidade - tanto financeira quanto ecológica.

3 Estrutura da pesquisa

A estrutura do desenvolvimento dessa pesquisa é sintetizada em 3 partes principais. Primeiramente, será desenvolvida uma revisão bibliográfica (parte II) a fim de esclarecer conceitos importantes para o entendimento da metodologia proposta e resultados adquiridos. Após isso, a metodologia proposta e desenvolvida será apresentada (parte III), declarando premissas de importância e ferramentas necessárias. Por último, os resultados serão apresentados e discutidos (parte IV).

Parte II

Referencial teórico

4 Conceitos estatísticos relativos a velocidade do vento

Nesse capítulo, serão apresentados alguns conceitos importantes relacionados à análise de recursos eólicos para elucidar o processo de viabilidade posteriormente exercido.

4.1 Relação estatística entre velocidades de vento e distribuição de Weibull

Para o tratamento dos recursos eólicos de cada região, é interessante transformar um histograma de entrada de velocidades do vento em uma função analítica, pois torna a análise reproduzível, comparável e lúcida. Para esse fim, a distribuição de velocidades do vento em uma dada região pode ser satisfatoriamente aproximada por uma curva de Weibull com 2 coeficientes - um parâmetro de forma adimensional k , ligado à variação da velocidade do vento, e um parâmetro de escala em unidade de velocidade λ , diretamente proporcional à magnitude da velocidade média de vento (JUSTUS; HARGRAVES; YALCIN, 1976). A função densidade de probabilidade $f(x, \lambda, k)$ para qualquer variável de velocidade do vento $x \geq 0$ pode ser observada na equação 4.1. Também é possível estimar a velocidade média do vento pela equação 4.2, utilizando a função gama (4.3). (KIZILERSÜ; KREER; THOMAS, 2018)

Com os dados proporcionados pelas distribuições de Weibull é possível realizar uma estimativa das capacidades de geração eólica em campos de produção com base em diferentes turbinas eólicas. Desta forma, o conceito discutido é fundamental para a análise proposta no presente trabalho. O princípio de funcionamento das turbinas eólicas é apresentado no capítulo 5, esclarecendo o método que a estimativa de produção de energia em uma campo de geração eólica - e consequente retorno financeiro - pode ser obtida.

$$f(x, \lambda, k) = \frac{k}{\lambda} \left(\frac{x}{\lambda} \right)^{k-1} e^{-(x/\lambda)^k} \forall x \geq 0 \quad (4.1)$$

$$\bar{x} = \lambda \Gamma \left(1 + \frac{1}{k} \right) \quad (4.2)$$

$$\Gamma(z) = \int_0^{\infty} t^{z-1} e^{-t} dt \quad (4.3)$$

4.2 Métodos de estimativa de parâmetros da distribuição de Weibull

Vários métodos numéricos e computacionais foram propostos para estimar os parâmetros da curva de Weibull a partir de uma base de dados de velocidade do vento. Dentre eles, cita-se o Método Empírico, o Método de Densidade de Potência, o Método Gráfico, Método dos Momentos, o Método dos Mínimos Quadrados e o Método de Estimativa de Máxima Verossimilhança. Dentre esses, o último é um dos mais utilizados pelos estatísticos e provou-se ter resultados satisfatórios para modelagem de dados de vento (BINGÖL, 2020; CHANG, T. P., 2011; SEGURO; LAMBERT, 2000). Apesar disso, não há consenso sobre preferência de método, já que outros estudos mostraram que outros métodos podem ser mais efetivos em alguns casos (SHU; JESSON, 2021; ANDRADE et al., 2014).

4.2.1 Método da Estimativa de Máxima Verossimilhança

O Método de Estimativa de Máxima Verossimilhança (MLE) é o mais complexo do ponto de vista estatístico, já que consiste em utilizar técnicas de iteração numérica para encontrar os parâmetros k e λ , enquanto os outros consistem em utilizar equações analíticas e estimativas empíricas. Por essa mesma razão, também é tido genericamente como o mais preciso. Para encontrar os parâmetros, é necessário iterá-los de tal forma que as equações 4.4 e 4.5 sejam satisfeitas com erro desprezível - i.e. que ambas convirjam -, sendo que x_i é cada entrada de velocidade de vento observada e n é a quantidade total de observações a ser aproximada na curva. (FORBES et al., 2011)

$$k_{MLE} = \frac{n}{\{(1/\lambda_{MLE})^{k_{MLE}} \sum_{i=1}^n [x_i^{k_{MLE}} \ln(x_i)]\} - \sum_{i=1}^n \ln(x_i)} \quad (4.4)$$

$$\lambda_{MLE} = \left[\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n x_i^{k_{MLE}} \right]^{1/k_{MLE}} \quad (4.5)$$

4.2.2 Método dos Momentos

O Método dos Momentos (MME) consiste em utilizar a média das observações \bar{x} (4.6) e seu desvio padrão μ (4.7) para encontrar os parâmetros k (4.8) e λ (4.9) utilizando a função gama Γ (4.3). (FORBES et al., 2011)

$$\bar{x} = \frac{\sum_{i=1}^n x_i}{n} \quad (4.6)$$

$$\mu = \frac{\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2}{n} \quad (4.7)$$

$$\frac{\mu}{\bar{x}} = \left\{ \frac{\Gamma[(k_{MME} + 2)/k_{MME}]}{\{\Gamma[(k_{MME} + 2)/k_{MME}]\}^2} - 1 \right\}^{1/2} \quad (4.8)$$

$$\lambda_{MME} = \frac{\bar{x}}{\Gamma[(k_{MME} + 1)/k_{MME}]} \quad (4.9)$$

4.3 Variabilidade do vento

Para uma cidade qualquer analisada, é provável que o vento possua alto grau de variabilidade na sua velocidade dependendo do período do ano e do período do dia observado, já que isso é verdade para muitas cidades já analisadas nesse sentido. (WAN, 2012)

Sendo assim, a aproximação de densidade de velocidades de vento para uma curva de Weibull pode ser ainda mais precisa caso haja compartimentação dos dados em períodos parecidos - por estações do ano, por meses, por dia e noite, et cetera.

5 Conceitos de Energia Eólica

5.1 Princípio de funcionamento

As turbinas eólicas têm como objetivo utilizar o movimento do vento para gerar energia elétrica. Para tanto, seu funcionamento consiste, genericamente, de um rotor constituído de pás com diferentes formatos aerodinâmicos e ângulos de incidência, que, pela interação aerodinâmica com escoamento, adquirem aceleração perpendicular ao raio do rotor, resultando em um movimento angular. Essa rotação, por sua vez, produz um torque, que é transferido por um sistema mecânico de transmissão até um gerador elétrico capaz de transformar essa energia mecânica em potencial elétrico. (DESALEGN; GEBEYEHU; TAMRAT, 2022)

Esse processo está ilustrado na figura 1.

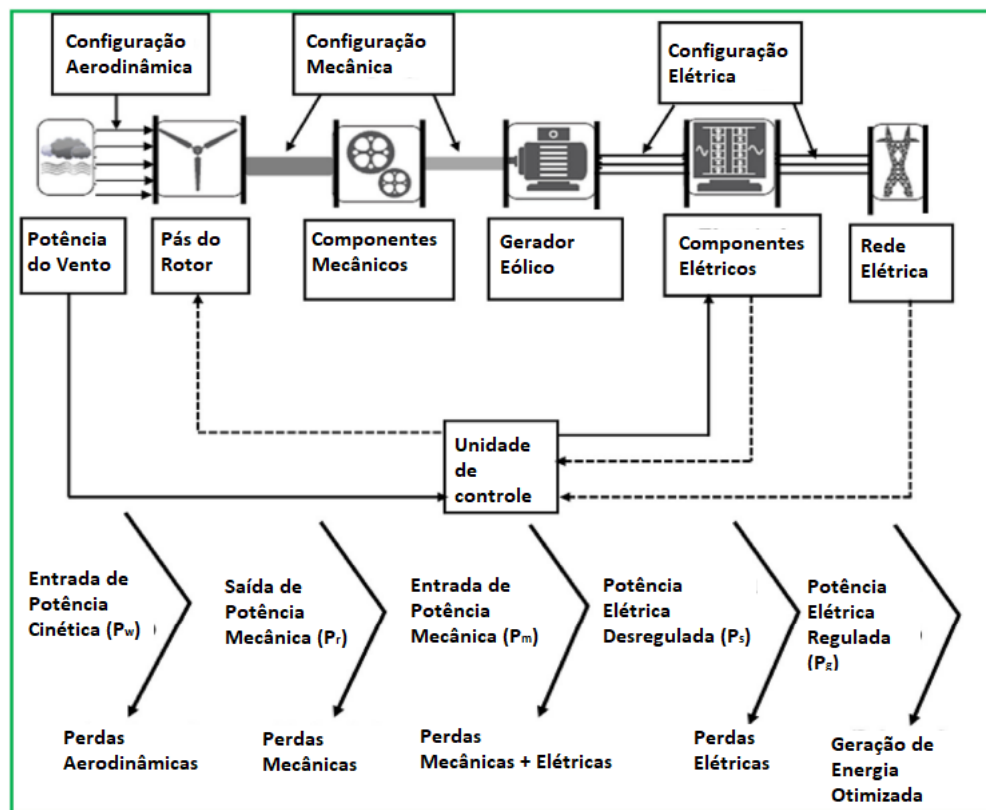


Figura 1 – Princípio de funcionamento da turbina eólica padrão (imagem traduzida da fonte citada). (DESALEGN; GEBEYEHU; TAMRAT, 2022)

5.2 Derivação da Potência

Um escoamento em velocidade V_1 possui energia cinética, pois é uma massa de ar com velocidade. Ao percorrer contra uma turbina, esse escoamento interage com as pás aerodinâmicas e elas, por sua vez, rotacionam com suas próprias energias cinéticas. Em um regime estacionário, é razoável, portanto, afirmar que a velocidade do vento V_2 após a interação com as pás será menor que V_1 (5.1), uma vez que parte da energia cinética foi absorvida pela turbina eólica.

$$V_1 > V_2 \quad (5.1)$$

O escoamento do vento é considerado incompressível, ou seja, de densidade ρ_{vento} constante - o que é uma premissa razoável pela ordem de grandeza do número de Mach (ANDERSON, 2016) ($V_{vento} \ll 100m/s \implies Mach_{vento} \ll 0,3 \implies \rho$ constante). Para que haja continuidade, portanto, é necessário que a equação 5.2 seja satisfeita, pois o fluxo de massa de ar precisa ser idêntico antes e após a interação com a turbina, uma vez que a quantidade de ar entrando e saindo de qualquer volume de controle precisa ser a mesma - caso contrário, estaríamos assumindo que há espaços desocupados (vácuo) ou sobreposição de massa em um mesmo espaço. O fluxo de ar é resultado da velocidade do ar multiplicada pela densidade do ar ρ e pela área transversal ao movimento S , como apresentado na figura 2. Podemos definir S_1 como a área transversal da massa de ar que passa pela turbina antes da interação com a turbina, S como a área transversal no momento do contato com a turbina e S_2 como a área transversal da massa de ar que passa pela turbina após a interação. Na figura supracitada, as relações ideais entre velocidade e pressão antes, durante e após a interação com a turbina, são didaticamente ilustradas.(RAGHEB; RAGHEB, 2011)

$$\dot{m} \text{ constante} \implies \rho S_1 V_1 = \rho S V = \rho S_2 V_2 \quad (5.2)$$

Segundo as leis de Euler (MCGILL; KING, 1995), a força F_t exercida pela turbina no vento é dada pela multiplicação da aceleração do vento a_w multiplicada pela massa do vento m . Reciprocamente, a força F_w exercida pelo vento na turbina é idêntica em magnitude, mas no sentido vetorial contrário. Essa dinâmica, bem como a sua subsequente derivação no regime contínuo e incompressível, é dada pela equação 5.3, utilizando a lei da continuidade (5.2) para derivar o fluxo de massa \dot{m} para uma área conhecida S , que é a área de rotação da turbina.

$$F_t = ma_w \implies F_w = -ma_w = -m \frac{dV}{dt} = \dot{m}(V_1 - V_2) = \rho S V (V_1 - V_2) \quad (5.3)$$

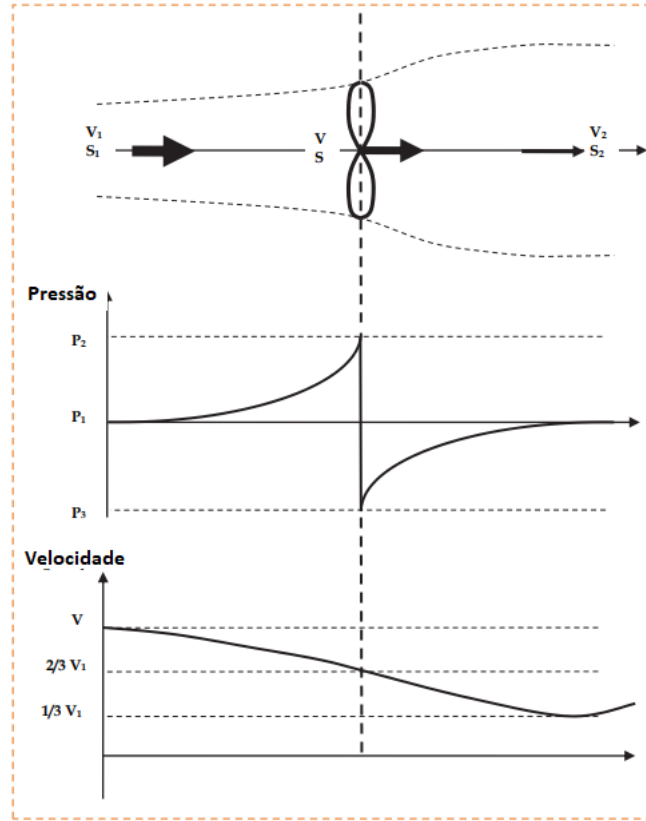


Figura 2 – Propriedades do vento durante a interação com a turbina eólica (imagem traduzida da fonte citada) (RAGHEB; RAGHEB, 2011)

Além disso, também é razoável afirmar que o trabalho incremental dW_w exercido pelo vento por meio dessa força F_w é justamente a energia incremental dE - e a sua derivada potência P_w - disponível para ser absorvida pela turbina (5.4).

$$dW_w = dE = F_w dx \implies \frac{dE}{dt} = F_w \frac{dx}{dt} \implies P_w = \rho S V^2 (V_1 - V_2) \quad (5.4)$$

Em um regime contínuo, o trabalho realizado por um corpo em um espaço corresponde ao diferencial de energia cinética E_k na entrada e saída desse espaço (YOUNG et al., 2012), como mostra a equação 5.5, que também relaciona a lei da continuidade (5.2) para derivar \dot{m} .

$$W_w = \Delta E_k = \frac{1}{2} m (V_1^2 - V_2^2) \implies \frac{dE_k}{dt} = P_w = \frac{1}{2} \dot{m} (V_1^2 - V_2^2) = \frac{1}{2} \rho S V (V_1^2 - V_2^2) \quad (5.5)$$

A partir da relação da equação 5.4 com a equação 5.5, chega-se à conclusão que a velocidade do ar V que passa pela turbina é a média entre V_1 e V_2 (5.6).

$$\rho S V^2 (V_1 - V_2) = \frac{1}{2} \rho S V (V_1^2 - V_2^2) \implies V = \frac{1}{2} (V_1 + V_2) \forall (V_1 - V_2), V, S, \rho \neq 0 \quad (5.6)$$

A energia potencial total do vento E_0 - e sua derivada potência P_0 - pode ser teorizada na situação na qual toda sua energia cinética é imediatamente convertida em trabalho W_w , ou seja, quando $V_2 = 0$ e $V = V_1$ (desaceleração total e instantânea do vento). Essa potência é estritamente teórica, uma vez que $V_2 = 0$ não satisfaz a lei da continuidade para qualquer $V_1 \neq 0$ (5.2). Levando em consideração a equação 5.4 nessas condições, a potência total P_0 será dada pela equação 5.7.

$$P_0 = \frac{1}{2} \rho S V_1 (V_1^2 - 0^2) = \frac{1}{2} \rho S V_1^3 \quad (5.7)$$

O coeficiente de potência ideal - i.e. considerando que todo o trabalho exercido pelo vento foi usado para o movimento angular do rotor - C_{p_w} é dado pela equação 5.8.

$$C_{p_w} = \frac{P_w}{P_0} \Rightarrow C_{p_w} = \frac{\frac{1}{2} \rho S \frac{1}{2} (V_1 + V_2) (V_1^2 - V_2^2)}{\frac{1}{2} \rho S V_1^3} = \frac{1}{2} \frac{(V_1 + V_2) (V_1^2 - V_2^2)}{V_1^3} \quad (5.8)$$

Numericamente, C_{p_w} atinge seu maior valor (i.e. $C_{p_w} \approx 0,593$) quando $\frac{V_2}{V_1} = 1/3$. Esse valor máximo de eficiência é chamado de limite de Betz. Nenhuma turbina pode igualar esse valor de eficiência, uma vez que existe perda por arrasto aerodinâmico, mecânica e elétrica no processo de conversão.

5.3 Aerodinâmica básica das pás e *Tip Speed Ratio*

A força resultante da interação entre o escoamento e um corpo em movimento em relação à massa de ar é composto por uma componente perpendicular ao escoamento - sustentação L - e uma componente paralela ao escoamento - arrasto D , como mostra a figura 3.(PICOLO; BÜHLER; RAMPINELLI, 2014)

A força de sustentação, sendo paralela ao movimento linear do rotor, contribui para a rotação da pá, já o arrasto, que estressa a turbina para trás, é uma força que não contribui para a rotação da pá, apresentando resistência ao movimento. Destaca-se ainda que a componente de sustentação perpendicular ao disco atuador do rotor provoca um esforço nas pás e na estrutura do gerador - especialmente na estrutura da torre.

Nessa interação fluido-aerofólio, o ar é perturbado no momento de interação com a pá, sofrendo variações tangenciais no perfil de velocidades. O comportamento aerodinâmico por trás dessa perturbação pode ser explicado pela *Blade Elementum Theory* (BEM)(KULUNK, 2011). Para maximizar a extração de energia do vento - i.e. maximizar o coeficiente de potência c_p -, devemos maximizar a área S dessa interação, como observamos na equação 5.5. Para tanto, é necessário fazer com que todo o escoamento livre que passa pela área de atuação da turbina interaja com as pás da turbina, i.e. quando

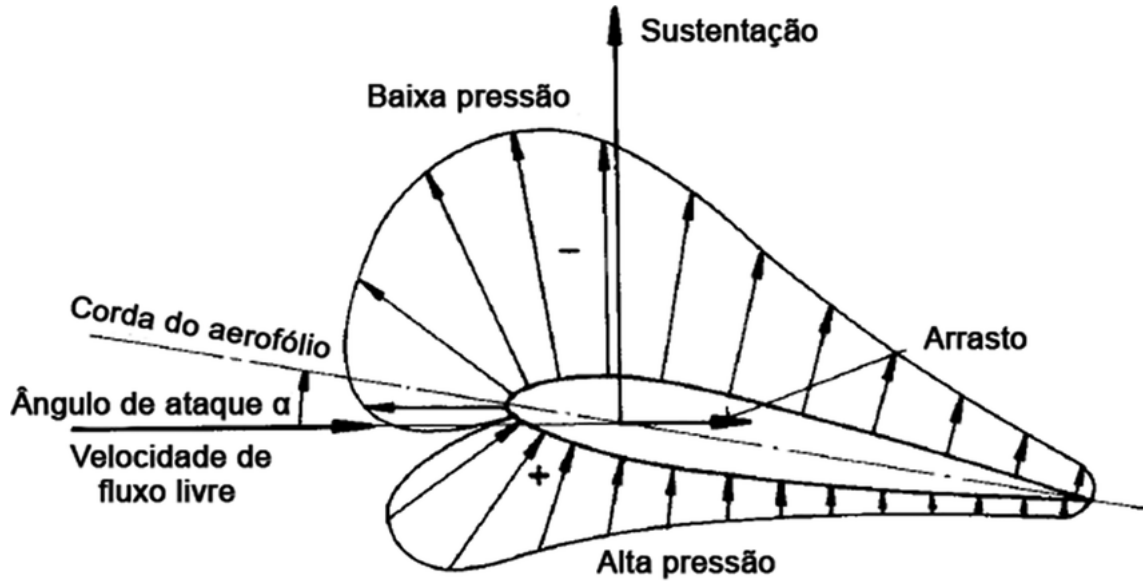


Figura 3 – Representação básica da resultante aerodinâmica a partir da interação com o fluido (imagem retirada da fonte citada) (PICOLO; BÜHLER; RAMPINELLI, 2014)

o escoamento volta à sua forma livre após ser perturbado por uma pá, a pá subsequente deve ocupar o espaço da pá anterior para perturbar aquele espaço novamente, de forma contínua, aproveitando todo o escoamento livre. Esse tempo que o escoamento leva para voltar à sua forma livre é chamado de t_w e é dado pela equação 5.9, sendo s o comprimento axial da zona perturbada do escoamento e V a velocidade do escoamento livre. Por outro lado, também é indesejável que a pá subsequente ocupe o espaço da pá anterior antes que o escoamento termine sua perturbação, já que dessa forma as pás estariam em uma região de escoamento turbulento, alterando o ângulo de ataque efetivo de suas seções, resultando em pior eficiência aerodinâmica, diminuindo a eficiência de extração de energia da mesma forma. Esse tempo t_s que uma pá leva para ocupar o espaço da pá subsequente é dado pela equação 5.10, sendo n o número de pás e ω a velocidade angular do rotor. Portanto, para máxima eficiência da turbina, é preciso que $t_w \approx t_s$. Sabe-se, ainda, que a relação entre o raio do rotor r é proporcional ao comprimento de perturbação s , portanto, é possível chegar em uma relação ótima entre velocidade tangencial ωr da ponta da pá com a velocidade do vento, como mostra a equação 5.11. A relação entre a velocidade tangencial da ponta da pá e a velocidade do vento é chamada de *Tip Speed Ratio* (TSR). (RAGHEB; RAGHEB, 2011)

A relação $\frac{r}{s}$ depende dos perfis aerodinâmicos da turbina e é uma importante métrica de projeto, uma vez que tem uma relação de proporção linear com o valor de TSR ótimo. O número de pás n desempenha um papel proporcionalmente inverso a essa razão, já que está no denominador da razão de TSR ótimo TSR_{opt} - i.e. quanto mais pás na turbina, menor o valor ótimo de TSR. Um valor menor de TSR ótimo permite que ele opere de forma mais eficiente em ventos mais brandos que fazem com que a

turbina tenha menor velocidade de rotação. Um TSR ótimo alto permite que a turbina opere eficientemente em ventos fortes que aumentariam sua rotação ótima, porém leva a maiores desgastes mecânicos e químicos e maiores dificuldades de controle.

$$t_w = \frac{s}{V} \quad (5.9)$$

$$t_s = \frac{2\pi}{n\omega} \quad (5.10)$$

$$t_{s_{otimo}} \approx t_w \Rightarrow \frac{2\pi}{n\omega_{otimo}} \approx \frac{s}{V} \Rightarrow \frac{r\omega_{otimo}}{V} = TSR_{opt} \approx \frac{2\pi}{n} \left(\frac{r}{s} \right) \quad (5.11)$$

O coeficiente de potência C_p , analogamente ao calculado na equação 5.8, é dado pela equação 5.12, sendo que a potência total P_t é teorizada pela utilização da área de rotação inteira do rotor como atuação do vento contínuo - i.e. quando $S = \pi r^2$ - e P_e é a potência de fato extraída do vento para geração de energia.

$$C_p = \frac{P_e}{P_t} \Rightarrow C_p = \frac{P_e}{\frac{1}{2}\rho\pi r^2 V^3} \quad (5.12)$$

A relação entre C_p e o TSR é ilustrado pela figura 4. Na figura, a linha tracejada corresponde ao valor de C_p no caso teórico onde $t_s = t_r$ e sem perdas aerodinâmicas e de fricção, enquanto o limite de Betz corresponde a esse valor teórico no caso onde a velocidade de saída do escoamento é $1/3V$. A linha azul corresponde ao valor real de C_p calculado pela potência de fato extraída para cada TSR analisado. Ainda na imagem, introduz-se os conceitos de velocidade *cut-in* e velocidade de *cut-out*. A velocidade de *cut-in* é simplesmente a velocidade do vento a partir da qual a turbina consegue rotacionar e gerar eletricidade. A velocidade de *cut-out*, por outro lado, é a velocidade a partir da qual a continuação da operação da turbina pode provocar danos mecânicos irreversíveis, já que a rotação seria muito elevada, então, a operação da turbina é interrompida por algum mecanismo de controle de rotação.

5.4 Mecanismos de controle de rotação de rotor

Para a turbina ter um coeficiente de potência C_p elevado, é necessário que ela opere o mais próxima possível do TSR ótimo na maior parte do tempo. Por testes e resultados da curva exemplificada na figura 4, é possível estabelecer o TSR ótimo para a turbina. Por causa das interações aerodinâmicas, cada velocidade de vento V gerará uma razão TSR diferente em uma pá sem mecanismos de controle - i.e. projetada para rodar a uma velocidade angular fixa -, o que diminuirá a eficiência da turbina como um todo. Além

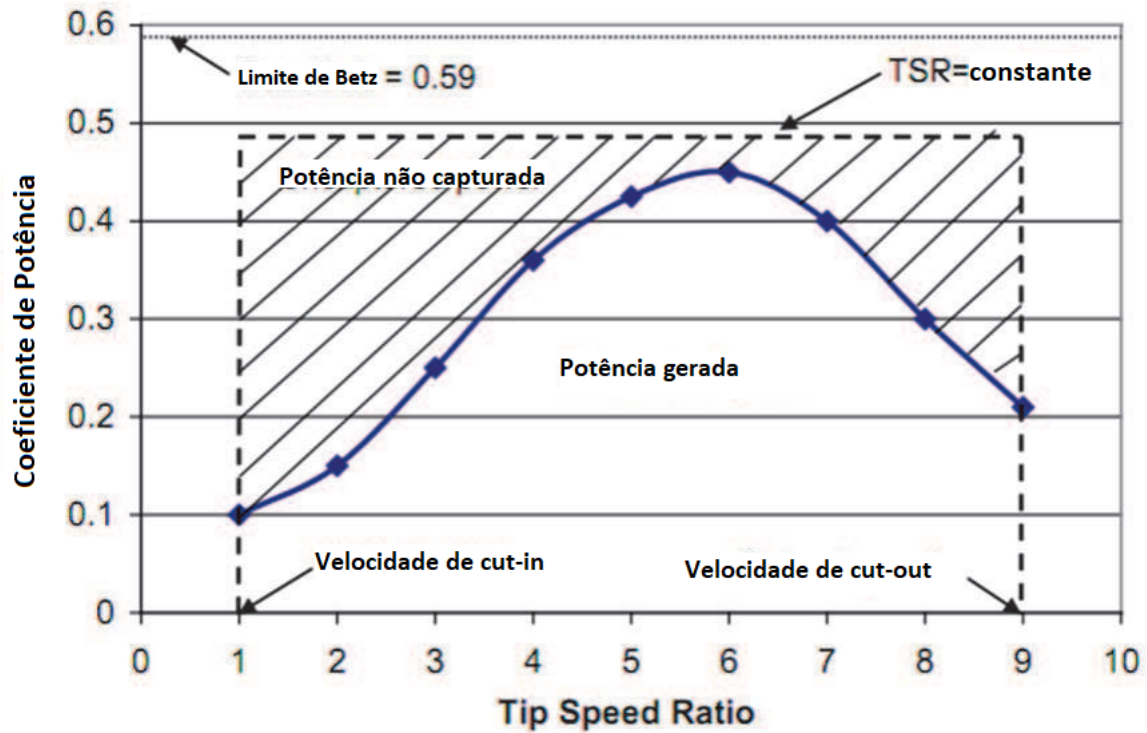


Figura 4 – Gráfico exemplificando a relação C_p/TSR aproximada de uma turbina eólica com 2 pás (imagem traduzida da fonte citada) (RAGHEB; RAGHEB, 2011)

disso, é necessário projetar algum mecanismo de controle para limitar a rotação da pá e evitar danos estruturais irreversíveis e mitigar riscos.

Para as situações de vento muito brandos, a velocidade de rotação que a aproxima do TSR ótimo é menor, e, de forma análoga, em ventos muito fortes, a velocidade de rotação que a aproxima do TSR ótimo é maior. Então, um mecanismo de controle que pode ser acionado é o controle da velocidade de rotação do rotor. Aproveitando uma parte da própria energia extraída para acelerar a pá eólica, como mostra a dinâmica da figura 5 (onde P_{wind} é a potência ideal extraível do vento - representada pela linha tracejada na figura 4 -, $P_{captured}$ é a potência capturada do vento - representada pela linha azul na figura 4 -, P_{accel} é a potência usada para acelerar o rotor para atingir seu TSR ótimo e $P_{electric}$ é a potência líquida disponível para conversão elétrica. P_{accel} é desprezível perto do ganho de $P_{captured}$ que essa dinâmica permite por causa da melhor relação de TSR . Além disso, uma vez que a inércia do rotor é muito maior que a inércia do gerador por conta de suas dimensões de tamanho, então a energia armazenada na sua aceleração fica armazenada e, na futura desaceleração da turbina por desaceleração do vento, essa energia armazenada é recapturada em maior proporção pela inércia do movimento. (MULJADI; BUTTERFIELD, 2001)

Para as situações de ventos fortes nas quais a turbina tende a rotacionar mais rápido que sua rotação ótima para a velocidade do vento observada ou para prevenir

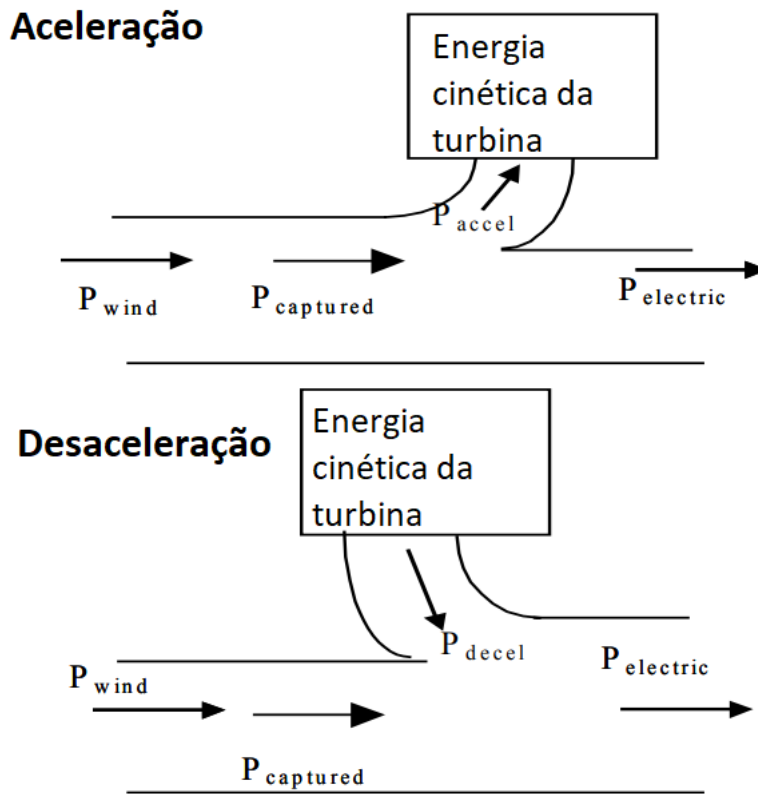


Figura 5 – Gráfico mostrando a dinâmica de energia em um controle de rotação via gerador da turbina (imagem traduzida da fonte citada) (MULJADI; BUTTERFIELD, 2001)

que a turbina sofra danos estruturais por ganho de energia cinética impossível de ser contido na rotação máxima do rotor em casos de ventos muito fortes, é possível utilizar um mecanismo de controle que incide um grau de incidência nas pás em relação ao vento, mudando as características aerodinâmicas das mesmas, diminuindo o TSR ótimo pelo aumento da área transversal por pá - uma vez que o começo da pá seguinte deve percorrer um caminho menor no mesmo tempo ($\frac{2\pi}{n} - \Delta l < \frac{2\pi}{n}$), sendo Δl a distância angular transversal dos pontos da pá que perturbam o vento (5.11), i.e. a arfagem obrigará w_{otimo} a se manter constante apesar do aumento de V sem precisar ultrapassar a rotação máxima (YULIANTO; PRACOYO; PRIYADI, 2021) - bom para ventos muito fortes - e diminuindo a carga nas pás pela perda de eficiência aerodinâmica proposital, como mostra a figura 6. Essa perda, ilustrada por $P_{aeroloss}$, permite que a turbina opere em maiores velocidades de vento por impedir a carga crítica na turbina excedendo a rotação máxima. O gráfico que mostra o efeito da arfagem na diminuição do C_p máximo, bem como o ganho de C_p em TSR mais baixos - i.e. em ventos fortes mas com velocidade de ponta do rotor limitada -, é mostrada na figura 7. Esse método substitui um método mais simples de controle por freios ou estol passivo aerodinâmico - i.e. as pás são projetadas para não gerar sustentação que seja crítica a partir de uma certa velocidade de vento com rotação máxima.

Ganho de energia cinética por inércia desprezível

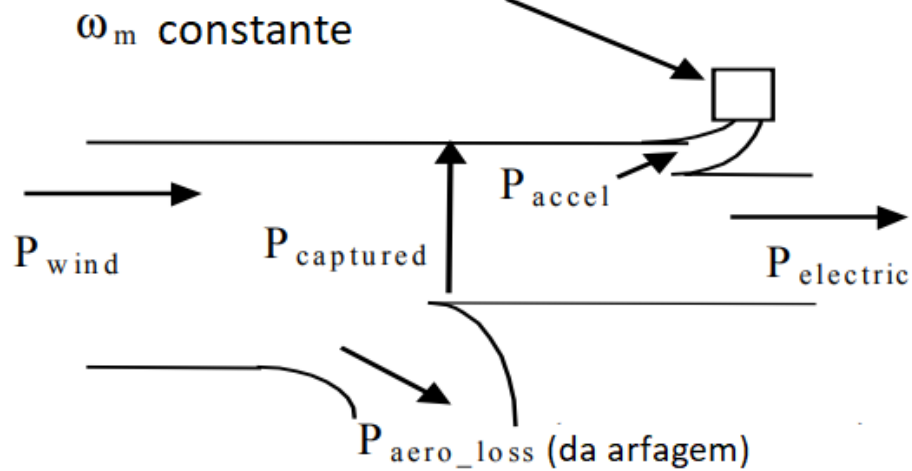


Figura 6 – Gráfico mostrando a dinâmica de energia em um controle de rotação via ângulo de incidência (imagem traduzida da fonte citada) (MULJADI; BUTTERFIELD, 2001)

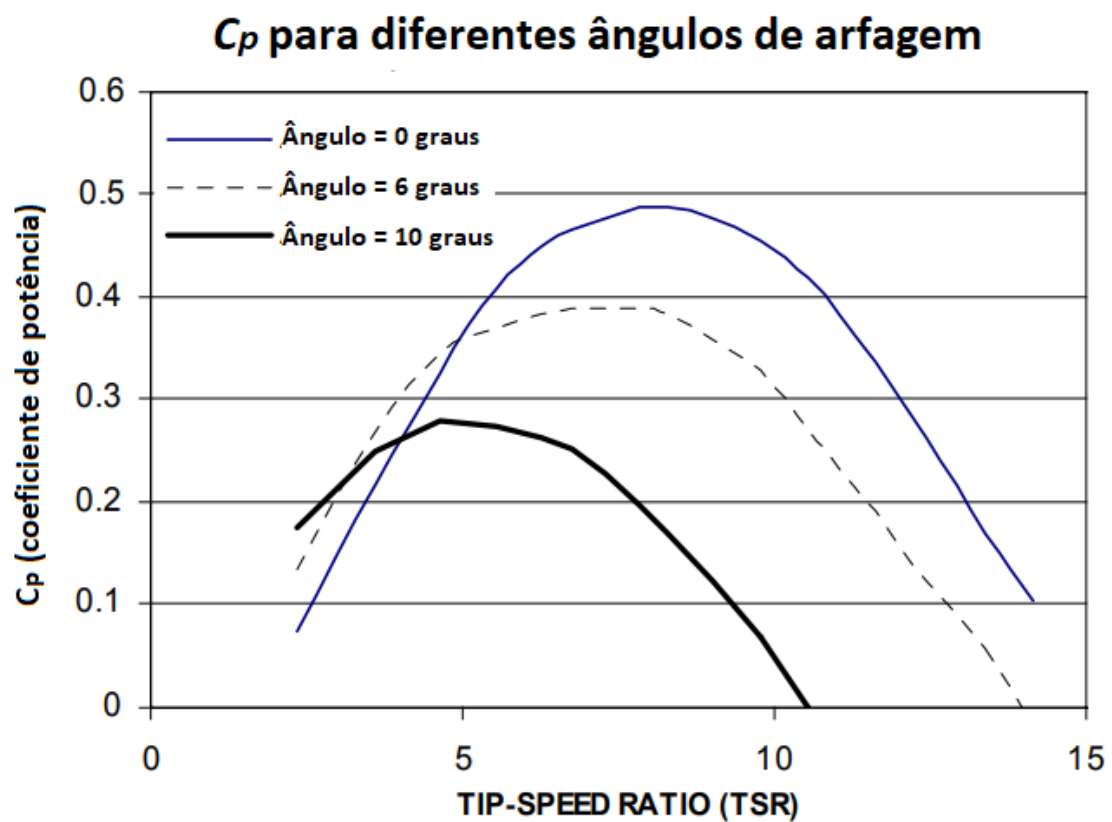


Figura 7 – Gráfico mostrando o efeito da arfagem no C_p (imagem traduzida da fonte citada) (MULJADI; BUTTERFIELD, 2001)

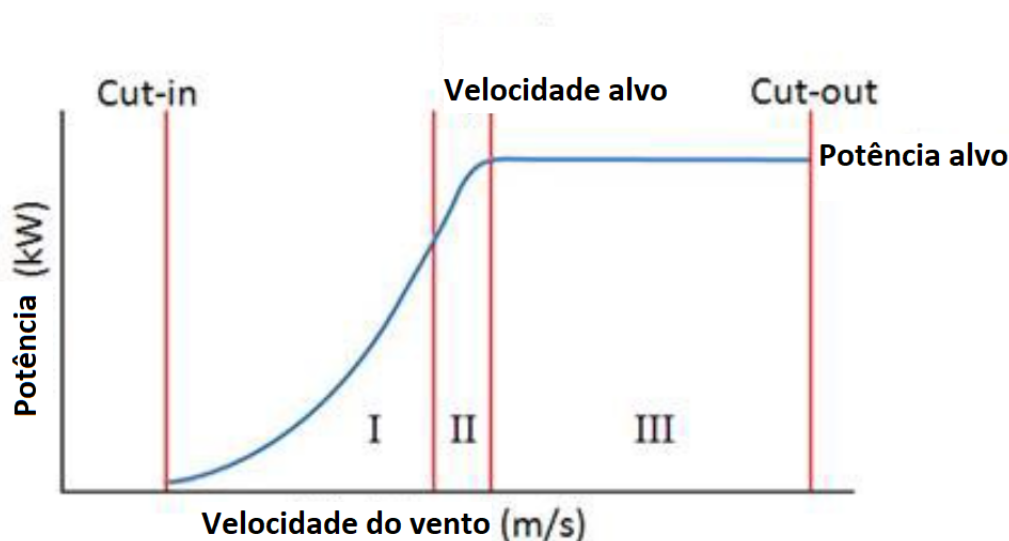


Figura 8 – Gráfico mostrando a relação ideal de potência e velocidade do vento de uma turbina com controle variável de velocidade de rotação e ângulo de incidência

O controle ideal da turbina se dá pela combinação dos dois mecanismos de controle e seu resultado pode ser ilustrado na figura 8. Em ventos brandos, na região I do gráfico, é necessário controlar a velocidade do gerador e otimizá-la para melhor aproveitar o vento com o uso de pequenas incidências. Quando a relação de TSR ótima da pá é atingida na rotação máxima - i.e. a turbina capta o máximo de energia possível do ar -, na região II do gráfico, a turbina trabalha com aproveitamento máximo do vento, com o comando do ângulo de incidência já sendo acionado para manipular o TSR ótimo e para suavizar a variação de torque do rotor na região próxima à rotação máxima. Em ventos mais fortes, na região III do gráfico, o controle do ângulo de incidência permitirá que a turbina possa operar na sua capacidade máxima por um maior intervalo de tempo, controlando a resultante aerodinâmica para não haver carga crítica nessa situação.

5.5 Correção da velocidade do vento em função da altura

As turbinas, por possuírem, via de regra, em sua forma comercial, um grande diâmetro, também se faz necessário que elas sejam instaladas com altura de haste h elevada.

Estudos mostram que a velocidade do vento tem um comportamento logarítmico na vertical em alturas de até $100m$ que envolve a altura de rugosidade média do solo z_0 - que pode ser abstraída da tabela 1 - e uma velocidade e altura de referência - V_0 e h_0 , respectivamente. (5.13) (FRANCISCO BAÑUELOS-RUEDAS; RIOS-MARCUELLO, 2011)

As pás, portanto, estarão sujeitas a diferentes velocidades do vento dependendo da posição delas durante a rotação. Apesar da maior velocidade do vento em posições mais elevadas da rotação parecer benéfica quando analisa-se uma pá individualmente,

Descrição do terreno	z_0 [m]
Mar aberto por pelo menos 5km	0,0002
Lodaçais, neve; sem vegetação, sem obstáculos	0,005
Terreno plano aberto; grama, poucos obstáculos isolados	0,03
Baixas colheitas; grandes obstáculos ocasionais	0,1
Altas colheitas; obstáculos espalhados	0,25
Parques, arbustos; numerosos obstáculos	0,5
Cobertura regular de grandes obstáculos (subúrbio, floresta)	1,0
Centro da cidade com prédios altos e baixos	≥ 2

Tabela 1 – Tabela fornecida pela *World Meteorological Organization* terrenos padrões para cada faixa altura de rugosidade ([WMO, 2008](#))

essa assimetria no rotor como um todo impacta na geração de energia de uma forma complexa, já que a potência do rotor tem uma relação cúbica com a velocidade (5.7) e a velocidade do vento tem uma relação logarítmica com a altura, como explicado no parágrafo anterior. Além disso, a relação assimétrica dos momentos de rotação causados por cada uma das pás em diferentes alturas possui implicações estruturais - a assimetria causa um deslocamento do ponto crítico estrutural do rotor, e isso deve ser considerado na análise estrutural - e dinâmicas - a rotação terá contribuições assimétricas das pás do rotor e isso impacta na eficiência geral da turbina. Devido à complexidade dessa análise, tais efeitos serão desconsiderados para esse estudo.

A ponta da haste da torre, por ser o ponto médio vertical de interação do vento com as pás, é a altura de referência para se considerar a velocidade do vento atuante no rotor.

$$V = V_0 \frac{\ln(h/z_0)}{\ln(h_0/z_0)} \quad (5.13)$$

Parte III

Metodologia

6 Metodologia de escolha de cidades-teste

Como o objetivo desse estudo é analisar a viabilidade da produção de energia em São Carlos e região, faz-se necessário comparar a produção com a produção estimada de outras regiões. Cada região possui um regime de ventos diferente, que por sua vez resultam em produções de energia e implicações financeiras diferentes. Essas comparações servirão como indicadores de viabilidade.

6.1 Critérios de escolha

Para haver um método de comparação conclusivo, a análise será feita em 3 cidades diferentes.

- São Carlos, por ser a cidade-alvo desse estudo;
- Uma cidade perto de São Carlos com alta densidade de vento já conhecida, para estudar a viabilidade em cidade próxima, mantendo o benefício de trazer a indústria eólica para perto do campus do curso de Engenharia Aeronáutica da USP, em São Carlos;
- Uma cidade que já possui infraestrutura eólica a nível industrial, com potencial eólico já provado, para servir de comparação como um caso de sucesso de geração de energia eólica.

Para a escolha da cidade próxima, será utilizado o Atlas Eólico do Estado de São Paulo ([SÃO PAULO, 2012](#)).

Para a escolha da cidade de referência, o Atlas do Potencial Eólico Brasileiro ([CEPEL, 2017](#)) pode ser consultado como referência em conjunto com a busca por notícias de consolidação de geração eólica na região.

7 Processamento dos dados de vento

No Brasil, o Instituto Nacional de Meteorologia ([WIKIPEDIA CONTRIBUTORS, 2023a](#)) realiza medições de dados do vento nas suas estações meteorológicas espalhadas pelo Brasil. É possível realizar o requerimento desses dados pelo próprio site do INMET que também disponibiliza o mapa das estações disponíveis ([INMET, 2023](#)), que retorna o pedido por e-mail no formato *.csv* com dados importantes de posição (latitude e longitude) da estação e altitude h_c da cidade, bem como horário e data de cada medição de velocidade média, como exemplificado no apêndice A.

Como tratamento, é premissado que as observações de velocidades “*NULL*” - i.e. com dados em branco/nulos - são falhas de detecção e, portanto, são descartadas da análise. Além disso, também se faz necessário subtrair 3 horas da coluna de hora da medição, uma vez que os dados, como se pode verificar no mapa de estações do INMET ([VIANELLO, 2011](#)), são em relação ao fuso horário universal UTC, 3 horas à frente do fuso horário de Brasília GMT -3 (o que também implica em subtrair ou adicionar 1 dia na coluna de data de medição, caso a conversão de fuso horário implique em mudanças de data).

7.1 Cálculo da densidade do ar e densidade de potência do vento

A densidade do ar ρ_c para qualquer altitude h_c das cidades escolhidas será determinada a partir do conceito da fórmula barométrica para a densidade (7.1), sendo $L_0 = -0,0065$ K/m a taxa de mudança de temperatura por altitude na faixa da troposfera, $p_0 = 101325$ Pa a pressão do ar a nível de referência - do mar, nesse caso -, $M = 0,0289652$ kg/mol a massa molar do ar seco, $R_0 = 8,31446$ J/(mol · K) a constante universal dos gases ideais na troposfera, $T_0 = 288,15$ K a temperatura do ar a nível de referência e $g_0 = 9,80665$ m/s² a aceleração da gravidade na superfície da Terra. ([NOAA, 1976](#))

$$\rho_c(h_c) = \frac{p_0 M}{R_0 T_0} \left(1 - \frac{L_0 h_c}{T_0} \right)^{\frac{g_0 M}{R_0 L_0} - 1} \quad (7.1)$$

Da equação 5.12, vemos que a relação de potência extraível P_e , para qualquer C_p , tem uma proporção cúbica em relação à velocidade de vento V . Sendo assim, para análise de comparação, faz-se necessário desenvolver uma métrica chamada de Densidade de Potência do Vento (DPV), que é a quantidade de potência alojada no vento (5.7) por área de atuação da turbina S , dada pela equação 7.2.

$$DPV = \frac{P_0}{S} = \frac{1}{2} \rho_c V^3 \implies P_e = DPV \cdot S \cdot C_p \quad (7.2)$$

7.2 Rotina computacional para ajuste em distribuição de Weibull

Para os cálculos numérico-computacionais, foi desenvolvido um roteiro na linguagem *R* ([R FOUNDATION, 2023](#)) - que é uma ferramenta de livre acesso e com bibliotecas úteis para cálculos estatísticos e tratamento e visualização de dados. Esse roteiro está disponibilizado no apêndice [B](#) e tem como entrada as bases requisitadas pelo *website* do INMET, cujas tabelas de velocidade média por dia e horário são obtidas pela função `fread`, da biblioteca `data.table` e as informações de latitude, longitude, altitude, data inicial de medição, data final de medição e código da estação são obtidas por uma combinação da função nativa `readLines` com funções de expressões regulares nativas como `gsub` e `grep`, uma vez que essas informações estão dispostas de forma textual nas linhas anteriores à tabela de velocidade, como é possível verificar no apêndice [A](#).

7.2.1 Caso compartimentado

O intuito de uma primeira análise é verificar a necessidade de compartimentalização dos dados de vento para suavizar erros por variabilidade de vento durante o ano e durante períodos do dia. Para tanto, é proposta uma compartimentação em meses e períodos de dia e noite, sendo tabulado como dia os horários locais entre 06:00 e 17:59 e noite os horários locais entre 18:00 e 05:59, no formato HH:MM. Portanto, cada mês e período terá seus particulares:

- Fator de forma de Weibull $k(\text{mês}, \text{período})$;
- fator de escala de Weibull $\lambda(\text{mês}, \text{período})$;
- densidade de potência de vento média $DPV_m(\text{mês}, \text{período})$.

Sendo assim, após a compartimentação dos dados de vento nos seus respectivos vetores de mês e período do dia, são calculados seus parâmetros de Weibull a partir da função `eweibull`, da biblioteca `EnvStats`, que tem como entradas um vetor de números representando as velocidades de vento medidas e o método de ajuste de curva escolhido entre o Método da Estimativa de Máxima Verossimilhança (`mle`) e o Método dos Momentos (`mme`) e retorna como saída os parâmetros de Weibull.

Para o cálculo da densidade de potência (7.2) de cada velocidade observada e prevista, será utilizada a equação analítica de estimativa de densidade do ar (7.1), calculada a partir da altitude h fornecida na mesma base.

7.2.2 Caso generalizado

Uma análise mais generalista, sem compartimentar os dados em mês e período do dia, é feita da mesma forma que o caso compartimentado (seção 7.2.1), mas com um único k e um único λ que representam a aproximação da curva de Weibull para um histograma de velocidades do ano inteiro.

7.3 Análise de erros e escolha de método de estimativa de parâmetros de Weibull

Para a análise de erros, foram escolhidos o parâmetro de erro quadrático médio $RMSE$ - que parametriza um erro médio entre a densidade de probabilidade de Weibull e a densidade real de ocorrências para os intervalos de velocidade analisados, indicando confiabilidade - (7.3) e o coeficiente de determinação R^2 - número entre 0 e 1 que parametriza a capacidade da aproximação estatística de contemplar a variabilidade dos dados observados, indicando capacidade (7.4) (AZIZ et al., 2023). Para o cálculo desses parâmetros em relação à velocidade do vento, y_i é a densidade real de cada velocidade de vento analisada, \hat{y}_i é a densidade prevista pela curva de Weibull $f(x, \Lambda, k)$ (4.1), \bar{y} é a média das densidades observadas e N_p é o número de densidades analisadas.

$$RMSE(mês, período) = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{N_p} (y_i - \hat{y}_i)^2}{N_p}} \quad (7.3)$$

$$R^2(mês, período) = 1 - \frac{\sum_{i=1}^{N_p} (y_i - \hat{y}_i)^2}{\sum_{i=1}^{N_p} (y_i - \bar{y})^2} \quad (7.4)$$

Velocidades de vento maiores que 25 m/s, classificadas pela *World Meteorological Organization* (WMO) como tempestades na escala de Beaufort (WMO, 1970), costumam ser bastante raras. Adicionalmente, a velocidade de *cut-off* tradicional de turbinas eólicas costuma não ser maior que 25 m/s (CASTELLANI et al., 2019). Sendo assim, o erro de interesse a ser comparado entre os métodos de aproximação de curva de Weibull será na faixa de velocidades entre 0 m/s e 25 m/s, que corresponde à faixa de densidade de potência de vento entre 0 W/m² (7.5) e 7812,5 ρ_c (m/s)³/[ρ_c] (7.6).

$$DPV_{\min} = \frac{1}{2} \rho_c V_{\min}^3 \implies DPV_{\min} = \frac{1}{2} \rho_c \cdot 0^3 = 0 \rho_c \frac{(\text{m/s})^3}{[\rho_c]} \quad (7.5)$$

$$DPV_{\max} = \frac{1}{2} \rho_c V_{\max}^3 \implies DPV_{\max} = \frac{1}{2} \rho_c \cdot 25^3 = 7812,5 \rho_c \frac{(\text{m/s})^3}{[\rho_c]} \quad (7.6)$$

7.3.1 Erro da densidade de velocidade de vento

Para o erro de densidade de velocidade de vento, um intervalo de 0,5 m/s foi escolhido como curto o suficiente para comparar as densidades reais e previstas. Como existem 50 faixas de velocidade a serem avaliadas dentro a faixa geral escolhida, N_p será sempre igual a 50. Para a densidade real, serão captados todos os valores de velocidade observados entre $V_i \pm 0,25$ m/s para cada faixa de velocidade i analisada, sendo que V_i será o valor médio de cada faixa (*e.g.* o primeiro V_i - i.e. V_1 - será o valor médio da primeira faixa, entre 0m/s e 0,5 m/s, logo, $V_1 = 0,25$ m/s). Dessa forma todos os valores observados serão contemplados na análise de densidade.

Como explicado na seção 7.2.1, a função `eweibull` fornecerá os parâmetros de forma $k(\text{mês}, \text{período})$ e de escala $\lambda(\text{mês}, \text{período})$ quando são selecionados as velocidades do vento da base de dados do INMET referentes ao mês e período do dia em questão. A partir desses parâmetros, podemos calcular a densidade de probabilidade de Weibull $f_{weibull}(V_i)$ para cada faixa i de velocidade a partir da equação 4.1. Esse parâmetro é o \hat{y}_i para o cálculo de $RMSE$ (7.3) e R^2 (7.4). Para esses mesmos cálculos, y_i será a densidade de probabilidade $f_{obs}(V_i)$ dos dados de velocidades observadas V_{obs} para cada faixa i de velocidade, adquirido pela função nativa `hist`, que fornece a densidade de cada faixa de dados a partir de um tamanho de faixa fornecido - i.e. o tamanho de intervalo escolhido entre velocidades, $\delta V = 0,5$ m/s.

Os indicadores $RMSE$ e R^2 são calculados, portanto, conforme as equações 7.7 e 7.9, respectivamente. Para o cálculo de $R_{f(V)}^2$, é necessário calcular também a média $\bar{f}_{obs}(V)$ das densidades analisadas (7.8).

$$RMSE_{f(V)} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{N_p} (f_{obs_i} - f_{weibull_i})^2}{N_p}} \quad (7.7)$$

$$\bar{f}_{obs}(V) = \frac{\sum_{i=1}^{N_p} f_{obs_i}}{N_p} \quad (7.8)$$

$$\begin{aligned} R_{f(V)}^2 &= 1 - \frac{\sum_{i=1}^{N_p} (f_{obs_i} - f_{weibull_i})^2}{\sum_{i=1}^{N_p} (f_{obs_i} - \bar{f}_{obs})^2} \\ &= 1 - \frac{\sum_{i=1}^{N_p} (f_{obs_i} - f_{weibull_i})^2}{\sum_{i=1}^{N_p} \left(f_{obs_i} - \frac{\sum_{i=1}^{N_p} f_{obs_i}}{N_p} \right)^2} \end{aligned} \quad (7.9)$$

Adicionalmente, também é possível computar a velocidade média de Weibull $\bar{V}_{weibull}$ a partir da equação de valor médio 4.2 e adquirir o erro absoluto de velocidade média

da estimativa $E_{\bar{V}}$ (7.10), na qual \bar{V}_{obs} é adquirido pela média de todas as velocidades observadas na base de dados com N_o observações - também utilizando a função gama (4.3).

$$E_{\bar{V}} = |\bar{V}_{obs} - \bar{V}_{weibull}| = \left| \frac{\sum_{i=1}^{N_o} V_{obs_i}}{N_o} - \lambda \Gamma \left(1 + \frac{1}{k} \right) \right| \quad (7.10)$$

7.3.2 Erro do δDPV

Como explicado na seção 7.1, um parâmetro mais fidedigno à exatidão da previsão de energia gerada é a densidade de potência do vento (DPV). Para uma melhor análise de erros, faz-se necessário calcular algum erro associado às contribuições a esse parâmetro.

A partir dos gráficos de densidade de probabilidade $f(V)$ por velocidade do vento gerados, por possuírem sempre área total do gráfico igual a 1, é possível absorver a contribuição de cada V_i para a velocidade média \bar{V} , por exemplo (7.12). Analogamente, é possível também calcular a contribuição de cada V_i para o cálculo da DPV média (7.13). Para tanto, é desenvolvido um parâmetro de proporcionalidade s , correspondente à área do gráfico entre $V = V_i \mp \frac{\delta V}{2}$ (7.11), como mostra o exemplo da figura 9. s_i será, portanto, a contribuição relacionada a V_i para qualquer cálculo que envolva integrar V para todas as probabilidades - i.e. a contribuição proporcional de todas as velocidades observadas (por sua densidade observada f_{obs}) ou previstas (por sua densidade estimada $f_{weibull}$).

$$s_i = \delta V \cdot f_i \implies (s_{obs_i} = \delta V \cdot f_{obs_i}) \wedge (s_{weibull_i} = \delta V \cdot f_{weibull_i}) \quad (7.11)$$

$$\bar{V} = \sum_{i=1}^{N_p} \delta \bar{V}_i = \sum_{i=1}^{N_p} s_i \cdot V_i = \sum_{i=1}^{N_p} \delta V \cdot f_i \cdot V_i = \delta V \sum_{i=1}^{N_p} f_i \cdot V_i \quad (7.12)$$

$$DPV = \sum_{i=1}^{N_p} \delta DPV_i = \sum_{i=1}^{N_p} s_i \cdot \frac{\rho_c}{2} V_i^3 = \sum_{i=1}^{N_p} \delta V \cdot f_i \cdot \frac{\rho_c}{2} V_i^3 = \frac{\delta V \cdot \rho_c}{2} \sum_{i=1}^{N_p} f_i \cdot V_i^3 \quad (7.13)$$

Será desenvolvida, portanto, uma análise de erro em torno de δDPV , com indicadores de $RMSE$ (7.14) e R^2 (7.16) para uma previsão de δDPV_i relacionada com as velocidades de vento V_i e suas respectivas densidades f_i analisadas. Para o cálculo de R^2 , também se faz necessário calcular $\overline{\delta DPV}_{obs}$ (7.15) utilizando como referência a equação 7.13.

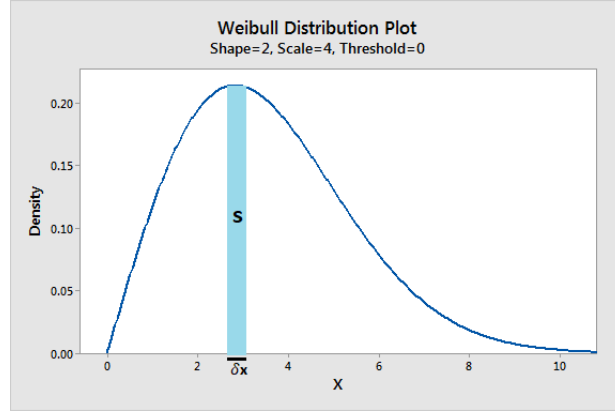


Figura 9 – Exemplo de gráfico de densidade de probabilidade e a representação gráfica do parâmetro s de proporcionalidade

$$\begin{aligned}
 RMSE_{\delta DPV} &= \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{N_p} (\delta DPV_{obs_i} - \delta DPV_{weibull_i})^2}{N_p}} \\
 &= \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{N_p} (\delta V \cdot f_{obs_i} \cdot \frac{\rho_c}{2} V_i^3 - \delta V \cdot f_{weibull_i} \cdot \frac{\rho_c}{2} V_i^3)^2}{N_p}} \quad (7.14) \\
 &= \frac{\delta V \cdot \rho_c}{2} \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{N_p} (f_{obs_i} \cdot V_i^3 - f_{weibull_i} \cdot V_i^3)^2}{N_p}}
 \end{aligned}$$

$$\overline{\delta DPV}_{obs} = \frac{\sum_{i=1}^{N_p} \delta DPV_{obs_i}}{N_p} = \frac{\delta V \cdot \rho_c}{2N_p} \sum_{i=1}^{N_p} f_{obs_i} \cdot V_i^3 \quad (7.15)$$

$$\begin{aligned}
 R_{\delta DPV}^2 &= 1 - \frac{\sum_{i=1}^{N_p} (\delta DPV_{obs_i} - \delta DPV_{weibull_i})^2}{\sum_{i=1}^{N_p} (\delta DPV_{obs_i} - \overline{\delta DPV}_{obs})^2} \\
 &= 1 - \frac{\sum_{i=1}^{N_p} (\delta V \cdot f_{obs_i} \cdot \frac{\rho_c}{2} V_i^3 - \delta V \cdot f_{weibull_i} \cdot \frac{\rho_c}{2} V_i^3)^2}{\sum_{i=1}^{N_p} \left[\delta V \cdot f_{obs_i} \cdot \frac{\rho_c}{2} V_i^3 - \frac{\delta V \cdot \rho_c}{2N_p} \sum_{i=1}^{N_p} (f_{obs_i} \cdot V_i^3) \right]^2} \quad (7.16) \\
 &= 1 - \frac{\sum_{i=1}^{N_p} (f_{obs_i} \cdot V_i^3 - f_{weibull_i} \cdot V_i^3)^2}{\sum_{i=1}^{N_p} \left[f_{obs_i} \cdot V_i^3 - \frac{1}{N_p} \sum_{i=1}^{N_p} (f_{obs_i} \cdot V_i^3) \right]^2}
 \end{aligned}$$

Analogamente ao erro absoluto de velocidade média (7.10), também é possível computar o erro absoluto do DPV médio $E_{\overline{DPV}}$ a partir da equação 7.18, com base na média de DPV_{obs} dos dados de velocidade observados V_o e a somatória de $\delta DPV_{weibull}$ (7.17), calculado com base na equação 7.2.

$$DPV_{weibull} = \frac{\delta V \cdot \rho_c}{2} \sum_{i=1}^{N_p} f_{weibull_i} \cdot V_i^3 \quad (7.17)$$

$$\begin{aligned} E_{\overline{DPV}} &= |DPV_{obs} - DPV_{weibull}| \\ &= \left| \frac{\sum_{i=1}^{N_o} \frac{\rho_c}{2} V_{obs_i}^3}{N_o} - \frac{\delta V \cdot \rho_c}{2} \sum_{i=1}^{N_p} f_{weibull_i} \cdot V_i^3 \right| \\ &= \frac{\rho_c}{2} \left| \frac{\sum_{i=1}^{N_o} V_{obs_i}^3}{N_o} - \delta V \sum_{i=1}^{N_p} f_{weibull_i} \cdot V_i^3 \right| \end{aligned} \quad (7.18)$$

7.3.3 Cálculo dos parâmetros de erro anuais

Para o cálculo dos parâmetros $RMSE$ e R^2 anuais, basta repetir o procedimento descrito nas seções anteriores 7.3.1 e 7.3.2, adaptando as densidades de probabilidades f_{annual} para cada caso - generalizado e compartimentado.

Para o caso generalizado, calcula-se a densidade de probabilidade anual f_{annual} de cada velocidade analisada V_i a partir da equação de densidade de probabilidade de Weibull (4.1) utilizando os parâmetros de escala Λ e de forma k estimados a partir de todas as observações da base de dados de cada cidade, independentemente de horário e data, conforme descrito na seção 7.2.2.

Para o caso compartimentado, a densidade de probabilidade anual f_{annual} se dará pela média das densidades de probabilidade de todos os meses e períodos - que são, no total, 24, considerando 2 períodos (dia e noite) e 12 meses - para cada velocidade V_i analisada.

Sendo assim, a densidade de probabilidade anual f_{annual} de cada velocidade analisada V_i se dará, portanto, pela equação 7.19.

$$f_{annual}(V_i) = \begin{cases} f(V_i) & \forall \text{ caso generalizado} \\ \frac{\sum_{\text{mês e período}} f_{\text{mês, período}}(V_i)}{24} & \forall \text{ caso compartimentado} \end{cases} \quad (7.19)$$

7.3.4 Métricas de comparação utilizadas

Computadas as análises, será comparado o $RMSE$ e o R^2 de cada método de estimativa de parâmetros de Weibull, bem como entre os casos compartimentado - por mês e período do dia - e generalista, tanto para os erros de densidade de probabilidade de velocidade de vento f quanto para os erros de δDPV das faixas de velocidade. Adicionalmente, é possível comparar os erros absolutos de velocidade média de vento (7.10) e de DPV médio (7.18) para cada método e caso, apesar de não serem tão confiáveis quanto o $RMSE$, uma vez

que essa diferença entre médias permite que um erro relativo de probabilidade em uma dada velocidade anule um erro relativo de mesma dimensão com sinal contrário em outra velocidade, não havendo propagação de erro absoluto a cada iteração de previsão de densidade.

8 Metodologia de escolha de turbinas

Diferentes turbinas podem ter desempenhos bastante diferentes, já que parâmetros como a área de rotação S_{swept} e a distribuição de coeficiente de eficiência C_p por velocidade do vento V interferem diretamente na potência de geração de energia da turbina (5.7) e são únicas e inerentes a cada turbina. Sendo assim, serão escolhidas diferentes turbinas para comparação de geração de energia e posterior viabilidade financeira.

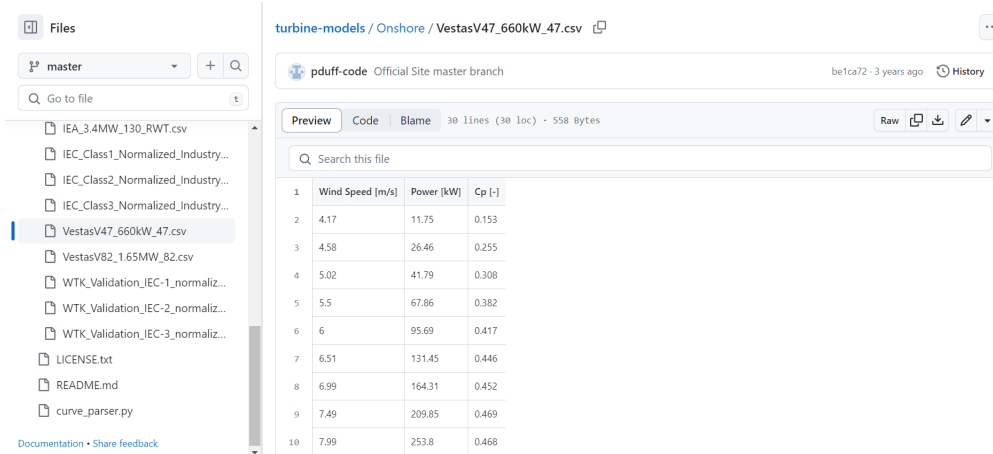
Para a escolha das turbinas e obtenção da curva de eficiência C_p por velocidade do vento V , será utilizado o GitHub oficial da *National Renewable Energy Laboratory* (NREL) ([WIKIPEDIA CONTRIBUTORS, 2023b](#); [DUFFY, 2023](#)).

Turbinas de diferentes diâmetros possuem diferentes áreas de rotação, portanto, possuem gerações de energia distintas, uma vez que a área de rotação é diretamente proporcional à potência de geração de energia da turbina (5.7). Portanto, faz-se necessário considerar a dimensão do projeto - i.e. se é um projeto com alto investimento inicial para criar um parque eólico com turbinas maiores para vender energia no mercado livre de energia, chamadas de “turbinas de uso utilitário”, ou se o objetivo é simplesmente providenciar energia para o lugar onde ela está instalada, seja uma fábrica, fazenda, condomínio ou empresas, chamadas de “turbinas de uso distribuído”, menores, mais baratas, mas com projeção de energia menor.

Além disso, o projeto aerodinâmico das pás de cada turbina pode torná-la mais eficiente - i.e. maior coeficiente de potência c_p - para regimes de velocidades maiores ou menores de vento e também para velocidades mais variadas ou constantes de vento. Sendo assim, cada turbina tem uma relação de eficiência única com o regime de velocidades de vento de cada região. Se uma turbina é projetada para obter um coeficiente de potência alto em menores velocidades em troca de uma potência máxima menor - uma vez que a eficiência em maiores velocidades será menor -, por exemplo, ela terá mais utilidade em regiões com ventos mais brandos, enquanto que outra turbina projetada para maximizar sua potência máxima em velocidades altas de rotação terá preferência em regiões com ventos mais intensos.

Para satisfazer essas diferentes possibilidades, serão escolhidas 4 diferentes tipos de turbina, cujos modelos representativos escolhidos para análise devem estar presentes no repositório, sendo que suas características específicas serão melhor expostas no capítulo 13.

- Uma de até 15 metros de diâmetro, para uso distribuído em empresas, fábricas, fazendas ou residências, designadamente para este estudo a turbina CF 20;



	Wind Speed [m/s]	Power [kW]	Cp [-]
1	4.17	11.75	0.153
2	4.58	26.46	0.255
3	5.02	41.79	0.308
4	5.5	67.86	0.382
5	6	95.69	0.417
6	6.51	131.45	0.446
7	6.99	164.31	0.452
8	7.49	209.85	0.469
9	7.99	253.8	0.468
10			

Figura 10 – Captura de tela de um arquivo de dados de turbina do repositório GitHub da NREL (DUFFY, 2023)

- Uma de até 30 metros de diâmetro, para uso distribuído em grandes empresas, indústrias ou fazendas, designadamente para este estudo a turbina NPS 100C-28;
- Uma de até 100 metros de diâmetro, para uso utilitário em projetos de parques eólicos, designadamente para este estudo a turbina DOE GE 1.5 MW;
- Uma de até 200 metros de diâmetro, para uso utilitário em projetos de grandes parques eólicos, designadamente para este estudo a turbina de referência de projeto IEA 3.4MW;

Para os dois primeiros tipos, a energia gerada será utilizada *in loco* como alternativa ao uso da energia elétrica da rede, enquanto que os dois últimos tem como objetivo vender a energia gerada no mercado energia.

As informações são disponibilizadas por turbina - com o formato de arquivo geralmente na forma “*nome da turbina_potência máxima_diâmetro do rotor*” - e os dados possuem o padrão exemplificado na figura 10. Nesse exemplo, o nome “*VestasV47_660kW_47.csv*” significa que o nome da turbina é “Vestas V47”, a potência máxima é de 600kW e o diâmetro do rotor é de 47 metros. É possível conferir os dados de diâmetro D das pás, altura da torre z_t e potência máxima P_{max} de cada turbina na documentação fornecida no próprio repositório, na aba *README.md*.

9 Processamento dos dados de geração de energia

9.1 Método computacional para cálculo de geração de energia

Para os cálculos numérico-computacionais, foi desenvolvido um roteiro na linguagem *R* ([R FOUNDATION, 2023](#)) - que é uma ferramenta de livre acesso e com bibliotecas úteis para cálculos estatísticos e tratamento e visualização de dados. Esse roteiro está disponibilizado no apêndice C e tem como entradas as bases da NREL citadas no capítulo 8 - utilizando a função `fread`, da biblioteca `data.table` - e a base de dados gerada pelo roteiro de análise do vento disposto no apêndice B, que contém os parâmetros de Weibull de cada cidade para cada mês e período - com o método de estimativa mais confiável - e a densidade do ar na cidade.

O roteiro consiste em calcular as áreas de varredura S_{swept} das turbinas - i.e. a área circular total que as pás varrem em seu movimento - a partir de seus diâmetros de pás D_{blade} (9.1), discretizar a curva de Weibull em N_u faixas de velocidade de magnitudes δV_u (9.2) e calcular a contribuição de potência s_{u_i} (9.3) de acordo com a densidade de probabilidade estimada para cada V_{u_j} - sendo esta a média das velocidades limítrofes de cada faixa, e.g. $V_{u_1} = \frac{\delta V_u}{2}$ para a faixa de velocidades entre 0 e δV_u -, sendo os limites globais da discretização $V_0 = 0$ m/s e $V_f = 25$ m/s, analogamente à metodologia utilizada no cálculo da DPV (7.11).

$$S_{swept} = 0,25\pi D_{blade}^2 \quad (9.1)$$

$$\delta V_u = V_{u_{i+1}} - V_{u_i} = \frac{V_{u_f} - V_{u_i}}{N_u} = \frac{25 - 0}{N_u} = \frac{25}{N_u} \text{ m/s} \quad (9.2)$$

$$s_{u_i} = \delta V_u \cdot f_{weibull_{V=V_{u_i}}} \quad (9.3)$$

Para que a discretização ocorra em faixas curtas de velocidade, será feita em $N_u = 2500$ faixas de discretização, para que δV_u seja 0,01 m/s.

Calculada a contribuição de cada faixa i de velocidade, é feita a correção de altitude, como explicado na seção 5.5, utilizando como referência a altura da torre da turbina z_t - fornecida pela NREL no mesmo repositório das tabelas de c_P ([DUFFY, 2023](#)) - e a altura de rugosidade média do solo z_0 referenciada pela tabela 1 para cada tipo de terreno e z_1 como a altura da captura dos dados influentes na curva de Weibull - i.e. a altura dos

anemômetros utilizados nas estações automáticas do INMET, que são convencionadas em $z_1 = 10$ m (VIANELLO, 2011) (9.4). Segundo o INMET, a área de 14 m x 18 m ao redor do mastro de medição é invariavelmente livre de obstáculos, o que permite que exista obstáculos significativos a partir de 7 m de distância do anemômetro. Sendo assim, será convencionado que z_0 estará entre as faixas de 0,03 m a 0,5 m da tabela, na faixa de terrenos isolados - i.e. sem considerar coberturas regulares florestais ou urbanas, uma vez que existe isolamento. Com isso, é possível calcular a velocidade corrigida V_c (9.7) que atuará na altura da turbina para cada região e modelo de turbina, utilizando como base a equação 5.13.

Além disso, também é calculada a densidade do ar ρ_t (9.6) para cada combinação de turbina e cidade utilizando como referência a equação barométrica para a densidade do ar (7.1) e as constantes estimadas na seção 7.1, uma vez que a altitude final de turbina h_t será a somatória da altitude da cidade h_c com a altura da torre de turbina z_t (9.5).

$$z_1(\text{São Carlos}) = z_1(\text{Barra Bonita}) = z_1(\text{Tramandaí}) = 10 \text{ m} \quad (9.4)$$

$$h_t(\text{Cidade, turbina}) = h_c(\text{Cidade}) + z_t(\text{Turbina}) \quad (9.5)$$

$$\rho_t(\text{Cidade, turbina}) = \frac{p_0 M}{R_0 T_0} \left(1 - \frac{L_0 h_t}{T_0} \right)^{\frac{g_0 M}{R_0 L_0} - 1} = \frac{p_0 M}{R_0 T_0} \left(1 - \frac{L_0 (h_c + z_t)}{T_0} \right)^{\frac{g_0 M}{R_0 L_0} - 1} \quad (9.6)$$

$$V_c = V_u \frac{\ln(z_t/z_0)}{\ln(z_1/z_0)} \Rightarrow V_{c_i} = V_{u_i} \frac{\ln(z_t/z_0)}{\ln(z_1/z_0)} \quad (9.7)$$

Pelas tabelas adquiridas do repositório da NREL (DUFFY, 2023), exemplificadas pela figura 10, é possível realizar uma regressão linear entre as duas velocidades limítrofes a cada V_{c_i} para estimar o coeficiente de potência $C_{p_{reg_i}}$ referente àquela faixa de velocidades (9.10), sendo C_{p_-} o $C_{p_{tab}}$ da velocidade presente na tabela V_{tab} imediatamente inferior à V_c (9.8) e C_{p_+} o $C_{p_{tab}}$ da velocidade presente na tabela V_{tab} imediatamente superior à V_c (9.9). Caso V_{c_i} seja superior ao valor máximo presente na tabela, é assumido que V_{c_i} está acima da velocidade de *cut-out* da turbina - i.e. a turbina estará forçadamente parada, não sendo uma velocidade de operação ($C_{p_i} = 0$). Analogamente, se V_{c_i} for inferior ao valor mínimo presente na tabela, é assumido que V_{c_i} está abaixo da velocidade de *cut-in* da turbina, também significando $C_p = 0$. Além disso, para os $C_{p_{reg_i}}$ negativos estimados - quando os gastos energéticos de operação superam a energia gerada -, serão assumidos $C_{p_i} = 0$, pois entende-se que é possível aumentar a velocidade de *cut-in* a fim de evitar que a turbina opere nessas velocidades que resultam em energia líquida gerada negativa - i.e.

gasto de energia. Fora dessas limitações, o coeficiente de potência C_{p_i} de cada velocidade média V_{c_i} referente a cada faixa de velocidades i será o próprio $C_{p_{reg_i}}$ (9.11).

$$C_{p_{-i}} = C_{p_{tabV=\max(V)}} \mid V \leq V_{c_i} \quad \forall \quad \min(V_{tab}) \leq V_{c_i} \leq \max(V_{tab}) \quad (9.8)$$

$$C_{p_{+i}} = C_{p_{tabV=\min(V)}} \mid V \geq V_{c_i} \quad \forall \quad \min(V_{tab}) \leq V_{c_i} \leq \max(V_{tab}) \quad (9.9)$$

$$C_{p_{reg_i}} = \frac{C_{p_{+i}} - C_{p_{-i}}}{V_{C_p=C_{p_{+i}}} - V_{C_p=C_{p_{-i}}}} \cdot (V_{c_i} - V_{C_p=C_{p_{-i}}}) \quad \forall \quad \min(V_{tab}) \leq V_{c_i} \leq \max(V_{tab}) \quad (9.10)$$

$$C_{p_i} = \begin{cases} 0 & \forall V_{c_i} < \min(V_{tab}) \\ 0 & \forall V_{c_i} > \max(V_{tab}) \\ 0 & \forall C_{p_{reg_i}} < 0 \\ C_{p_{reg_i}} & \forall C_{p_{reg_i}} \geq 0 \end{cases} \quad (9.11)$$

Com essas informações, utilizando como referência a equação 5.12, é possível calcular a potência proporcional δP_i (9.12) de cada faixa i de velocidades a partir da contribuição s_{u_i} (9.3) da faixa, a área de varredura S_{swept} (9.1), o C_{p_i} (9.11) encontrado e a densidade do ar ρ_t (9.6) encontrada a partir da altitude h_c de cada lugar analisado e a altura de torre z_t de cada turbina. A partir dessas contribuições, finalmente computa-se a potência média estimada P_m (9.14) para cada combinação C (9.13) de turbina, região, mês e período do dia, uma vez que as contribuições proporcionais de s_u somam 1, por serem áreas de densidade de probabilidade.

$$\begin{aligned} \delta P_i &= \frac{1}{2} \cdot C_{p_i} \cdot \rho_t \cdot S_{swept} \cdot V_{c_i}^3 \cdot s_{u_i} \\ &= \frac{\pi}{8} \cdot C_{p_i} \cdot \rho_t \cdot D_{blade}^2 \cdot V_{c_i}^3 \cdot \delta V_u \cdot f_{weibull_{V=V_{u_i}}} \\ &= \frac{\pi}{8} \cdot \left(\frac{\ln(z_t/z_0)}{\ln(z_1/z_0)} \right)^3 \cdot C_{p_i} \cdot \rho_t \cdot D_{blade}^2 \cdot V_{u_i}^3 \cdot \delta V_u \cdot f_{weibull_{V=V_{u_i}}} \end{aligned} \quad (9.12)$$

$$C = C(\text{turbina}, \text{região}, \text{mês}, \text{período}) \quad (9.13)$$

$$\begin{aligned}
P_m(C) &= \sum_{i=1}^{N_u} \delta P_i \\
&= \sum_{i=1}^{N_u} \frac{\pi}{8} \cdot \left(\frac{\ln(z_t/z_0)}{\ln(z_1/z_0)} \right)^3 \cdot C_{p_i} \cdot \rho_t \cdot D_{blade}^2 \cdot V_{u_i}^3 \cdot \delta V_u \cdot f_{weibull_{V=V_{u_i}}} \\
&= \rho_t \cdot D_{blade}^2 \cdot \delta V_u \cdot \frac{\pi}{8} \cdot \left(\frac{\ln(z_t/z_0)}{\ln(z_1/z_0)} \right)^3 \sum_{i=1}^{N_u} C_{p_i} \cdot V_{u_i}^3 \cdot f_{weibull_{V=V_{u_i}}}
\end{aligned} \tag{9.14}$$

A quantidade de energia gerada a partir dessa potência média dependerá da quantidade de tempo de atuação, que por sua vez depende do mês a ser analisado. Com o auxílio da função `days_in_month`, da biblioteca `lubridate`, é possível automatizar o cálculo da quantidade de dias D e horas H para todos os meses e períodos avaliados (9.15) - considerando o horário composto entre 18:00 às 05:59 como o período "noite" e o resto como o período "dia", assim cada período possui 12 horas por dia. Multiplicando a potência média P_m pela quantidade de horas H , é possível estabelecer a quantidade de energia gerada $E_{período}$ em $[P_m]h$ para cada combinação de parâmetros C (9.16).

$$H(\text{mês}, \text{período}) = D(\text{mês}) \cdot 12 \text{ h} \tag{9.15}$$

$$E_{período}(C) = P_m \cdot H \tag{9.16}$$

Para computar a energia mensal total (9.19), basta somar as energias geradas dos dois períodos - dia (9.17) e noite (9.18). Consequentemente, é possível computar a energia gerada anualmente (9.20) somando todos os meses para todas as turbinas e regiões analisadas. Para fins didáticos, os meses estão dispostos em ordem numérica referente à sequência anual - i.e. janeiro é o mês 1, fevereiro o mês 2, e assim por diante.

$$E_{dia}(\text{turbina}, \text{região}, \text{mês}) = E_{período}(\text{turbina}, \text{região}, \text{mês}, \text{período} = \text{dia}) \tag{9.17}$$

$$E_{noite}(\text{turbina}, \text{região}, \text{mês}) = E_{período}(\text{turbina}, \text{região}, \text{mês}, \text{período} = \text{noite}) \tag{9.18}$$

$$E_{mensal}(\text{turbina}, \text{região}, \text{mês}) = E_{dia} + E_{noite} \tag{9.19}$$

$$E_{anual}(\text{turbina}, \text{região}) = \sum_{i=1}^{N=12} E_{mensal}(\text{turbina}, \text{região}, \text{mês} = i) \tag{9.20}$$

Adicionalmente, também é possível calcular um parâmetro chamado fator de capacidade anual - FC_{anual} (9.23) -, que é a razão entre a energia anual gerada E_{anual} pela energia ótima anual $E_{opt_{anual}}$ (9.22), que seria a energia gerada pela turbina caso ela operasse na sua capacidade máxima - i.e. com sua potência máxima nominal $P_{max} = \max(P_{tab})$ a todo tempo. Para o cálculo de $E_{opt_{anual}}$, é possível utilizar a máxima potência encontrada nas tabelas de c_P do repositório da NREL (DUFFY, 2023) - que é praticamente idêntica à potência nominal P_{max} disposta como informação no mesmo repositório - e a quantidade de horas anuais H_{anual} (9.21). Também é possível adaptar essas equações para estimar parâmetros mensais do fator de capacidade - FC_{mensal} (9.26) -, calculando, para tanto, a quantidade de horas mensais H_{mensal} (9.24) a partir do mesmo método adotado para calcular as horas por período (9.15) e a energia ótima da turbina para o mês $E_{opt_{mensal}}$ (9.25), utilizando como referência o cálculo de energia ótima supracitado neste parágrafo e na equação 9.22.

$$H_{anual} = 24 \cdot 365 = 8760 \text{ h} \quad (9.21)$$

$$E_{opt_{anual}}(turbina) = \max[P_{tab}(turbina)] \cdot H_{anual} \quad (9.22)$$

$$FC_{anual}(turbina, região) = \frac{E_{anual}(turbina, região)}{E_{opt_{anual}}(turbina)} \quad (9.23)$$

$$H_{mensal}(mês) = H_{período = dia}(mês) + H_{período = noite}(mês) \quad (9.24)$$

$$E_{opt_{mensal}}(turbina, mês) = \max[P_{tab}(turbina)] \cdot H_{mensal}(mês) \quad (9.25)$$

$$FC_{mensal}(turbina, região, mês) = \frac{E_{mensal}(turbina, região, mês)}{E_{opt_{mensal}}(turbina, mês)} \quad (9.26)$$

10 Análise de viabilidade

Para a composição da receita de energia eólica Rev (10.3), serão utilizados dois preços Pr diferentes de receita por energia gerada.

Para as turbinas de uso distribuído - i.e. para uso próprio ou comunitário -, será utilizado como referência o preço da energia comercial/industrial ofertado pelas distribuidoras da região na conta de energia, pois a premissa é que a energia gerada teria como receita a economia mensal na conta de energia para indústrias, instituições, universidades, comércios, residências ou fazendas. As tarifas comerciais líquidas médias Taf_m - i.e. o valor líquido captado pela distribuidora de energia excluindo os impostos - depende da cidade analisada - e.g. no caso da análise de São Carlos, serão utilizadas as tarifas comerciais líquidas médias praticadas pela distribuidora de energia CPFL Paulista para São Carlos, de R\$ 720,35 /MWh (CPFL, 2023). As tarifas são acrescidas de uma alíquota padronizada de $I_{PIS} = 1,65\%$ e $I_{COFINS} = 7,6\%$, respectivamente, para os impostos federais PIS e COFINS, segundo a vigente lei nº 10.865, de 2004, art. 8º, *caput* e inciso II (REPÚBLICA DO BRASIL, 2004), cujas bases de cálculo, segundo alteração vigente feita pela lei nº 14.592, de 2023, art. 6º e art. 7º (REPÚBLICA DO BRASIL, 2023), são as tarifas comerciais líquidas, sem a adição de qualquer tipo de imposto, incluindo eles próprios. Posteriormente, esse valor é acrescido de uma alíquota I_{ICMS} padrão de imposto estadual - ICMS - que utiliza como base de cálculo o valor bruto da conta de energia - i.e. com os impostos federais e o próprio ICMS embutidos. O valor final pode ser calculado, então, pela equação 10.1. Como é premissado que as turbinas fornecerão energia para indústrias, serviços, comunidades e outras disposições de grande porte, será considerada a alíquota teto do ICMS para energia elétrica, disposta em 18%, segundo a vigente lei complementar Nº 194, de 2022 (REPÚBLICA DO BRASIL, 2022).

Para as turbinas de uso utilitário - i.e. para geração em parques eólicos para abastecer a rede de distribuição -, será utilizado como referência o preço da energia eólica vendido no último leilão de energia nova realizado pelo Ministério de Minas e Energia do governo brasileiro, R\$ 179,30 /MWh (10.2) por 15 anos (EPE, 2022b), supondo que quaisquer tributos envolvidos na circulação dessa energia serão repassados ao consumidor.

$$\begin{aligned}
 Pr(uso \text{ distribuído}) &= Taf_m \cdot \frac{(1 + I_{PIS} + I_{COFINS})}{1 - I_{ICMS}} \\
 &= Taf_m \cdot \frac{(1 + 1,65\% + 7,6\%)}{1 - 18\%} \\
 &\approx 1,33 \cdot Taf_m
 \end{aligned} \tag{10.1}$$

Parâmetro	Uso distribuído		Uso utilitário
	Pequena turbina única	Grande turbina única	Turbina de parque eólico
Potência nominal P_{opt} [kW] (referência)	20	100	3000
Diâmetro das pás [m] (referência)	12,4	27,6	127
CAPEX [R\$/kW]	5675	4300	1501
OPEX [R\$/(kW· ano)]	35	35	40
Taxa WACC real	2,13%	2,13%	2,8%
Taxa WACC nominal	4,69%	4,69%	5,37%

Tabela 2 – Tabela com informações abstraídas da publicação de revisão de custos de geração de energia da NREL (STEHLY; DUFFY, 2023)

$$Pr (uso utilitário) = \text{R\$ } 179,30 / \text{MWh} \quad (10.2)$$

$$Rev (turbina, região) = Pr (turbina, região) \cdot E_{anual} (turbina, região) \quad (10.3)$$

10.1 Obtenção dos dados de investimento e despesas operacionais das turbinas

No relatório “2021 Cost of Wind Energy Review” (STEHLY; DUFFY, 2023), são fornecidos dados de custo de investimento inicial *CAPEX* (e.g. custos da turbina, financeiros, de infraestrutura e de instalação) e despesas operacionais *OPEX* (e.g. despesas de operação e de manutenção) discretizados por quantidade de potência nominal da turbina, bem como as taxas de custos médios ponderados do capital *WACC* nominal e real. Tais valores estão sumarizados na tabela 2.

Para a turbina pequena de uso distribuído, de até 15 metros de diâmetro, será usada como referência a coluna “pequena turbina única” da tabela 2. Para a turbina grande de uso distribuído, de até 30 metros de diâmetro, a coluna “grande turbina única”. Para ambas as duas turbinas de uso utilitário por geração em parques eólicos, a coluna “turbina de parque eólico”. Com isso, é possível calcular o custo do investimento I (10.4) as despesas anuais Exp (10.5) de cada turbina.

$$I (turbina) = P_{opt} (turbina) \cdot CAPEX (turbina) \quad (10.4)$$

$$Exp (turbina) = P_{opt} (turbina) \cdot OPEX (turbina) \quad (10.5)$$

10.2 Método de projeções e cálculos financeiros

O lucro real anual L_y (10.6) se dará pela margem bruta da receita estimada (10.3) subtraída dos custos de operação (tabela 2) (10.5).

$$L_y (\text{turbina}, \text{região}) = Rev (\text{turbina}, \text{região}) - Exp (\text{turbina}) \quad (10.6)$$

Tanto no caso do contrato firmado em leilão quanto no caso da conta de energia, haveria reajuste nominal de acordo com a inflação a partir do valor fixo considerado nos cálculos para todos os anos, i.e. na prática, haveria aumento nominal do fluxo equivalente à correção a valor presente por conta da inflação. No entanto, os fluxos anuais desconsideram esse aumento, i.e. o valor do fluxo é o valor real, sem correção monetária, não sendo necessário, portanto, realizar essa correção a partir desses valores.

Embora haja a desconsideração da correção monetária no fluxo, ainda é necessário corrigir esses valores de acordo com o custo de capital, i.e. os custos relacionados às taxas de financiamento e risco associadas ao investimento. Sendo assim, é necessário aplicar uma taxa de desconto t (10.7), que por essa premissa supracitada será o $WACC$ real - i.e. a taxa de custos médios ponderados do capital que aplica-se sobre os valores corrigidos monetariamente (MILES; EZZELL, 1980).

$$t (\text{turbina}) = WACC \text{ real } (\text{turbina}) \quad (10.7)$$

Sendo assim, o valor presente real $VP_{ano=y}$ do fluxo de caixa anual para cada ano y se dará pela equação 10.9, enquanto que o fluxo de caixa total trazido a valor presente $VPL_{n^o \text{ de anos}=Y}$ - i.e. todo o lucro líquido obtido durante todos os anos, desde $y = 0$ (ano de investimento) até $y = Y$, onde Y é o total de anos considerados na análise subtraído por $I (\text{turbina})$, que é o fluxo de caixa no ano inicial - se dará, consequentemente, pela equação 10.10 (NAGALINGAM, 1999) para qualquer conjunto de parâmetros $C = C(\text{turbina}, \text{região})$.

Para os projetos de uso utilitário, será considerado um tempo $y_0(\text{turbina} \in \text{uso utilitário}) = 3$ anos de construção da turbina, estudos preliminares e configuração do parque eólico (STEHLI; DUFFY, 2023). Para os projetos de uso distribuído, é assumido que os custos de investimento serão para compra em varejo e, portanto, não há tempo de construção envolvido e nem é necessário configurar um parque eólico, uma vez que a turbina será singular no local; no entanto, será premissado um tempo $y_0(\text{turbina} \in \text{uso distribuído}) = 1$ ano para contemplar o tempo de entrega e instalação para turbinas desse tipo e a preparação do terreno e da rede interna para receber a energia eólica. (10.8)

Nota-se que a taxa de desconto t incide matematicamente como um acréscimo sobre o valor presente VP , e não como um decréscimo sobre um valor futuro.

$$y_0(turbina) = \begin{cases} 1 \text{ anos} & \forall turbina \in \text{uso distribuído} \\ 3 \text{ anos} & \forall turbina \in \text{uso utilitário} \end{cases} \quad (10.8)$$

$$VP_{ano=y}(turbina, região) = \begin{cases} I(turbina) & \forall y = 0 \\ 0 & \forall y \leq y_0(turbina) \\ \frac{L_y(turbina, região)}{[1+t(turbina)]^y} & \forall y > y_0(turbina) \end{cases} \quad (10.9)$$

$$\begin{aligned} VPL_Y(C) &= VPL_{n^\circ \text{ de anos} = Y}(turbina, região) \\ &= \sum_{y=0}^Y VP_y(turbina, região) \\ &= -I(turbina) + \sum_{y=1}^Y VP_y(turbina, região) \\ &= -I(turbina) + \sum_{y=y_0(turbina)+1}^Y \frac{L_y(turbina, região)}{[1+t(turbina)]^y} \\ &= -I(turbina) + \sum_{y=y_0(turbina)+1}^Y \frac{Rev(turbina, região) - Exp(turbina)}{[1+t(turbina)]^y} \\ &= -P_{opt}(C) \cdot CAPEX(C) + \sum_{y=y_0(C)+1}^Y \frac{Pr(C) \cdot E_{anual}(C) - P_{opt}(C) \cdot OPEX(C)}{[1+t(C)]^y} \end{aligned} \quad (10.10)$$

Dessa forma, podemos estabelecer que a margem líquida do investimento é justamente o fluxo de caixa total trazido a valor presente VPL_Y (10.10) do projeto para um total de Y anos.

Como metodologia, serão evidenciadas as margens líquidas para $Y = 5$ anos, $Y = 10$ anos e $Y = y_0 + 25$ anos, uma vez que 25 anos é o tempo médio de vida de operação assumida de uma turbina eólica (STEHLY; DUFFY, 2023). Além disso, será calculado o *Payback* (C) - i.e. o tempo mínimo em anos $Y_P(C)$ para que o fluxo de caixa total a partir do ano 1 supere os custos de investimento $I(C)$ para cada turbina e região (10.14) - i.e. $VPL_{Y=Y_P}(C) = 0$. Para auxílio, serão calculados o $Y_{P-}(C)$ (10.11), que é o máximo valor em anos inteiros no qual a margem líquida VPL_Y é inferior a 0, o $Y_{P+}(C)$ (10.13), que é o ano inteiro seguinte a $Y_{P-}(C)$, e o $Res_{Y_{P-}(C)}$ (10.12), que é o valor restante a ser recuperado, em sinal positivo. Matematicamente, estima-se que o tempo para zerar o valor negativo restante após a passagem de $Y_{P-}(C)$ anos será a proporção entre esse valor residual e o valor anual descontado $VP_{Y=Y_{P+}}(C)$ no ano subsequente, considerando, para o ano de *Payback*, uma linearidade intra-anual na projeção financeira.

$$Y_{P-}(C) = \max(Y) \mid VPL_Y(C) < 0 \quad (10.11)$$

$$Res_{Y_{P-}(C)} = \|VPL_{Y=Y_{P-}}(C)\| \quad (10.12)$$

$$Y_{P+}(C) = Y_{P-}(C) + 1 \quad (10.13)$$

$$Y_P(C) = Y_{P-}(C) + \frac{Res_{Y_{P-}}(C)}{VP_{Y=Y_{P+}}(C)} \quad (10.14)$$

Outro parâmetro a ser calculado é o retorno sobre investimento ROI_Y (10.15), que é a razão entre o lucro líquido do projeto até o ano Y trazido a valor presente VPL_Y e o valor de investimento inicial I .

$$ROI_Y(turbina, região) = \frac{VPL_Y}{I(turbina)} \quad (10.15)$$

10.3 Método de obtenção de dados, cálculo e projeção da massa de gases poluentes economizada pela geração de energia estudada

Para a análise ambiental, será avaliado o impacto nas emissões de óxidos de nitrogênio (NOx), uma vez que é o principal gás poluente advindo da queima de combustíveis fósseis e tem implicações na saúde do ser humano, na degradação da camada de ozônio e na formação de chuva ácida (WHO, 2021), assim como os impactos nas emissões de dióxido de carbono (CO₂), por ser o principal gás do efeito estufa e sua emissão ser a maior preocupação científica em termos de aquecimento global (FANKHAUSER et al., 2021).

Para fins de comparação de emissão desses gases, serão utilizadas as fontes de energia via petróleo, carvão e gás natural - o primeiro, segundo e terceiro colocados, respectivamente, na matriz energética global (IEA, 2021). Para tanto, utilizar-se-á da base de emissões fornecida pelo governo dos Estados Unidos da América (EIA, 2022). Além disso, também será comparada a emissão média desses gases da matriz energética brasileira, utilizando como fonte de dados a ferramenta *online* SEEG (OC, 2023) - Sistema de Estimativas de Emissões e Remoções de Gases de Efeito Estufa -, da entidade ambiental Observatório do Clima, como referência para quantificação absoluta de emissão dos gases, enquanto o relatório do Balança Energético Nacional (EPE, 2022a) fornece a produção energética brasileira do último ano disponível na ferramenta SEEG - em 2021, 656TWh -

	CO ₂ [ton/MWh]	NO _x [kg/MWh]
Petróleo	1,11	1,99
Carvão	1,02	0,64
Gás natural	0,44	0,26
Matriz brasileira	0,62	3,76

Tabela 3 – Sumário da taxa de emissão de dióxido de carbono (CO₂) e óxidos de nitrogênio (NO_x) para as principais fontes de energia mundial e a média da matriz brasileira

para abstrairmos as taxas de emissão. É possível abstrair todas as emissões referenciadas nesse parágrafo em unidade de massa por energia gerada, sendo assim, é trivial calcular a quantidade de gás que foi evitada pela geração de energia eólica, que possui emissão nula de ambos os gases. Os valores supreferenciados calculados estão dispostos na tabela 3.

Parte IV

Resultados

11 Cidades escolhidas para análise

Para a cidade próxima de São Carlos, foi escolhida a cidade de Barra Bonita - SP, que localiza-se a uma distância de aproximadamente 122 km de São Carlos (GOOGLE, 2023d), possui uma estação automática do INMET e está em uma região relativamente densa em termos de magnitude de velocidade do vento segundo imagens do Atlas Eólico de São Paulo (anexo A).

Para a cidade de referência, foi escolhida a cidade de Tramandaí - RS, por possuir uma estação automática do INMET com suficiente número de observações, estar em uma região com altíssima densidade de magnitude de velocidade do vento segundo imagens do Novo Atlas Brasileiro (anexo B) e já possuir empreendimentos eólicos de larga escala consolidados na cidade (G1, 2012).

Pelos apêndices D (GOOGLE, 2023c), E (GOOGLE, 2023b) e F (GOOGLE, 2023a), pode-se observar que os terrenos das estações INMET são bastante irregulares e próximos à cidade ou florestas, apesar dos medidores estarem isolados pela usual cerca comentada na seção 9.1. Sendo assim, para a rugosidade média z_0 será considerada a faixa “parques, arbustos; numerosos obstáculos” da tabela 1 (11.1). A relação z_1/z_0 e seu posterior uso para a equação correção de velocidade (9.7) se darão, portanto, pela equação 11.2, que se manterá dependente da altura de torre de turbina z_t .

O sumário de informações geofísicas das cidades escolhidas - como a rugosidade média z_0 , a altitude h_c , a densidade do ar ρ_c (calculada a partir da equação 7.1) - e de suas respectivas estações meteorológicas - como o código da estação INMET, a latitude e longitude (CHANG, K.-T., 2018) e o número de observações de velocidade N_{obs} - pode ser consultado na tabela 4.

$$z_0(\text{São Carlos}) = z_0(\text{Barra Bonita}) = z_0(\text{Tramandaí}) = 0,5 \text{ m} \quad (11.1)$$

$$\frac{z_1}{z_0} = \frac{10}{0,5} = 20 \implies V_{c_i} = V_{u_i} \frac{\ln(z_t/z_0)}{\ln(20)} \approx V_{u_i} \frac{\ln(z_t/z_0)}{2,996} \approx 0,334 \cdot V_{u_i} \ln(z_t/z_0) \quad (11.2)$$

Além disso, também são disponíveis os parâmetros financeiros de cada cidade ana-

	Estado	h [m]	ρ_c [kg/m ³]	Estação	Lat.	Long.	z_0 [m]	N_{obs}
São Carlos	SP	859	1,086	A711	21°58'49"S	47°53'02"O	0,5	117582
Barra Bonita	SP	534	1,137	A741	22°28'16"S	48°33'27"O	0,5	93918
Tramandaí	RS	5	1,224	A834	30°00'37"S	50°08'09"O	0,5	100898

Tabela 4 – Sumário das cidades escolhidas para a análise

	Estado	Taf_m	Pr (<i>Uso distribuído</i>)	Pr (<i>Uso utilitário</i>)
São Carlos	SP	R\$ 371,62 /MWh	R\$ 495,12 /MWh	R\$ 179,30 /MWh
Barra Bonita	SP	R\$ 371,62 /MWh	R\$ 495,12 /MWh	R\$ 179,30 /MWh
Tramandaí	RS	R\$ 655,56 /MWh	R\$ 873,41 /MWh	R\$ 179,30 /MWh

Tabela 5 – Sumário de parâmetros financeiros calculados das cidades escolhidas para a análise

lisada, como a tarifa média de energia Taf_m - para a cidade de Barra Bonita, assim como São Carlos, a referência é a distribuidora CPFL (CPFL, 2023), enquanto que, para Tramandaí, a referência é a distribuidora Companhia Estadual de Energia Elétrica (CEEE) (CEEE, 2022) - e o preço final da energia contando com impostos Pr , tanto para uso distribuído (10.1) quanto para uso utilitário (10.2), pela tabela 5. Há de se lembrar que o preço de venda de energia para uso utilitário é constante entre as cidades, pois o referente leilão de onde o preço é premissado é nacional - além disso, também é suposto que os impostos atrelados à comercialização dessa energia são repassados ao comprador ou consumidor final.

12 Resultados da análise de vento

As comparações entre o caso compartimentado - i.e. o processo no qual as densidades anuais de probabilidades $f_{annual}(V_i)$ de cada velocidade analisada V_i é a média das densidades mensais e por período - e o caso generalizado - i.e. o processo no qual as densidades anuais de probabilidade $f_{annual}(V_i)$ de cada velocidade analisada V_i são adquiridas pela aproximação em curva de Weibull de todas as velocidades observadas V_o indiscriminadamente - (7.19) para cada método de estimativa de parâmetros Weibull estão dispostas nas tabelas 6 (estimativa de máxima verossimilhança - MLE) e 7 (método dos momentos - MME). É importante ressaltar que os erros estão em função do incremento de densidade de potência de vento δDPV e que é interessante um $RMSE$ (7.3) pequeno, por estar ligado à magnitude de desvio do dado real, e um R^2 grande, por estar ligado à capacidade da estimativa de englobar a variância dos dados satisfatoriamente.

Vale notar que, observando as tabelas 6 e 7, o caso compartimentado prova-se mais preciso em todas as estimativas, exceto para os parâmetros de erro de Barra Bonita utilizando o método dos momentos. A diferença, tanto no $RMSE$ quanto no R^2 , é baixíssima, portanto, o caso compartimentado foi definido como padrão de comparação e estimativa, até mesmo para a cidade de Barra Bonita, uma vez que os ganhos com seu uso - e.g. permitir o cálculo de geração de energia discretizado por mês, para definir estratégias de venda, manutenção e logística, por exemplo - superam satisfatoriamente a baixa queda de desempenho - de apenas 0,01 W/m² de $RMSE$ (aproximadamente 7% de acréscimo) e 0,004 de R^2 (aproximadamente 0,4% de decréscimo) para o método dos momentos (MME) - que, nota-se nas próprias tabelas em referência, é o método mais exato entre ele e o MLE.

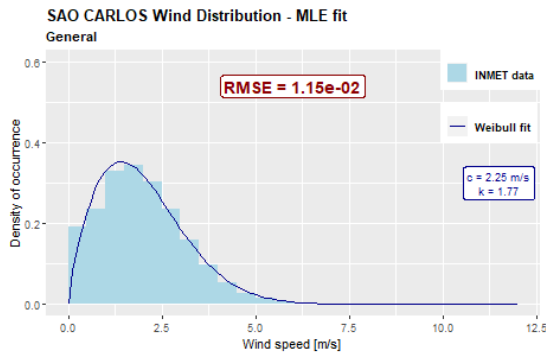
A comparação gráfica do histograma de velocidade do vento entre os casos compartimentado e generalizado para os métodos MLE e MME estão dispostos, respectivamente, nas figuras 11 e 12 utilizando como referência a cidade de São Carlos. Para as cidades de Barra Bonita e Tramandaí, é possível encontrar os gráficos nos apêndices H e I, respectiva-

	São Carlos (δDPV)		Barra Bonita (δDPV)		Tramandaí (δDPV)	
	$RMSE$	R^2	$RMSE$	R^2	$RMSE$	R^2
Generalizado	0,049 W/m ²	0,985	0,209 W/m ²	0,949	0,673 W/m ²	0,956
Compartimentado	0,028 W/m ²	0,995	0,205 W/m ²	0,951	0,641 W/m ²	0,960
Melhor caso	Comp.	Comp.	Comp.	Comp.	Comp.	Comp.

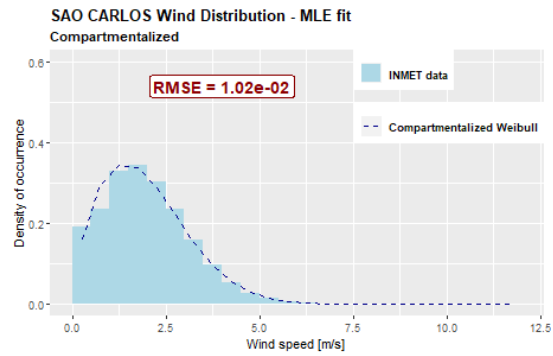
Tabela 6 – Comparação de parâmetros de erros dos casos compartimentado e generalizado para as cidades analisadas utilizando o método da estimativa de máxima verossimilhança (MLE) de parâmetros Weibull

	São Carlos (δDPV)		Barra Bonita (δDPV)		Tramandaí (δDPV)	
	$RMSE$	R^2	$RMSE$	R^2	$RMSE$	R^2
Generalizado	0,034 W/m ²	0,993	0,142 W/m ²	0,977	0,555 W/m ²	0,970
Compartimentado	0,019 W/m ²	0,998	0,152 W/m ²	0,973	0,539 W/m ²	0,972
Melhor caso	Comp.	Comp.	Gener.	Gener.	Comp.	Comp.

Tabela 7 – Comparação de parâmetros de erros dos casos compartimentado e generalizado para as cidades analisadas utilizando o método dos momentos (MME) para estimativa de parâmetros Weibull

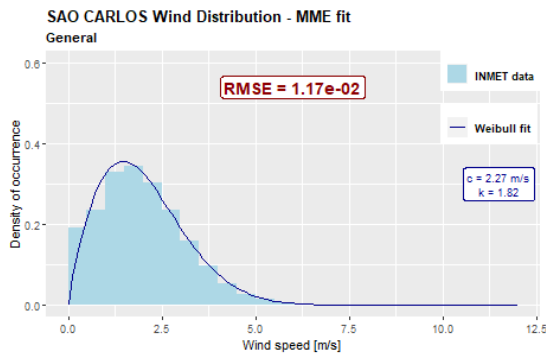


(a) Caso generalizado

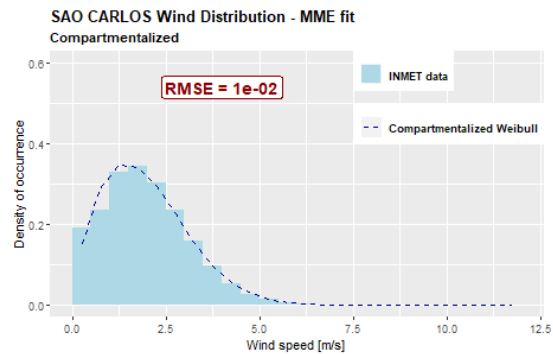


(b) Caso compartimentado

Figura 11 – Gráfico de comparação da estimativa de velocidade de vento entre os casos generalizado e compartimentado utilizando como método de obtenção de parâmetros de Weibull a estimativa de máxima verossimilhança (MLE)



(a) Caso generalizado



(b) Caso compartimentado

Figura 12 – Gráfico de comparação da estimativa de velocidade de vento entre os casos generalizado e compartimentado utilizando como método de obtenção de parâmetros de Weibull o método dos momentos (MME) para a cidade de São Carlos

mente. O parâmetro de erro $RMSE$ dos gráficos é em relação à densidade de probabilidade de vento $f(V_i)$, em contraponto às tabelas 6 e 7, que comparam os erros em relação ao incremento de densidade de potência de vento δDPV .

	$f(V_i)$		δDPV	
	$RMSE$	R^2	$RMSE$	R^2
<i>Maximum Likelihood Estimation</i>	0,010	0,988	0,028 W/m ²	0,995
<i>Method of Moments Estimation</i>	0,010	0,988	0,019 W/m ²	0,998
Melhor método	-	-	MME	MME

Tabela 8 – Comparação de parâmetros de erros entre os métodos de estimativa de parâmetros de Weibull - MLE e MME - para o caso compartimentado para a cidade de São Carlos

	$f(V_i)$		δDPV	
	$RMSE$	R^2	$RMSE$	R^2
<i>Maximum Likelihood Estimation</i>	0,012	0,973	0,205 W/m ²	0,951
<i>Method of Moments Estimation</i>	0,013	0,969	0,152 W/m ²	0,973
Melhor método	MLE	MLE	MME	MME

Tabela 9 – Comparação de parâmetros de erros entre os métodos de estimativa de parâmetros de Weibull - MLE e MME - para o caso compartimentado para a cidade de Barra Bonita

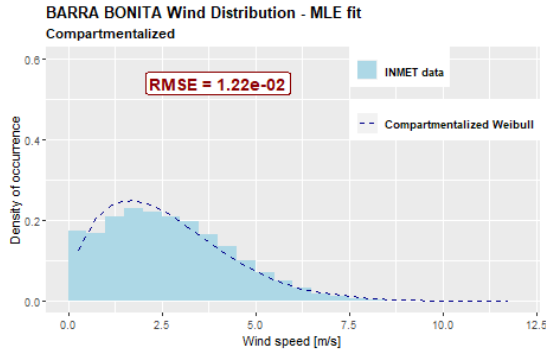
	$f(V_i)$		δDPV	
	$RMSE$	R^2	$RMSE$	R^2
<i>Maximum Likelihood Estimation</i>	0,006	0,987	0,641 W/m ²	0,960
<i>Method of Moments Estimation</i>	0,006	0,986	0,539 W/m ²	0,972
Melhor método	-	MLE	MME	MME

Tabela 10 – Comparação de parâmetros de erros entre os métodos de estimativa de parâmetros de Weibull - MLE e MME - para o caso compartimentado para a cidade de Tramandaí

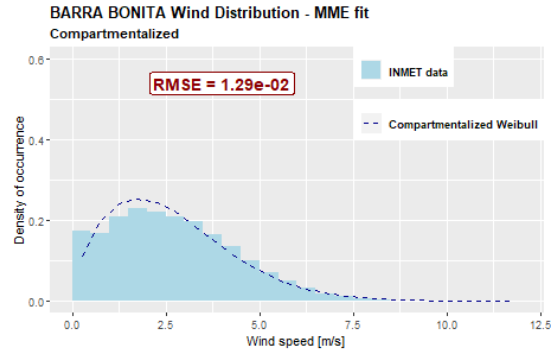
12.0.1 Comparação entre os métodos de estimativa de parâmetros de Weibull

Ademais, para se convencionar o método de estimativa de parâmetros de Weibull para as cidades de São Carlos, Barra Bonita e Tramandaí, observa-se, respectivamente, as tabelas 8, 9 e 10, que contam com os erros em relação à densidade de probabilidade $f(V_i)$ e ao incremento de densidade de potência de vento δDPV .

Das tabelas supracitadas, pode-se observar que em todas as cidades o método dos momentos (MME) é o que melhor estima os parâmetros de Weibull de acordo com os indicadores de erro envolvidos na análise para δDPV . Embora em alguns indicadores de erro para $f(V_i)$ o método MLE seja superior, há de se lembrar que é mais interessante para essa pesquisa que o DPV esteja mais próximo da realidade, pois o objetivo é prever geração de energia, que está mais atrelada a esse parâmetro (7.2) que à velocidade do vento em si e suas densidades de probabilidade $f(V_i)$. Portanto, escolhe-se que os resultados finais das estimativas de vento para todas as três cidades serão baseados no método dos momentos.

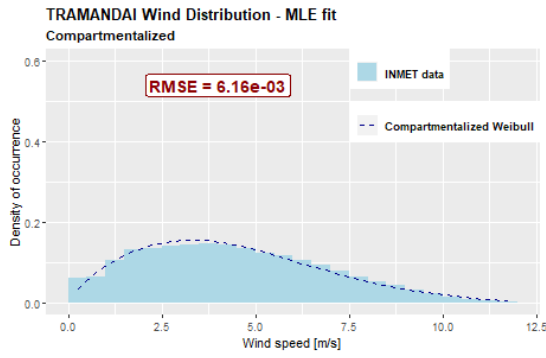


(a) Estimativa de máxima verossimilhança

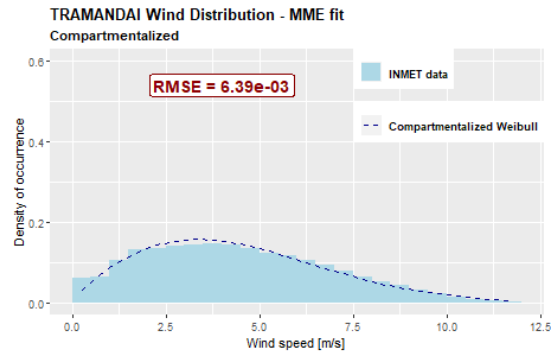


(b) Método dos momentos

Figura 13 – Gráfico de comparação das médias anuais de densidades de probabilidade de vento para a cidade de Barra Bonita



(a) Estimativa de máxima verossimilhança



(b) Método dos momentos

Figura 14 – Gráfico de comparação das médias anuais de densidades de probabilidade de vento para a cidade de Tramandaí

Graficamente, é possível, para São Carlos, comparar os gráficos 11 e 12. Adicionalmente, estão dispostas nos gráficos 13 e 14, as comparações para a cidade de Barra Bonita e Tramandaí, respectivamente. Lembra-se que o parâmetro de erro $RMSE$ do gráfico é em relação à densidade de probabilidade anual de vento $f(V_i)$, em contraponto às tabelas 8, 13 e 14, que comparam os erros em relação ao incremento de densidade de potência de vento δDPV .

Para a comparação gráfica mensal entre os métodos de estimativa de parâmetros de Weibull, é possível verificar, para as cidades de São Carlos, Barra Bonita e Tramandaí, os apêndices G, H e I, respectivamente.

12.1 Tabelas finais de parâmetros de estimativa de vento

Os resultados finais resultantes - e.g. os parâmetros de Weibull de escala λ e forma k (4.1), o número de observações de velocidade N_o , as velocidade médias estimadas $\bar{V}_{weibull}$ (4.2) e observadas \bar{V}_{obs} (7.10), as densidades de potência de vento estimadas $DPV_{weibull}$ (7.17) e observadas DPV_{obs} (7.18) e os erros $RMSE$ e R^2 , tanto para o incremento de densidade de

		λ [m/s]	k	$\bar{V}_{weibull}$	$DPV_{weibull}$
Janeiro	Dia	2,456	2,240	2,18 m/s	9,6 W/m ²
	Noite	1,833	1,498	1,65 m/s	6,7 W/m ²
Fevereiro	Dia	2,345	2,231	2,08 m/s	8,4 W/m ²
	Noite	1,682	1,559	1,51 m/s	4,8 W/m ²
Março	Dia	2,390	2,202	2,12 m/s	9,0 W/m ²
	Noite	1,736	1,480	1,57 m/s	5,8 W/m ²
Abril	Dia	2,373	2,183	2,10 m/s	8,9 W/m ²
	Noite	1,756	1,596	1,57 m/s	5,3 W/m ²
Mai	Dia	2,339	2,103	2,07 m/s	8,8 W/m ²
	Noite	1,668	1,620	1,49 m/s	4,4 W/m ²
Junho	Dia	2,362	2,015	2,09 m/s	9,4 W/m ²
	Noite	1,610	1,594	1,44 m/s	4,1 W/m ²
Julho	Dia	2,554	2,142	2,26 m/s	11,2 W/m ²
	Noite	1,751	1,651	1,57 m/s	5,0 W/m ²
Agosto	Dia	2,899	2,240	2,57 m/s	15,8 W/m ²
	Noite	2,081	1,739	1,85 m/s	7,7 W/m ²
Setembro	Dia	2,938	2,198	2,60 m/s	16,7 W/m ²
	Noite	2,231	1,684	1,99 m/s	10,0 W/m ²
Outubro	Dia	2,824	2,203	2,50 m/s	14,8 W/m ²
	Noite	2,331	1,675	2,08 m/s	11,4 W/m ²
Novembro	Dia	2,702	2,278	2,39 m/s	12,6 W/m ²
	Noite	2,280	1,779	2,03 m/s	9,8 W/m ²
Dezembro	Dia	2,464	2,188	2,18 m/s	9,9 W/m ²
	Noite	1,868	1,569	1,68 m/s	6,5 W/m ²

Tabela 11 – Sumário resumido de informações mensais e por período - caso compartimentado - da estimativa de vento por parâmetros de Weibull - utilizando o método dos momentos - para a cidade de São Carlos

potência do vento δDPV (equações 7.14 e 7.16, respectivamente) quanto para a densidade de probabilidade de velocidade $f(V_i)$ (equações 7.7 e 7.9, respectivamente) - do melhor método de estimativa de parâmetros Weibull para as cidades de São Carlos, Barra Bonita e Tramandaí estão dispostos na íntegra no apêndice J.

Versões resumidas dos resultados, contendo apenas os parâmetros de Weibull de escala λ e forma k e os indicadores estimados de velocidade média $\bar{V}_{weibull}$ e densidade de potência do vento $DPV_{weibull}$, estão dispostas, para as cidades de São Carlos, Barra Bonita e Tramandaí, nas tabelas 11, 12 e 13, respectivamente.

		λ [m/s]	k	$\bar{V}_{weibull}$	$DPV_{weibull}$
Janeiro	Dia	2,896	1,762	2,58 m/s	21,4 W/m ²
	Noite	2,457	1,367	2,25 m/s	20,3 W/m ²
Fevereiro	Dia	2,535	1,816	2,25 m/s	13,8 W/m ²
	Noite	2,137	1,371	1,95 m/s	13,3 W/m ²
Março	Dia	2,992	1,876	2,66 m/s	21,7 W/m ²
	Noite	2,723	1,564	2,45 m/s	21,3 W/m ²
Abril	Dia	3,186	2,125	2,82 m/s	23,0 W/m ²
	Noite	2,701	1,760	2,40 m/s	17,4 W/m ²
Mai	Dia	3,058	1,947	2,71 m/s	22,2 W/m ²
	Noite	2,417	1,535	2,18 m/s	15,4 W/m ²
Junho	Dia	2,952	1,879	2,62 m/s	20,8 W/m ²
	Noite	2,292	1,459	2,08 m/s	14,4 W/m ²
Julho	Dia	3,029	1,866	2,69 m/s	22,7 W/m ²
	Noite	2,342	1,443	2,13 m/s	15,7 W/m ²
Agosto	Dia	3,614	1,964	3,20 m/s	36,4 W/m ²
	Noite	3,029	1,504	2,73 m/s	31,4 W/m ²
Setembro	Dia	3,754	1,924	3,33 m/s	41,7 W/m ²
	Noite	3,453	1,596	3,10 m/s	42,0 W/m ²
Outubro	Dia	3,839	1,996	3,40 m/s	42,8 W/m ²
	Noite	3,665	1,628	3,28 m/s	48,6 W/m ²
Novembro	Dia	3,647	2,105	3,23 m/s	34,8 W/m ²
	Noite	3,523	1,686	3,15 m/s	41,0 W/m ²
Dezembro	Dia	3,240	2,030	2,87 m/s	25,3 W/m ²
	Noite	2,873	1,533	2,59 m/s	25,9 W/m ²

Tabela 12 – Sumário resumido de informações mensais e por período - caso compartilhado - da estimativa de vento por parâmetros de Weibull - utilizando o método dos momentos - para a cidade de Barra Bonita

		λ [m/s]	k	$\bar{V}_{weibull}$	$DPV_{weibull}$
Janeiro	Dia	5,097	2,189	4,51 m/s	98,8 W/m ²
	Noite	5,333	1,890	4,73 m/s	131,5 W/m ²
Fevereiro	Dia	4,803	2,050	4,25 m/s	87,9 W/m ²
	Noite	4,837	1,689	4,32 m/s	113,8 W/m ²
Março	Dia	5,166	2,167	4,58 m/s	103,8 W/m ²
	Noite	5,326	1,870	4,73 m/s	132,6 W/m ²
Abril	Dia	4,746	1,922	4,21 m/s	90,9 W/m ²
	Noite	4,602	1,659	4,11 m/s	100,8 W/m ²
Mai	Dia	4,638	1,754	4,13 m/s	95,1 W/m ²
	Noite	4,182	1,532	3,77 m/s	86,2 W/m ²
Junho	Dia	4,195	1,692	3,74 m/s	74,1 W/m ²
	Noite	3,708	1,464	3,36 m/s	65,3 W/m ²
Julho	Dia	4,372	1,860	3,88 m/s	73,9 W/m ²
	Noite	4,149	1,723	3,70 m/s	69,8 W/m ²
Agosto	Dia	5,106	1,982	4,53 m/s	109,4 W/m ²
	Noite	4,784	1,764	4,26 m/s	103,6 W/m ²
Setembro	Dia	5,699	2,066	5,05 m/s	145,7 W/m ²
	Noite	5,608	1,840	4,98 m/s	157,9 W/m ²
Outubro	Dia	6,064	2,190	5,37 m/s	166,3 W/m ²
	Noite	5,974	1,884	5,30 m/s	185,5 W/m ²
Novembro	Dia	6,254	2,254	5,54 m/s	178,0 W/m ²
	Noite	6,344	2,103	5,62 m/s	197,6 W/m ²
Dezembro	Dia	5,655	2,379	5,01 m/s	126,2 W/m ²
	Noite	5,767	2,000	5,11 m/s	156,1 W/m ²

Tabela 13 – Sumário resumido de informações mensais e por período - caso compartilhado - da estimativa de vento por parâmetros de Weibull - utilizando o método dos momentos - para a cidade de Tramandaí

13 Turbinas escolhidas para análise

Como exposto no capítulo 8, foram escolhidas 4 turbinas de missões diferentes, como mostra a tabela 14, resumizando informações de diâmetro D , altura da torre z_t , potência máxima nominal $P_{max} = \max(P_{tab})$, velocidade de *cut-in* V_{cut-in} e velocidade de *cut-out* $V_{cut-out}$. Todos esses parâmetros são dados de entrada obtidos do repositório da NREL (DUFFY, 2023). Também é possível verificar o uso da turbina - se é para uso único distribuído ou para uso utilitário em larga escala para venda de energia. As fabricantes das pás escolhidas são a C & F Green Energy, a Northern Power Systems e a General Electric. Para a maior turbina de uso utilitário, será considerada uma turbina conceitual de referência desenvolvida pela NREL por proposta da IEA (BORTOLOTTI et al., 2019).

Pela tabela 15, é possível verificar os parâmetros calculados a partir das informações dispostas nas tabelas 14 e 2. São eles: a área varrida S_{swept} (9.1), a relação V_{c_i}/V_{u_i} - i.e. a razão entre a velocidade não corrigida V_{u_i} obtida pelo anemômetro do INMET e a velocidade corrigida V_{c_i} para cada altura h_t de torre de turbina, calculada a partir da resolução da equação 11.2, utilizando também como base a equação 11.1 -, a velocidade mínima de coeficiente de potência C_p máximo $V_{\min_{C_p=C_{p_{max}}}}$ e a velocidade mínima de potência P máxima $V_{\min_{P=P_{max}}}$ - ambas as últimas encontradas observando a tabela disponibilizada pela NREL (DUFFY, 2023).

Verifica-se, adicionalmente, a densidade ρ_t atuante para cada combinação C de cidade e turbina na tabela 16, utilizando como referências a equação 9.6 e as informações dispostas nas tabelas 4 e 14.

Ademais, o custo de investimento I - calculado a partir da resolução da equação

Turbina	Uso	D	z_t	P_{max}	V_{cut-in}	$V_{cut-out}$	Fabricante
CF 20	Dist.	13.1 m	20 m	20 kW	1,5 m/s	15 m/s	C&F
NPS 100C-28	Dist.	28 m	37 m	90 kW	2,5 m/s	20 m/s	NPS
DOE GE 1.5 MW	Util.	77 m	80 m	1,5 MW	2,5 m/s	25 m/s	GE
IEA 3.4MW (Ref.)	Util.	130 m	110 m	3,4 MW	4 m/s	25 m/s	-

Tabela 14 – Sumário de informações das turbinas escolhidas para a análise a partir das informações disponibilizadas pela NREL (DUFFY, 2023)

Turbina	S_{swept}	V_{c_i}/V_{u_i}	$V_{\min_{C_p=C_{p_{max}}}}$	$V_{\min_{P=P_{max}}}$
CF 20	135 m ²	1,231	8,0 m/s	11,5 m/s
NPS 100C-28	616 m ²	1,437	4,0 m/s	12 m/s
DOE GE 1.5 MW	4657 m ²	1,694	7,0 m/s	14 m/s
IEA 3.4MW (Ref.)	13273 m ²	1,800	5,8 m/s	9,8 m/s

Tabela 15 – Sumário dos parâmetros calculados das turbinas escolhidas para a análise

Turbina	$\rho_t(\text{São Carlos})$	$\rho_t(\text{Barra Bonita})$	$\rho_t(\text{Tramandaí})$
CF 20	1,083 kg/m ³	1,133 kg/m ³	1,221 kg/m ³
NPS 100C-28	1,081 kg/m ³	1,131 kg/m ³	1,218 kg/m ³
DOE GE 1.5 MW	1,074 kg/m ³	1,124 kg/m ³	1,210 kg/m ³
IEA 3.4MW (Ref.)	1,070 kg/m ³	1,119 kg/m ³	1,205 kg/m ³

Tabela 16 – Densidades do ar atuantes em cada combinação de turbina e cidade

Turbina	<i>I</i>	<i>Exp</i> [ano⁻¹]	<i>t</i> [ano⁻¹]
CF 20	R\$ 113,5 k	R\$ 700	2,13%
NPS 100C-28	R\$ 387 k	R\$ 3150	2,13%
DOE GE 1.5 MW	R\$ 2251,5 k	R\$ 60 k	2,80%
IEA 3.4MW (Ref.)	R\$ 5103,4 k	R\$ 136 k	2,80%

Tabela 17 – Sumário dos parâmetros financeiros das turbinas escolhidas para a análise

10.4 -, o custo operacional *Exp* - calculado a partir da resolução da equação 10.5 - e a taxa de desconto anual *t* - calculada a partir da equação 10.7 e da tabela 2 - de cada turbina estão dispostos na tabela 17.

14 Resultados da análise de geração de energia

A partir da metodologia de análise de geração de energia proposta, das informações de turbina dispostas (tabelas 14 e 15), das informações de cidade dispostas (tabela 4) e dos resultados obtidos pela análise do vento, é possível calcular a quantidade de energia gerada - anual E_{anual} (9.20) e mensal E_{mensal} (9.19) - e a eficiência geral da turbina naquela região, denotada pelo parâmetro “fator de capacidade” - anual FC_{anual} (9.23) e mensal FC_{mensal} (9.26).

14.1 Resultados mensais de geração de energia

As distribuições anuais de geração de energia para cada cidade e turbina podem ser graficamente visualizadas no apêndice K.

Na tabela 18 encontram-se os resultados mensais para a turbina de uso distribuído pequena CF 20, da fabricante C&F Green Energy, considerada, para análise, a turbina de escolha mais econômica para uso distribuído.

Na tabela 19 encontram-se os resultados mensais para a turbina de uso distribuído grande NPS 100C-28, da fabricante NPS, considerada, para análise, a turbina grande para uso distribuído.

	São Carlos		Barra Bonita		Tramandaí	
	E_{mensal}	FC_{mensal}	E_{mensal}	FC_{mensal}	E_{mensal}	FC_{mensal}
Janeiro	0,19 MWh	0,013	0,72 MWh	0,048	4,00 MWh	0,265
Fevereiro	0,12 MWh	0,009	0,38 MWh	0,028	3,11 MWh	0,228
Março	0,16 MWh	0,011	0,75 MWh	0,049	4,07 MWh	0,269
Abril	0,14 MWh	0,010	0,66 MWh	0,045	3,18 MWh	0,217
Mai	0,13 MWh	0,009	0,63 MWh	0,042	3,01 MWh	0,199
Junho	0,14 MWh	0,010	0,57 MWh	0,039	2,32 MWh	0,158
Julho	0,19 MWh	0,012	0,66 MWh	0,043	2,63 MWh	0,174
Agosto	0,33 MWh	0,022	1,25 MWh	0,083	3,67 MWh	0,242
Setembro	0,38 MWh	0,026	1,51 MWh	0,103	4,59 MWh	0,314
Outubro	0,38 MWh	0,025	1,71 MWh	0,113	5,30 MWh	0,350
Novembro	0,29 MWh	0,020	1,37 MWh	0,094	5,59 MWh	0,382
Dezembro	0,19 MWh	0,013	0,91 MWh	0,060	4,81 MWh	0,318
Anual	2,65 MWh	0,015	11,12 MWh	0,062	46,28 MWh	0,260

Tabela 18 – Resultados de energia gerada e fator de capacidade para a turbina de uso distribuído pequena CF20

	São Carlos		Barra Bonita		Tramandaí	
	E_{mensal}	FC_{mensal}	E_{mensal}	FC_{mensal}	E_{mensal}	FC_{mensal}
Janeiro	4,10 MWh	0,061	9,16 MWh	0,137	31,53 MWh	0,471
Fevereiro	2,98 MWh	0,049	5,79 MWh	0,096	25,29 MWh	0,418
Março	3,71 MWh	0,055	9,87 MWh	0,147	31,73 MWh	0,474
Abril	3,43 MWh	0,053	9,51 MWh	0,147	25,91 MWh	0,400
Mai	3,28 MWh	0,049	8,91 MWh	0,133	24,56 MWh	0,367
Junho	3,25 MWh	0,050	8,03 MWh	0,124	20,24 MWh	0,312
Julho	4,09 MWh	0,061	8,88 MWh	0,133	23,33 MWh	0,348
Agosto	5,99 MWh	0,089	13,93 MWh	0,208	29,10 MWh	0,435
Setembro	6,52 MWh	0,101	15,67 MWh	0,242	33,30 MWh	0,514
Outubro	6,62 MWh	0,099	17,34 MWh	0,259	37,11 MWh	0,554
Novembro	5,56 MWh	0,086	15,15 MWh	0,234	38,37 MWh	0,592
Dezembro	4,15 MWh	0,062	11,41 MWh	0,170	35,85 MWh	0,535
Anual	53,67 MWh	0,068	133,66 MWh	0,170	356,33 MWh	0,452

Tabela 19 – Resultados de energia gerada e fator de capacidade para a turbina de uso distribuído grande NPS 100C-28

	São Carlos		Barra Bonita		Tramandaí	
	E_{mensal}	FC_{mensal}	E_{mensal}	FC_{mensal}	E_{mensal}	FC_{mensal}
Janeiro	55,24 MWh	0,049	135,26 MWh	0,120	493,92 MWh	0,439
Fevereiro	38,75 MWh	0,038	83,01 MWh	0,082	394,47 MWh	0,388
Março	49,38 MWh	0,044	145,58 MWh	0,129	497,41 MWh	0,442
Abril	45,13 MWh	0,041	139,45 MWh	0,128	403,78 MWh	0,371
Mai	42,92 MWh	0,038	130,48 MWh	0,116	381,85 MWh	0,339
Junho	43,01 MWh	0,040	117,24 MWh	0,108	312,64 MWh	0,287
Julho	55,10 MWh	0,049	130,49 MWh	0,116	361,01 MWh	0,321
Agosto	84,11 MWh	0,075	210,51 MWh	0,187	455,04 MWh	0,405
Setembro	92,83 MWh	0,085	238,66 MWh	0,219	524,04 MWh	0,481
Outubro	94,08 MWh	0,084	264,97 MWh	0,236	585,52 MWh	0,520
Novembro	77,28 MWh	0,071	229,75 MWh	0,211	607,22 MWh	0,558
Dezembro	55,87 MWh	0,050	169,97 MWh	0,151	564,72 MWh	0,502
Anual	733,71 MWh	0,055	1995,39 MWh	0,151	5581,61 MWh	0,421

Tabela 20 – Resultados de energia gerada e fator de capacidade para a turbina de uso utilitário pequena DOE GE 1.5 MW

Na tabela 20 encontram-se os resultados mensais para a turbina de uso utilitário pequena DOE GE 1.5 MW, da fabricante GE, considerada, para análise, a turbina de escolha mais econômica para uso utilitário.

Na tabela 21 encontram-se os resultados mensais para a turbina de uso utilitário grande IEA 3.4MW, a turbina de referência idealizada pela NREL em conjunto com diretrizes da IEA, considerada, para análise, a turbina grande para uso utilitário.

	São Carlos		Barra Bonita		Tramandaí	
	E_{mensal}	FC_{mensal}	E_{mensal}	FC_{mensal}	E_{mensal}	FC_{mensal}
Janeiro	186,87 MWh	0,075	412,88 MWh	0,165	1344,92 MWh	0,536
Fevereiro	135,21 MWh	0,060	263,33 MWh	0,116	1084,54 MWh	0,479
Março	168,82 MWh	0,067	446,88 MWh	0,178	1351,46 MWh	0,539
Abril	155,92 MWh	0,064	434,62 MWh	0,179	1111,71 MWh	0,458
Mai	149,26 MWh	0,060	405,33 MWh	0,162	1053,88 MWh	0,420
Junho	148,05 MWh	0,061	364,86 MWh	0,150	876,56 MWh	0,361
Julho	186,42 MWh	0,074	402,76 MWh	0,161	1013,28 MWh	0,404
Agosto	274,33 MWh	0,109	622,57 MWh	0,248	1242,86 MWh	0,496
Setembro	298,78 MWh	0,123	694,72 MWh	0,286	1401,30 MWh	0,578
Outubro	303,44 MWh	0,121	767,48 MWh	0,306	1552,03 MWh	0,619
Novembro	254,32 MWh	0,105	677,75 MWh	0,279	1598,11 MWh	0,659
Dezembro	189,04 MWh	0,075	515,52 MWh	0,206	1514,00 MWh	0,604
Anual	2450,46 MWh	0,083	6008,70 MWh	0,204	15144,65 MWh	0,513

Tabela 21 – Resultados de energia gerada e fator de capacidade para a turbina de uso utilitário grande IEA 3.4MW (referência NREL)

14.2 Comparação das gerações de energia anuais entre as cidades-alvo

Na tabela 22 consta o sumário de informações de geração de energia anual E_{anual} e fator de capacidade anual FC_{anual} para as cidades-alvo dessa análise - São Carlos, Barra Bonita e Tramandaí - e todas as turbinas analisadas.

É interessante notar que, embora as velocidades médias mensais estimadas \bar{V}_{weibull} de Barra Bonita - média de 2,73 m/s (ver tabela 45, apêndice J) - sejam em média apenas 36% maior das de São Carlos - média de 2,01 m/s (ver tabela 44, apêndice J) -, as quantidades de energia gerada em Barra Bonita nas 4 turbinas são pelo menos 2,5 vezes maior que a quantidade gerada em São Carlos. Isso se deve ao fato que a velocidade possui fator cúbico na potência da turbina (7.2) - interessante notar que o aumento de 36% ao cubo é aproximadamente um aumento de 150%, exatamente o aumento de 2,5 vezes. Para as turbinas CF20 (tabela 18) e DOE GE 1.5MW (tabela 20), a diferença é ainda maior, sendo de aproximadamente 4 vezes e 2,7 vezes, respectivamente. Isso se deve ao fato de que o coeficiente de potência c_P também depende da velocidade do vento, e, como se pode observar na tabela 15, são as turbinas que mais necessitam de velocidade para atingir o c_P máximo - 8,0 e 7,0 m/s, respectivamente, explicando a crescente diferença envolvida na análise.

	São Carlos		Barra Bonita		Tramandaí	
	E_{anual}	FC_{anual}	E_{anual}	FC_{anual}	E_{anual}	FC_{anual}
CF 20	2,65 MWh	0,015	11,12 MWh	0,062	46,28 MWh	0,260
NPS 100C-28	53,67 MWh	0,068	133,66 MWh	0,170	356,33 MWh	0,452
DOE GE 1.5 MW	733,71 MWh	0,055	1995,39 MWh	0,151	5581,61 MWh	0,421
IEA 3.4MW (Ref.)	2450,46 MWh	0,083	6008,70 MWh	0,204	15144,65 MWh	0,513

Tabela 22 – Resultados de energia gerada e fator de capacidade anuais para todas as cidades e turbinas analisadas

15 Resultados da análise de viabilidade

Por meio da metodologia disposta no capítulo 10, é possível estimar os resultados financeiros e ecológicos do projeto de cada uma das turbinas em cada uma das cidades analisadas.

O último ano calculável de projeto é premissado que seja o último ano de operação da turbina $Y_f = y_0 + 25$ - i.e. 25 anos após o ano inicial de operação.

15.1 Resultados financeiros da geração de energia para as cidades-alvo

Os parâmetros de maior interesse em termos financeiros são:

- O valor presente líquido após Y anos VPL_Y - i.e. o valor resultante de receita subtraída de custos de operação e investimento considerando todos os anos do início do projeto até o ano Y trazida a valor presente
- O tempo de *payback* Y_P - i.e. o tempo mínimo no qual o projeto não rende prejuízos ao considerar todos os anos até então ($VPL_{Y=Y_P} = 0$)
- O índice de retorno sobre investimento ROI_Y para cada ano Y - i.e. a razão entre o lucro líquido do projeto após Y e o valor de investimento inicial I
- O lucro anual nominal L_y - i.e. a receita anual Rev subtraída dos custos de operação e manutenção anuais Exp sem correção monetária e nem de capital

Nas tabelas, a unidade “k” significa “milhares” e a unidade “mi” significa “milhões”.

Pelas premissas consideradas e resultados obtidos nas tabelas 27, 31, 35 e 39, vê-se que, em São Carlos, apenas a turbina NPS 100C-28 para uso distribuído - em fábricas, condomínios, fazendas, centros comerciais, et cetera - possui *payback*, e somente após 22,1 anos de projeto. O valor presente líquido de lucro final do projeto, após 26 anos do investimento inicial de R\$ 387 mil, é estimado em R\$ 54 mil - 14% de retorno sobre o investimento. Esse valor é baixo para a indústria e tempo considerados, ainda mais quando comparamos o resultado dessa mesma turbina para Barra Bonita - *payback* em 7,8 anos e lucro final de R\$ 799,7 mil (207% de retorno) - e Tramandaí - *payback* em 2,3 anos e lucro final de R\$ 5,4 milhões (1399% de retorno).

Além da turbina NPS 100C-28, Barra Bonita apresenta resultados satisfatórios para as turbinas de uso utilitário DOE GE 1.5 MW e IEA 3.4MW (Ref.), com *paybacks*

	<i>Rev (São Carlos)</i>	<i>Rev (Barra Bonita)</i>	<i>Rev (Tramandaí)</i>
CF20	R\$ 1,3 k	R\$ 5,5 k	R\$ 40,4 k
NPS 100C-28	R\$ 26,6 k	R\$ 66,2 k	R\$ 311,2 k
DOE GE 1.5 MW	R\$ 131,6 k	R\$ 357,8 k	R\$ 1,0 mi
IEA 3.4MW (Ref.)	R\$ 439,4 k	R\$ 1,1 mi	R\$ 2,7 mi

Tabela 23 – Receita anual de cada turbina para cada cidade analisada

de 12,5 e 9,5 anos, respectivamente. Os lucros finais para essas turbinas em Barra Bonita são de R\$ 2,6 milhões (117% de retorno sobre investimento) e R\$ 10,3 milhões (202% de retorno sobre investimento), respectivamente. Tais resultados são inferiores a Tramandaí em 80% e 72%, respectivamente.

Por meio da equação 10.3 e dos resultados obtidos pelas tabela 22 e 5, calcula-se a receita anual *Rev* - i.e. a quantidade de dinheiro adquirida (ou não gasta) pela venda (ou economia) de energia. Os resultados para cada cidade e turbina estão dispostos na tabela 23.

Vale-se lembrar que todas as 4 turbinas podem ter uso distribuído ou utilitário, a depender do modelo de negócios. Aqui, foi dada preferência ao uso distribuído pelo maior valor agregado que oferece ao local, mas, para turbinas maiores, como a DOE GE 1.5 MW e a turbina de referência IEA 3.4MW, por demandarem uma maior área e complexidade de instalação e operação, foi assumido que são utilizadas exclusivamente para uso utilitário - i.e. em vendas utilizando redes de transmissão no mercado livre de energia.

Os resultados para a turbina CF20 para a cidade de São Carlos, Barra Bonita e Tramandaí estão dispostos, respectivamente, nas tabelas 24, 25 e 26.

Um sumário dos resultados com os principais indicadores está disposto na tabela 27.

Os resultados para a turbina NPS 100C-28 para a cidade de São Carlos, Barra Bonita e Tramandaí estão dispostos, respectivamente, nas tabelas 28, 29 e 30.

Um sumário dos resultados com os principais indicadores está disposto na tabela 31.

Os resultados para a turbina DOE GE 1.5 MW para a cidade de São Carlos, Barra Bonita e Tramandaí estão dispostos, respectivamente, nas tabelas 32, 33 e 34.

Um sumário dos resultados com os principais indicadores está disposto na tabela 35.

Os resultados para a turbina IEA 3.4MW (Ref.) para a cidade de São Carlos, Barra Bonita e Tramandaí estão dispostos, respectivamente, nas tabelas 36, 37 e 38.

Um sumário dos resultados com os principais indicadores está disposto na tabela 39.

Ano	Y	I [R\$]	Rev [R\$]	Exp [R\$]	L_y [R\$]	VP_y [R\$]	VPL [R\$]	ROI [%]
0		113,5 k	-	-	-	-113,5 k	-113,5 k	-100
1		-	-	-	-	-	-113,5 k	-100
2		-	1,3 k	700	612	587	-112,9 k	-99,5
3		-	1,3 k	700	612	575	-112,3 k	-99,0
4		-	1,3 k	700	612	563	-111,8 k	-98,5
5		-	1,3 k	700	612	551	-111,2 k	-98,0
6		-	1,3 k	700	612	539	-110,7 k	-97,5
7		-	1,3 k	700	612	528	-110,2 k	-97,1
8		-	1,3 k	700	612	517	-109,6 k	-96,6
9		-	1,3 k	700	612	506	-109,1 k	-96,2
10		-	1,3 k	700	612	496	-108,6 k	-95,7
11		-	1,3 k	700	612	485	-108,2 k	-95,3
12		-	1,3 k	700	612	475	-107,7 k	-94,9
13		-	1,3 k	700	612	465	-107,2 k	-94,5
14		-	1,3 k	700	612	456	-106,8 k	-94,1
15		-	1,3 k	700	612	446	-106,3 k	-93,7
16		-	1,3 k	700	612	437	-105,9 k	-93,3
17		-	1,3 k	700	612	428	-105,4 k	-92,9
18		-	1,3 k	700	612	419	-105,0 k	-92,5
19		-	1,3 k	700	612	410	-104,6 k	-92,2
20		-	1,3 k	700	612	402	-104,2 k	-91,8
21		-	1,3 k	700	612	393	-103,8 k	-91,5
22		-	1,3 k	700	612	385	-103,4 k	-91,1
23		-	1,3 k	700	612	377	-103,1 k	-90,8
24		-	1,3 k	700	612	369	-102,7 k	-90,5
25		-	1,3 k	700	612	361	-102,3 k	-90,2
26		-	1,3 k	700	612	354	-102,0 k	-89,8

Tabela 24 – Resultado financeiro da turbina CF20 para a cidade de São Carlos

15.2 Resultados ecológicos da geração de energia para as cidades-alvo

Seguindo a metodologia disposta na seção 10.3, obtém-se resultados de prevenção de emissão de gases poluentes - tanto gases do efeito estufa, como o dióxido de carbono (CO_2) quanto gases tóxicos, como os óxidos de nitrogênio (NO_x). Para fins comparativos, estão dispostos, para as turbinas CF20 (tabela 40), NPS 100C-28 (tabela 41), DOE GE 1.5MW (tabela 42) e IEA 3.4MW (Ref.) (tabela 43), os resultados de emissões desses gases que a mesma quantidade de energia gerada pelas respectivas turbinas nas cidades analisadas demanda das fontes de petróleo, carvão, gás natural e da média da matriz energética brasileira - i.e. a quantidade de poluentes que o projeto eólico previne que sejam emitidos pela substituição da demanda de energia de outras fontes.

Ano	Y	I [R\$]	Rev [R\$]	Exp [R\$]	L_y [R\$]	VP_y [R\$]	VPL [R\$]	ROI [%]
0		113,5 k	-	-	-	-113,5 k	-113,5 k	-100
1		-	-	-	-	-	-113,5 k	-100
2		-	5,5 k	700	4,8 k	4,6 k	-108,9 k	-95,9
3		-	5,5 k	700	4,8 k	4,5 k	-104,4 k	-92,0
4		-	5,5 k	700	4,8 k	4,4 k	-100,0 k	-88,1
5		-	5,5 k	700	4,8 k	4,3 k	-95,6 k	-84,3
6		-	5,5 k	700	4,8 k	4,2 k	-91,4 k	-80,5
7		-	5,5 k	700	4,8 k	4,1 k	-87,3 k	-76,9
8		-	5,5 k	700	4,8 k	4,1 k	-83,2 k	-73,3
9		-	5,5 k	700	4,8 k	4,0 k	-79,2 k	-69,8
10		-	5,5 k	700	4,8 k	3,9 k	-75,3 k	-66,4
11		-	5,5 k	700	4,8 k	3,8 k	-71,5 k	-63,0
12		-	5,5 k	700	4,8 k	3,7 k	-67,8 k	-59,7
13		-	5,5 k	700	4,8 k	3,7 k	-64,1 k	-56,5
14		-	5,5 k	700	4,8 k	3,6 k	-60,6 k	-53,4
15		-	5,5 k	700	4,8 k	3,5 k	-57,1 k	-50,3
16		-	5,5 k	700	4,8 k	3,4 k	-53,6 k	-47,2
17		-	5,5 k	700	4,8 k	3,4 k	-50,3 k	-44,3
18		-	5,5 k	700	4,8 k	3,3 k	-47,0 k	-41,4
19		-	5,5 k	700	4,8 k	3,2 k	-43,8 k	-38,6
20		-	5,5 k	700	4,8 k	3,2 k	-40,6 k	-35,8
21		-	5,5 k	700	4,8 k	3,1 k	-37,5 k	-33,1
22		-	5,5 k	700	4,8 k	3,0 k	-34,5 k	-30,4
23		-	5,5 k	700	4,8 k	3,0 k	-31,5 k	-27,8
24		-	5,5 k	700	4,8 k	2,9 k	-28,6 k	-25,2
25		-	5,5 k	700	4,8 k	2,8 k	-25,8 k	-22,7
26		-	5,5 k	700	4,8 k	2,8 k	-23,0 k	-20,3

Tabela 25 – Resultado financeiro da turbina CF20 para a cidade de Barra Bonita

Ano Y	I [R\$]	Rev [R\$]	Exp [R\$]	L_y [R\$]	VP_y [R\$]	VPL [R\$]	ROI [%]
0	113,5 k	-	-	-	-113,5 k	-113,5 k	-100
1	-	-	-	-	-	-113,5 k	-100
2	-	40,4 k	700	39,7 k	38,1 k	-75,4 k	-66,4
3	-	40,4 k	700	39,7 k	37,3 k	-38,1 k	-33,6
4	-	40,4 k	700	39,7 k	36,5 k	-1,6 k	-1,4
5	-	40,4 k	700	39,7 k	35,7 k	34,1 k	30,1
6	-	40,4 k	700	39,7 k	35,0 k	69,1 k	60,9
7	-	40,4 k	700	39,7 k	34,3 k	103,4 k	91,1
8	-	40,4 k	700	39,7 k	33,6 k	137,0 k	121
9	-	40,4 k	700	39,7 k	32,9 k	169,8 k	150
10	-	40,4 k	700	39,7 k	32,2 k	202,0 k	178
11	-	40,4 k	700	39,7 k	31,5 k	233,5 k	206
12	-	40,4 k	700	39,7 k	30,8 k	264,3 k	233
13	-	40,4 k	700	39,7 k	30,2 k	294,5 k	260
14	-	40,4 k	700	39,7 k	29,6 k	324,1 k	286
15	-	40,4 k	700	39,7 k	29,0 k	353,1 k	311
16	-	40,4 k	700	39,7 k	28,4 k	381,4 k	336
17	-	40,4 k	700	39,7 k	27,8 k	409,2 k	361
18	-	40,4 k	700	39,7 k	27,2 k	436,4 k	384
19	-	40,4 k	700	39,7 k	26,6 k	463,0 k	408
20	-	40,4 k	700	39,7 k	26,1 k	489,0 k	431
21	-	40,4 k	700	39,7 k	25,5 k	514,5 k	453
22	-	40,4 k	700	39,7 k	25,0 k	539,5 k	475
23	-	40,4 k	700	39,7 k	24,5 k	564,0 k	497
24	-	40,4 k	700	39,7 k	24,0 k	587,9 k	518
25	-	40,4 k	700	39,7 k	23,5 k	611,4 k	539
26	-	40,4 k	700	39,7 k	23,0 k	634,4 k	559

Tabela 26 – Resultado financeiro da turbina CF20 para a cidade de Tramandaí

	L_y [R\$]	Y_P	$VPL_{Y=5}$	$ROI_{Y=5}$	$VPL_{Y=10}$	$ROI_{Y=10}$	$VPL_{Y=26}$	$ROI_{Y=26}$
São Carlos	612	-	-R\$ 111,2 k	-98,0%	-R\$ 108,6 k	-95,7%	-R\$ 102,0 k	-89,8%
Barra Bonita	4,8 k	-	-R\$ 95,6 k	-84,3%	-R\$ 75,3 k	-66,4%	-R\$ 23,0 k	-20,3%
Tramandaí	39,7 k	4,0	R\$ 39,1 k	30,1%	R\$ 202,0 k	178%	R\$ 634,4 k	559%

Tabela 27 – Sumário do resultado financeiro da turbina CF20

Ano	<i>Y</i>	<i>I</i> [R\$]	<i>Rev</i> [R\$]	<i>Exp</i> [R\$]	<i>L_y</i> [R\$]	<i>VP_y</i> [R\$]	<i>VPL</i> [R\$]	<i>ROI</i> [%]
0		387,0 k	-	-	-	-387,0 k	-387,0 k	-100
1		-	-	-	-	-	-387,0 k	-100
2		-	26,6 k	3,2 k	23,4 k	22,5 k	-364,5 k	-94,2
3		-	26,6 k	3,2 k	23,4 k	22,0 k	-342,6 k	-88,5
4		-	26,6 k	3,2 k	23,4 k	21,5 k	-321,0 k	-83,0
5		-	26,6 k	3,2 k	23,4 k	21,1 k	-299,9 k	-77,5
6		-	26,6 k	3,2 k	23,4 k	20,6 k	-279,3 k	-72,2
7		-	26,6 k	3,2 k	23,4 k	20,2 k	-259,1 k	-66,9
8		-	26,6 k	3,2 k	23,4 k	19,8 k	-239,3 k	-61,8
9		-	26,6 k	3,2 k	23,4 k	19,4 k	-219,9 k	-56,8
10		-	26,6 k	3,2 k	23,4 k	19,0 k	-201,0 k	-51,9
11		-	26,6 k	3,2 k	23,4 k	18,6 k	-182,4 k	-47,1
12		-	26,6 k	3,2 k	23,4 k	18,2 k	-164,2 k	-42,4
13		-	26,6 k	3,2 k	23,4 k	17,8 k	-146,4 k	-37,8
14		-	26,6 k	3,2 k	23,4 k	17,4 k	-128,9 k	-33,3
15		-	26,6 k	3,2 k	23,4 k	17,1 k	-111,9 k	-28,9
16		-	26,6 k	3,2 k	23,4 k	16,7 k	-95,2 k	-24,6
17		-	26,6 k	3,2 k	23,4 k	16,4 k	-78,8 k	-20,4
18		-	26,6 k	3,2 k	23,4 k	16,0 k	-62,8 k	-16,2
19		-	26,6 k	3,2 k	23,4 k	15,7 k	-47,1 k	-12,2
20		-	26,6 k	3,2 k	23,4 k	15,4 k	-31,7 k	-8,2
21		-	26,6 k	3,2 k	23,4 k	15,0 k	-16,6 k	-4,3
22		-	26,6 k	3,2 k	23,4 k	14,7 k	-1,9 k	-0,5
23		-	26,6 k	3,2 k	23,4 k	14,4 k	12,5 k	3,2
24		-	26,6 k	3,2 k	23,4 k	14,1 k	26,6 k	6,9
25		-	26,6 k	3,2 k	23,4 k	13,8 k	40,5 k	10,5
26		-	26,6 k	3,2 k	23,4 k	13,5 k	54,0 k	14,0

Tabela 28 – Resultado financeiro da turbina NPS 100C-28 para a cidade de São Carlos

Ano Y	I [R\$]	Rev [R\$]	Exp [R\$]	L_y [R\$]	VP_y [R\$]	VPL [R\$]	ROI [%]
0	387,0 k	-	-	-	-387,0 k	-387,0 k	-100
1	-	-	-	-	-	-387,0 k	-100
2	-	66,2 k	3,2 k	63,0 k	60,4 k	-326,6 k	-84,4
3	-	66,2 k	3,2 k	63,0 k	59,2 k	-267,4 k	-69,1
4	-	66,2 k	3,2 k	63,0 k	57,9 k	-209,5 k	-54,1
5	-	66,2 k	3,2 k	63,0 k	56,7 k	-152,8 k	-39,5
6	-	66,2 k	3,2 k	63,0 k	55,5 k	-97,2 k	-25,1
7	-	66,2 k	3,2 k	63,0 k	54,4 k	-42,8 k	-11,1
8	-	66,2 k	3,2 k	63,0 k	53,2 k	10,4 k	2,7
9	-	66,2 k	3,2 k	63,0 k	52,1 k	62,6 k	16,2
10	-	66,2 k	3,2 k	63,0 k	51,1 k	113,6 k	29,4
11	-	66,2 k	3,2 k	63,0 k	50,0 k	163,6 k	42,3
12	-	66,2 k	3,2 k	63,0 k	48,9 k	212,5 k	54,9
13	-	66,2 k	3,2 k	63,0 k	47,9 k	260,5 k	67,3
14	-	66,2 k	3,2 k	63,0 k	46,9 k	307,4 k	79,4
15	-	66,2 k	3,2 k	63,0 k	45,9 k	353,3 k	91,3
16	-	66,2 k	3,2 k	63,0 k	45,0 k	398,3 k	103
17	-	66,2 k	3,2 k	63,0 k	44,0 k	442,4 k	114
18	-	66,2 k	3,2 k	63,0 k	43,1 k	485,5 k	125
19	-	66,2 k	3,2 k	63,0 k	42,2 k	527,7 k	136
20	-	66,2 k	3,2 k	63,0 k	41,3 k	569,1 k	147
21	-	66,2 k	3,2 k	63,0 k	40,5 k	609,6 k	158
22	-	66,2 k	3,2 k	63,0 k	39,6 k	649,2 k	168
23	-	66,2 k	3,2 k	63,0 k	38,8 k	688,0 k	178
24	-	66,2 k	3,2 k	63,0 k	38,0 k	726,0 k	188
25	-	66,2 k	3,2 k	63,0 k	37,2 k	763,2 k	197
26	-	66,2 k	3,2 k	63,0 k	36,4 k	799,7 k	207

Tabela 29 – Resultado financeiro da turbina NPS 100C-28 para a cidade de Barra Bonita

Ano	Y	I [R\$]	Rev [R\$]	Exp [R\$]	L_y [R\$]	VP_y [R\$]	VPL [R\$]	ROI [%]
0		387,0 k	-	-	-	-387,0 k	-387,0 k	-100
1		-	-	-	-	-	-387,0 k	-100
2		-	311,2 k	3,2 k	308,1 k	295,4 k	-91,6 k	-23,7
3		-	311,2 k	3,2 k	308,1 k	289,2 k	197,6 k	51,0
4		-	311,2 k	3,2 k	308,1 k	283,2 k	480,7 k	124
5		-	311,2 k	3,2 k	308,1 k	277,3 k	758,0 k	196
6		-	311,2 k	3,2 k	308,1 k	271,5 k	1,0 mi	266
7		-	311,2 k	3,2 k	308,1 k	265,8 k	1,3 mi	335
8		-	311,2 k	3,2 k	308,1 k	260,3 k	1,6 mi	402
9		-	311,2 k	3,2 k	308,1 k	254,8 k	1,8 mi	468
10		-	311,2 k	3,2 k	308,1 k	249,5 k	2,1 mi	532
11		-	311,2 k	3,2 k	308,1 k	244,3 k	2,3 mi	595
12		-	311,2 k	3,2 k	308,1 k	239,2 k	2,5 mi	657
13		-	311,2 k	3,2 k	308,1 k	234,2 k	2,8 mi	718
14		-	311,2 k	3,2 k	308,1 k	229,4 k	3,0 mi	777
15		-	311,2 k	3,2 k	308,1 k	224,6 k	3,2 mi	835
16		-	311,2 k	3,2 k	308,1 k	219,9 k	3,5 mi	892
17		-	311,2 k	3,2 k	308,1 k	215,3 k	3,7 mi	947
18		-	311,2 k	3,2 k	308,1 k	210,8 k	3,9 mi	1002
19		-	311,2 k	3,2 k	308,1 k	206,4 k	4,1 mi	1055
20		-	311,2 k	3,2 k	308,1 k	202,1 k	4,3 mi	1108
21		-	311,2 k	3,2 k	308,1 k	197,9 k	4,5 mi	1159
22		-	311,2 k	3,2 k	308,1 k	193,8 k	4,7 mi	1209
23		-	311,2 k	3,2 k	308,1 k	189,7 k	4,9 mi	1258
24		-	311,2 k	3,2 k	308,1 k	185,8 k	5,1 mi	1306
25		-	311,2 k	3,2 k	308,1 k	181,9 k	5,2 mi	1353
26		-	311,2 k	3,2 k	308,1 k	178,1 k	5,4 mi	1399

Tabela 30 – Resultado financeiro da turbina NPS 100C-28 para a cidade de Tramandaí

	L_y [R\$]	Y_P	$VPL_{Y=5}$	$ROI_{Y=5}$	$VPL_{Y=10}$	$ROI_{Y=10}$	$VPL_{Y=26}$	$ROI_{Y=26}$
São Carlos	23,4 k	22,1	-R\$ 299,5 k	-77,5%	-R\$ 201,0 k	-51,9%	R\$ 54,0 k	14,0%
Barra Bonita	63,0 k	7,8	-R\$ 152,8 k	-39,5%	R\$ 113,6 k	29,4%	R\$ 799,7 k	207%
Tramandaí	308,1 k	2,3	R\$ 758,0 k	196%	R\$ 2,1 mi	532%	R\$ 5,4 mi	1399%

Tabela 31 – Sumário do resultado financeiro da turbina NPS 100C-28

Ano Y	I [R\$]	Rev [R\$]	Exp [R\$]	L_y [R\$]	VP_y [R\$]	VPL [R\$]	ROI [%]
0	2,3 mi	-	-	-	-2,3 mi	-2,3 mi	-100
1	-	-	-	-	-	-2,3 mi	-100
2	-	-	-	-	-	-2,3 mi	-100
3	-	-	-	-	-	-2,3 mi	-100
4	-	131,6 k	60,0 k	71,6 k	64,1 k	-2,2 mi	-97,2
5	-	131,6 k	60,0 k	71,6 k	62,3 k	-2,1 mi	-94,4
6	-	131,6 k	60,0 k	71,6 k	60,6 k	-2,1 mi	-91,7
7	-	131,6 k	60,0 k	71,6 k	59,0 k	-2,0 mi	-89,1
8	-	131,6 k	60,0 k	71,6 k	57,4 k	-1,9 mi	-86,5
9	-	131,6 k	60,0 k	71,6 k	55,8 k	-1,9 mi	-84,0
10	-	131,6 k	60,0 k	71,6 k	54,3 k	-1,8 mi	-81,6
11	-	131,6 k	60,0 k	71,6 k	52,8 k	-1,8 mi	-79,3
12	-	131,6 k	60,0 k	71,6 k	51,4 k	-1,7 mi	-77,0
13	-	131,6 k	60,0 k	71,6 k	50,0 k	-1,7 mi	-74,8
14	-	131,6 k	60,0 k	71,6 k	48,6 k	-1,6 mi	-72,6
15	-	131,6 k	60,0 k	71,6 k	47,3 k	-1,6 mi	-70,5
16	-	131,6 k	60,0 k	71,6 k	46,0 k	-1,5 mi	-68,5
17	-	131,6 k	60,0 k	71,6 k	44,7 k	-1,5 mi	-66,5
18	-	131,6 k	60,0 k	71,6 k	43,5 k	-1,5 mi	-64,6
19	-	131,6 k	60,0 k	71,6 k	42,3 k	-1,4 mi	-62,7
20	-	131,6 k	60,0 k	71,6 k	41,2 k	-1,4 mi	-60,9
21	-	131,6 k	60,0 k	71,6 k	40,1 k	-1,3 mi	-59,1
22	-	131,6 k	60,0 k	71,6 k	39,0 k	-1,3 mi	-57,3
23	-	131,6 k	60,0 k	71,6 k	37,9 k	-1,3 mi	-55,7
24	-	131,6 k	60,0 k	71,6 k	36,9 k	-1,2 mi	-54,0
25	-	131,6 k	60,0 k	71,6 k	35,9 k	-1,2 mi	-52,4
26	-	131,6 k	60,0 k	71,6 k	34,9 k	-1,1 mi	-50,9
27	-	131,6 k	60,0 k	71,6 k	33,9 k	-1,1 mi	-49,4
28	-	131,6 k	60,0 k	71,6 k	33,0 k	-1,1 mi	-47,9

Tabela 32 – Resultado financeiro da turbina DOE GE 1.5MW para a cidade de São Carlos

Ano	<i>Y</i>	<i>I</i> [R\$]	<i>Rev</i> [R\$]	<i>Exp</i> [R\$]	<i>L_y</i> [R\$]	<i>VP_y</i> [R\$]	<i>VPL</i> [R\$]	<i>ROI</i> [%]
0		2,3 mi	-	-	-	-2,3 mi	-2,3 mi	-100
1		-	-	-	-	-	-2,3 mi	-100
2		-	-	-	-	-	-2,3 mi	-100
3		-	-	-	-	-	-2,3 mi	-100
4		-	357,8 k	60,0 k	297,8 k	266,6 k	-2,0 mi	-88,2
5		-	357,8 k	60,0 k	297,8 k	259,4 k	-1,7 mi	-76,6
6		-	357,8 k	60,0 k	297,8 k	252,3 k	-1,5 mi	-65,4
7		-	357,8 k	60,0 k	297,8 k	245,4 k	-1,2 mi	-54,5
8		-	357,8 k	60,0 k	297,8 k	238,7 k	-989,0 k	-43,9
9		-	357,8 k	60,0 k	297,8 k	232,2 k	-756,8 k	-33,6
10		-	357,8 k	60,0 k	297,8 k	225,9 k	-530,8 k	-23,6
11		-	357,8 k	60,0 k	297,8 k	219,8 k	-311,1 k	-13,8
12		-	357,8 k	60,0 k	297,8 k	213,8 k	-97,3 k	-4,3
13		-	357,8 k	60,0 k	297,8 k	208,0 k	110,7 k	4,9
14		-	357,8 k	60,0 k	297,8 k	202,3 k	313,0 k	13,9
15		-	357,8 k	60,0 k	297,8 k	196,8 k	509,7 k	22,6
16		-	357,8 k	60,0 k	297,8 k	191,4 k	701,2 k	31,1
17		-	357,8 k	60,0 k	297,8 k	186,2 k	887,4 k	39,4
18		-	357,8 k	60,0 k	297,8 k	181,1 k	1,1 mi	47,5
19		-	357,8 k	60,0 k	297,8 k	176,2 k	1,2 mi	55,3
20		-	357,8 k	60,0 k	297,8 k	171,4 k	1,4 mi	62,9
21		-	357,8 k	60,0 k	297,8 k	166,7 k	1,6 mi	70,3
22		-	357,8 k	60,0 k	297,8 k	162,2 k	1,7 mi	77,5
23		-	357,8 k	60,0 k	297,8 k	157,8 k	1,9 mi	84,5
24		-	357,8 k	60,0 k	297,8 k	153,5 k	2,1 mi	91,3
25		-	357,8 k	60,0 k	297,8 k	149,3 k	2,2 mi	98,0
26		-	357,8 k	60,0 k	297,8 k	145,2 k	2,4 mi	104
27		-	357,8 k	60,0 k	297,8 k	141,3 k	2,5 mi	111
28		-	357,8 k	60,0 k	297,8 k	137,4 k	2,6 mi	117

Tabela 33 – Resultado financeiro da turbina DOE GE 1.5MW para a cidade de Barra Bonita

Ano Y	I [R\$]	Rev [R\$]	Exp [R\$]	L_y [R\$]	VP_y [R\$]	VPL [R\$]	ROI [%]
0	2,3 mi	-	-	-	-2,3 mi	-2,3 mi	-100
1	-	-	-	-	-	-2,3 mi	-100
2	-	-	-	-	-	-2,3 mi	-100
3	-	-	-	-	-	-2,3 mi	-100
4	-	1,0 mi	60,0 k	940,8 k	842,4 k	-1,4 mi	-62,6
5	-	1,0 mi	60,0 k	940,8 k	819,5 k	-589,7 k	-26,2
6	-	1,0 mi	60,0 k	940,8 k	797,1 k	207,5 k	9,2
7	-	1,0 mi	60,0 k	940,8 k	775,4 k	982,9 k	43,7
8	-	1,0 mi	60,0 k	940,8 k	754,3 k	1,7 mi	77,2
9	-	1,0 mi	60,0 k	940,8 k	733,8 k	2,5 mi	110
10	-	1,0 mi	60,0 k	940,8 k	713,8 k	3,2 mi	141
11	-	1,0 mi	60,0 k	940,8 k	694,3 k	3,9 mi	172
12	-	1,0 mi	60,0 k	940,8 k	675,4 k	4,6 mi	202
13	-	1,0 mi	60,0 k	940,8 k	657,0 k	5,2 mi	231
14	-	1,0 mi	60,0 k	940,8 k	639,1 k	5,9 mi	260
15	-	1,0 mi	60,0 k	940,8 k	621,7 k	6,5 mi	287
16	-	1,0 mi	60,0 k	940,8 k	604,8 k	7,1 mi	314
17	-	1,0 mi	60,0 k	940,8 k	588,3 k	7,7 mi	340
18	-	1,0 mi	60,0 k	940,8 k	572,3 k	8,2 mi	366
19	-	1,0 mi	60,0 k	940,8 k	556,7 k	8,8 mi	391
20	-	1,0 mi	60,0 k	940,8 k	541,5 k	9,3 mi	415
21	-	1,0 mi	60,0 k	940,8 k	526,8 k	9,9 mi	438
22	-	1,0 mi	60,0 k	940,8 k	512,4 k	10,4 mi	461
23	-	1,0 mi	60,0 k	940,8 k	498,5 k	10,9 mi	483
24	-	1,0 mi	60,0 k	940,8 k	484,9 k	11,4 mi	504
25	-	1,0 mi	60,0 k	940,8 k	471,7 k	11,8 mi	525
26	-	1,0 mi	60,0 k	940,8 k	458,8 k	12,3 mi	546
27	-	1,0 mi	60,0 k	940,8 k	446,3 k	12,7 mi	566
28	-	1,0 mi	60,0 k	940,8 k	434,2 k	13,2 mi	585

Tabela 34 – Resultado financeiro da turbina DOE GE 1.5MW para a cidade de Tramandaí

	L_y [R\$]	Y_P	$VPL_{Y=5}$	$ROI_{Y=5}$	$VPL_{Y=10}$	$ROI_{Y=10}$	$VPL_{Y=28}$	$ROI_{Y=28}$
São Carlos	71,6 k	-	-R\$ 2,1 mi	-94,4%	-R\$ 1,8 mi	-81,6%	-R\$ 1,1 mi	-47,9%
Barra Bonita	297,8 k	12,5	-R\$ 1,7 mi	-76,6%	R\$ 530,8 k	-23,6%	R\$ 2,6 mi	117%
Tramandaí	940,8 k	5,7	-R\$ 589,7 k	-26,2%	R\$ 3,2 mi	141%	R\$ 13,2 mi	585%

Tabela 35 – Sumário do resultado financeiro da turbina DOE GE 1.5MW

Ano	Y	I [R\$]	Rev [R\$]	Exp [R\$]	L_y [R\$]	VP_y [R\$]	VPL [R\$]	ROI [%]
0		5,1 mi	-	-	-	-5,1 mi	-5,1 mi	-100
1		-	-	-	-	-	-5,1 mi	-100
2		-	-	-	-	-	-5,1 mi	-100
3		-	-	-	-	-	-5,1 mi	-100
4		-	439,4 k	136,0 k	303,4 k	271,6 k	-4,8 mi	-94,7
5		-	439,4 k	136,0 k	303,4 k	264,2 k	-4,6 mi	-89,5
6		-	439,4 k	136,0 k	303,4 k	257,0 k	-4,3 mi	-84,5
7		-	439,4 k	136,0 k	303,4 k	250,0 k	-4,1 mi	-79,6
8		-	439,4 k	136,0 k	303,4 k	243,2 k	-3,8 mi	-74,8
9		-	439,4 k	136,0 k	303,4 k	236,6 k	-3,6 mi	-70,2
10		-	439,4 k	136,0 k	303,4 k	230,2 k	-3,4 mi	-65,7
11		-	439,4 k	136,0 k	303,4 k	223,9 k	-3,1 mi	-61,3
12		-	439,4 k	136,0 k	303,4 k	217,8 k	-2,9 mi	-57,0
13		-	439,4 k	136,0 k	303,4 k	211,9 k	-2,7 mi	-52,8
14		-	439,4 k	136,0 k	303,4 k	206,1 k	-2,5 mi	-48,8
15		-	439,4 k	136,0 k	303,4 k	200,5 k	-2,3 mi	-44,9
16		-	439,4 k	136,0 k	303,4 k	195,0 k	-2,1 mi	-41,1
17		-	439,4 k	136,0 k	303,4 k	189,7 k	-1,9 mi	-37,3
18		-	439,4 k	136,0 k	303,4 k	184,5 k	-1,7 mi	-33,7
19		-	439,4 k	136,0 k	303,4 k	179,5 k	-1,5 mi	-30,2
20		-	439,4 k	136,0 k	303,4 k	174,6 k	-1,4 mi	-26,8
21		-	439,4 k	136,0 k	303,4 k	169,9 k	-1,2 mi	-23,5
22		-	439,4 k	136,0 k	303,4 k	165,2 k	-1,0 mi	-20,2
23		-	439,4 k	136,0 k	303,4 k	160,7 k	-871,0 k	-17,1
24		-	439,4 k	136,0 k	303,4 k	156,4 k	-714,7 k	-14,0
25		-	439,4 k	136,0 k	303,4 k	152,1 k	-562,6 k	-11,0
26		-	439,4 k	136,0 k	303,4 k	148,0 k	-414,6 k	-8,1
27		-	439,4 k	136,0 k	303,4 k	143,9 k	-270,7 k	-5,3
28		-	439,4 k	136,0 k	303,4 k	140,0 k	-130,7 k	-2,6

Tabela 36 – Resultado financeiro da turbina IEA 3.4MW (Ref.) para a cidade de São Carlos

Ano	<i>Y</i>	<i>I</i> [R\$]	<i>Rev</i> [R\$]	<i>Exp</i> [R\$]	<i>L_y</i> [R\$]	<i>VP_y</i> [R\$]	<i>VPL</i> [R\$]	<i>ROI</i> [%]
0		5,1 mi	-	-	-	-5,1 mi	-5,1 mi	-100
1		-	-	-	-	-	-5,1 mi	-100
2		-	-	-	-	-	-5,1 mi	-100
3		-	-	-	-	-	-5,1 mi	-100
4		-	1,1 mi	136,0 k	941,4 k	842,9 k	-4,3 mi	-83,5
5		-	1,1 mi	136,0 k	941,4 k	820,0 k	-3,4 mi	-67,4
6		-	1,1 mi	136,0 k	941,4 k	797,6 k	-2,6 mi	-51,8
7		-	1,1 mi	136,0 k	941,4 k	775,9 k	-1,9 mi	-36,6
8		-	1,1 mi	136,0 k	941,4 k	754,8 k	-1,1 mi	-21,8
9		-	1,1 mi	136,0 k	941,4 k	734,2 k	-378,0 k	-7,4
10		-	1,1 mi	136,0 k	941,4 k	714,2 k	336,2 k	6,6
11		-	1,1 mi	136,0 k	941,4 k	694,8 k	1,0 mi	20,2
12		-	1,1 mi	136,0 k	941,4 k	675,8 k	1,7 mi	33,4
13		-	1,1 mi	136,0 k	941,4 k	657,4 k	2,4 mi	46,3
14		-	1,1 mi	136,0 k	941,4 k	639,5 k	3,0 mi	58,9
15		-	1,1 mi	136,0 k	941,4 k	622,1 k	3,6 mi	71,0
16		-	1,1 mi	136,0 k	941,4 k	605,2 k	4,2 mi	82,9
17		-	1,1 mi	136,0 k	941,4 k	588,7 k	4,8 mi	94,4
18		-	1,1 mi	136,0 k	941,4 k	572,6 k	5,4 mi	106
19		-	1,1 mi	136,0 k	941,4 k	557,0 k	5,9 mi	117
20		-	1,1 mi	136,0 k	941,4 k	541,9 k	6,5 mi	127
21		-	1,1 mi	136,0 k	941,4 k	527,1 k	7,0 mi	138
22		-	1,1 mi	136,0 k	941,4 k	512,8 k	7,5 mi	148
23		-	1,1 mi	136,0 k	941,4 k	498,8 k	8,0 mi	157
24		-	1,1 mi	136,0 k	941,4 k	485,2 k	8,5 mi	167
25		-	1,1 mi	136,0 k	941,4 k	472,0 k	9,0 mi	176
26		-	1,1 mi	136,0 k	941,4 k	459,1 k	9,4 mi	185
27		-	1,1 mi	136,0 k	941,4 k	446,6 k	9,9 mi	194
28		-	1,1 mi	136,0 k	941,4 k	434,5 k	10,3 mi	202

Tabela 37 – Resultado financeiro da turbina IEA 3.4MW (Ref.) para a cidade de Barra Bonita

Ano	Y	I [R\$]	Rev [R\$]	Exp [R\$]	L_y [R\$]	VP_y [R\$]	VPL [R\$]	ROI [%]
0		5,1 mi	-	-	-	-5,1 mi	-5,1 mi	-100
1		-	-	-	-	-	-5,1 mi	-100
2		-	-	-	-	-	-5,1 mi	-100
3		-	-	-	-	-	-5,1 mi	-100
4		-	2,7 mi	136,0 k	2,6 mi	2,3 mi	-2,8 mi	-54,7
5		-	2,7 mi	136,0 k	2,6 mi	2,2 mi	-546,9 k	-10,7
6		-	2,7 mi	136,0 k	2,6 mi	2,2 mi	1,6 mi	32,1
7		-	2,7 mi	136,0 k	2,6 mi	2,1 mi	3,8 mi	73,8
8		-	2,7 mi	136,0 k	2,6 mi	2,1 mi	5,8 mi	114
9		-	2,7 mi	136,0 k	2,6 mi	2,0 mi	7,8 mi	154
10		-	2,7 mi	136,0 k	2,6 mi	2,0 mi	9,8 mi	192
11		-	2,7 mi	136,0 k	2,6 mi	1,9 mi	11,7 mi	229
12		-	2,7 mi	136,0 k	2,6 mi	1,9 mi	13,6 mi	266
13		-	2,7 mi	136,0 k	2,6 mi	1,8 mi	15,4 mi	301
14		-	2,7 mi	136,0 k	2,6 mi	1,8 mi	17,1 mi	335
15		-	2,7 mi	136,0 k	2,6 mi	1,7 mi	18,8 mi	369
16		-	2,7 mi	136,0 k	2,6 mi	1,7 mi	20,5 mi	401
17		-	2,7 mi	136,0 k	2,6 mi	1,6 mi	22,1 mi	433
18		-	2,7 mi	136,0 k	2,6 mi	1,6 mi	23,7 mi	464
19		-	2,7 mi	136,0 k	2,6 mi	1,5 mi	25,2 mi	493
20		-	2,7 mi	136,0 k	2,6 mi	1,5 mi	26,7 mi	523
21		-	2,7 mi	136,0 k	2,6 mi	1,4 mi	28,1 mi	551
22		-	2,7 mi	136,0 k	2,6 mi	1,4 mi	29,5 mi	578
23		-	2,7 mi	136,0 k	2,6 mi	1,4 mi	30,9 mi	605
24		-	2,7 mi	136,0 k	2,6 mi	1,3 mi	32,2 mi	631
25		-	2,7 mi	136,0 k	2,6 mi	1,3 mi	33,5 mi	657
26		-	2,7 mi	136,0 k	2,6 mi	1,3 mi	34,8 mi	681
27		-	2,7 mi	136,0 k	2,6 mi	1,2 mi	36,0 mi	705
28		-	2,7 mi	136,0 k	2,6 mi	1,2 mi	37,2 mi	728

Tabela 38 – Resultado financeiro da turbina IEA 3.4MW (Ref.) para a cidade de Tramandaí

	L_y [R\$]	Y_P	$VPL_{Y=5}$	$ROI_{Y=5}$	$VPL_{Y=10}$	$ROI_{Y=10}$	$VPL_{Y=28}$	$ROI_{Y=28}$
São Carlos	303,4 k	-	-R\$ 4,6 mi	-89,5%	-R\$ 3,4 mi	-65,7%	-R\$ 130,7 k	-2,6%
Barra Bonita	941,4 k	9,5	-R\$ 3,4 mi	-67,4%	R\$ 336,2 k	6,6%	R\$ 10,3 mi	202%
Tramandaí	2,6 mi	5,3	-R\$ 546,9 k	-10,7%	R\$ 9,8 mi	191%	R\$ 37,2 mi	728%

Tabela 39 – Sumário do resultado financeiro da turbina IEA 3.4MW (Ref.)

	São Carlos		Barra Bonita		Tramandaí	
	CO ₂ [ano ⁻¹]	NO _x [ano ⁻¹]	CO ₂ [ano ⁻¹]	NO _x [ano ⁻¹]	CO ₂ [ano ⁻¹]	NO _x [ano ⁻¹]
Petróleo	2,94 ton	5,27 kg	12,34 ton	22,13 kg	51,37 ton	92,10 kg
Carvão	2,70 ton	1,70 kg	11,34 ton	7,12 kg	47,21 ton	29,62 kg
Gás natural	1,17 ton	0,69 kg	4,89 ton	2,89 kg	20,36 ton	12,03 kg
Matriz br.	1,64 ton	9,96 kg	6,89 ton	41,81 kg	28,69 ton	174,01 kg

Tabela 40 – Resultados de comparação de emissão anuais de gases poluentes para a turbina CF20 em relação a outras fontes de energia

	São Carlos		Barra Bonita		Tramandaí	
	CO ₂ [ano ⁻¹]	NO _x [ano ⁻¹]	CO ₂ [ano ⁻¹]	NO _x [ano ⁻¹]	CO ₂ [ano ⁻¹]	NO _x [ano ⁻¹]
Petróleo	59,57 ton	106,80 kg	148,36 ton	265,98 kg	395,53 ton	709,10 kg
Carvão	54,74 ton	34,35 kg	136,33 ton	85,54 kg	363,46 ton	228,05 kg
Gás natural	23,61 ton	13,95 kg	58,81 ton	34,75 kg	156,79 ton	92,65 kg
Matriz br.	33,28 ton	201,80 kg	82,87 ton	502,56 kg	220,92 ton	1,34 ton

Tabela 41 – Resultados de comparação de emissão anuais de gases poluentes para a turbina NPS 100C-28 em relação a outras fontes de energia

	São Carlos		Barra Bonita		Tramandaí	
	CO ₂ [ano ⁻¹]	NO _x [ano ⁻¹]	CO ₂ [ano ⁻¹]	NO _x [ano ⁻¹]	CO ₂ [ano ⁻¹]	NO _x [ano ⁻¹]
Petróleo	814,42 ton	1,46 ton	2,21 kton	3,97 ton	6,20 kton	11,11 ton
Carvão	748,38 ton	469,57 kg	2,04 kton	1,28 ton	5,69 kton	3,57 ton
Gás natural	322,83 ton	190,76 kg	877,97 ton	518,80 kg	2,46 kton	1,45 ton
Matriz br.	454,90 ton	2,76 ton	1,24 kton	7,50 ton	3,46 kton	20,99 ton

Tabela 42 – Resultados de comparação de emissão anuais de gases poluentes para a turbina DOE GE 1.5MW em relação a outras fontes de energia

	São Carlos		Barra Bonita		Tramandaí	
	CO ₂ [ano ⁻¹]	NO _x [ano ⁻¹]	CO ₂ [ano ⁻¹]	NO _x [ano ⁻¹]	CO ₂ [ano ⁻¹]	NO _x [ano ⁻¹]
Petróleo	2,72 kton	4,88 ton	6,67 kton	11,96 ton	16,81 kton	30,14 ton
Carvão	2,50 kton	1,57 ton	6,13 kton	3,85 ton	15,45 kton	9,69 ton
Gás natural	1,08 kton	637,12 kg	2,64 kton	1,56 ton	6,66 kton	3,94 ton
Matriz br.	1,52 kton	9,21 ton	3,73 kton	22,59 ton	9,39 kton	56,94 ton

Tabela 43 – Resultados de comparação de emissão anuais de gases poluentes para a turbina IEA 3.4 MW (Ref.) em relação a outras fontes de energia

Parte V

Conclusão

16 Considerações finais

O método de obtenção de dados pelas bases adquiridas pelo INMET ([INMET, 2023](#)) se provou bastante satisfatório, já que os dados vem com um padrão idêntico em todas as cidades solicitadas, facilitando o processamento de dados de altitude, nome de estação, nome da cidade, latitude, longitude e da tabela de observações de velocidade de vento.

O método de estimativa de parâmetros de Weibull via roteiro computacional em R (apêndice [B](#)) para estimar velocidades de vento nos locais de interesse se mostrou bastante eficiente - principalmente quando nichado por mês e período do dia e utilizando o melhor método de estimativa de parâmetros -, tendo um R^2 anual mínimo de 0,972 para as 3 cidades em relação à estimativa do incremento de densidade de potência do vento δDPV . Um ponto de atenção nessa parte da metodologia é estimar conscientemente o tamanho intervalo de velocidade δV_i para os cálculos de estimativa de densidade $f(V_i)$ e do incremento de densidade de potência do vento com base nessa densidade δDPV_i .

O método de obtenção dos dados de turbina se provou bastante satisfatório, uma vez que disponibiliza o coeficiente adimensional de potência c_P - e não apenas a potência P diretamente - em função da velocidade do vento, permitindo que a potência seja calculada para diferentes locais com diferentes densidades do ar. Em estudos futuros, pode ser interessante substituir essa obtenção por cálculos e simulações em *softwares* especializados em turbinas eólicas ou aerodinâmica em geral, já que a regressão linear nos intervalos de velocidade computados pelas tabelas obtidas pode ser uma simplificação muito incerta.

O método de estimativa de energia se mostrou bastante coerente quantitativamente, já que a produção de energia em Tramandaí com fator de capacidade anual de aproximadamente 42% para a turbina de uso utilitário existente no mercado DOE GE 1.5 MW está em linha com o fator de capacidade anual de turbinas dos Estados Unidos, que variam de 21% a 52%, com média de 35% ([WISER; BOLINGER, 2023](#)). Pontos de atenção nessa parte da metodologia incluem o intervalo de discretização da velocidade de vento analisada δV_u , o intervalo de velocidades analisadas (deve-se analisar até a velocidade de *cut-off*) e a correção de velocidade em função da altitude final de turbina h_t , que tem como entradas o método de correção - para este estudo, foi considerado um perfil logarítmico do vento em função da altura ([5.13](#)) - e um parâmetro de altura média de rugosidade do solo z_0 , que foi avaliada para esse estudo em 0,5 m por verificação nas imagens das estações INMET e comparação com a tabela de rugosidade utilizada (tabela [1](#)). Em estudos futuros, pode ser interessante realizar uma análise mais aprofundada para cada região analisada em relação à rugosidade média do solo z_0 .

O método de estimativa financeira utilizou como parâmetro de desconto de valor do dinheiro futuro o *WACC* disposto na tabela 2, que é tido como o desconto padrão do lucro levantado anualmente. Nesse estudo, é premissado que as receitas e despesas anuais se ajustarão monetariamente de acordo com a inflação, sendo assim, utilizou-se o *WACC* real como taxa de desconto. Em estudos futuros, pode ser interessante estimar e calcular as receitas e despesas futuras nominais por ano e corrigir com a taxa de desconto nominal, uma vez que as correções nos preços de energia e nos custos de manutenção e operação das turbinas podem diferir da inflação.

O método de estimativa de impacto nas emissões de gases poluentes é a parte da metodologia com mais incertezas, uma vez que a fonte de informação para emissões médias das fontes de energia “petróleo”, “carvão” e “gás natural” (EIA, 2022) é diferente da fonte de informação para as emissões médias da matriz energética brasileira (OC, 2023). Apesar da emissão de dióxido de carbono parecer bastante coerente, a emissão de óxidos de nitrogênio parece estar bastante discrepante, o que torna esse dado menos confiável para conclusões. Em estudos futuros, pode ser interessante aprofundar melhor os estudos de emissões discretizadas por fonte de energia.

A turbina de uso distribuído pequena, CF20, mostrou-se inviável para regiões como São Carlos e Barra Bonita, pois demanda ventos intensos para ser eficiente.

A turbina de uso distribuído NPS 100C-28 é a única que possui *payback* para a cidade de São Carlos - bastante longo, de 22,1 anos -, com lucro bastante reduzido - de R\$ 54 mil, 14% do investimento inicial. Entretanto, a mesma turbina para Barra Bonita possui resultados significativamente superiores - *payback* de 7,8 anos e lucro final de aproximadamente R\$ 800 mil -, justificando que, para qualquer hipótese de tentativa de instalação de turbinas eólicas na região de São Carlos, a cidade de Barra Bonita deve ser considerada como alternativa próxima geograficamente. Em termos energéticos, Barra Bonita, para essa mesma turbina, produziria 133,66 MWh de energia por ano, enquanto São Carlos produziria apenas 53,67 MWh. Essa energia, na cidade de Barra Bonita, é capaz de atender demandas industriais de energia bastante comuns - e.g. poderia abastecer a produção de aproximadamente 155 carros em uma fábrica na cidade por ano, já que a indústria de montadoras de automóveis consome cerca de 860 kWh em média por carro produzido (GALITSKY; WORRELL, 2008).

Apesar de Tramandaí possuir resultados significativamente superiores a Barra Bonita, o fato de haver *payback* relativamente seguro em termos de tempo corrido e o possível atendimento a demandas locais torna viável o uso da turbina NPS 100C-28 para abastecimento local rural, residencial, comercial e de fábricas da região, bem como para servir de referência intelectual, inspiração e de viabilidade para pesquisas e testes do setor eólico, tendo em consideração a existência do curso de Engenharia Aeronáutica da Universidade de São Paulo nas proximidades, na cidade de São Carlos. Já para as turbinas de uso

utilitário, apesar de possuírem um lucro final bastante elevado em Barra Bonita, cidades como Tramandaí são mais propícias para abastecer o mercado livre de energia nacional - já que a finalidade de uso dessas turbinas independe da região na qual ela está instalada.

Para o caso de maior estima deste estudo - turbina NPS 100C-28 para uso distribuído na cidade de Barra Bonita -, há uma possível redução anual de aproximadamente 83 toneladas de dióxido de carbono e 503 quilogramas de óxidos de nitrogênio ao comparar essa mesma produção energética com as emissões médias da matriz energética brasileira. Os valores de emissões de óxido de nitrogênio, como já mencionado no capítulo 16, tem uma confiabilidade menor pela discrepância nesse indicador quando observa-se as emissões de petróleo, carvão e gás natural. Essa redução no dióxido de carbono, entretanto, se mostra bastante expressiva, já que essas 83 toneladas anuais de CO₂ precisariam de, em média, 8300 árvores para serem capturadas, segundo a metodologia de captura de carbono da organização One Tree Planted de 10 kg de captura anual de dióxido de carbono por árvore (BERNET, 2023).

Referências

ANDERSON. *Fundamentals of aerodynamics*. 6. ed. Columbus, OH: McGraw-Hill Education, 2016. ISBN 978-1259129919. Citado 1 vez na página 48.

ANDRADE, Carla Freitas de et al. An efficiency comparison of numerical methods for determining Weibull parameters for wind energy applications: A new approach applied to the northeast region of Brazil. *Energy Conversion and Management*, Elsevier, v. 86, p. 801–808, 2014. ISSN 0196-8904. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2014.06.046>. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0196890414005718>. Acesso em: 4 set. 2023. Citado 1 vez na página 44.

AZIZ, Abdoul et al. Influence of Weibull parameters on the estimation of wind energy potential. *Sustainable Energy Research*, v. 10, mar. 2023. DOI: [10.1186/s40807-023-00075-y](https://doi.org/10.1186/s40807-023-00075-y). Disponível em: <https://sustainenergyres.springeropen.com/articles/10.1186/s40807-023-00075-y>. Acesso em: 4 out. 2023. Citado 1 vez na página 65.

BERNET, Ross. *HOW MUCH CO2 DOES A TREE ABSORB?* One Tree Planted. Disponível em: <https://onetreepanted.org/blogs/stories/how-much-co2-does-tree-absorb>. Acesso em: 24 out. 2023. Citado 1 vez na página 123.

BINGÖL, Ferhat. Comparison of Weibull Estimation Methods for Diverse Winds. *Advances in Meteorology*, Hindawi, v. 2020, p. 1–11, jul. 2020. DOI: [10.1155/2020/3638423](https://doi.org/10.1155/2020/3638423). Disponível em: <https://www.hindawi.com/journals/amete/2020/3638423/>. Acesso em: 4 set. 2023. Citado 1 vez na página 44.

BORTOLOTTI, Pietro et al. IEA Wind TCP Task 37: Systems Engineering in Wind Energy - WP2.1 Reference Wind Turbines. National Renewable Energy Laboratory, jun. 2019. DOI: [10.2172/1529216](https://doi.org/10.2172/1529216). Disponível em: <https://www.osti.gov/biblio/1529216>. Acesso em: 11 out. 2023. Citado 1 vez na página 97.

CASTELLANI, Francesco et al. Mechanical behaviour of wind turbines operating above design conditions. *Procedia Structural Integrity*, v. 24, p. 495–509, 2019. AIAS 2019 International Conference on Stress Analysis. ISSN 2452-3216. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.prostr.2020.02.045>. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2452321620302705>. Acesso em: 1 set. 2023. Citado 1 vez na página 65.

CEEE. *Tarifas e Custos dos Serviços*. Companhia Estadual de Energia Elétrica, nov. 2022. Disponível em: https://ceee.equatorialenergia.com.br/copy_of_FolderGrupoB2022.pdf. Acesso em: 17 out. 2023. Citado 1 vez na página 88.

- CEPEL. *Atlas do Potencial Eólico Brasileiro: Simulações 2013*. Centro de Pesquisas de Energia Elétrica, 2017. v. 1. Disponível em: http://novoatlas.cepel.br/wp-content/uploads/2017/03/NovoAtlasdoPotencialEolico_BrasileiroSIM_2013.pdf. Acesso em: 4 set. 2023. Citado 2 vezes nas páginas 61, 233.
- CHANG, Kang-tsung. *Introduction to Geographic Information Systems*. 9. ed.: McGraw-Hill, jan. 2018. ISBN 978-1259929649. Citado 1 vez na página 87.
- CHANG, Tian Pau. Performance comparison of six numerical methods in estimating Weibull parameters for wind energy application. *Applied Energy*, Elsevier, v. 88, n. 1, p. 272–282, 2011. ISSN 0306-2619. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2010.06.018>. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261910002321>. Acesso em: 4 set. 2023. Citado 1 vez na página 44.
- CPFL. *Taxas e Tarifas*: Tarifa Convencional. CPFL Paulista, abr. 2023. Disponível em: <https://servicosonline.cpfl.com.br/agencia-webapp/#/taxas-tarifas>. Acesso em: 9 out. 2023. Citado 2 vezes nas páginas 79, 88.
- DESALEGN, Belachew; GEBEYEHU, Desta; TAMRAT, Bimrew. Wind energy conversion technologies and engineering approaches to enhancing wind power generation: A review. *Heliyon*, v. 8, n. 11, e11263, 2022. ISSN 2405-8440. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.heliyon.2022.e11263>. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2405844022025518>. Acesso em: 4 set. 2023. Citado 1 vez na página 47.
- DUFFY, Patrick. *NREL Wind Turbine Power Curve Archive*. National Renewable Energy Laboratory, 2023. Disponível em: <https://github.com/NREL/turbine-models>. Acesso em: 14 set. 2023. Citado 6 vezes nas páginas 71–74, 77, 97.
- EIA. *How much carbon dioxide is produced per kilowatthour of U.S. electricity generation?* U.S. Energy Information Administration, 2022. FAQ. Disponível em: <https://www.eia.gov/tools/faqs/faq.php?id=74&t=11>. Acesso em: 11 out. 2023. Citado 2 vezes nas páginas 83, 122.
- EPE. *BALANÇO ENERGÉTICO NACIONAL 2022*. Empresa de Pesquisa Energética, 2022. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-675/topico-638/BEN2022.pdf>. Acesso em: 11 out. 2023. Citado 2 vezes nas páginas 35, 83.
- EPE. *LEILÃO DE ENERGIA NOVA A-4 DE 2022*: Informações sobre a Habilitação Técnica e sobre os Projetos Vencedores. Empresa de Pesquisa Energética, mai. 2022. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-644/Informe%20Habilitados%20e%20Vencedores%20LEN%20A4-2022.pdf>. Acesso em: 9 out. 2023. Citado 1 vez na página 79.

FANKHAUSER, Samuel et al. The meaning of net zero and how to get it right. *Nature Climate Change*, v. 12, dez. 2021. DOI: [10.1038/s41558-021-01245-w](https://doi.org/10.1038/s41558-021-01245-w). Disponível em: <https://www.nature.com/articles/s41558-021-01245-w>. Acesso em: 11 out. 2023. Citado 2 vezes nas páginas 35, 83.

FORBES, C. et al. *Statistical Distributions*. Wiley, 2011. ISBN 9781118097823. Disponível em: <https://books.google.com.br/books?id=YhF1osrQ4psC>. Acesso em: 1 set. 2023. Citado 2 vezes na página 44.

FRANCISCO BAÑUELOS-RUEDAS, César Angeles-Camacho; RIOS-MARCUELLO, Sebastián. Methodologies Used in the Extrapolation of Wind Speed Data at Different Heights and Its Impact in the Wind Energy Resource Assessment in a Region. In: SUVIRE, Gastón Orlando (Ed.). *Wind Farm - Technical Regulations, Potential Estimation and Siting Assessment*. IntechOpen, jun. 2011. cap. 4, p. 9–114. ISBN 978-953-307-483-2. DOI: [10.5772/20669](https://doi.org/10.5772/20669). Disponível em: <https://doi.org/10.5772/20669>. Acesso em: 6 out. 2023. Citado 1 vez na página 56.

G1. *Parque eólico é inaugurado em Tramandaí, no Litoral Norte do RS*. Abr. 2012. Disponível em: <https://g1.globo.com/rs/rio-grande-do-sul/noticia/2012/04/parque-eolico-e-inaugurado-em-tramandai-no-litoral-norte-do-rs.html>. Acesso em: 6 out. 2023. Citado 1 vez na página 87.

GALITSKY, Christina; WORRELL, Ernst. Energy Efficiency Improvement and Cost Saving Opportunities for the Vehicle Assembly Industry: An ENERGY STAR Guide for Energy and Plant Managers. *ENERGY STAR*, U.S. Department of Energy, Ernest Orlando Lawrence Berkeley National Laboratory, Berkeley, jan. 2008. DOI: [10.2172/927881](https://doi.org/10.2172/927881). Disponível em: <https://www.osti.gov/servlets/purl/927881>. Acesso em: 24 out. 2023. Citado 1 vez na página 122.

GOOGLE. -30.010297, -50.135851. Out. 2023. Ferramenta online Google Maps. Disponível em: <https://maps.app.goo.gl/SvXqCV8uG424bFN6>. Acesso em: 16 out. 2023. Citado 1 vez na página 87.

GOOGLE. *Av. Arthur Balsa, 1139 - Conj. Res. Cel. Jose V. Franca III, Barra Bonita - SP, 17340-000*. Out. 2023. Ferramenta online Google Maps. Disponível em: <https://maps.app.goo.gl/qHEGgFLcfrQLEUZP8>. Acesso em: 16 out. 2023. Citado 1 vez na página 87.

GOOGLE. *Estação Climatológica UFSCar, São Carlos, SP*. Out. 2023. Ferramenta online Google Maps. Disponível em: <https://maps.app.goo.gl/Rg9fE5xBdEVb8fts5>. Acesso em: 16 out. 2023. Citado 1 vez na página 87.

GOOGLE. *Rotas de São Carlos para Barra Bonita*. Out. 2023. Ferramenta online Google Maps. Disponível em: <https://maps.app.goo.gl/uFVymaZKqquun4fRA>. Acesso em: 6 out. 2023. Citado 1 vez na página 87.

IEA. *World Energy Balances: Overview*. International Energy Agency, 2021. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/world-energy-balances-overview/world>. Acesso em: 11 out. 2023. Citado 1 vez na página 83.

INMET. *Banco de Dados Meteorológicos do INMET*. Instituto Nacional de Meteorologia. Disponível em: <https://bdmep.inmet.gov.br/>. Acesso em: 14 set. 2023. Citado 2 vezes nas páginas 63, 121.

JUSTUS, C. G.; HARGRAVES, W. R.; YALCIN, Ali. Nationwide Assessment of Potential Output from Wind-Powered Generators. *Journal of Applied Meteorology and Climatology*, American Meteorological Society, Boston MA, USA, v. 15, n. 7, p. 673–678, 1976. DOI: [https://doi.org/10.1175/1520-0450\(1976\)015<0673:NAOPOF>2.0.CO;2](https://doi.org/10.1175/1520-0450(1976)015<0673:NAOPOF>2.0.CO;2). Disponível em: https://journals.ametsoc.org/view/journals/apme/15/7/1520-0450_1976_015_0673_naopof_2_0_co_2.xml. Acesso em: 4 set. 2023. Citado 1 vez na página 43.

KIZILERSÜ, Ayşe; KREER, Markus; THOMAS, Anthony W. The Weibull Distribution. *Significance*, v. 15, n. 2, p. 10–11, abr. 2018. ISSN 1740-9705. DOI: [10.1111/j.1740-9713.2018.01123.x](https://doi.org/10.1111/j.1740-9713.2018.01123.x). eprint: https://academic.oup.com/jrssig/article-pdf/15/2/10/49185942/sign_15_2_10.pdf. Disponível em: <https://doi.org/10.1111/j.1740-9713.2018.01123.x>. Acesso em: 1 set. 2023. Citado 1 vez na página 43.

KULUNK, Emrah. Aerodynamics of Wind Turbines. In: CARRIVEAU, Rupp (Ed.). *Fundamental and Advanced Topics in Wind Power*. Rijeka: IntechOpen, 2011. cap. 1. DOI: [10.5772/17854](https://doi.org/10.5772/17854). Disponível em: <https://doi.org/10.5772/17854>. Acesso em: 14 set. 2023. Citado 1 vez na página 50.

MCGILL, D.J.; KING, W.W. *Engineering Mechanics: An Introduction to Dynamics*. PWS Publishing Company, 1995. (Engineering mechanics). ISBN 978-0534933999. Disponível em: <https://books.google.com.br/books?id=Jk2fQgAACAAJ>. Acesso em: 4 set. 2023. Citado 1 vez na página 48.

MILES, James A.; EZZELL, John R. The Weighted Average Cost of Capital, Perfect Capital Markets, and Project Life: A Clarification. *The Journal of Financial and Quantitative Analysis*, Cambridge University Press, v. 15, n. 3, p. 719–730, set. 1980. ISSN 00221090, 17566916. DOI: [10.2307/2330405](https://doi.org/10.2307/2330405). Disponível em: <http://www.jstor.org/stable/2330405>. Acesso em: 10 out. 2023. Citado 1 vez na página 81.

MULJADI, Eduard; BUTTERFIELD, Chaz. Pitch-Controlled variable-speed wind turbine generation. *Industry Applications, IEEE Transactions on*, v. 1, p. 240–246, fev. 2001. DOI: [10.1109/28.903156](https://doi.org/10.1109/28.903156). Acesso em: 14 set. 2023. Citado 1 vez nas páginas 53–55.

NAGALINGAM, S.V. *CIM Justification and Optimisation*. 1. ed.: Taylor & Francis, dez. 1999. ISBN 9780748408580. Disponível em: https://books.google.com.br/books?id=A2dfCHnXx_4C. Citado 1 vez na página 81.

- NOAA. *U.S. Standard Atmosphere, 1976*. National Oceanic e Atmospheric Administration, 1976. (NOAA - SIT 76-1562). Disponível em: <https://books.google.com.br/books?id=x488AAAAIAAJ>. Acesso em: 18 set. 2023. Citado 1 vez na página 63.
- OC. *Sistema de Estimativas de Emissões e Remoções de Gases de Efeito Estufa*. Observatório do Clima, 2023. Ferramenta online. Disponível em: <https://plataforma.seeg.eco.br/>. Acesso em: 11 out. 2023. Citado 2 vezes nas páginas 83, 122.
- PICOLO, A.P.; BÜHLER, Alexandre; RAMPINELLI, G. An approach to the wind energy as an alternative for teaching topics of classical physics. v. 36, jan. 2014. Citado 1 vez nas páginas 50, 51.
- R FOUNDATION. *The R Project for Statistical Computing*. 2023. Disponível em: <https://www.r-project.org/>. Acesso em: 14 set. 2023. Citado 2 vezes nas páginas 64, 73.
- RAGHEB, Magdi; RAGHEB, Adam M. Wind Turbines Theory - The Betz Equation and Optimal Rotor Tip Speed Ratio. In: CARRIVEAU, Rupp (Ed.). *Fundamental and Advanced Topics in Wind Power*. Rijeka: IntechOpen, 2011. cap. 2. DOI: [10.5772/21398](https://doi.org/10.5772/21398). Disponível em: <https://doi.org/10.5772/21398>. Acesso em: 4 set. 2023. Citado 2 vezes nas páginas 48, 49, 51, 53.
- REPÚBLICA DO BRASIL, Presidência da. *Lei complementar Nº 194, de 23 de junho de 2022*. Jun. 2022. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/lcp/lcp194.htm. Acesso em: 9 out. 2023. Citado 1 vez na página 79.
- REPÚBLICA DO BRASIL, Presidência da. *Lei Nº 10.865, de 30 de abril de 2004*. Abr. 2004. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/lei/110.865.htm. Acesso em: 9 out. 2023. Citado 1 vez na página 79.
- REPÚBLICA DO BRASIL, Presidência da. *Lei Nº 14.592, de 30 de maio de 2023*. Mai. 2023. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2023-2026/2023/lei/L14592.htm. Acesso em: 9 out. 2023. Citado 1 vez na página 79.
- SÃO PAULO, Secretaria de Energia. *Atlas Eólico do Estado de São Paulo*. Governo de São Paulo, 2012. v. 1. ISBN 978-85-66444-00-1. Disponível em: https://dadosenergeticos.energia.sp.gov.br/portalcev2/intranet/BiblioVirtual/renovaveis/atlas_eolico.pdf. Acesso em: 2 set. 2023. Citado 3 vezes nas páginas 35, 61, 219.
- SEGURO, J.V.; LAMBERT, T.W. Modern estimation of the parameters of the Weibull wind speed distribution for wind energy analysis. *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, Elsevier, v. 85, n. 1, p. 75–84, 2000. ISSN 0167-6105. DOI: [https://doi.org/10.1016/S0167-6105\(99\)00122-1](https://doi.org/10.1016/S0167-6105(99)00122-1). Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0167610599001221>. Acesso em: 4 set. 2023. Citado 1 vez na página 44.

- SHU, Z. R.; JESSON, Mike. Estimation of Weibull parameters for wind energy analysis across the UK. *Journal of Renewable and Sustainable Energy*, American Institute of Physics, v. 13, n. 2, p. 023303, mar. 2021. ISSN 1941-7012. DOI: [10.1063/5.0038001](https://doi.org/10.1063/5.0038001). eprint: https://pubs.aip.org/aip/jrse/article-pdf/doi/10.1063/5.0038001/15705415/023303_1_online.pdf. Disponível em: <https://doi.org/10.1063/5.0038001>. Acesso em: 4 set. 2023. Citado 1 vez na página 44.
- STEHLY, Tyler; DUFFY, Patrick. 2021 Cost of Wind Energy Review. National Renewable Energy Laboratory, jan. 2023. DOI: [10.2172/1907623](https://doi.org/10.2172/1907623). Disponível em: <https://doi.org/10.2172/1907623>. Acesso em: 6 out. 2023. Citado 3 vezes nas páginas 80–82.
- UNITED NATIONS. *The Sustainable Development Goals Report 2023: Special Edition*. 2023. ed.: United Nations Department of Economic e Social Affairs, jul. 2023. Disponível em: <https://www.un-ilibrary.org/content/books/9789210024914>. Acesso em: 24 out. 2023. Citado 1 vez na página 35.
- VIANELLO, Rubens Leite. *A ESTAÇÃO METEOROLÓGICA E SEU OBSERVADOR*. Instituto Nacional de Meteorologia, mai. 2011. Disponível em: <https://portal.inmet.gov.br/uploads/publicacoesDigitais/aestacaometeorologicaeseuobservador.pdf>. Acesso em: 9 out. 2023. Citado 2 vezes nas páginas 63, 74.
- WAN, Yih-Huei. Long-Term Wind Power Variability. National Renewable Energy Laboratory, jan. 2012. DOI: [10.2172/1033036](https://doi.org/10.2172/1033036). Acesso em: 4 set. 2023. Citado 1 vez na página 45.
- WHO. *WHO global air quality guidelines: particulate matter (PM_{2.5} and PM₁₀), ozone, nitrogen dioxide, sulfur dioxide and carbon monoxide*. World Health Organization, 2021. ISBN 9789240034228. Disponível em: <https://iris.who.int/bitstream/handle/10665/345329/9789240034228-eng.pdf>. Acesso em: 11 out. 2023. Citado 2 vezes nas páginas 35, 83.
- WIKIPEDIA CONTRIBUTORS. *National Institute of Meteorology — Wikipedia, The Free Encyclopedia*. 2023. Disponível em: https://en.wikipedia.org/w/index.php?title=National_Institute_of_Meteorology&oldid=1151830608. Acesso em: 14 set. 2023. Citado 1 vez na página 63.
- WIKIPEDIA CONTRIBUTORS. *National Renewable Energy Laboratory — Wikipedia, The Free Encyclopedia*. 2023. Disponível em: https://en.wikipedia.org/w/index.php?title=National_Renewable_Energy_Laboratory&oldid=1173103608. Acesso em: 14 set. 2023. Citado 1 vez na página 71.
- WISER, Ryan; BOLINGER, Mark. *Land-Based Wind Market Report: 2023 Edition*. Ernest Orlando Lawrence Berkeley National Laboratory, Berkeley: U.S. Department of Energy, ago. 2023. DOI: [10.2172/1996790](https://doi.org/10.2172/1996790). Disponível em: <https://www.osti.gov/biblio/1996790>. Acesso em: 24 out. 2023. Citado 1 vez na página 121.

WMO. *Guide to Meteorological Instruments and Methods of Observation*. 7. ed. Secretariat of the World Meteorological Organization, 2008. cap. 5, p. 132. (WMO (Series)). ISBN 978-92-63-10008-5. DOI: [10.25607/OBP-432](https://doi.org/10.25607/OBP-432). Disponível em: <https://books.google.com.br/books?id=cFAQnQAACAAJ>. Acesso em: 6 out. 2023. Citado 0 vez na página 57.

WMO. *The Beaufort Scale of Wind Force, Technical and Operational Aspects*. Secretariat of the World Meteorological Organization, 1970. (Reports on marine science affairs). Disponível em: <https://books.google.com.br/books?id=u3ovzAEACAAJ>. Acesso em: 4 out. 2023. Citado 1 vez na página 65.

YOUNG, Hugh D. et al. *Sears and Zemansky's University Physics: with Modern Physics*. 13. ed. San Francisco USA: Pearson Addison-Wesley, 2012. ISBN 9780321696892. Citado 1 vez na página 49.

YULIANTO, Y; PRACOYO, A; PRIYADI, B. Control of rotation speed using angle change or effective cross-sectional area of blades on wind turbines. *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering*, IOP Publishing, v. 1073, n. 1, p. 012078, fev. 2021. DOI: [10.1088/1757-899X/1073/1/012078](https://doi.org/10.1088/1757-899X/1073/1/012078). Disponível em: <https://dx.doi.org/10.1088/1757-899X/1073/1/012078>. Acesso em: 10 set. 2023. Citado 1 vez na página 54.

Apêndices

APÊNDICE A – Amostra de base gerada do INMET

Nome: SAO CARLOS
Codigo Estacao: A711
Latitude: -21.980353
Longitude: -47.883927
Altitude: 859.29
Situacao: Operante
Data Inicial: 2006-09-07
Data Final: 2023-09-29
Periodicidade da Medicao: Horaria

Data Medicao	Hora Medicao	VENTO, VELOCIDADE HORARIA(m/s)
07/09/2006	0000	4.2
07/09/2006	0100	4.4
07/09/2006	0200	3.9
07/09/2006	0300	4
07/09/2006	0400	3
07/09/2006	0500	3
07/09/2006	0600	3.1
07/09/2006	0700	3.1
07/09/2006	0800	3.9
07/09/2006	0900	3.9
07/09/2006	1000	3.8
07/09/2006	1100	5
07/09/2006	1200	5.3
07/09/2006	1300	5.1
07/09/2006	1400	4
07/09/2006	1500	2.6
07/09/2006	1600	1.2
07/09/2006	1700	1.7
07/09/2006	1800	.7
07/09/2006	1900	3
07/09/2006	2000	1.5
07/09/2006	2100	2.1
07/09/2006	2200	1.1
07/09/2006	2300	2
08/09/2006	0000	1.8
08/09/2006	0100	1.8
08/09/2006	0200	1.9
08/09/2006	0300	2.1
08/09/2006	0400	3.1
08/09/2006	0500	3
08/09/2006	0600	3.4
08/09/2006	0700	3.6
08/09/2006	0800	3.5
08/09/2006	0900	3.3
08/09/2006	1000	4.5
08/09/2006	1100	5.3
08/09/2006	1200	4.7
08/09/2006	1300	4.9
08/09/2006	1400	3.9

APÊNDICE B – Roteiro computacional para estimativas de parâmetros de Weibull

```

1
2 ##### EXTREMELY IMPORTANT TO CHECK WIND DATABASE CSV #####
3
4 ## DEVELOPED BY: LUAN R. C. PARADA
5 # UNIVERSITY OF SAO PAULO – USP #
6
7 if (!"ggplot2" %in% installed.packages()) {
8   install.packages("ggplot2")
9 }
10 library(ggplot2)
11
12 if (!"tcltk" %in% installed.packages()) {
13   install.packages("tcltk")
14 }
15 library(tcltk)
16
17 if (!"data.table" %in% installed.packages()) {
18   install.packages("data.table")
19 }
20 library(data.table)
21
22 if (!"EnvStats" %in% installed.packages()) {
23   install.packages("EnvStats")
24 }
25 library(EnvStats)
26
27 csv_filter <- matrix(c("csv", ".csv"),
28                      1, 2, byrow = TRUE)
29
30 wind_answer = readline(
31   prompt =
32     "Do you want to use an existing wind database? (Y or N): "
33 )

```

```

34 wind_answer = toupper(wind_answer)
35 while (!(wind_answer %in% c("Y", "N"))) {
36   message("Please insert Y or N")
37   wind_answer = readline(
38     prompt =
39       "Do you want to use an existing wind database? (Y or N): "
40   )
41   wind_answer = toupper(wind_answer)
42 }
43
44 if (wind_answer == "Y"){
45   wind_file <- tk_choose.files(
46     default = "",
47     caption = "Select wind analysis database csv",
48     multi = FALSE,
49     filters = csv_filter
50   )
51   wind_database <- read.csv(wind_file , header = TRUE)
52 } else {
53   wind_database <- data.frame()
54   wind_folder <- tk_choose.dir(
55     default = "",
56     caption = "Select directory to save wind analysis .csv")
57   wind_file <- paste(
58     wind_folder , "wind_analysis.csv", sep="/"
59   )
60 }
61
62
63 inmet_filenames <- tk_choose.files(
64   default = "",
65   caption = "Select INMET wind data to add",
66   multi = TRUE,
67   filters = csv_filter ,
68   index = 1
69 )
70 plot_answer = readline(
71   prompt = "Do you want to save plot images? (Y or N) : "
72 )

```

```

73 plot_answer = toupper(plot_answer)
74 while (!(plot_answer %in% c("Y", "N"))) {
75     message("Please insert Y or N")
76     plot_answer = readline(
77         prompt = "Do you want to save plot images? (Y or N) : "
78     )
79     plot_answer = toupper(plot_answer)
80 }
81
82 if (plot_answer == "Y") {
83     plot_folder <- tk_choose_dir(
84         default = "",
85         caption = "Select directory to add plot PNGs"
86     )
87 }
88
89 interval = 0.5
90 p_0 = 101325 # atmospheric pressure at sea level [Pa]
91 L_0 = -0.0065 # temperature rate by altitude troposphere [K/m]
92 M = 0.0289652 # molecular mass of dry air [kg/mol]
93 R_0 = 8.31446 # universal gas constant troposphere [J/(mol.K)]
94 T_0 = 288.15 # atmospheric temperature at sea level [K]
95 g_0 = 9.80665 # gravity acceleration for troposphere [m/s2]
96
97 min_wind = 0 # minimum wind to compare density error
98 max_wind = 25 # maximum wind to compare density error
99
100 for (inmet_filename in inmet_filenames) {
101     inmet_info = readLines(inmet_filename)[1:20]
102     inmet_data <- fread(inmet_filename,
103                         sep = ";",
104                         header = TRUE,
105                         check.names = FALSE)
106     inmet_data <-
107         inmet_data[
108             !inmet_data$'VENTO, VELOCIDADE HORARIA(m/s)' == "null",]
109     inmet_data <-
110         inmet_data[
111             !as.numeric(

```

```
112      inmet_data$`VENTO, VELOCIDADE HORARIA(m/s)` == 0,]
113  city = gsub("Nome: ",
114            "",
115            grep(
116              "Nome",
117              inmet_info,
118              ignore.case = TRUE,
119              value = TRUE
120            ))
121  message(paste("\nCity: ", city, "\n"))
122  latitude = gsub("Latitude: ",
123                "",
124                grep(
125                  "Latitude",
126                  inmet_info,
127                  ignore.case = TRUE,
128                  value = TRUE
129                ))
130  longitude = gsub("Longitude: ",
131                  "",
132                  grep(
133                    "Longitude",
134                    inmet_info,
135                    ignore.case = TRUE,
136                    value = TRUE
137                  ))
138  altitude = gsub("Altitude: ",
139                 "",
140                 grep(
141                   "Altitude",
142                   inmet_info,
143                   ignore.case = TRUE,
144                   value = TRUE
145                 ))
146  init_date = gsub("Data Inicial: ",
147                  "",
148                  grep(
149                    "Data Inicial",
150                    inmet_info,
```

```

151             ignore.case = TRUE,
152             value = TRUE
153         ))
154     final_date = gsub("Data Final: ",
155                     "",
156                     grep(
157                         "Data Final",
158                         inmet_info,
159                         ignore.case = TRUE,
160                         value = TRUE
161                     ))
162     station_code = gsub("Codigo Estacao: ",
163                       "",
164                       grep(
165                           "Codigo Estacao",
166                           inmet_info,
167                           ignore.case = TRUE,
168                           value = TRUE
169                       ))
170
171     duplicate_index = grep(station_code,
172                           wind_database$Station_Code,
173                           ignore.case = TRUE)
174
175
176     air_density =
177         p_0 * M / (R_0 * T_0) *
178         ((1 - (L_0 * as.numeric(altitude)) / T_0) ^
179          (g_0 * M / (R_0 * L_0) - 1))
180
181     if (length(duplicate_index) > 0) {
182         if (init_date ==
183             wind_database$Initial_Date[duplicate_index] &
184             final_date ==
185             wind_database$Final_Date[duplicate_index] &
186             plot_answer == "N")
187         {
188             message(cat("\n Station", city, "already measured."))
189             message("Nothing added.\n")

```

```

190     next
191 }
192 table = rbind(
193     c(wind_database$Initial_Date[duplicate_index],
194       wind_database$Final_Date[duplicate_index]),
195     c(init_date,
196       final_date)
197 )
198 colnames(table) = c("Initial Date", "Final Date")
199 rownames(table) = c("Existing", "New")
200 message(cat("\n Station", city, "already measured:\n"))
201 print(as.table(table))
202 answer = readline(prompt = "Overwrite? (Y or N) : ")
203 answer = toupper(answer)
204 while (!(answer %in% c("Y", "N"))) {
205     message("Please insert Y or N")
206     answer = readline(prompt = "Overwrite? (Y or N) : ")
207     answer = toupper(answer)
208 }
209 if (answer == "N") {
210     message("Nothing added.\n")
211     next
212 } else {
213     wind_database = wind_database[-duplicate_index, ]
214 }
215 }
216
217 if (plot_answer == "Y") {
218     city_folder = paste(plot_folder,
219                         "/", city,
220                         " wind plots",
221                         sep = "")
222     if (!dir.exists(city_folder)) {
223         dir.create(city_folder)
224     }
225 }
226
227 new_index = nrow(wind_database) + 1
228 wind_database = rbind(wind_database, "")

```

```

229  wind_database$City[new_index] = city
230  wind_database$Station_Code[new_index] = station_code
231  wind_database$Lat[new_index] = latitude
232  wind_database$Long[new_index] = longitude
233  wind_database$Altitude[new_index] = altitude
234  wind_database$Air_Density[new_index] = air_density
235  wind_database$Initial_Date[new_index] = init_date
236  wind_database$Final_Date[new_index] = final_date
237  wind_database$N_obs[new_index] = nrow(inmet_data)
238
239  delta_hour = -3 # difference between GMT -3 (Br) and UTC
240  inmet_data$Corrected_Date = as.Date(inmet_data$'Data Medicao')
241  inmet_data$Hour_Brasilia =
242    inmet_data$'Hora Medicao' + 100*delta_hour
243  inmet_data$Corrected_Date[inmet_data$Hour_Brasilia < 0] =
244    inmet_data$Corrected_Date[inmet_data$Hour_Brasilia < 0] - 1
245  inmet_data$Hour_Brasilia[inmet_data$Hour_Brasilia < 0] =
246    inmet_data$Hour_Brasilia[inmet_data$Hour_Brasilia < 0] +
247    2400
248  inmet_data$Corrected_Date[inmet_data$Hour_Brasilia >= 2400] =
249    inmet_data$Corrected_Date[
250      inmet_data$Hour_Brasilia >= 2400] + 1
251  inmet_data$Hour_Brasilia[inmet_data$Hour_Brasilia >= 2400] =
252    inmet_data$Hour_Brasilia[inmet_data$Hour_Brasilia >= 2400] -
253    2400
254  inmet_data$Month = month(inmet_data$Corrected_Date)
255  inmet_data$Day_Night = ifelse(
256    inmet_data$Hour_Brasilia >= 600 &
257    inmet_data$Hour_Brasilia < 1800,
258    "Day",
259    "Night")
260  inmet_data$Wind_Power_Density = 0.5 * air_density *
261    (as.numeric(
262      inmet_data$'VENTO, VELOCIDADE HORARIA(m/s)') ^ 3)
263
264  best_rmse_dwpgd = Inf
265
266  for (fit_method in list("mle", "mme")) {
267    c_vector = vector()

```

```

268   k_vector = vector()
269   mean_speed = vector()
270   mean_speed_weibull = vector()
271   mean_wpd = vector()
272   mean_wpd_weibull = vector()
273   mean_squared_error = vector()
274   mean_squared_error_dwpd = vector()
275   root_mean_squared_error = vector()
276   root_mean_squared_error_dwpd = vector()
277   mean_wind_error = vector()
278   mean_wpd_error = vector()
279   r_squared = vector()
280   r_squared_dwpd = vector()
281   if (plot_answer == "Y") {
282     method_folder = paste(city_folder ,
283                          "/",
284                          fit_method ,
285                          sep = "")
286     if (!dir.exists(method_folder)) {
287       dir.create(method_folder)
288     }
289     x_lim = 12
290     y_lim = 0.6
291     base <-
292       ggplot() +
293       xlim(0, x_lim) +
294       ylim(0, y_lim) +
295       theme(
296         legend.justification = c(1, 1),
297         legend.position = c(1, 1),
298         legend.text = element_text(face = "bold"),
299         plot.title = element_text(face = "bold"),
300         plot.subtitle = element_text(face = "bold")
301       ) +
302       xlab("Wind speed [m/s]") +
303       ylab("Density of occurrence") +
304       scale_color_manual(
305         name = NULL,
306         values = c("Weibull fit" = "darkblue"),

```

```

307         labels = c("Weibull fit")
308     ) +
309     scale_fill_manual(
310         name = NULL,
311         values = c("INMET data" = "lightblue"),
312         labels = c("INMET data")
313     ) +
314     labs(title = paste(city,
315                        "Wind Distribution -",
316                        toupper(fit_method),
317                        "fit"))
318 }
319 i_row = 0
320 weibull_density = matrix(nrow = 24,
321                           ncol = (max_wind - min_wind) /
322                               interval)
323 for (month in 1:12) {
324     month_abb = month.abb[month]
325     for (period in c("Day", "Night")) {
326         month_period_text = paste(month_abb, period, sep = "_")
327         i_row = i_row + 1
328         wind = inmet_data$'VENTO, VELOCIDADE HORARIA(m/s) '[
329             inmet_data$Month == month &
330             inmet_data$Day_Night == period]
331         wind = as.numeric(wind)
332         wpd =
333             inmet_data$Wind_Power_Density[inmet_data$Month ==
334                                           month &
335                                           inmet_data$Day_Night ==
336                                           period]
337         inmet_hist = hist(
338             wind,
339             breaks = seq(min_wind,
340                          max_wind,
341                          by = interval),
342             freq = FALSE,
343             right = TRUE
344         )
345         weibull_fit = eweibull(wind, method = fit_method)

```

```

346     weibull_param = weibull_fit$parameters
347     c = weibull_param["scale"]
348     k = weibull_param["shape"]
349     c_vector = cbind(c_vector, c)
350     k_vector = cbind(k_vector, k)
351     mean_speed = cbind(mean_speed, mean(wind))
352     mean_speed_weibull = cbind(mean_speed_weibull,
353                                c * gamma(1 + 1 / k))
354     p_weibull = function (x)
355         as.numeric(k / c * ((x / c) ^ (k - 1)) *
356                     exp(-((x / c) ^ k)))
357     error = vector()
358     error_quad = vector()
359     error_dwpd = vector()
360     error_quad_dwpd = vector()
361     data_density = vector()
362     dwpd_weibull = vector()
363     dwpd_obs = vector()
364     i = 0
365     for (wind_i in seq(
366         from = min_wind + interval / 2,
367         to = max_wind - interval / 2,
368         by = interval
369     )) {
370         i = i + 1
371         data_density_i =
372             inmet_hist$density[inmet_hist$mids == wind_i]
373         data_density = cbind(data_density, data_density_i)
374         weibull_density_i = p_weibull(wind_i)
375         weibull_density[i_row, i] = weibull_density_i
376         error_i = data_density_i - weibull_density_i
377         error = cbind(error, error_i)
378         error_quad = cbind(error_quad, error_i ^ 2)
379         weibull_area = interval * weibull_density_i
380         obs_area = interval * data_density_i
381         dwpd_i = 0.5 * air_density * wind_i ^ 3
382         dwpd_weibull_i = dwpd_i * weibull_area
383         dwpd_obs_i = dwpd_i * obs_area
384         dwpd_weibull = cbind(dwpd_weibull, dwpd_weibull_i)

```

```

385     dwpd_obs = cbind(dwpd_obs, dwpd_obs_i)
386     error_dwpd_i = dwpd_obs_i - dwpd_weibull_i
387     error_dwpd = cbind(error_dwpd, error_dwpd_i)
388     error_quad_dwpd = cbind(error_quad_dwpd,
389                             error_dwpd_i ^ 2)
390 }
391 mean_density = mean(data_density)
392 mean_dwpd = mean(dwpd_obs)
393 mean_dwpd_weibull = mean(dwpd_weibull)
394
395 mean_wpd = cbind(mean_wpd, mean(wpd))
396 mean_wpd_weibull = cbind(mean_wpd_weibull,
397                             sum(dwpd_weibull))
398 total_sum_squares = sum(
399     (data_density - mean_density) ^ 2
400 )
401 total_sum_squares_dwpd = sum((dwpd_obs - mean_dwpd) ^ 2)
402 mean_squared_error = cbind(
403     mean_squared_error,
404     sum(error_quad) / length(error_quad))
405 mean_squared_error_dwpd = cbind(
406     mean_squared_error_dwpd,
407     sum(error_quad_dwpd) / length(error_quad_dwpd))
408 root_mean_squared_error = cbind(
409     root_mean_squared_error,
410     sqrt(sum(error_quad) / length(error_quad)))
411 root_mean_squared_error_dwpd = cbind(
412     root_mean_squared_error_dwpd,
413     sqrt(sum(error_quad_dwpd) / length(error_quad_dwpd)))
414 residual_sum_squares = sum(error_quad)
415 residual_sum_squares_dwpd = sum(error_quad_dwpd)
416 r_squared = cbind(r_squared,
417                     1 - residual_sum_squares /
418                         total_sum_squares)
419 r_squared_dwpd = cbind(r_squared_dwpd,
420                         1 - residual_sum_squares_dwpd /
421                             total_sum_squares_dwpd)
422
423 N_obs_text = paste(month_period_text,

```

```

424         "N_obs",
425         sep = "_" )
426     wind_database[new_index, N_obs_text] = length(wind)
427
428     mean_speed_text = paste(month_period_text,
429         "Mean_speed_obs",
430         sep = "_")
431     wind_database[new_index, mean_speed_text] = mean(wind)
432     mean_speed_weibull_text = paste(month_period_text,
433         "Mean_speed_wb",
434         fit_method,
435         sep = "_")
436     wind_database[new_index, mean_speed_weibull_text] =
437         c * gamma(1 + 1 / k)
438     mean_speed_error_text = paste(month_period_text,
439         "Mean_speed_error",
440         fit_method,
441         sep = "_")
442     wind_database[new_index, mean_speed_error_text] =
443         abs(mean(wind) - c * gamma(1 + 1 / k))
444     mean_wpd_text = paste(month_period_text,
445         "WPD_obs",
446         sep = "_")
447     wind_database[new_index, mean_wpd_text] = mean(wpd)
448     mean_wpd_weibull_text = paste(month_period_text,
449         "WPD_wb",
450         fit_method,
451         sep = "_")
452     wind_database[new_index, mean_wpd_weibull_text] =
453         sum(dwpd_weibull)
454     mean_wpd_error_text = paste(month_period_text,
455         "WPD_error",
456         fit_method,
457         sep = "_")
458     wind_database[new_index, mean_wpd_error_text] =
459         abs(mean(wpd) - sum(dwpd_weibull))
460
461     rmse_text = paste(month_period_text,
462         "RMSE_density",

```

```

463         fit_method,
464         sep = "_")
465     wind_database[new_index, rmse_text] =
466         root_mean_squared_error[i_row]
467     rmse_dwpd_text = paste(month_period_text,
468                           "RMSE_dWPD",
469                           fit_method,
470                           sep = "_")
471     wind_database[new_index, rmse_dwpd_text] =
472         root_mean_squared_error_dwpd[i_row]
473     r_squared_error_text = paste(month_period_text,
474                                  "R_squared_density",
475                                  fit_method,
476                                  sep = "_")
477     wind_database[new_index, r_squared_error_text] =
478         r_squared[i_row]
479     r_squared_error_dwpd_text = paste(month_period_text,
480                                       "R_squared_dWPD",
481                                       fit_method,
482                                       sep = "_")
483     wind_database[new_index, r_squared_error_dwpd_text] =
484         r_squared_dwpd[i_row]
485
486     c_text = paste(month_period_text,
487                   "Scale",
488                   fit_method,
489                   sep = "_")
490     wind_database[new_index, c_text] = c
491     k_text = paste(month_period_text,
492                   "Shape",
493                   fit_method,
494                   sep = "_")
495     wind_database[new_index, k_text] = k
496
497     mean_wind_error = cbind(mean_wind_error,
498                             abs(c * gamma(1 + 1 / k) -
499                                 mean(wind)))
500     mean_wpd_error = cbind(mean_wpd_error,
501                             abs(sum(dwpd_weibull) -

```

[illegible]

```

541         ),
542         sep = "\n"
543     )
544 )
545 png_filename = paste(
546     method_folder ,
547     "/",
548     month.name[month] ,
549     " ",
550     paste(period , "time", sep = "" ),
551     ".png",
552     sep = ""
553 )
554 png(filename = png_filename ,
555     width = 460,
556     height = 300)
557 wind_plot = base +
558     geom_histogram(aes(
559         x = wind,
560         y = after_stat(density),
561         fill = "INMET data"
562     ),
563     binwidth = interval ,
564     breaks = seq(min_wind ,
565         max_wind ,
566         by = interval)) +
567     geom_function(aes(color = 'Weibull fit'),
568         fun = p_weibull) +
569     labs(subtitle = paste(month.name[month] ,
570         "_",
571         paste(period ,
572             "time",
573             sep = ""))) +
574     geom_label(
575         data = annotation_rmse ,
576         aes(
577             x = x,
578             y = y,
579             label = label

```

```

580         ),
581         color = "darkred",
582         size = 5,
583         fontface = "bold"
584     ) +
585     geom_label(
586         data = annotation_weibull,
587         aes(
588             x = x,
589             y = y,
590             label = label
591         ),
592         color = "darkblue",
593         size = 3
594     )
595     show(wind_plot)
596     dev.off()
597 }
598 }
599 }
600 wind = inmet_data$'VENTO, VELOCIDADE HORARIA(m/s)'
601 wind = as.numeric(wind)
602 inmet_hist = hist(
603     wind,
604     breaks = seq(min_wind,
605                  max_wind,
606                  by = interval),
607     freq = FALSE,
608     right = TRUE
609 )
610 p_weibull_annual_comp = vector()
611 data_density = vector()
612 error_quad_comp = vector()
613 error_quad_gener = vector()
614 dwpd_weibull_comp = vector()
615 dwpd_weibull_gener = vector()
616 dwpd_obs = vector()
617 error_dwpd_comp = vector()
618 error_dwpd_gener = vector()

```

```

619     error_quad_dwpd_comp = vector()
620     error_quad_dwpd_gener = vector()
621     weibull_fit = eweibull(wind, method = fit_method)
622     weibull_param = weibull_fit$parameters
623     c = weibull_param["scale"]
624     k = weibull_param["shape"]
625     i = 0
626     for (wind_i in seq(
627         from = min_wind + interval / 2,
628         to = max_wind - interval / 2,
629         by = interval
630     )) {
631         i = i + 1
632         p_weibull_annual_comp_i = mean(weibull_density[, i])
633         p_weibull_annual_comp = cbind(p_weibull_annual_comp,
634                                         p_weibull_annual_comp_i)
635         p_weibull_annual_gener_i = p_weibull(wind_i)
636         data_density_i =
637             inmet_hist$density[inmet_hist$mids == wind_i]
638         data_density = cbind(data_density, data_density_i)
639         error_i_comp = data_density_i - p_weibull_annual_comp_i
640         error_i_gener = data_density_i - p_weibull_annual_gener_i
641         error_quad_i_comp = error_i_comp ^ 2
642         error_quad_comp = cbind(error_quad_comp,
643                                 error_quad_i_comp)
644         error_quad_i_gener = error_i_gener ^ 2
645         error_quad_gener = cbind(error_quad_gener,
646                                 error_quad_i_gener)
647         obs_area = interval * data_density_i
648         weibull_area_comp = interval * p_weibull_annual_comp_i
649         weibull_area_gener = interval * p_weibull_annual_gener_i
650         dwpd_i = 0.5 * air_density * wind_i ^ 3
651         dwpd_weibull_comp_i = dwpd_i * weibull_area_comp
652         dwpd_weibull_gener_i = dwpd_i * weibull_area_gener
653         dwpd_weibull_comp = cbind(dwpd_weibull_comp,
654                                 dwpd_weibull_comp_i)
655         dwpd_weibull_gener = cbind(dwpd_weibull_gener,
656                                 dwpd_weibull_gener_i)
657         dwpd_obs_i = dwpd_i * obs_area

```

```

658     dwpd_obs = cbind(dwpd_obs , dwpd_obs_i)
659     error_dwpd_i_comp = dwpd_obs_i - dwpd_weibull_comp_i
660     error_dwpd_i_gener = dwpd_obs_i - dwpd_weibull_gener_i
661     error_dwpd_comp = cbind(error_dwpd_comp,
662                             error_dwpd_i_comp)
663     error_dwpd_gener = cbind(error_dwpd_gener ,
664                             error_dwpd_i_gener)
665     error_quad_dwpd_comp = cbind(error_quad_dwpd_comp,
666                                 error_dwpd_i_comp ^ 2)
667     error_quad_dwpd_gener = cbind(error_quad_dwpd_gener ,
668                                 error_dwpd_i_gener ^ 2)
669 }
670
671 mean_density = mean(data_density)
672 mean_dwpd_annual = mean(dwpd_obs)
673 mean_dwpd_weibull_comp = mean(dwpd_weibull_comp)
674 mean_dwpd_weibull_gener = mean(dwpd_weibull_gener)
675 mean_wpd_weibull_comp = sum(dwpd_weibull_comp)
676 mean_wpd_weibull_gener = sum(dwpd_weibull_gener)
677 mean_wpd_annual = mean(inmet_data$Wind_Power_Density)
678 total_sum_squares = sum((data_density - mean_density) ^ 2)
679 total_sum_squares_dwpd = sum((dwpd_obs -
680                               mean_dwpd_annual) ^ 2)
681 mean_squared_error_comp = sum(error_quad_comp) /
682     length(error_quad_comp)
683 mean_squared_error_gener = sum(error_quad_gener) /
684     length(error_quad_gener)
685 mean_squared_error_dwpd_comp = sum(error_quad_dwpd_comp) /
686     length(error_quad_dwpd_comp)
687 mean_squared_error_dwpd_gener = sum(error_quad_dwpd_gener) /
688     length(error_quad_dwpd_gener)
689 root_mean_squared_error_comp = sqrt(mean_squared_error_comp)
690 root_mean_squared_error_gener =
691     sqrt(mean_squared_error_gener)
692 root_mean_squared_error_dwpd_comp =
693     sqrt(mean_squared_error_dwpd_comp)
694 root_mean_squared_error_dwpd_gener =
695     sqrt(mean_squared_error_dwpd_gener)
696 residual_sum_squares_comp = sum(error_quad_comp)

```

```

697     residual_sum_squares_gener = sum(error_quad_gener)
698     residual_sum_squares_dwpd_comp = sum(error_quad_dwpd_comp)
699     residual_sum_squares_dwpd_gener = sum(error_quad_dwpd_gener)
700     r_squared_comp = 1 - residual_sum_squares_comp /
701         total_sum_squares
702     r_squared_gener = 1 - residual_sum_squares_gener /
703         total_sum_squares
704     r_squared_dwpd_comp = 1 - residual_sum_squares_dwpd_comp /
705         total_sum_squares_dwpd
706     r_squared_dwpd_gener = 1 - residual_sum_squares_dwpd_gener /
707         total_sum_squares_dwpd
708     mean_speed_comp = mean(mean_speed_weibull)
709     mean_speed_gener = c * gamma(1 + 1 / k)
710     mean_speed_annual = mean(wind)
711     c_mean = mean(c_vector)
712     k_mean = mean(k_vector)
713
714     mean_wind_error_comp = abs(
715         mean_speed_comp - mean_speed_annual
716     )
717     mean_wind_error_gener = abs(
718         mean_speed_gener - mean_speed_annual
719     )
720     mean_wpd_error_comp = abs(
721         mean_wpd_weibull_comp - mean_wpd_annual
722     )
723     mean_wpd_error_gener = abs(
724         mean_wpd_weibull_gener - mean_wpd_annual
725     )
726
727
728     mean_speed_text = "Annual_Mean_speed_obs"
729     wind_database[new_index, mean_speed_text] = mean(wind)
730     mean_speed_comp_text = paste("Annual_Mean_speed_wb_comp",
731                                   fit_method,
732                                   sep = "_")
733     wind_database[new_index,
734                   mean_speed_comp_text] = mean_speed_comp
735     mean_speed_gener_text = paste("Annual_Mean_speed_wb_gener",

```

```

736                                     fit_method,
737                                     sep = "_")
738     wind_database[new_index,
739                  mean_speed_gener_text] = mean_speed_gener
740     mean_speed_error_comp_text = paste(
741         "Annual_Mean_speed_error_comp",
742         fit_method,
743         sep = "_")
744     wind_database[new_index, mean_speed_error_comp_text] =
745         mean_wind_error_comp
746     mean_speed_error_gener_text = paste(
747         "Annual_Mean_speed_error_gener",
748         fit_method,
749         sep = "_")
750     wind_database[new_index, mean_speed_error_gener_text] =
751         mean_wind_error_gener
752
753     mean_wpd_text = "Annual_WPD_obs"
754     wind_database[new_index, mean_wpd_text] = mean_wpd_annual
755     mean_wpd_comp_text = paste("Annual_WPD_wb_comp",
756                                fit_method,
757                                sep = "_")
758     wind_database[new_index,
759                  mean_wpd_comp_text] = mean_wpd_weibull_comp
760     mean_wpd_gener_text = paste("Annual_WPD_wb_gener",
761                                fit_method,
762                                sep = "_")
763     wind_database[new_index,
764                  mean_wpd_gener_text] = mean_wpd_weibull_gener
765     mean_wpd_error_comp_text = paste(
766         "Annual_WPD_error_comp",
767         fit_method,
768         sep = "_")
769     wind_database[new_index, mean_wpd_error_comp_text] =
770         mean_wpd_error_comp
771     mean_wpd_error_gener_text = paste(
772         "Annual_WPD_error_gener",
773         fit_method,
774         sep = "_")

```

```

775     wind_database[new_index, mean_wpd_error_gener_text] =
776         mean_wpd_error_gener
777
778
779     rmse_comp_text = paste("Annual_RMSE_density_comp",
780                             fit_method,
781                             sep = "_")
782     wind_database[new_index, rmse_comp_text] =
783         root_mean_squared_error_comp
784     rmse_gener_text = paste("Annual_RMSE_density_gener",
785                             fit_method,
786                             sep = "_")
787     wind_database[new_index, rmse_gener_text] =
788         root_mean_squared_error_gener
789     rmse_dwpd_comp_text = paste("Annual_RMSE_dWPD_comp",
790                                 fit_method,
791                                 sep = "_")
792     wind_database[new_index, rmse_dwpd_comp_text] =
793         root_mean_squared_error_dwpd_comp
794     rmse_dwpd_gener_text = paste("Annual_RMSE_dWPD_gener",
795                                 fit_method,
796                                 sep = "_")
797     wind_database[new_index, rmse_dwpd_gener_text] =
798         root_mean_squared_error_dwpd_gener
799
800     r_squared_comp_text = paste("Annual_R_squared_density_comp",
801                                 fit_method,
802                                 sep = "_")
803     wind_database[new_index,
804                     r_squared_comp_text] = r_squared_comp
805     r_squared_gener_text = paste(
806         "Annual_R_squared_density_gener",
807         fit_method,
808         sep = "_")
809     wind_database[new_index,
810                     r_squared_gener_text] = r_squared_gener
811     r_squared_dwpd_comp_text = paste(
812         "Annual_R_squared_dWPD_comp",
813         fit_method,

```

```

814         sep = "_")
815     wind_database[new_index,
816                  r_squared_dwpd_comp_text] =
817         r_squared_dwpd_comp
818     r_squared_dwpd_gener_text = paste(
819         "Annual_R_squared_dWPD_gener",
820         fit_method,
821         sep = "_")
822     wind_database[new_index,
823                  r_squared_dwpd_gener_text] =
824         r_squared_dwpd_gener
825
826     c_gener_text = paste("Annual_Scale", fit_method, sep = "_")
827     wind_database[new_index, c_gener_text] = c
828     k_gener_text = paste("Annual_Shape", fit_method, sep = "_")
829     wind_database[new_index, k_gener_text] = k
830
831     c_comp_text = paste("Average_Scale", fit_method, sep = "_")
832     wind_database[new_index, c_comp_text] = mean(c_vector)
833     k_comp_text = paste("Average_Shape", fit_method, sep = "_")
834     wind_database[new_index, k_comp_text] = mean(k_vector)
835
836     if (root_mean_squared_error_dwpd_comp < best_rmse_dwpd) {
837         best_rmse_dwpd = root_mean_squared_error_dwpd_comp
838         best_fit_method = fit_method
839     }
840
841     if (plot_answer == "Y") {
842         annotation_rmse = data.frame(
843             x = x_lim / 2,
844             y = y_lim * 0.9,
845             label = paste(
846                 "RMSE =",
847                 format(
848                     root_mean_squared_error_gener,
849                     digits = 3,
850                     scientific = TRUE,
851                     nsmall = 3
852                 )

```

```

853     )
854 )
855 annotation_weibull = data.frame(
856     x = x_lim - 0.5 ,
857     y = y_lim / 2 ,
858     label = paste(paste(
859         "c =",
860         format(
861             c ,
862             digits = 2 ,
863             scientific = FALSE ,
864             nsmall = 2
865         ) ,
866         "m/s"
867     ) , paste(
868         "k =", format(
869             k ,
870             digits = 2 ,
871             scientific = FALSE ,
872             nsmall = 2
873         )
874     ) , sep = "\n")
875 )
876 png_filename = paste(method_folder ,
877                       "General.png" ,
878                       sep = "/")
879 png(filename = png_filename ,
880      width = 460 ,
881      height = 300)
882 wind_plot = base +
883     geom_histogram(aes(
884         x = wind ,
885         y = after_stat(density) ,
886         fill = "INMET data"
887     ) ,
888     binwidth = interval ,
889     breaks = seq(min_wind ,
890                 max_wind ,
891                 by = interval)) +

```

```

892     geom_function(aes(color = 'Weibull fit'),
893                   fun = p_weibull) +
894     labs(subtitle = "General") +
895     geom_label(
896       data = annotation_rmse,
897       aes(x = x, y = y, label = label),
898       color = "darkred",
899       size = 5,
900       fontface = "bold"
901     ) +
902     geom_label(
903       data = annotation_weibull,
904       aes(x = x, y = y, label = label),
905       color = "darkblue",
906       size = 3
907     )
908     show(wind_plot)
909     dev.off()
910   }
911
912   if (plot_answer == "Y") {
913     base <-
914       ggplot() +
915       xlim(0, x_lim) +
916       ylim(0, y_lim) +
917       theme(
918         legend.justification = c(1, 1),
919         legend.position = c(1, 1),
920         legend.text = element_text(face = "bold"),
921         plot.title = element_text(face = "bold"),
922         plot.subtitle = element_text(face = "bold")
923       ) +
924       xlab("Wind speed [m/s]") +
925       ylab("Density of occurrence") +
926       scale_color_manual(
927         name = NULL,
928         values = c("Compartmentalized Weibull" = "darkblue"),
929         labels = c("Compartmentalized Weibull")
930       ) +

```

```

931     scale_fill_manual(
932       name = NULL,
933       values = c("INMET data" = "lightblue"),
934       labels = c("INMET data")
935     ) +
936     labs(title = paste(city ,
937                        "Wind Distribution -",
938                        toupper(fit_method),
939                        " fit "))
940
941
942     annotation_rmse = data.frame(
943       x = x_lim / 3,
944       y = y_lim * 0.9 ,
945       label = paste(
946         "RMSE =",
947         format(
948           root_mean_squared_error_comp,
949           digits = 3,
950           scientific = TRUE,
951           nsmall = 3
952         )
953       )
954     )
955     png_filename = paste(method_folder ,
956                          "Compartmentalized.png",
957                          sep = "/")
958     png(filename = png_filename ,
959         width = 460,
960         height = 300)
961     wind_plot = base +
962       geom_histogram(aes(
963         x = wind ,
964         y = after_stat(density) ,
965         fill = "INMET data"
966       ) ,
967       binwidth = interval ,
968       breaks = seq(min_wind ,
969                    max_wind ,

```

```

970         by = interval)) +
971     geom_line(aes(
972         x = seq(
973             from = min_wind + interval / 2,
974             to = max_wind - interval / 2,
975             by = interval
976         ),
977         y = t(p_weibull_annual_comp),
978         color = "Compartmentalized Weibull"
979     ),
980     linetype = 2) +
981     labs(subtitle = "Compartmentalized") +
982     geom_label(
983         data = annotation_rmse,
984         aes(x = x, y = y, label = label),
985         color = "darkred",
986         size = 5,
987         fontface = "bold"
988     )
989     show(wind_plot)
990     dev.off()
991 }
992 }
993 wind_database[new_index, "Best_Fit_Method"] = best_fit_method
994 message(cat("\n",
995             city,
996             "wind analysis successfully added/updated.\n"))
997 }
998 rownames(wind_database) <- NULL
999 message("Wind analysis was successful")
1000 write.csv(wind_database, file = wind_file, row.names = FALSE)

```


APÊNDICE C – Roteiro computacional para estimativas de geração de energia

```

1
2 ## EXTREMELY IMPORTANT TO CHECK WIND AND ENERGY DATABASE CSVs ##
3
4 ## DEVELOPED BY: LUAN R. C. PARADA
5 # UNIVERSITY OF SAO PAULO – USP #
6
7 if (!"tcltk" %in% installed.packages()){
8   install.packages("tcltk")
9 }
10 library(tcltk)
11
12 if (!"stringr" %in% installed.packages()){
13   install.packages("stringr")
14 }
15 library(stringr)
16
17 if (!"data.table" %in% installed.packages()){
18   install.packages("data.table")
19 }
20 library(data.table)
21
22 if (!"pracma" %in% installed.packages()){
23   install.packages("pracma")
24 }
25 library(pracma)
26
27 if (!"lubridate" %in% installed.packages()){
28   install.packages("lubridate")
29 }
30 library(lubridate)
31
32 if (!"dplyr" %in% installed.packages()){
33   install.packages("dplyr")

```

```
34 }
35 library(dplyr)
36
37 if (!"ggplot2" %in% installed.packages()) {
38   install.packages("ggplot2")
39 }
40 library(ggplot2)
41
42 p_0 = 101325 # atmospheric pressure at sea level [Pa]
43 L_0 = -0.0065 # temperature rate by altitude troposphere [K/m]
44 M = 0.0289652 # molecular mass of dry air [kg/mol]
45 R_0 = 8.31446 # universal gas constant troposphere [J/(mol.K)]
46 T_0 = 288.15 # atmospheric temperature at sea level [K]
47 g_0 = 9.80665 # gravity acceleration for troposphere [m/s2]
48
49 csv_filter <- matrix(c("csv", ".csv"),
50                       1, 2, byrow = TRUE)
51
52 power_answer = readline(
53   prompt =
54     "Do you want to use an existing energy file? (Y or N): "
55 )
56 power_answer = toupper(power_answer)
57 while (!(power_answer %in% c("Y", "N"))) {
58   message("Please insert Y or N")
59   power_answer = readline(
60     prompt =
61       "Do you want to use an existing energy file? (Y or N): "
62   )
63   power_answer = toupper(power_answer)
64 }
65
66 if (power_answer == "Y"){
67   energy_file <- tk_choose.files(
68     default = "",
69     caption = "Select energy analysis database csv",
70     multi = FALSE,
71     filters = csv_filter
72   )
```

```

73  energy_data <- read.csv(energy_file ,header=TRUE)
74 } else{
75  energy_data <- data.frame()
76  energy_folder <- tk_choose.dir(
77    default = "",
78    caption = "Select directory to save energy analysis .csv")
79  energy_file <- paste(
80    energy_folder , "energy_analysis.csv", sep="/"
81  )
82 }
83
84
85
86 wind_file <- tk_choose.files(
87   default = "",
88   caption = "Select wind database csv",
89   multi = FALSE,
90   filters = csv_filter
91 )
92 wind_database <- read.csv(wind_file ,header=TRUE)
93
94
95 turbine_files <- tk_choose.files(
96   default = "",
97   caption = "Select NREL's wind speed vs cp turbine files",
98   multi = TRUE,
99   filters = csv_filter
100 )
101
102 plot_answer = readline(
103   prompt="Do you want to save plot images? (Y or N) : ")
104 plot_answer = toupper(plot_answer)
105 while (!(plot_answer %in% c("Y", "N"))){
106   message("Please insert Y or N")
107   plot_answer = readline(
108     prompt="Do you want to save plot images? (Y or N) : ")
109   plot_answer = toupper(plot_answer)
110 }
111

```

```

112 if (plot_answer == "Y"){
113   plot_folder <- tk_choose_dir(
114     default = "",
115     caption = "Select directory to add plot PNGs")
116 }
117
118 z_0 = 0.5 # FOR TOWN/FOREST AREAS – USUAL INMET STATIONS
119 h_0 = 10 # INMET anemometer height
120
121 V_0 = 0
122 V_f = 25
123 delta_V = 0.01
124 n_wind = (V_f-V_0) / delta_V
125 wind_discrete = linspace(V_0 + delta_V / 2,
126                           V_f - delta_V / 2,
127                           n = n_wind)
128
129 for (turbine_file in turbine_files){
130
131   first_index_name =
132     gregexpr("/",
133             turbine_file ,
134             fixed=TRUE)[[1]][length(
135               gregexpr("/",
136                 turbine_file ,
137                 fixed=TRUE)[[1]])] + 1
138   last_index_name =
139     gregexpr(".",
140             turbine_file ,
141             fixed=TRUE)[[1]][length(
142               gregexpr(".",
143                 turbine_file ,
144                 fixed=TRUE)[[1]])] - 1
145   turbine_name = substring(
146     turbine_file , first_index_name, last_index_name)
147   if (plot_answer == "Y"){
148     turbine_folder = paste(plot_folder ,
149                           "/",
150                           turbine_name,

```

```

151         " energy plots",
152         sep="")
153     if (!dir.exists(turbine_folder)) {
154         dir.create(turbine_folder)
155     }
156 }
157 message(paste("\nTurbine:", turbine_name, "\n"))
158 message(paste("Check diameter and hub height info in:
159 https://nrel.github.io/turbine-models/",
160             turbine_name, ".html", "\n", sep=""))
161 turbine_diameter = readline(
162     prompt="Insert turbine diameter in meters: ")
163 turbine_diameter = as.numeric(turbine_diameter)
164 while (is.na(turbine_diameter)){
165     message("Please insert a number")
166     turbine_diameter = readline(
167         prompt="Insert turbine diameter in meters: ")
168     turbine_diameter = as.numeric(turbine_diameter)
169 }
170 turbine_height = readline(
171     prompt="Insert turbine hub height in meters: ")
172 turbine_height = as.numeric(turbine_height)
173 while (is.na(turbine_height)){
174     message("Please insert a number")
175     turbine_height = readline(
176         prompt="Insert turbine hub height in meters: ")
177     turbine_height = as.numeric(turbine_height)
178 }
179
180 if (turbine_diameter < 15){
181     turbine_size = "small commercial"
182     y_lim = 5
183 } else if (turbine_diameter < 30){
184     turbine_size = "large commercial"
185     y_lim = 15
186 } else if (turbine_diameter < 100){
187     turbine_size = "small utility-scale"
188     y_lim = 80
189 } else if (turbine_diameter < 200){

```

```

190     turbine_size = "large utility-scale"
191     y_lim = 250
192 } else{
193     turbine_size = "huge utility-scale"
194     y_lim = 1000
195 }
196 turbine_data <- fread(turbine_file ,
197                       sep="," ,
198                       header=TRUE,
199                       check.names=FALSE)
200 turbine_data$'Wind Speed [m/s]' = as.numeric(
201     turbine_data$'Wind Speed [m/s]')
202 turbine_data$'Power [kW]' = as.numeric(
203     turbine_data$'Power [kW]')
204 turbine_data$'Cp [-]' = as.numeric(
205     turbine_data$'Cp [-]')
206 turbine_area = 0.25 * pi*turbine_diameter ^ 2
207 rated_power = max(turbine_data$'Power [kW]') # kW
208 rated_energy = rated_power * 24 * 365 * (10 ^ 3) # Wh anual
209 print(select(wind_database, Station_Code, City))
210 cities_index = readline(prompt = cat(
211     "\n Input cities index shown above for analysis by commas [,]:
212 (example: 2,6,8,10) \n \n To run for all cities , type 'all'
213 \n Turbine:",
214     turbine_name,
215     " \n "
216 ))
217 )
218 if (cities_index == "all"){
219     cities_index = 1:length(wind_database$City)
220 } else{
221     cities_index = gsub(" ", "", cities_index)
222     cities_index = strsplit(cities_index, ",", fixed=TRUE)
223     cities_index = unlist(cities_index)
224     cities_index = as.integer(cities_index)
225 }
226 for (i_city in cities_index){
227     i=0
228     df_output = data.frame()

```

```

229   city = wind_database$City[i_city]
230   station_code = wind_database$Station_Code[i_city]
231   init_weibull = wind_database$Initial_Date[i_city]
232   final_weibull = wind_database$Final_Date[i_city]
233   best_fit_method = wind_database$Best_Fit_Method[i_city]
234   h_turbine = wind_database$Altitude[i_city] + turbine_height
235   air_density =
236     p_0 * M / (R_0 * T_0) *
237     ((1 - (L_0 * h_turbine) / T_0) ^
238      (g_0 * M / (R_0 * L_0) - 1))
239   duplicate_wind = grep(station_code,
240                         energy_data$Station_Code,
241                         ignore.case=TRUE)
242   duplicate_turbine = grep(turbine_name,
243                           energy_data$Turbine,
244                           ignore.case=TRUE)
245   duplicate_index = intersect(duplicate_wind,
246                              duplicate_turbine)
247   if (length(duplicate_index) > 0){
248     if (
249       init_weibull ==
250       energy_data$Initial_Wind_Date[duplicate_index] &
251       final_weibull ==
252       energy_data$Final_Wind_Date[duplicate_index] &
253       plot_answer == "N"){
254       message(cat(
255         "\n ", turbine_name, "analysis already made for", city))
256       message("Nothing added.\n")
257       next
258     }
259     table = rbind(
260       c(energy_data$Initial_Wind_Date[duplicate_index],
261         energy_data$Final_Wind_Date[duplicate_index]),
262       c(init_weibull,
263         final_weibull)
264     )
265     colnames(table) = c("Initial Wind Date", "Final Wind Date")
266     rownames(table) = c("Existing", "New")
267     message(cat("\n ",

```

```

268         turbine_name,
269         "analysis already made for",city," : \n"))
270     print(as.table(table))
271     answer = readline(prompt="Overwrite? (Y or N) : ")
272     answer = toupper(answer)
273     while (!(answer %in% c("Y","N"))){
274         message("Please insert Y or N")
275         answer = readline(prompt="Overwrite? (Y or N) : ")
276         answer = toupper(answer)
277     }
278     if (answer == "N"){
279         message("Nothing added.\n")
280         next
281     } else{
282         energy_data = energy_data[-duplicate_index,]
283     }
284 }
285 new_index = nrow(energy_data) + 1
286 energy_data = rbind(energy_data, "")
287 energy_data$City[new_index] = city
288 energy_data$Turbine[new_index] = turbine_name
289 energy_data$Turbine_Diameter[new_index] = turbine_diameter
290 energy_data$Swept_Area[new_index] = turbine_area
291 energy_data$Hub_Height[new_index] = turbine_height
292 energy_data$Station_Code[new_index] = station_code
293 energy_data$Lat[new_index] = wind_database$Lat[i_city]
294 energy_data$Long[new_index] = wind_database$Long[i_city]
295 energy_data$Altitude[new_index] = h_turbine
296 energy_data$Air_Density[new_index] = air_density
297 energy_data$Initial_Wind_Date[new_index] = init_weibull
298 energy_data$Final_Wind_Date[new_index] = final_weibull
299
300 energy_annual = 0
301
302 for (month in 1:12){
303     energy_monthly = 0
304
305     date_time = as.Date(paste(1900,month,1, sep='-'))
306     n_days = days_in_month(date_time)

```

```

307     n_hours = as.numeric(12 * n_days)
308     # 12 HOURS FOR EACH PERIOD (DAY AND NIGHT)
309
310
311     for (period in c("Day","Night")){
312         energy_cumulative = 0
313
314         i = i + 1
315         c_text = paste(month.abb[month] ,
316                     period ,
317                     "Scale" ,
318                     best_fit_method ,
319                     sep="_")
320         k_text = paste(month.abb[month] ,
321                     period ,
322                     "Shape" ,
323                     best_fit_method ,
324                     sep="_")
325         c = wind_database[i_city , c_text]
326         k = wind_database[i_city , k_text]
327
328         for (i_wind in 1:n_wind){
329             wind_mid_point = wind_discrete[i_wind]
330
331             p_wind =
332                 as.numeric(
333                     k / c * ((wind_mid_point / c) ^ (k - 1)) *
334                     exp( - ((wind_mid_point / c) ^ k)))
335
336             wind_share = p_wind*delta_V
337
338             wind_corrected = wind_mid_point * log(
339                 turbine_height / z_0
340             ) / log(
341                 h_0 / z_0
342             ) # height correction
343
344
345         for (i_power in nrow(turbine_data):1){

```

```

346     if (wind_corrected >=
347         turbine_data$'Wind Speed [m/s]'[i_power]){
348         if (i_power == nrow(turbine_data)){
349             if (wind_corrected >
350                 turbine_data$'Wind Speed [m/s]'[i_power]){
351                 cp = 0
352             } else{
353                 cp = turbine_data$'Cp [-]'[i_power]
354             }
355         } else{
356             cp_inf = turbine_data$'Cp [-]'[i_power]
357             cp_sup = turbine_data$'Cp [-]'[i_power + 1]
358             V_inf = turbine_data$'Wind Speed [m/s]'[i_power]
359             V_sup =
360                 turbine_data$'Wind Speed [m/s]'[i_power + 1]
361             dcpdv = (cp_sup - cp_inf) / (V_sup - V_inf)
362             cp = cp_inf + dcpdv * (wind_corrected - V_inf)
363         }
364         if (cp < 0){
365             cp = 0
366         }
367         break
368     }
369     cp = 0
370 }
371 power = 0.5 * wind_corrected ^ 3 *
372     cp * turbine_area * air_density
373 power_share = wind_share * power
374 energy_cumulative = energy_cumulative +
375     power_share * n_hours
376 }
377 energy_text = paste(month.abb[month],
378                     period, "Output_MWh",
379                     sep="_")
380 energy_data[new_index, energy_text] = energy_cumulative /
381     (10 ^ 6)
382 energy_monthly = energy_monthly + energy_cumulative
383 df_output[i, "Month"] = month.abb[month]
384 df_output[i, "Energy_Output"] = energy_cumulative /

```

```

385         (10 ^ 6)
386         df_output[i,"Period"] = period
387     }
388     energy_text = paste(month.name[month] ,
389                         "Output_MWh" ,
390                         sep="_")
391     energy_data[new_index,energy_text] = energy_monthly /
392         (10 ^ 6)
393     capacity_factor_text = paste(month.name[month] ,
394                                  "Capacity_Factor" ,
395                                  sep="_")
396     rated_energy_monthly = 2 * n_hours * rated_power *
397         (10 ^ 3) # Wh anual
398     energy_data[new_index,capacity_factor_text] =
399         energy_monthly / rated_energy_monthly
400     energy_annual = energy_annual + energy_monthly
401
402 }
403 energy_data[new_index,"Annual_Output_MWh"] =
404     energy_annual / (10 ^ 6)
405 energy_data[new_index,"Annual_Capacity_Factor"] =
406     energy_annual / rated_energy
407 energy_data[new_index,"Turbine_Size"] = turbine_size
408 rownames(energy_data) <- NULL
409
410 if(plot_answer=="Y"){
411     png_filename = paste(turbine_folder ,
412                          "/" ,
413                          city ,
414                          ".png" ,
415                          sep="")
416     png(filename=png_filename , width=460,height=300)
417     base <-
418     ggplot(df_output) +
419     #ylim(0,y_lim) +
420     theme(
421         legend.text = element_text(face = "bold"),
422         plot.title = element_text(face = "bold"),
423         plot.subtitle = element_text(face = "bold")

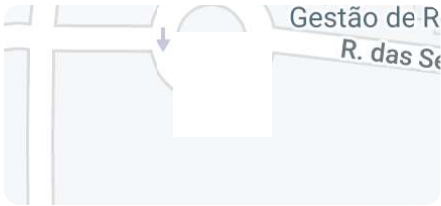
```

```
424     ) +
425     ylab("Energy Output [MWh]") +
426     xlab("Month") +
427     scale_fill_manual(name = NULL,
428                       values = c("Day" = "lightblue",
429                                  "Night" = "darkblue"),
430                       labels = c("Day", "Night")) +
431     labs(title=paste(city, "Energy Output"),
432          subtitle=turbine_name) +
433     geom_col(aes(
434       x = factor(as.character(Month),
435                  levels = unique(as.character(Month))),
436       y = Energy_Output,
437       fill = Period
438     ))
439     show(base)
440     dev.off()
441   }
442 }
443 message(cat("\n ", turbine_name, "analysis successful \n"))
444 }
445 message("Energy output analysis was successful")
446 write.csv(energy_data, file=energy_file, row.names = FALSE)
```

APÊNDICE D – Imagem da estação meteorológica de São Carlos



Image capture: Mar 2012 © 2023 Google



APÊNDICE E – Imagem da estação meteorológica de Barra Bonita

Google Maps

1191 Av. Arthur Balsa

Coordenadas próximas da estação meteorológica do INMET de Barra Bonita
(Latitude: -22,471111°; Longitude: -48.55750°)

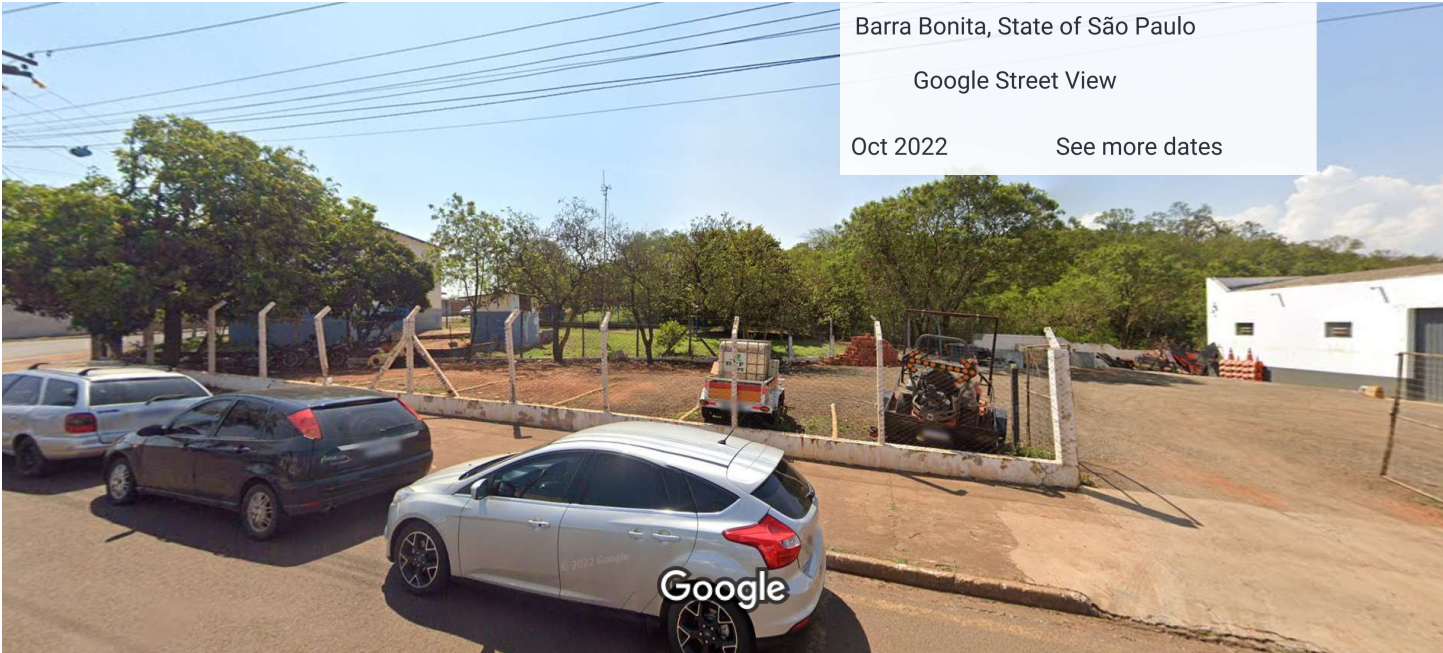


Image capture: Oct 2022 © 2023 Google



APÊNDICE F – Imagem da estação meteorológica de Tramandaí



3712 Av. Beira-Mar

Coordenadas próximas da estação meteorológica de Tramandaí (Latitude: -30,010278°; Longitude: -50,13583°)



Tramandaí, State of Rio Grande do Sul

Google Street View

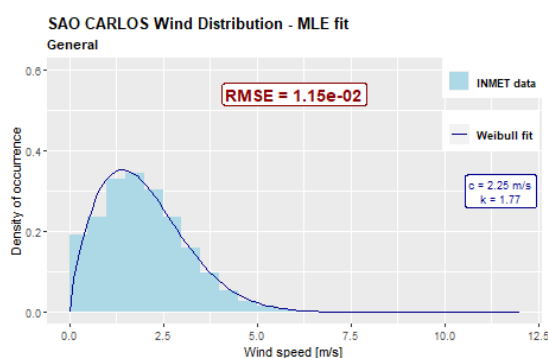
Apr 2022

See more dates

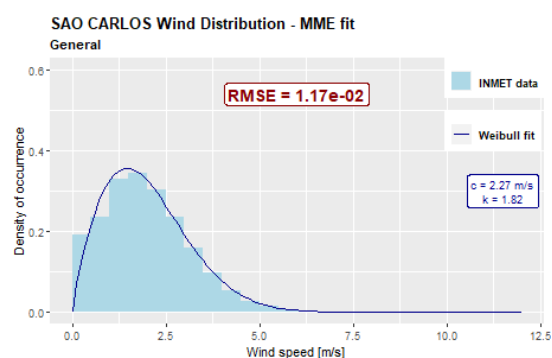
Image capture: Apr 2022 © 2023 Google



APÊNDICE G – Gráficos de comparação dos dados observados com a aproximação pela curva de Weibull para a cidade de São Carlos

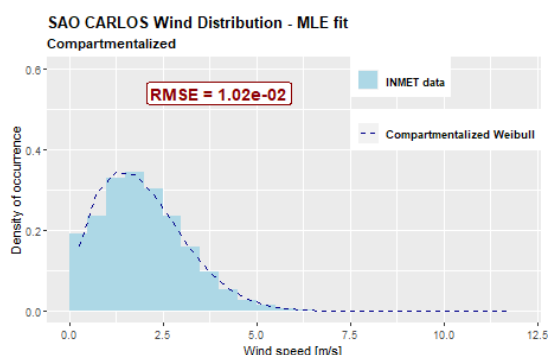


(a) Estimativa de máxima verossimilhança

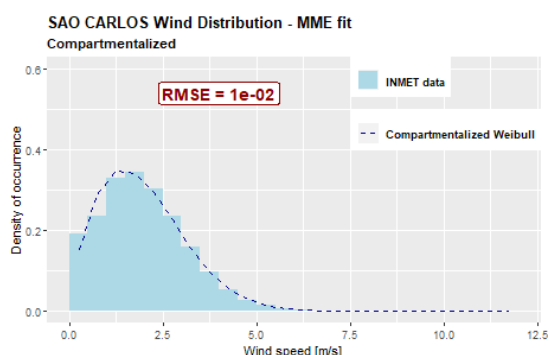


(b) Método dos momentos

Figura 15 – Gráfico de comparação da aproximação de Weibull para o caso generalizado anual

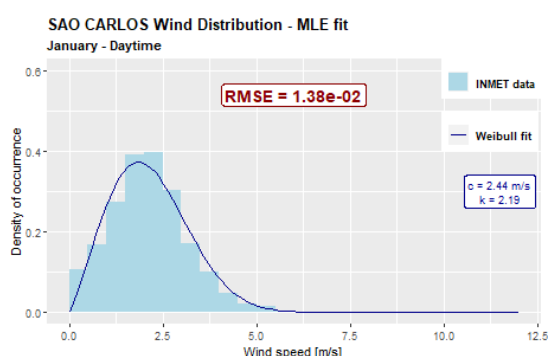


(a) Estimativa de máxima verossimilhança

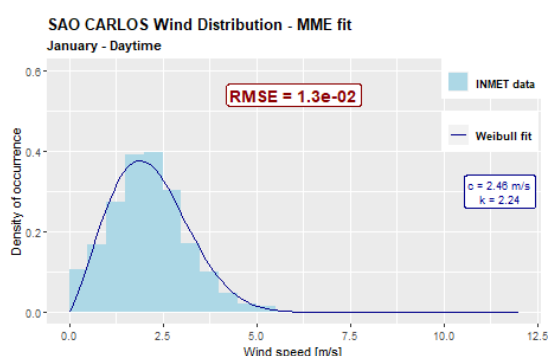


(b) Método dos momentos

Figura 16 – Gráfico de comparação das médias anuais de densidades de probabilidade mensais de Weibull frente ao ano

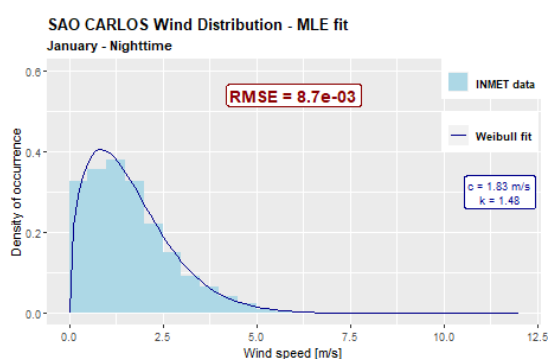


(a) Estimativa de máxima verossimilhança

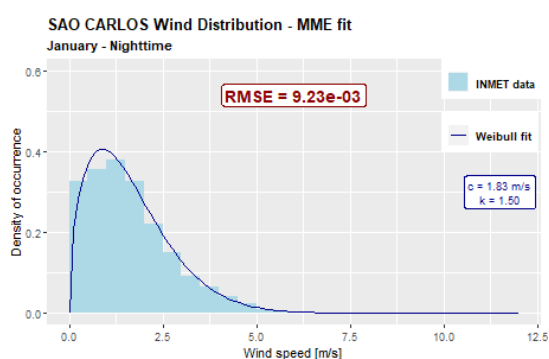


(b) Método dos momentos

Figura 17 – Gráfico de comparação da aproximação de Weibull para períodos matutinos e vespertinos do mês de janeiro

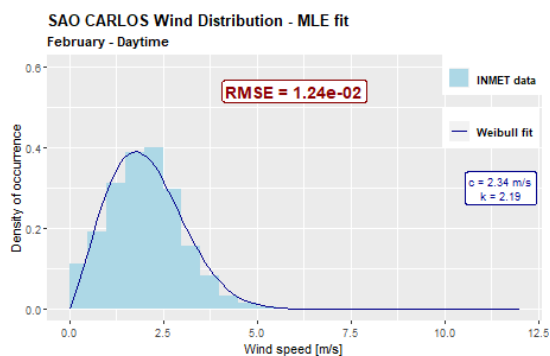


(a) Estimativa de máxima verossimilhança

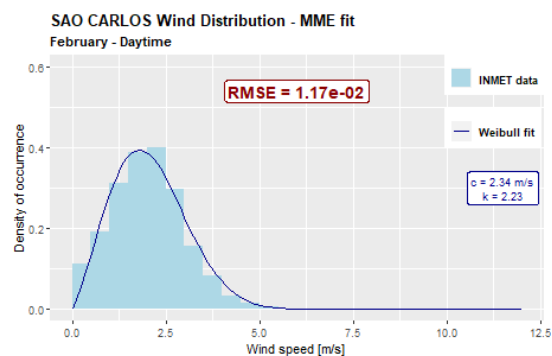


(b) Método dos momentos

Figura 18 – Gráfico de comparação da aproximação de Weibull para períodos noturnos do mês de janeiro

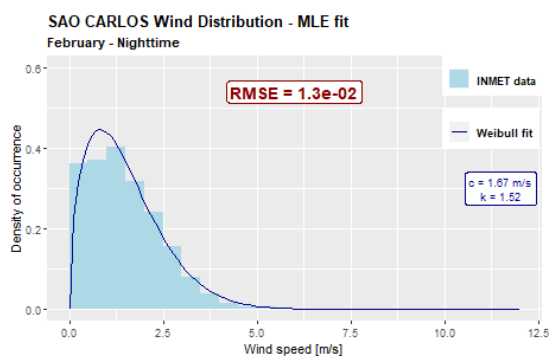


(a) Estimativa de máxima verossimilhança

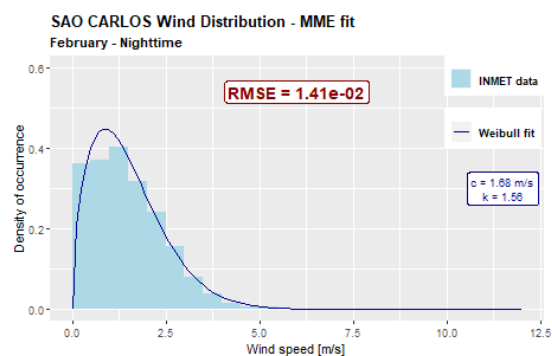


(b) Método dos momentos

Figura 19 – Gráfico de comparação da aproximação de Weibull para períodos matutinos e vespertinos do mês de fevereiro

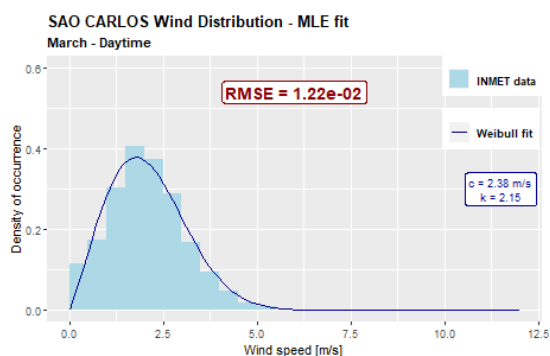


(a) Estimativa de máxima verossimilhança

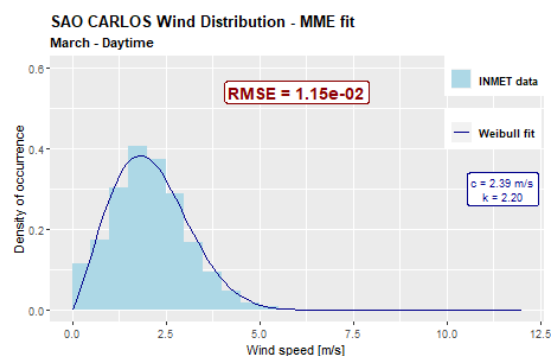


(b) Método dos momentos

Figura 20 – Gráfico de comparação da aproximação de Weibull para períodos noturnos do mês de fevereiro

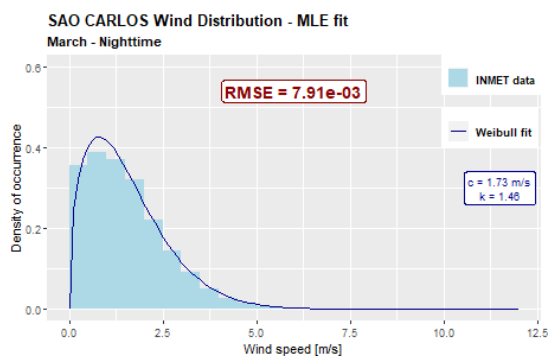


(a) Estimativa de máxima verossimilhança

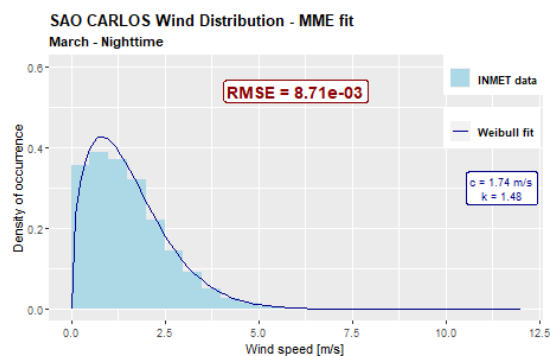


(b) Método dos momentos

Figura 21 – Gráfico de comparação da aproximação de Weibull para períodos matutinos e vespertinos do mês de março

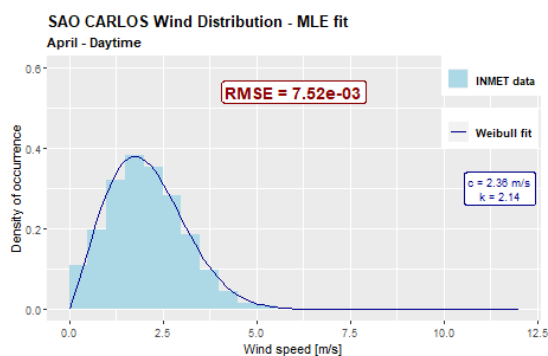


(a) Estimativa de máxima verossimilhança

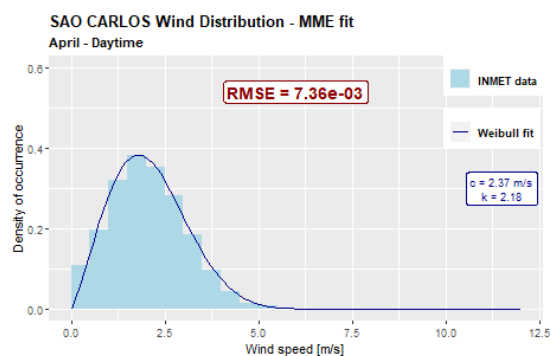


(b) Método dos momentos

Figura 22 – Gráfico de comparação da aproximação de Weibull para períodos noturnos do mês de março

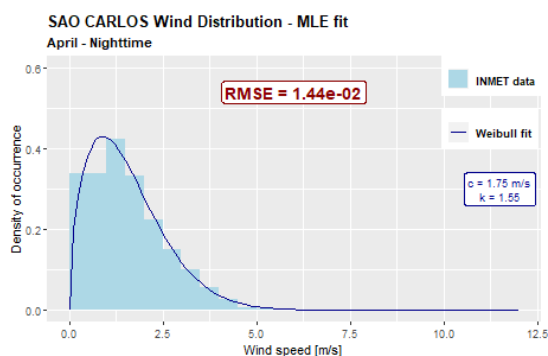


(a) Estimativa de máxima verossimilhança

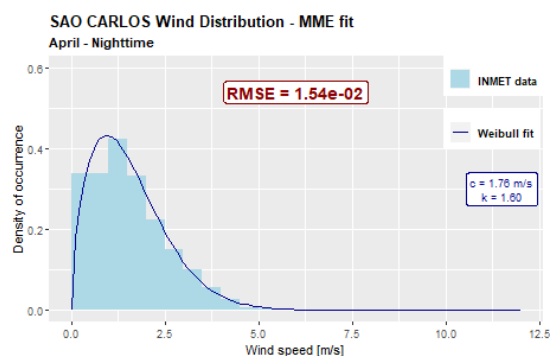


(b) Método dos momentos

Figura 23 – Gráfico de comparação da aproximação de Weibull para períodos matutinos e vespertinos do mês de abril

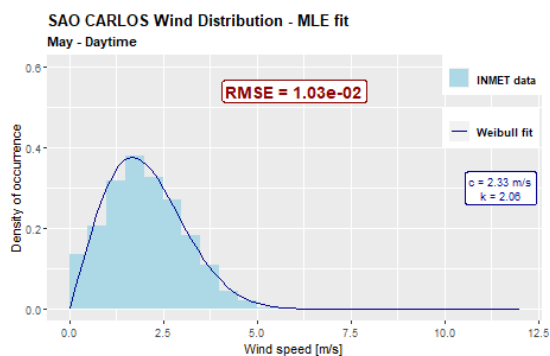


(a) Estimativa de máxima verossimilhança

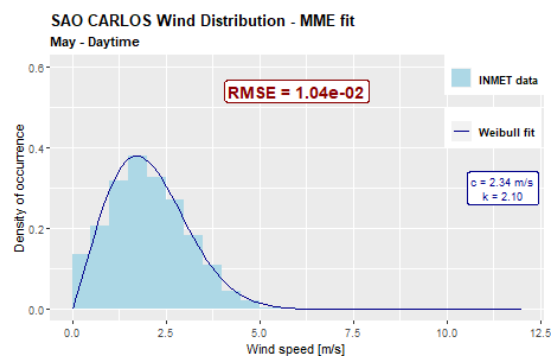


(b) Método dos momentos

Figura 24 – Gráfico de comparação da aproximação de Weibull para períodos noturnos do mês de abril

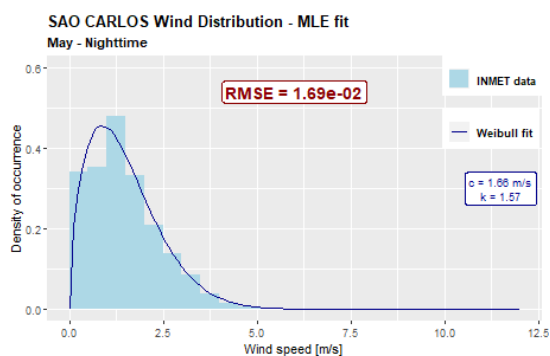


(a) Estimativa de máxima verossimilhança

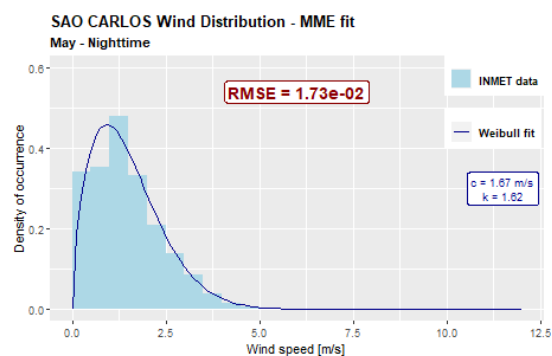


(b) Método dos momentos

Figura 25 – Gráfico de comparação da aproximação de Weibull para períodos matutinos e vespertinos do mês de maio

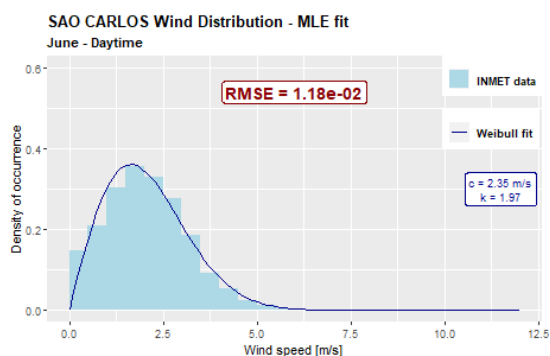


(a) Estimativa de máxima verossimilhança

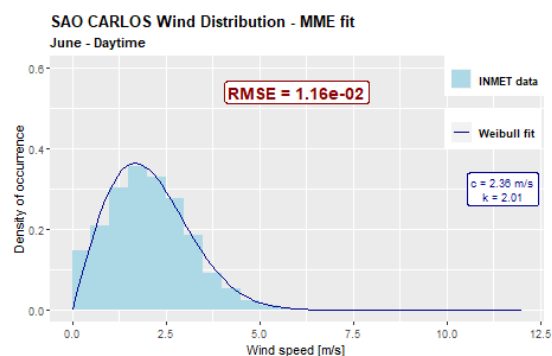


(b) Método dos momentos

Figura 26 – Gráfico de comparação da aproximação de Weibull para períodos noturnos do mês de maio

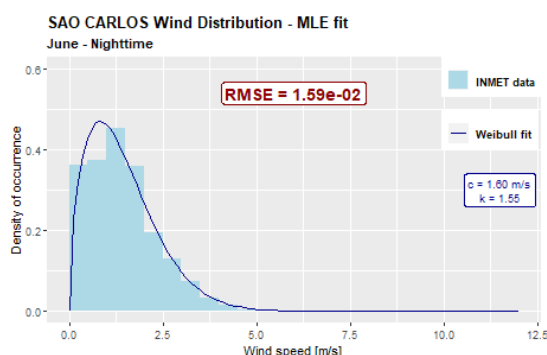


(a) Estimativa de máxima verossimilhança

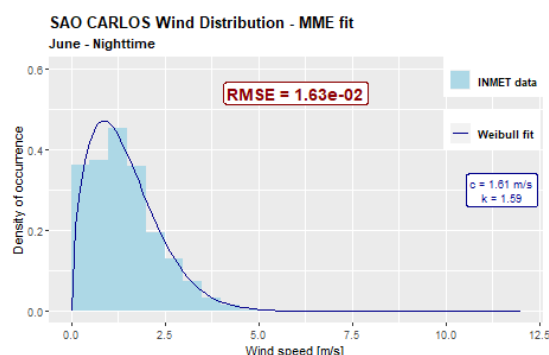


(b) Método dos momentos

Figura 27 – Gráfico de comparação da aproximação de Weibull para períodos matutinos e vespertinos do mês de junho

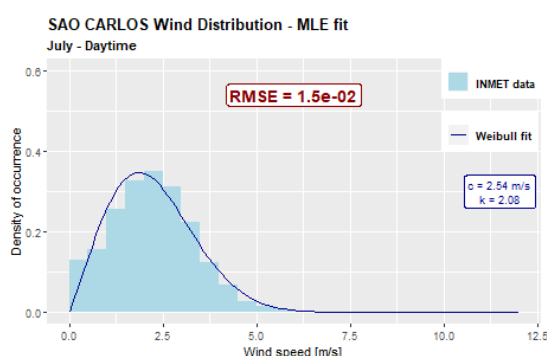


(a) Estimativa de máxima verossimilhança

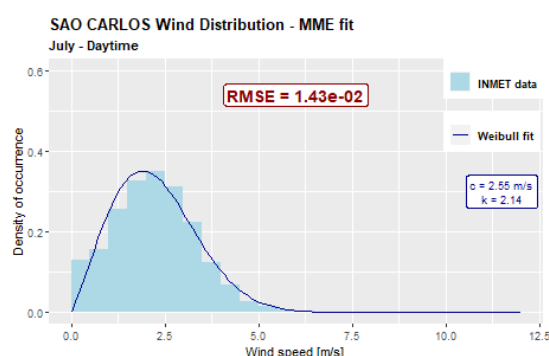


(b) Método dos momentos

Figura 28 – Gráfico de comparação da aproximação de Weibull para períodos noturnos do mês de junho

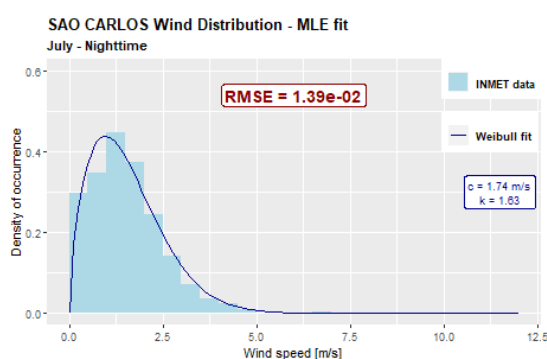


(a) Estimativa de máxima verossimilhança

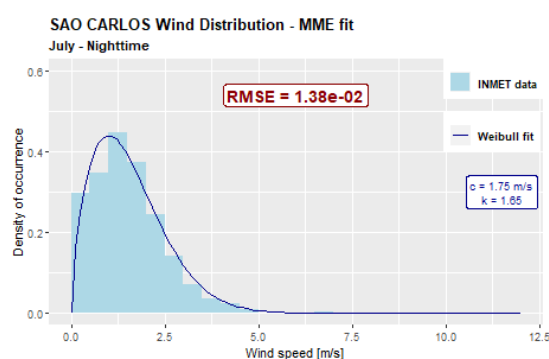


(b) Método dos momentos

Figura 29 – Gráfico de comparação da aproximação de Weibull para períodos matutinos e vespertinos do mês de julho

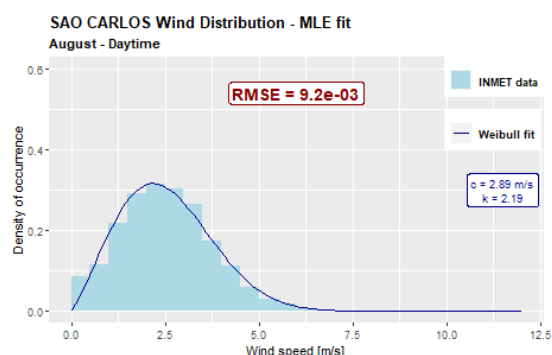


(a) Estimativa de máxima verossimilhança

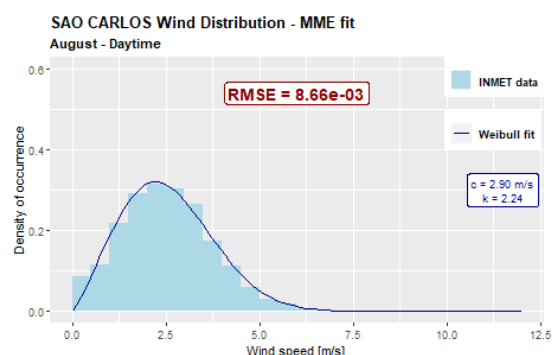


(b) Método dos momentos

Figura 30 – Gráfico de comparação da aproximação de Weibull para períodos noturnos do mês de julho

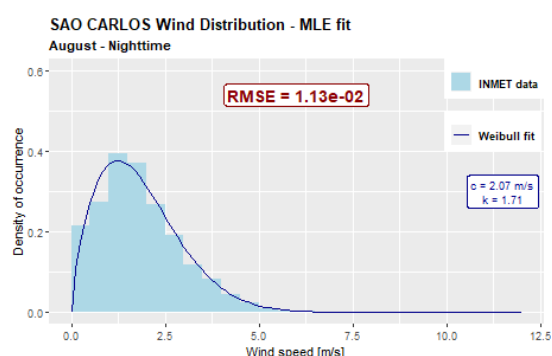


(a) Estimativa de máxima verossimilhança

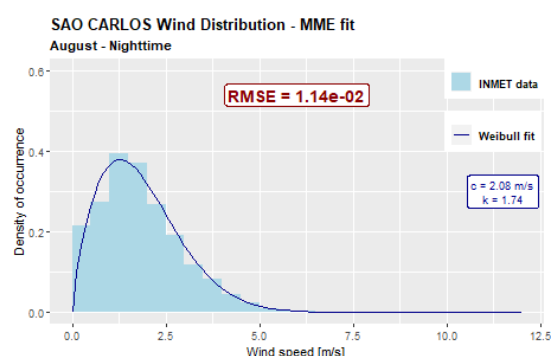


(b) Método dos momentos

Figura 31 – Gráfico de comparação da aproximação de Weibull para períodos matutinos e vespertinos do mês de agosto

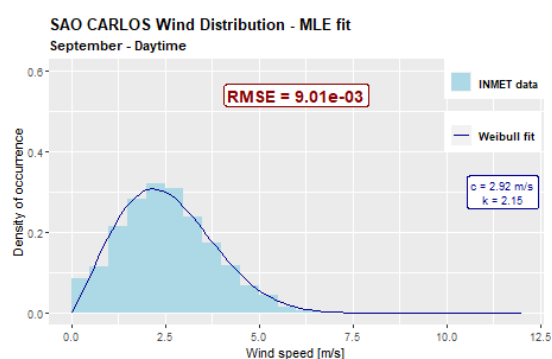


(a) Estimativa de máxima verossimilhança

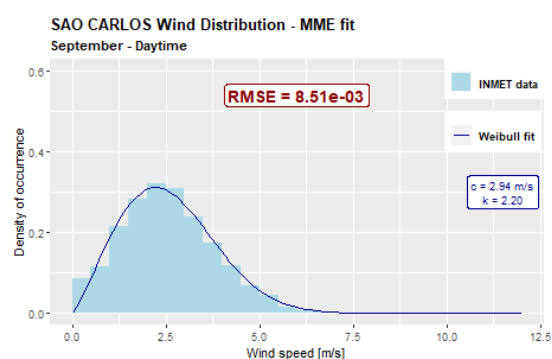


(b) Método dos momentos

Figura 32 – Gráfico de comparação da aproximação de Weibull para períodos noturnos do mês de agosto

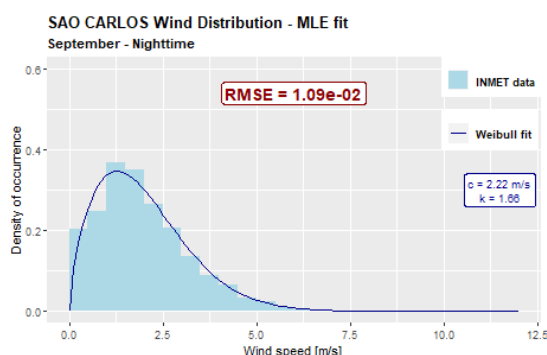


(a) Estimativa de máxima verossimilhança

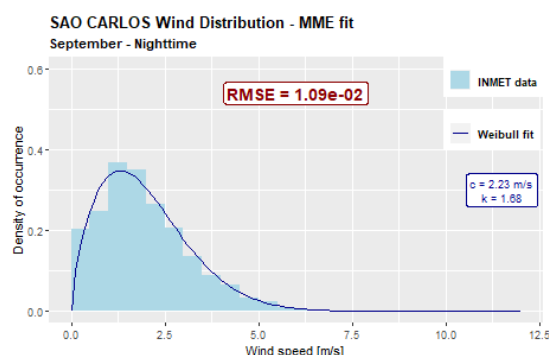


(b) Método dos momentos

Figura 33 – Gráfico de comparação da aproximação de Weibull para períodos matutinos e vespertinos do mês de setembro

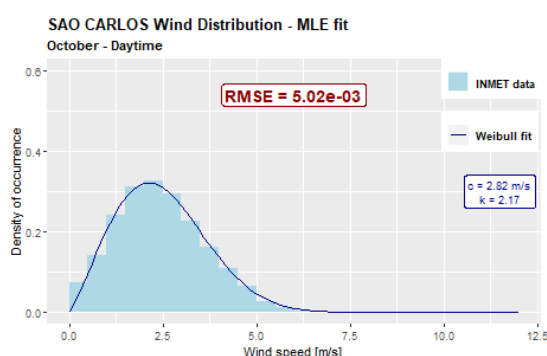


(a) Estimativa de máxima verossimilhança

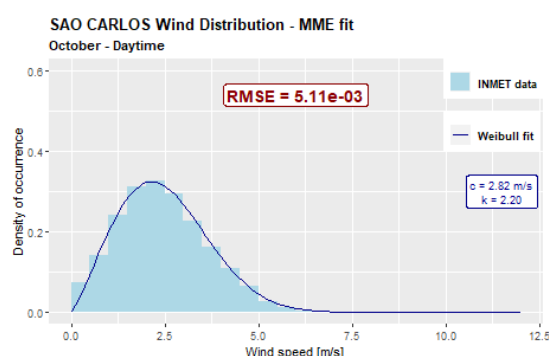


(b) Método dos momentos

Figura 34 – Gráfico de comparação da aproximação de Weibull para períodos noturnos do mês de setembro

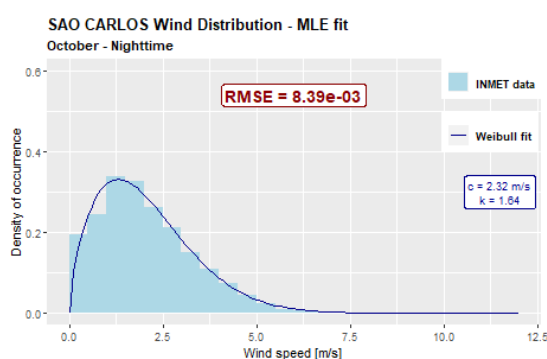


(a) Estimativa de máxima verossimilhança

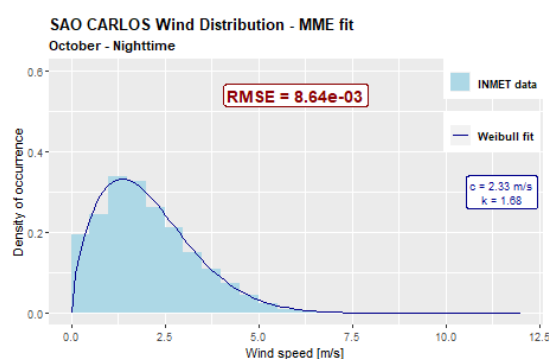


(b) Método dos momentos

Figura 35 – Gráfico de comparação da aproximação de Weibull para períodos matutinos e vespertinos do mês de outubro

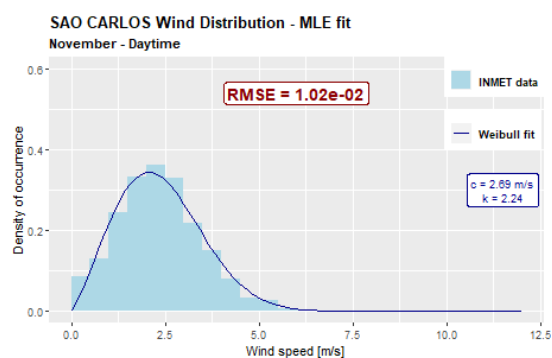


(a) Estimativa de máxima verossimilhança

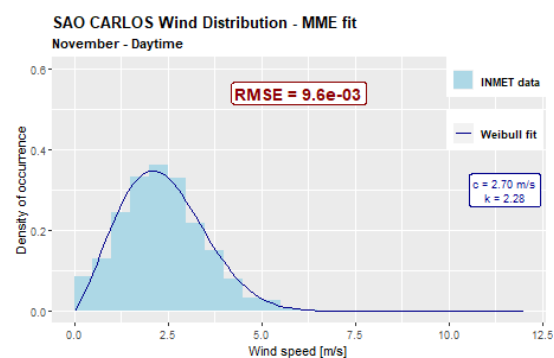


(b) Método dos momentos

Figura 36 – Gráfico de comparação da aproximação de Weibull para períodos noturnos do mês de outubro

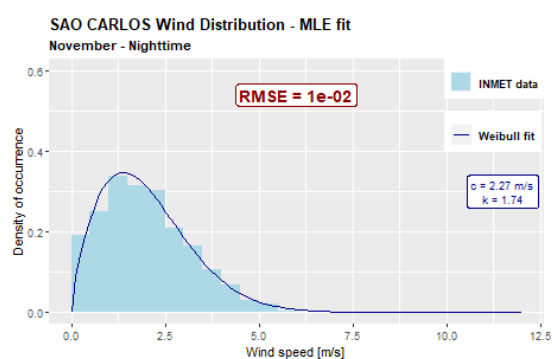


(a) Estimativa de máxima verossimilhança

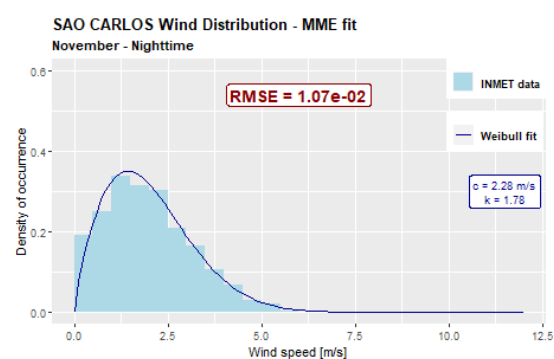


(b) Método dos momentos

Figura 37 – Gráfico de comparação da aproximação de Weibull para períodos matutinos e vespertinos do mês de novembro

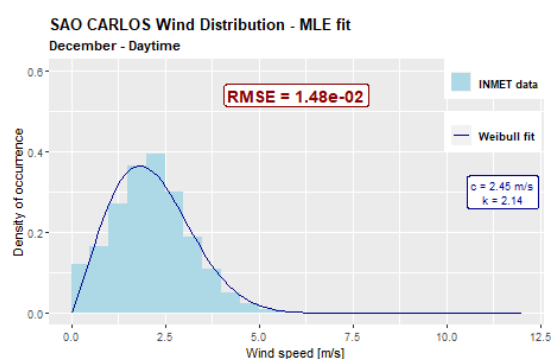


(a) Estimativa de máxima verossimilhança

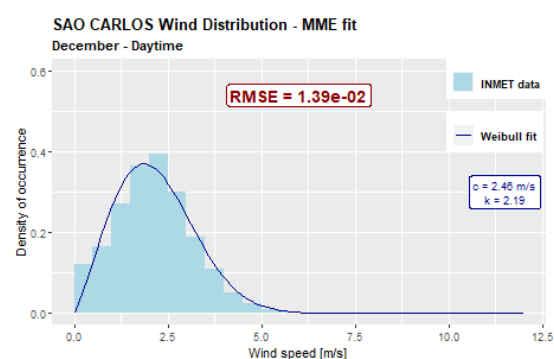


(b) Método dos momentos

Figura 38 – Gráfico de comparação da aproximação de Weibull para períodos noturnos do mês de novembro

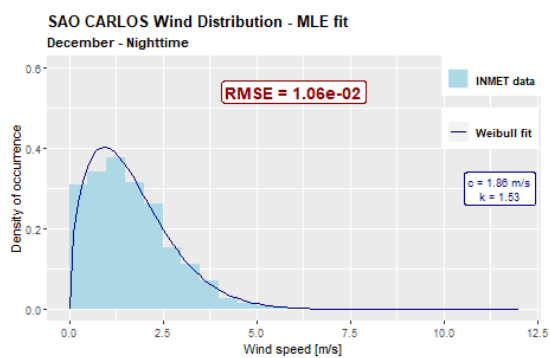


(a) Estimativa de máxima verossimilhança

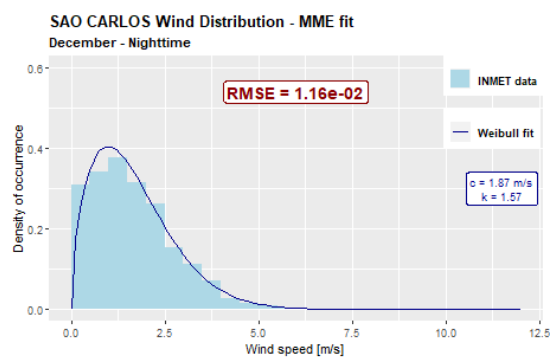


(b) Método dos momentos

Figura 39 – Gráfico de comparação da aproximação de Weibull para períodos matutinos e vespertinos do mês de dezembro



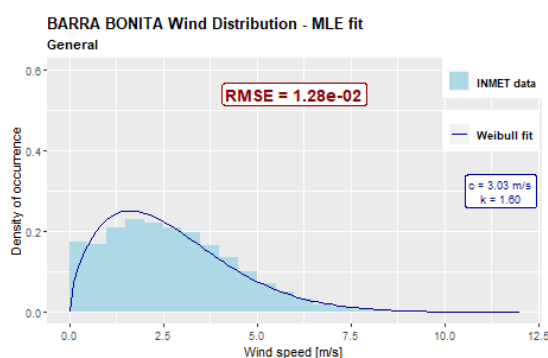
(a) Estimativa de máxima verossimilhança



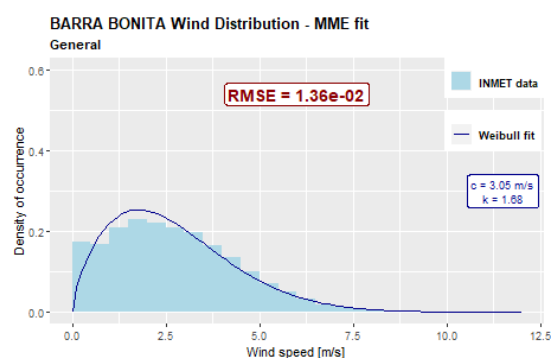
(b) Método dos momentos

Figura 40 – Gráfico de comparação da aproximação de Weibull para períodos noturnos do mês de dezembro

APÊNDICE H – Gráficos de comparação dos dados observados com a aproximação pela curva de Weibull para a cidade de Barra Bonita

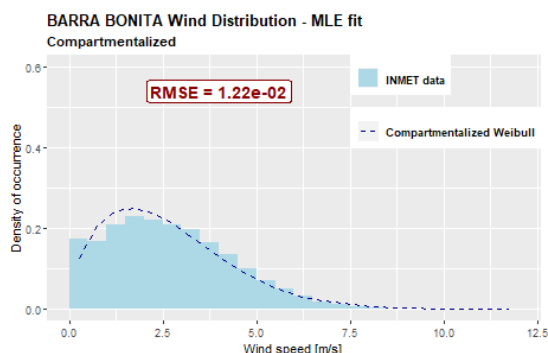


(a) Estimativa de máxima verossimilhança

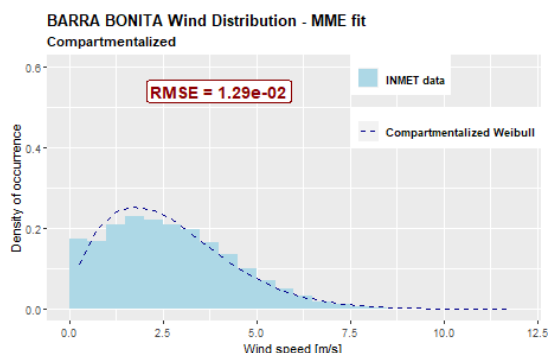


(b) Método dos momentos

Figura 41 – Gráfico de comparação da aproximação de Weibull para o caso generalizado anual

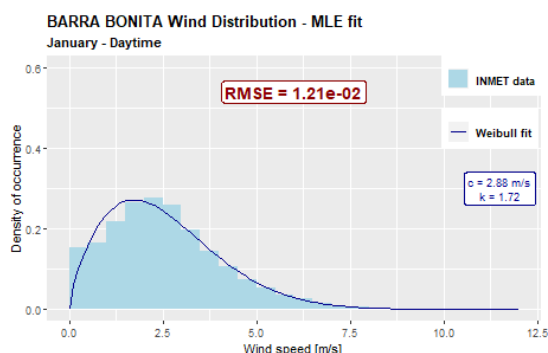


(a) Estimativa de máxima verossimilhança

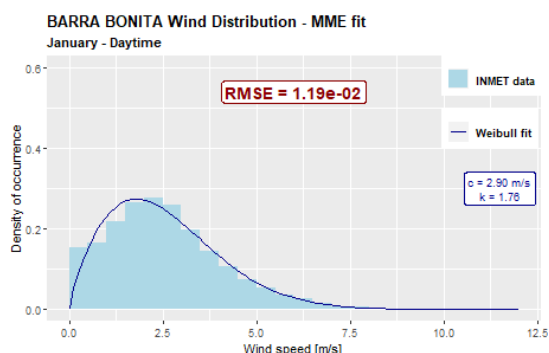


(b) Método dos momentos

Figura 42 – Gráfico de comparação das médias anuais de densidades de probabilidade mensais de Weibull frente ao ano

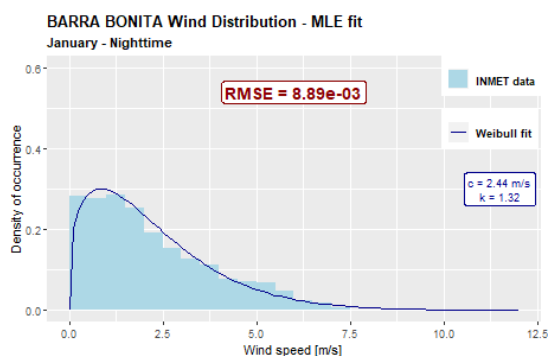


(a) Estimativa de máxima verossimilhança

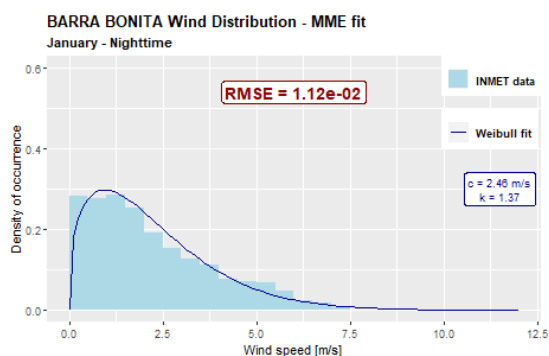


(b) Método dos momentos

Figura 43 – Gráfico de comparação da aproximação de Weibull para períodos matutinos e vespertinos do mês de janeiro

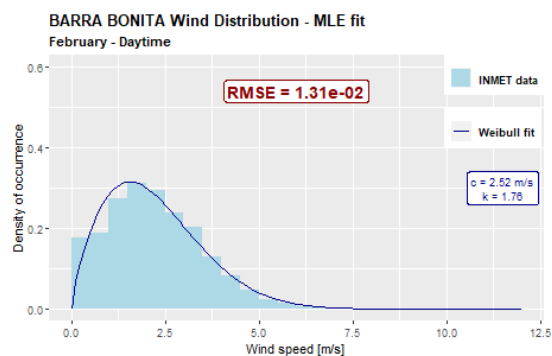


(a) Estimativa de máxima verossimilhança

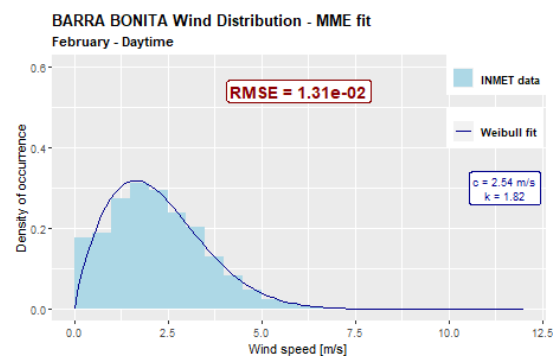


(b) Método dos momentos

Figura 44 – Gráfico de comparação da aproximação de Weibull para períodos noturnos do mês de janeiro

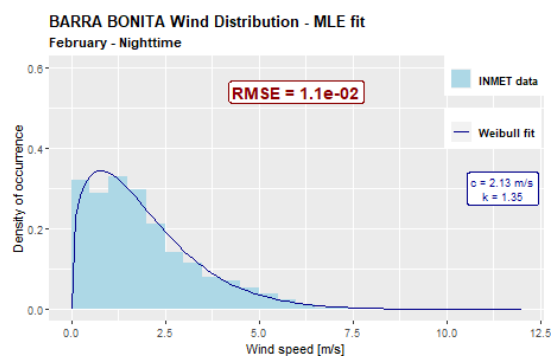


(a) Estimativa de máxima verossimilhança

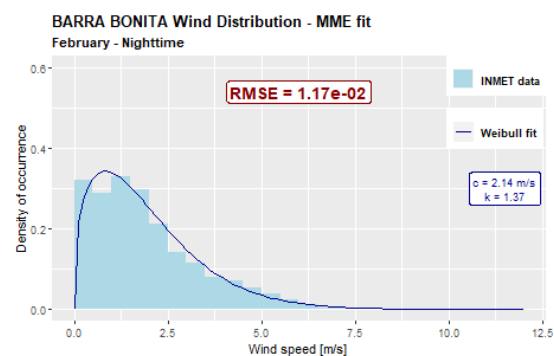


(b) Método dos momentos

Figura 45 – Gráfico de comparação da aproximação de Weibull para períodos matutinos e vespertinos do mês de fevereiro

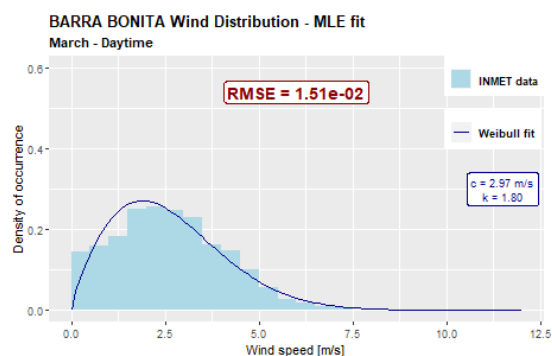


(a) Estimativa de máxima verossimilhança

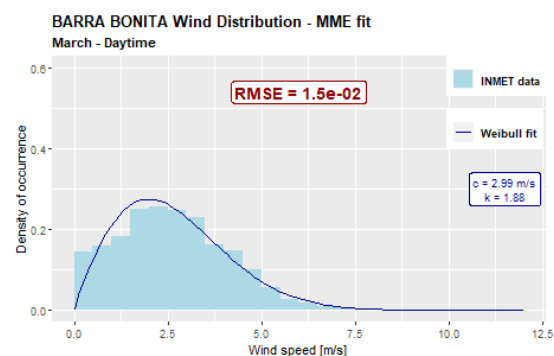


(b) Método dos momentos

Figura 46 – Gráfico de comparação da aproximação de Weibull para períodos noturnos do mês de fevereiro

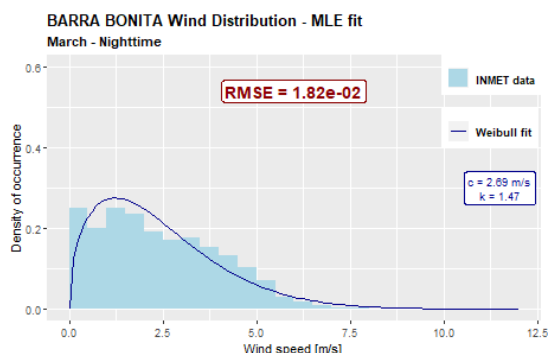


(a) Estimativa de máxima verossimilhança

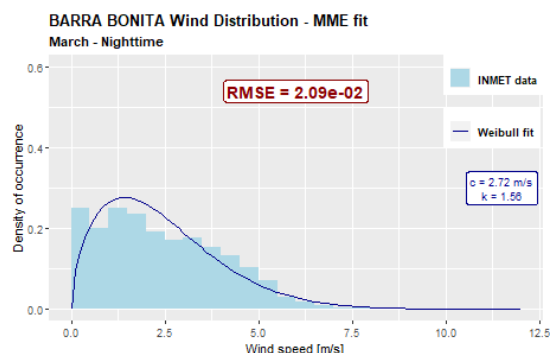


(b) Método dos momentos

Figura 47 – Gráfico de comparação da aproximação de Weibull para períodos matutinos e vespertinos do mês de março

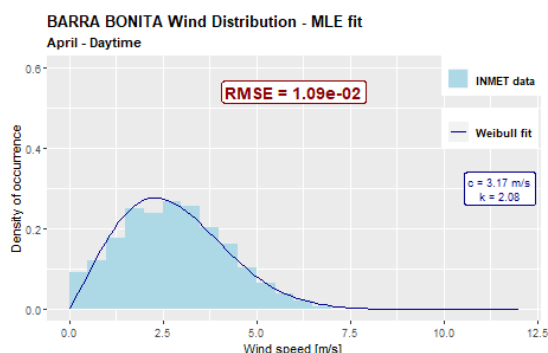


(a) Estimativa de máxima verossimilhança

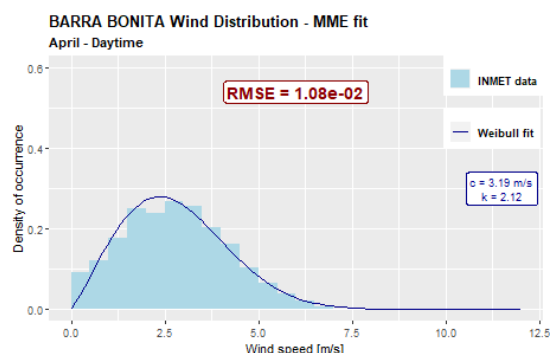


(b) Método dos momentos

Figura 48 – Gráfico de comparação da aproximação de Weibull para períodos noturnos do mês de março

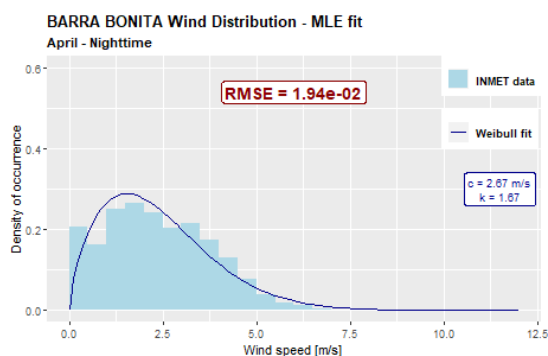


(a) Estimativa de máxima verossimilhança

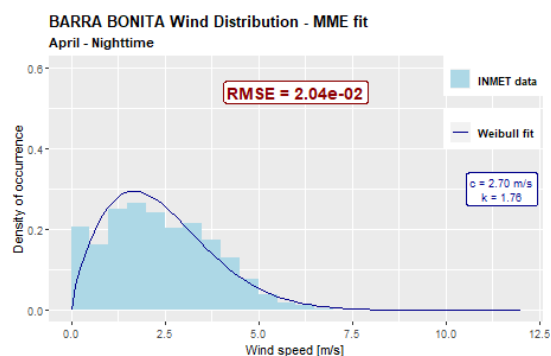


(b) Método dos momentos

Figura 49 – Gráfico de comparação da aproximação de Weibull para períodos matutinos e vespertinos do mês de abril

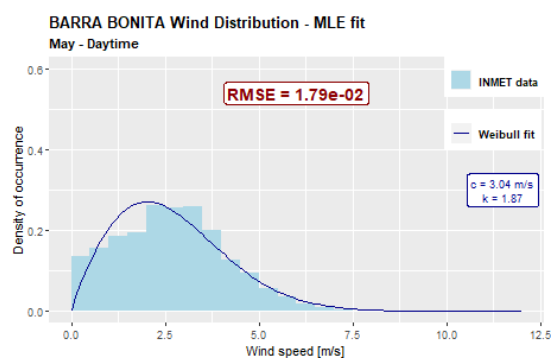


(a) Estimativa de máxima verossimilhança

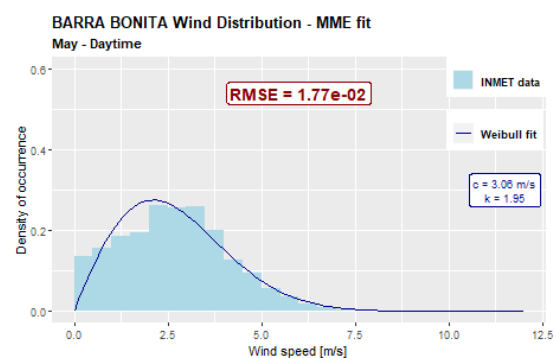


(b) Método dos momentos

Figura 50 – Gráfico de comparação da aproximação de Weibull para períodos noturnos do mês de abril

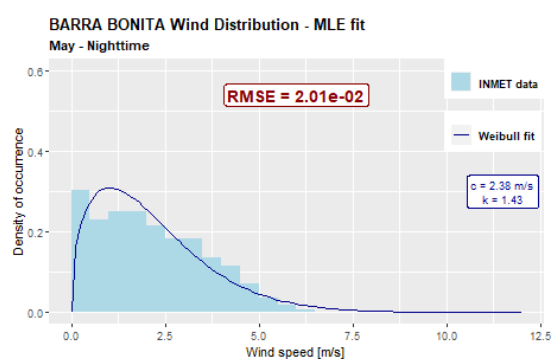


(a) Estimativa de máxima verossimilhança

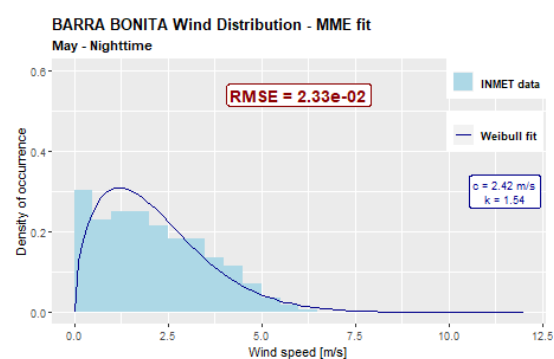


(b) Método dos momentos

Figura 51 – Gráfico de comparação da aproximação de Weibull para períodos matutinos e vespertinos do mês de maio

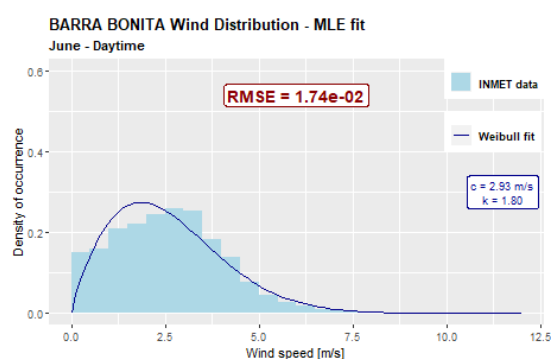


(a) Estimativa de máxima verossimilhança

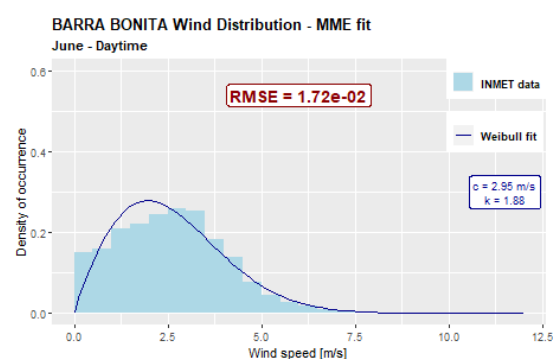


(b) Método dos momentos

Figura 52 – Gráfico de comparação da aproximação de Weibull para períodos noturnos do mês de maio

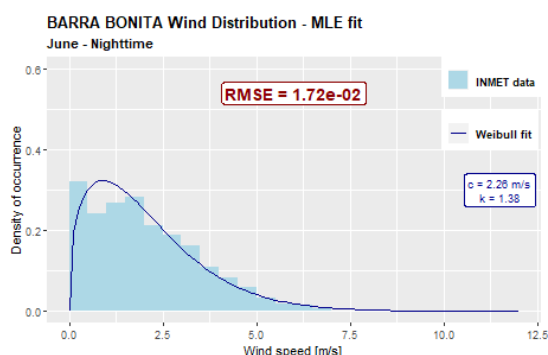


(a) Estimativa de máxima verossimilhança

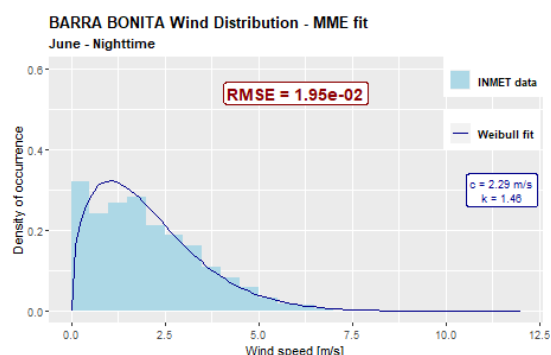


(b) Método dos momentos

Figura 53 – Gráfico de comparação da aproximação de Weibull para períodos matutinos e vespertinos do mês de junho

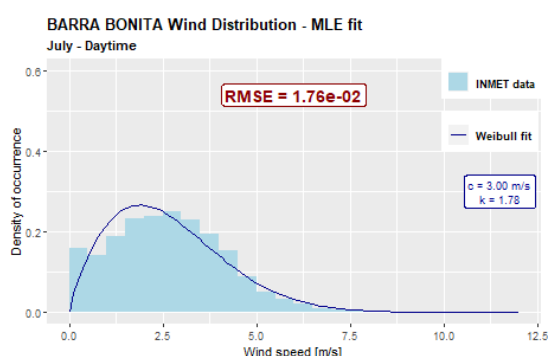


(a) Estimativa de máxima verossimilhança

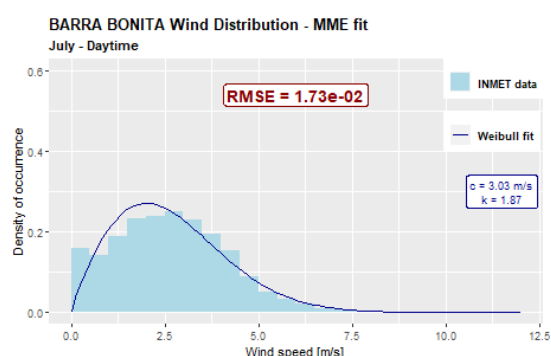


(b) Método dos momentos

Figura 54 – Gráfico de comparação da aproximação de Weibull para períodos noturnos do mês de junho

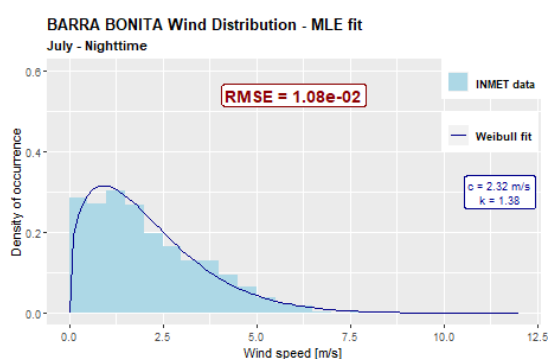


(a) Estimativa de máxima verossimilhança

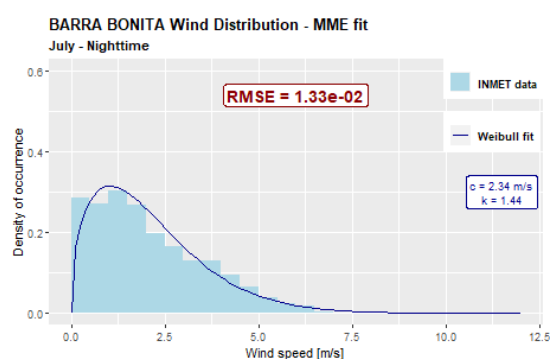


(b) Método dos momentos

Figura 55 – Gráfico de comparação da aproximação de Weibull para períodos matutinos e vespertinos do mês de julho

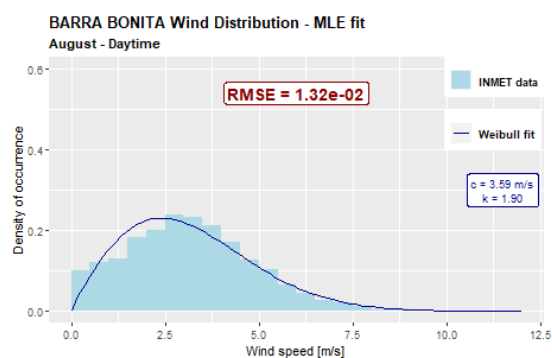


(a) Estimativa de máxima verossimilhança

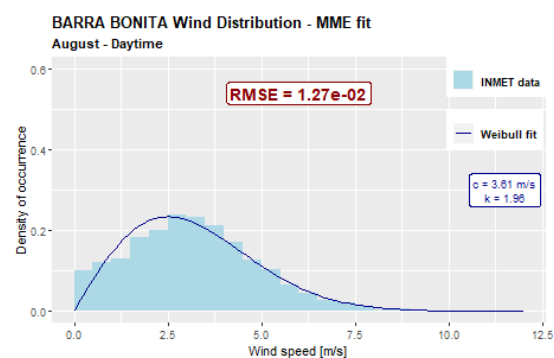


(b) Método dos momentos

Figura 56 – Gráfico de comparação da aproximação de Weibull para períodos noturnos do mês de julho

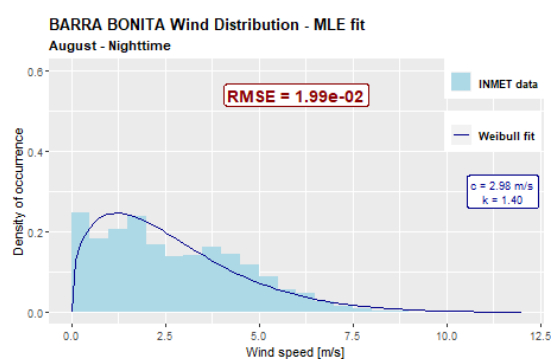


(a) Estimativa de máxima verossimilhança

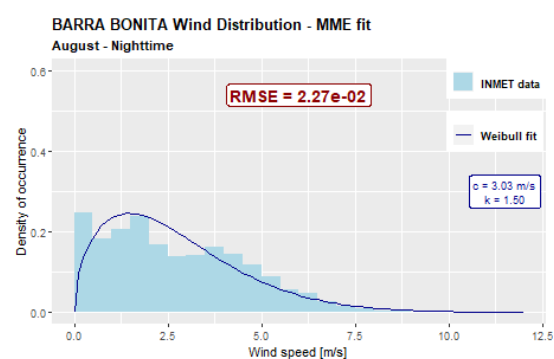


(b) Método dos momentos

Figura 57 – Gráfico de comparação da aproximação de Weibull para períodos matutinos e vespertinos do mês de agosto

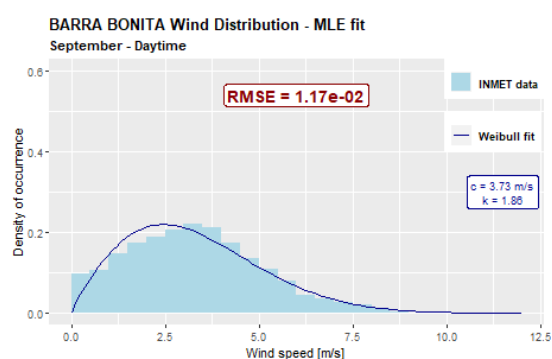


(a) Estimativa de máxima verossimilhança

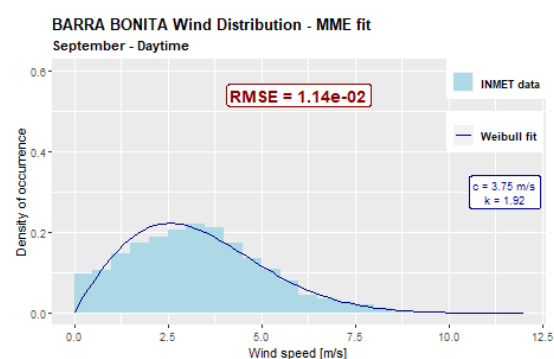


(b) Método dos momentos

Figura 58 – Gráfico de comparação da aproximação de Weibull para períodos noturnos do mês de agosto

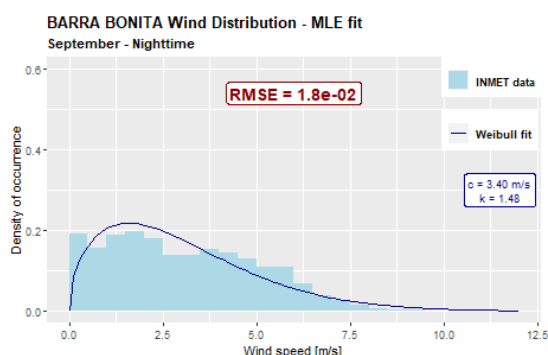


(a) Estimativa de máxima verossimilhança

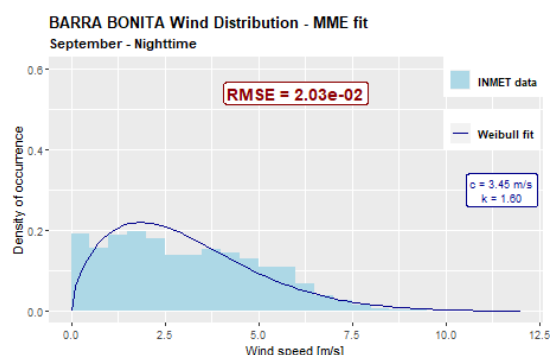


(b) Método dos momentos

Figura 59 – Gráfico de comparação da aproximação de Weibull para períodos matutinos e vespertinos do mês de setembro

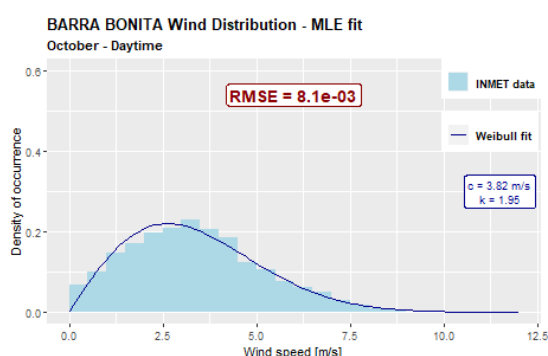


(a) Estimativa de máxima verossimilhança

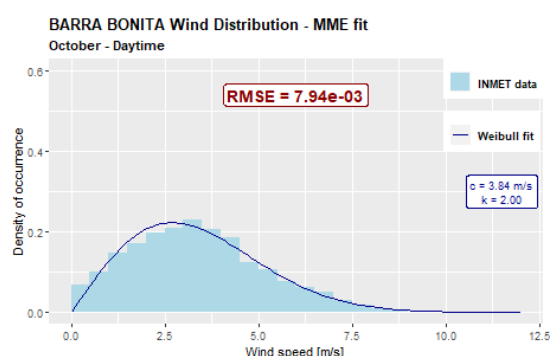


(b) Método dos momentos

Figura 60 – Gráfico de comparação da aproximação de Weibull para períodos noturnos do mês de setembro

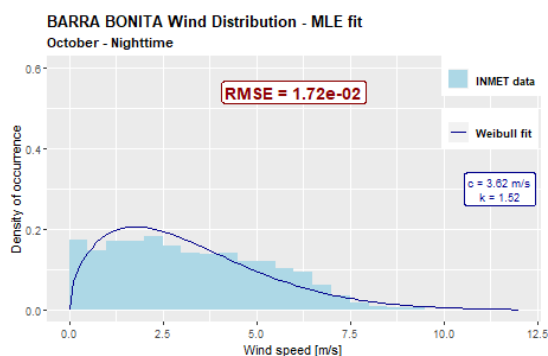


(a) Estimativa de máxima verossimilhança

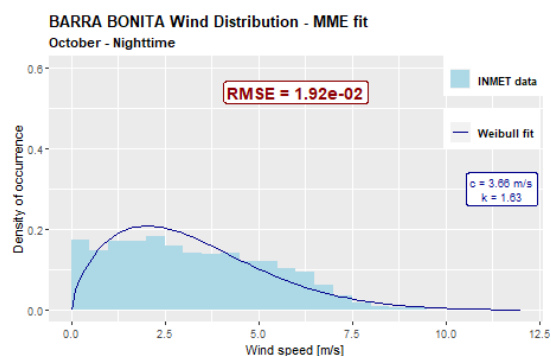


(b) Método dos momentos

Figura 61 – Gráfico de comparação da aproximação de Weibull para períodos matutinos e vespertinos do mês de outubro

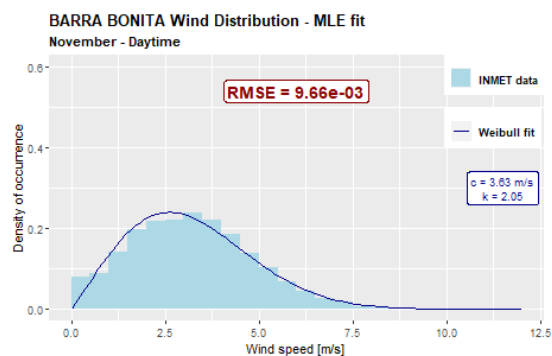


(a) Estimativa de máxima verossimilhança

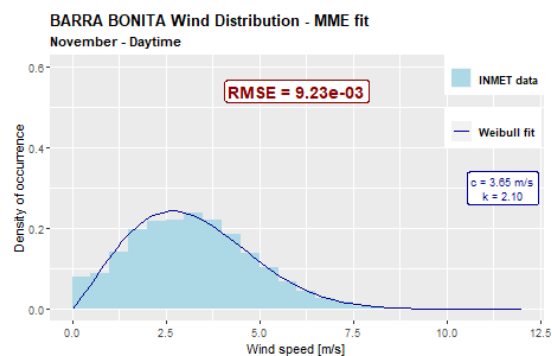


(b) Método dos momentos

Figura 62 – Gráfico de comparação da aproximação de Weibull para períodos noturnos do mês de outubro

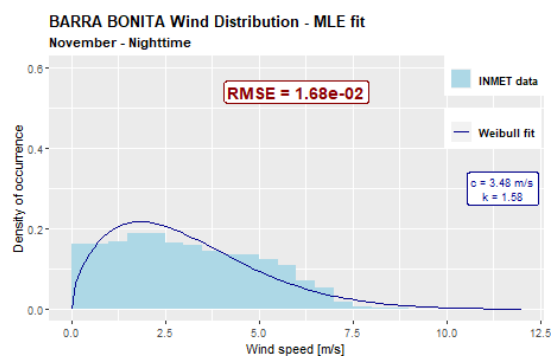


(a) Estimativa de máxima verossimilhança

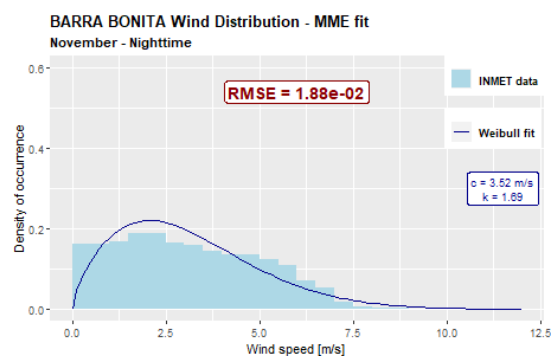


(b) Método dos momentos

Figura 63 – Gráfico de comparação da aproximação de Weibull para períodos matutinos e vespertinos do mês de novembro

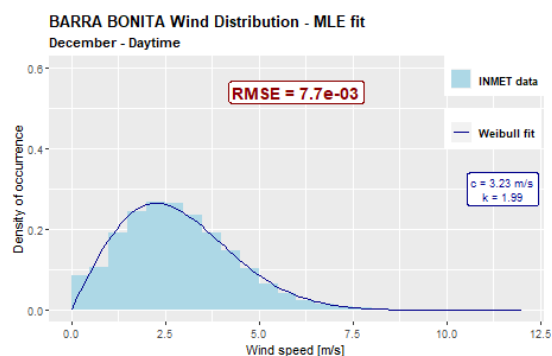


(a) Estimativa de máxima verossimilhança

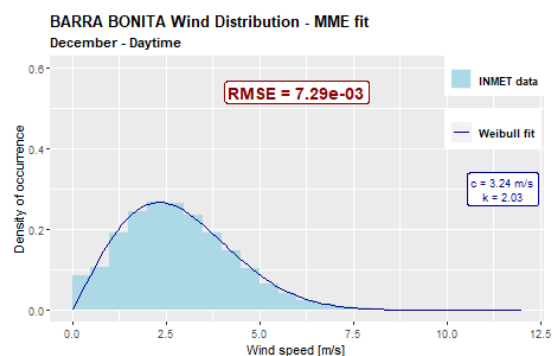


(b) Método dos momentos

Figura 64 – Gráfico de comparação da aproximação de Weibull para períodos noturnos do mês de novembro

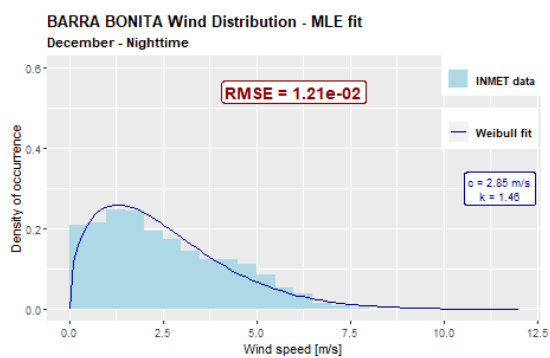


(a) Estimativa de máxima verossimilhança

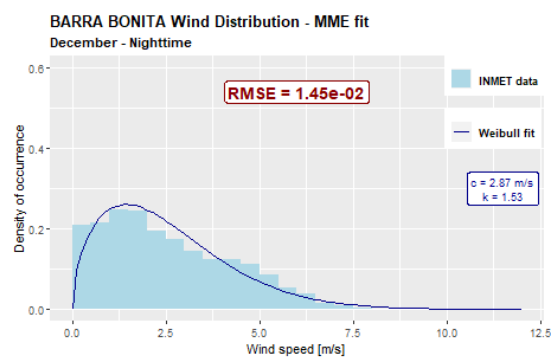


(b) Método dos momentos

Figura 65 – Gráfico de comparação da aproximação de Weibull para períodos matutinos e vespertinos do mês de dezembro



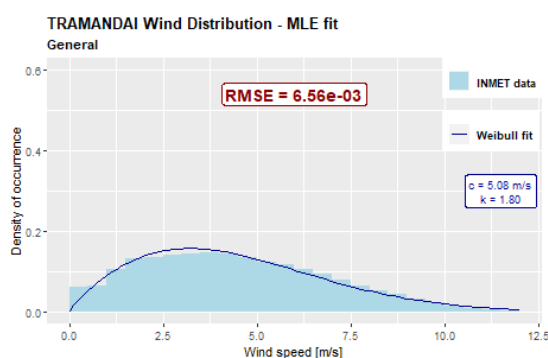
(a) Estimativa de máxima verossimilhança



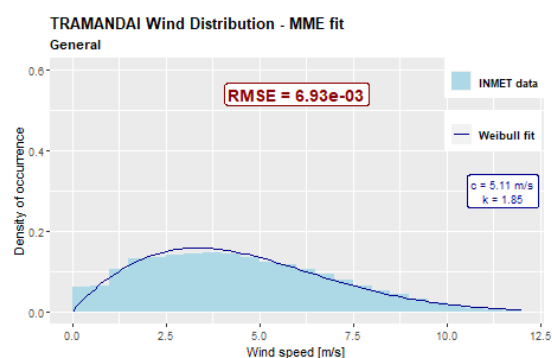
(b) Método dos momentos

Figura 66 – Gráfico de comparação da aproximação de Weibull para períodos noturnos do mês de dezembro

APÊNDICE I – Gráficos de comparação dos dados observados com a aproximação pela curva de Weibull para a cidade de Tramandaí

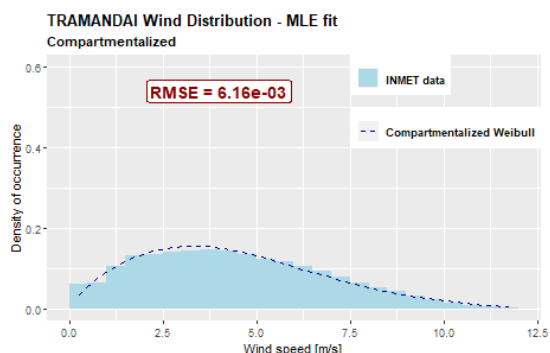


(a) Estimativa de máxima verossimilhança

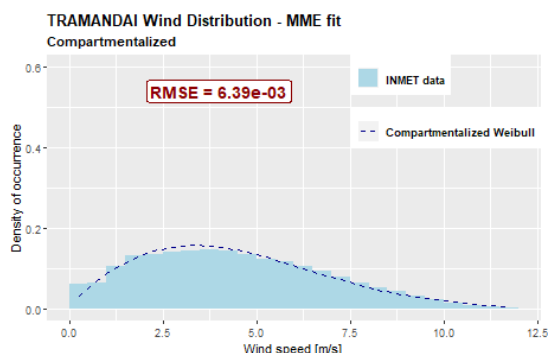


(b) Método dos momentos

Figura 67 – Gráfico de comparação da aproximação de Weibull para o caso generalizado anual

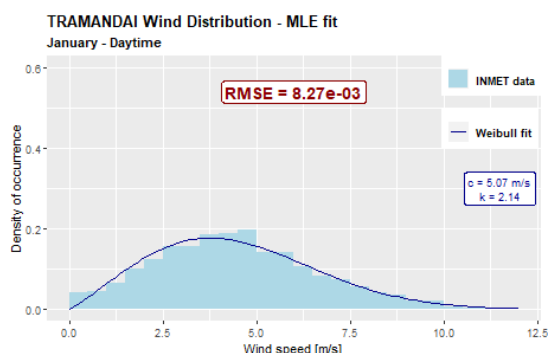


(a) Estimativa de máxima verossimilhança

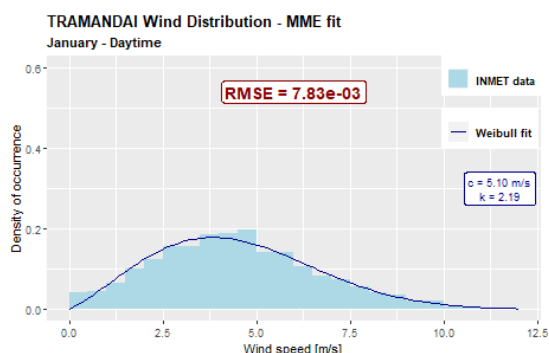


(b) Método dos momentos

Figura 68 – Gráfico de comparação das médias anuais de densidades de probabilidade mensais de Weibull frente ao ano

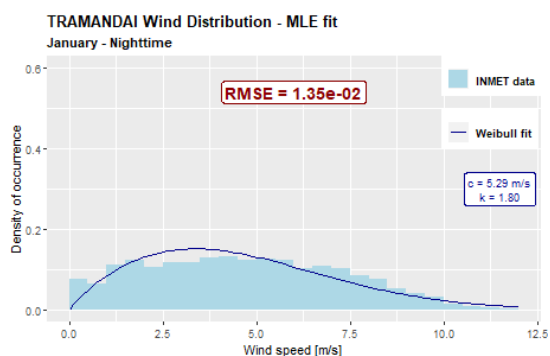


(a) Estimativa de máxima verossimilhança

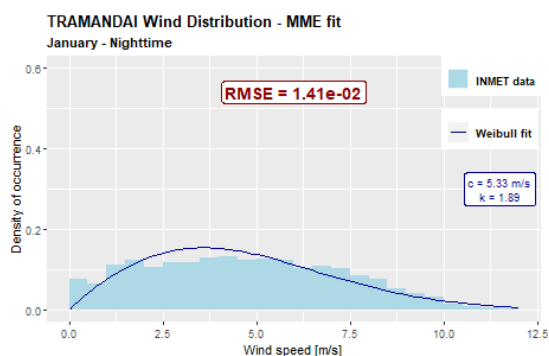


(b) Método dos momentos

Figura 69 – Gráfico de comparação da aproximação de Weibull para períodos matutinos e vespertinos do mês de janeiro

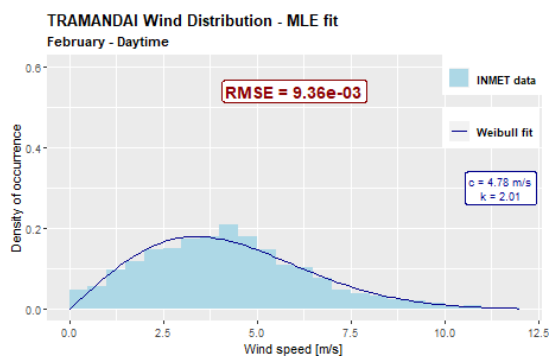


(a) Estimativa de máxima verossimilhança

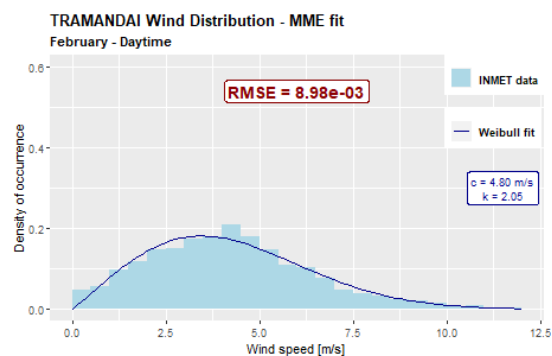


(b) Método dos momentos

Figura 70 – Gráfico de comparação da aproximação de Weibull para períodos noturnos do mês de janeiro

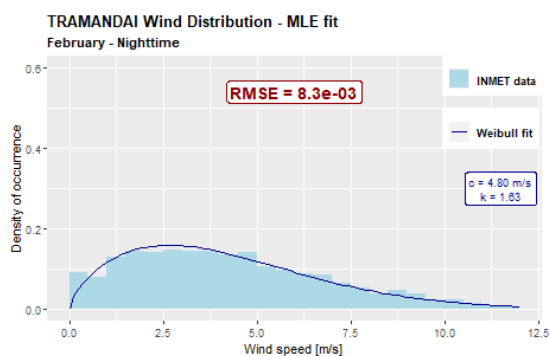


(a) Estimativa de máxima verossimilhança

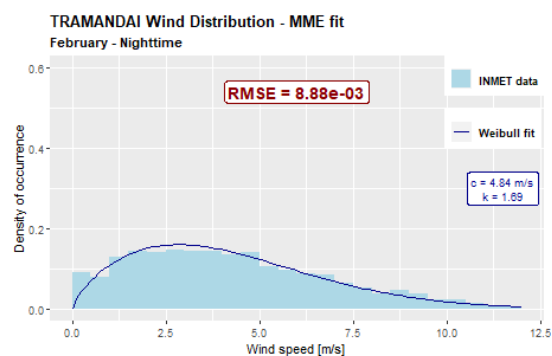


(b) Método dos momentos

Figura 71 – Gráfico de comparação da aproximação de Weibull para períodos matutinos e vespertinos do mês de fevereiro

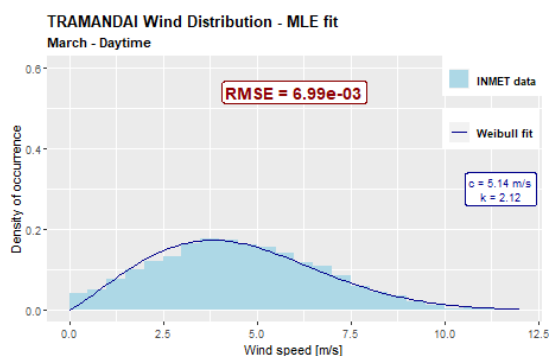


(a) Estimativa de máxima verossimilhança

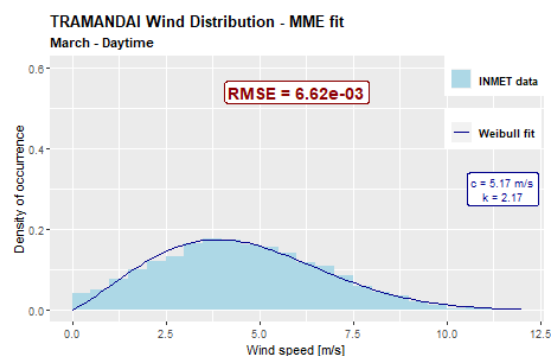


(b) Método dos momentos

Figura 72 – Gráfico de comparação da aproximação de Weibull para períodos noturnos do mês de fevereiro

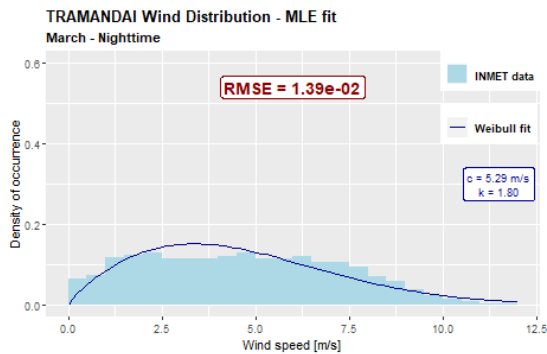


(a) Estimativa de máxima verossimilhança

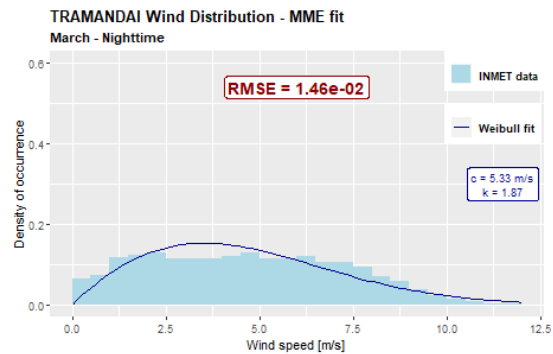


(b) Método dos momentos

Figura 73 – Gráfico de comparação da aproximação de Weibull para períodos matutinos e vespertinos do mês de março

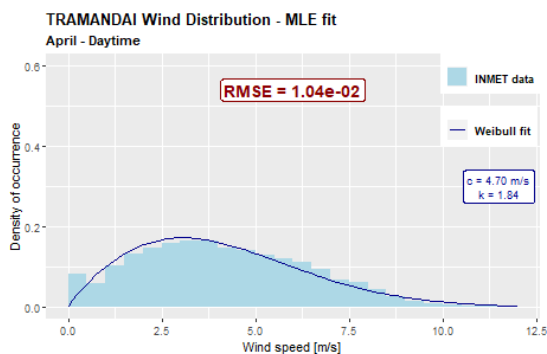


(a) Estimativa de máxima verossimilhança

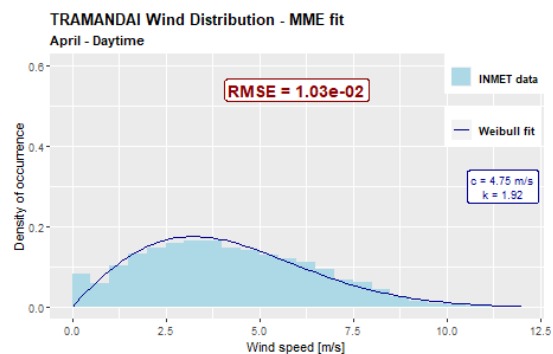


(b) Método dos momentos

Figura 74 – Gráfico de comparação da aproximação de Weibull para períodos noturnos do mês de março

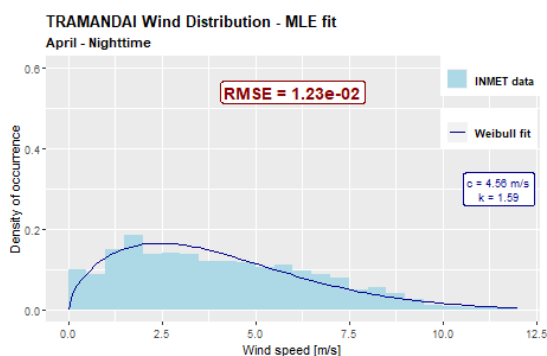


(a) Estimativa de máxima verossimilhança

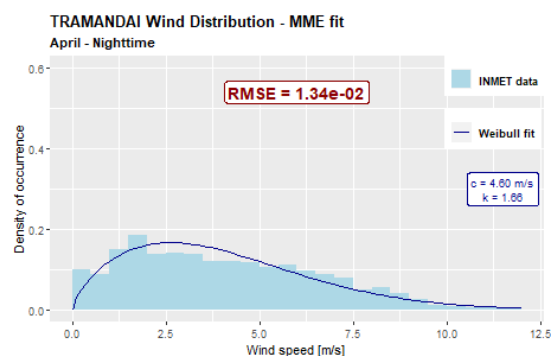


(b) Método dos momentos

Figura 75 – Gráfico de comparação da aproximação de Weibull para períodos matutinos e vespertinos do mês de abril

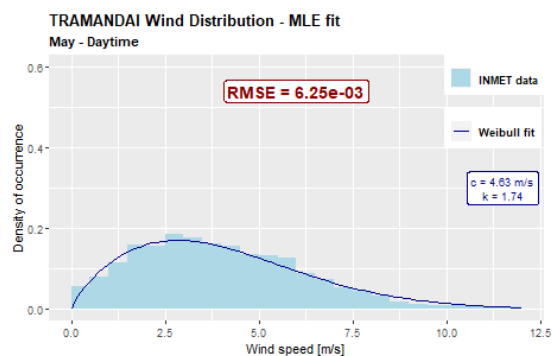


(a) Estimativa de máxima verossimilhança

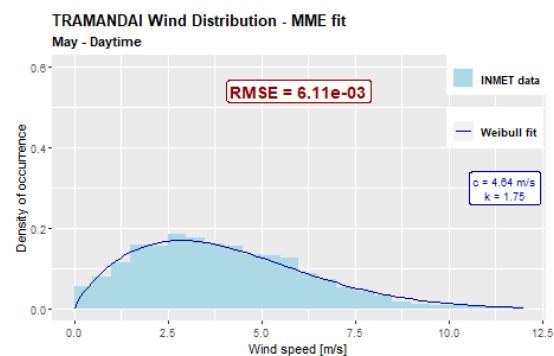


(b) Método dos momentos

Figura 76 – Gráfico de comparação da aproximação de Weibull para períodos noturnos do mês de abril

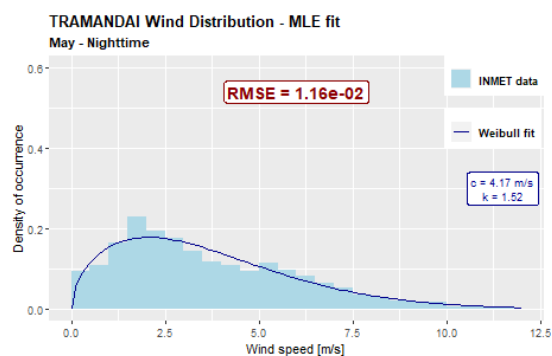


(a) Estimativa de máxima verossimilhança

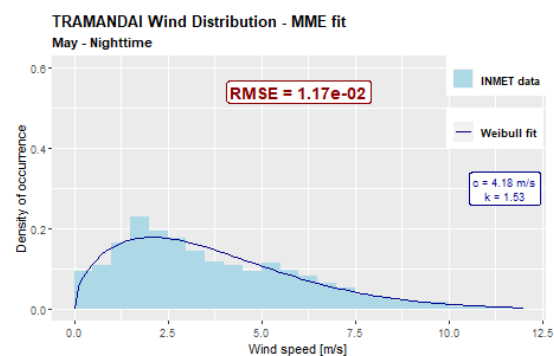


(b) Método dos momentos

Figura 77 – Gráfico de comparação da aproximação de Weibull para períodos matutinos e vespertinos do mês de maio

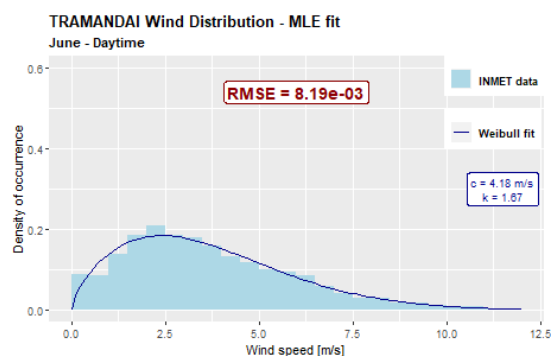


(a) Estimativa de máxima verossimilhança

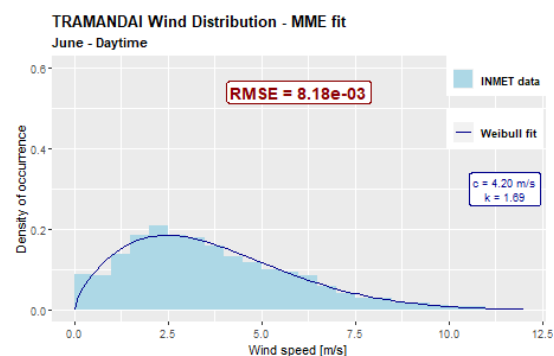


(b) Método dos momentos

Figura 78 – Gráfico de comparação da aproximação de Weibull para períodos noturnos do mês de maio

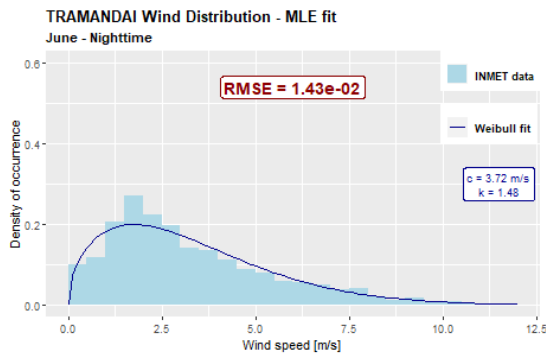


(a) Estimativa de máxima verossimilhança

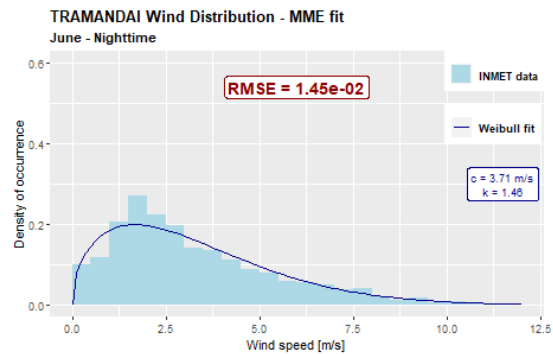


(b) Método dos momentos

Figura 79 – Gráfico de comparação da aproximação de Weibull para períodos matutinos e vespertinos do mês de junho

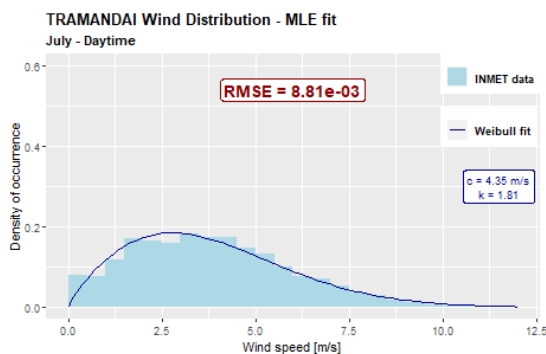


(a) Estimativa de máxima verossimilhança

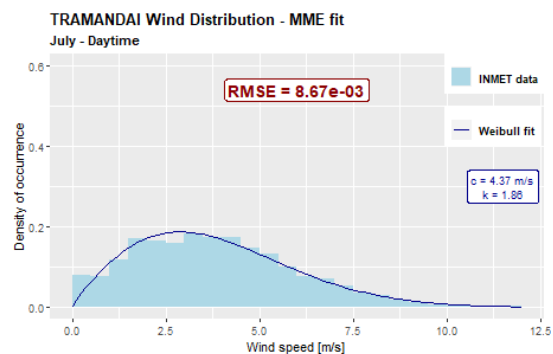


(b) Método dos momentos

Figura 80 – Gráfico de comparação da aproximação de Weibull para períodos noturnos do mês de junho

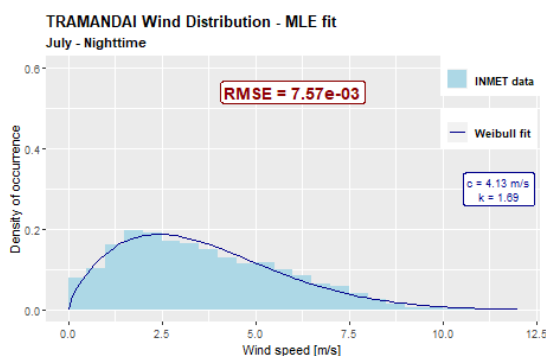


(a) Estimativa de máxima verossimilhança

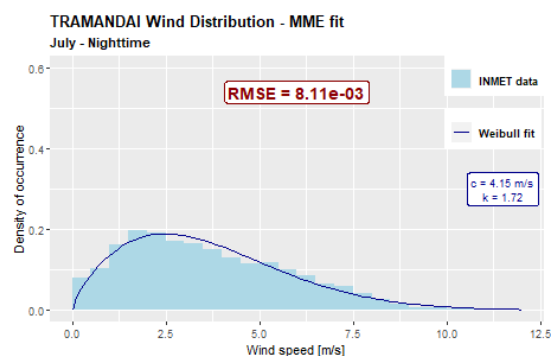


(b) Método dos momentos

Figura 81 – Gráfico de comparação da aproximação de Weibull para períodos matutinos e vespertinos do mês de julho

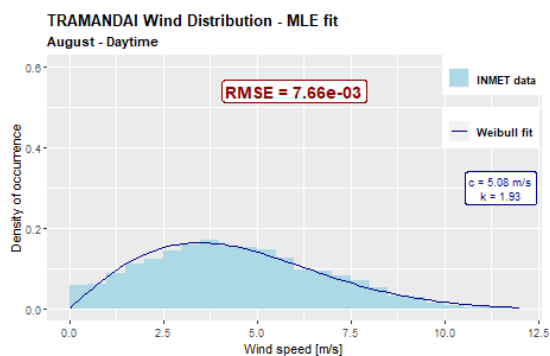


(a) Estimativa de máxima verossimilhança

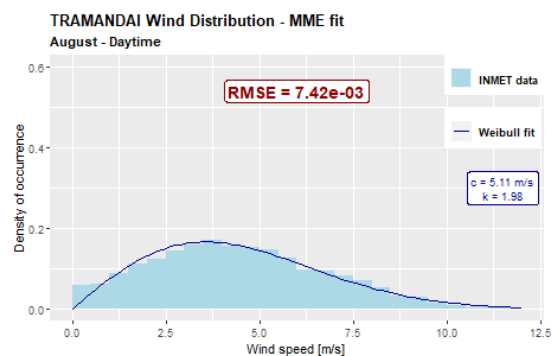


(b) Método dos momentos

Figura 82 – Gráfico de comparação da aproximação de Weibull para períodos noturnos do mês de julho

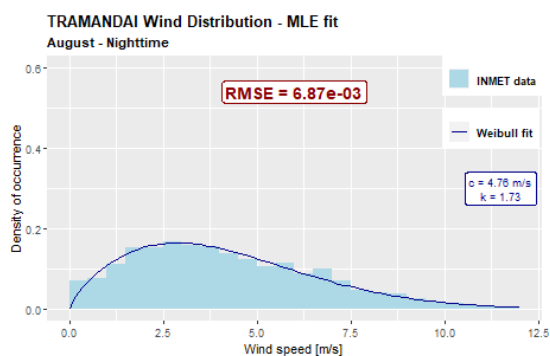


(a) Estimativa de máxima verossimilhança

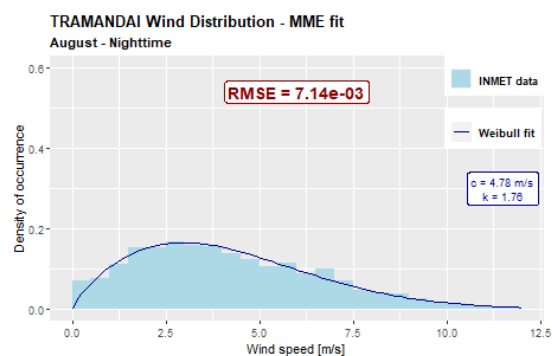


(b) Método dos momentos

Figura 83 – Gráfico de comparação da aproximação de Weibull para períodos matutinos e vespertinos do mês de agosto

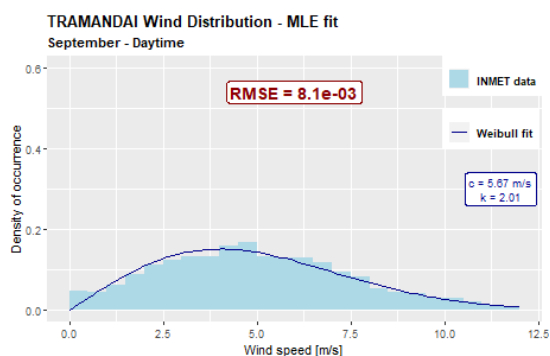


(a) Estimativa de máxima verossimilhança

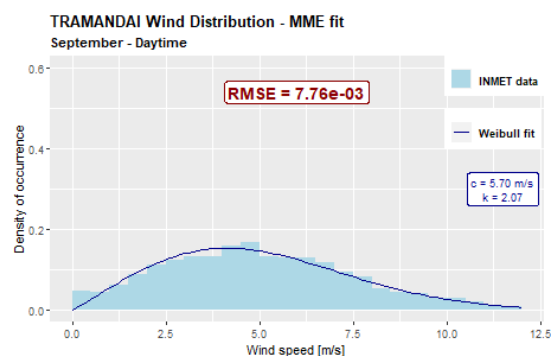


(b) Método dos momentos

Figura 84 – Gráfico de comparação da aproximação de Weibull para períodos noturnos do mês de agosto

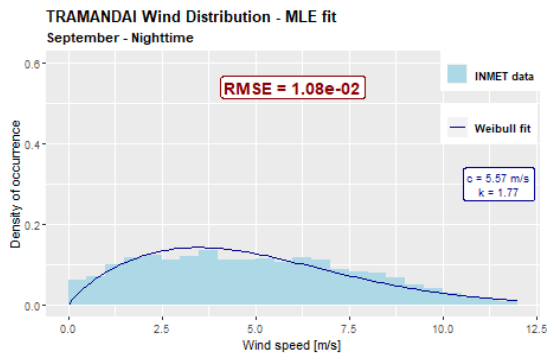


(a) Estimativa de máxima verossimilhança

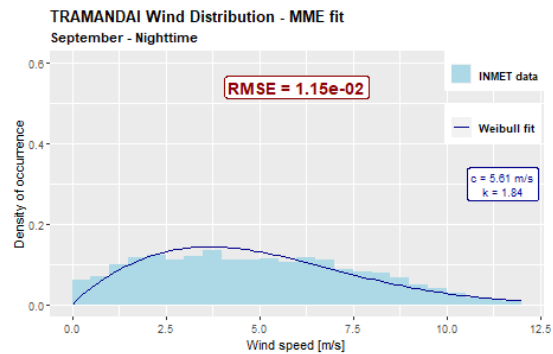


(b) Método dos momentos

Figura 85 – Gráfico de comparação da aproximação de Weibull para períodos matutinos e vespertinos do mês de setembro

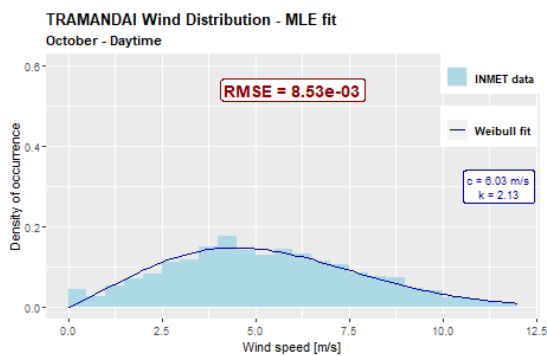


(a) Estimativa de máxima verossimilhança

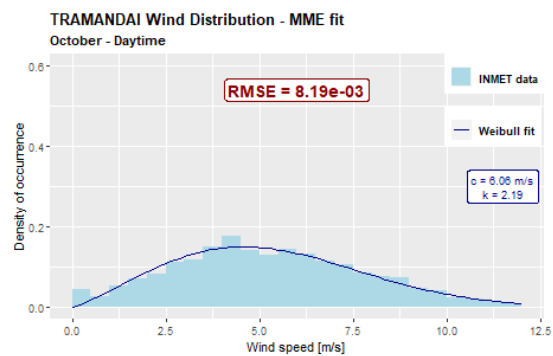


(b) Método dos momentos

Figura 86 – Gráfico de comparação da aproximação de Weibull para períodos noturnos do mês de setembro

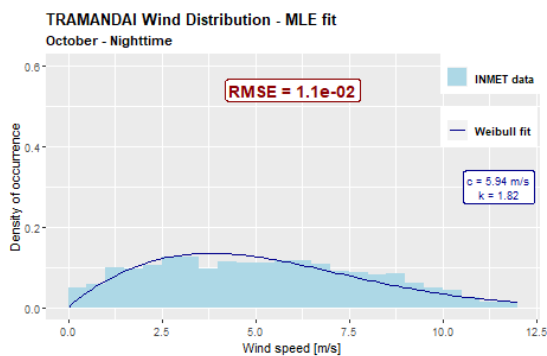


(a) Estimativa de máxima verossimilhança

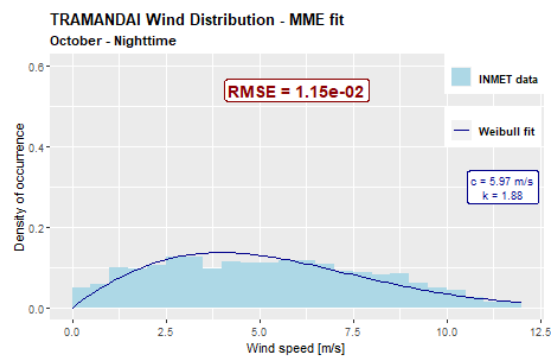


(b) Método dos momentos

Figura 87 – Gráfico de comparação da aproximação de Weibull para períodos matutinos e vespertinos do mês de outubro

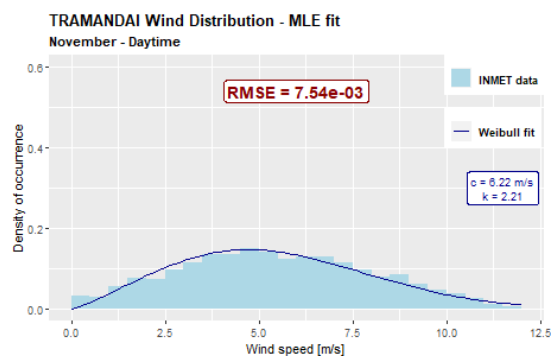


(a) Estimativa de máxima verossimilhança

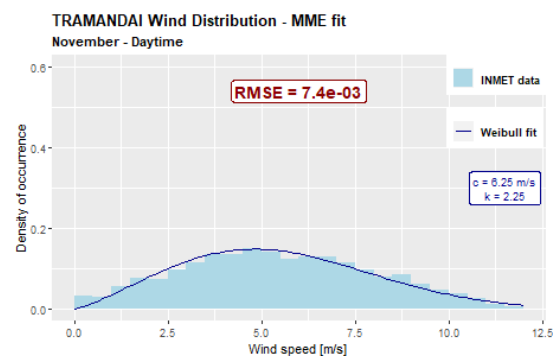


(b) Método dos momentos

Figura 88 – Gráfico de comparação da aproximação de Weibull para períodos noturnos do mês de outubro

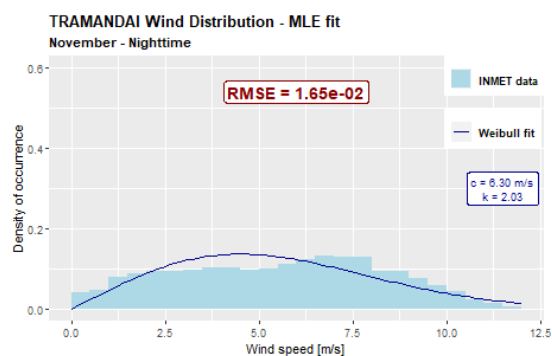


(a) Estimativa de máxima verossimilhança

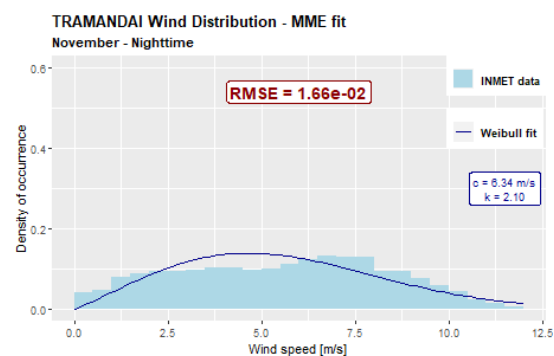


(b) Método dos momentos

Figura 89 – Gráfico de comparação da aproximação de Weibull para períodos matutinos e vespertinos do mês de novembro

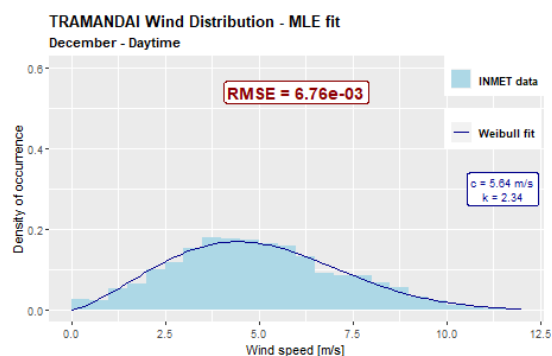


(a) Estimativa de máxima verossimilhança

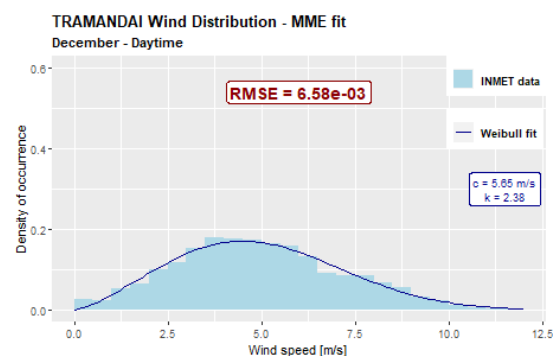


(b) Método dos momentos

Figura 90 – Gráfico de comparação da aproximação de Weibull para períodos noturnos do mês de novembro

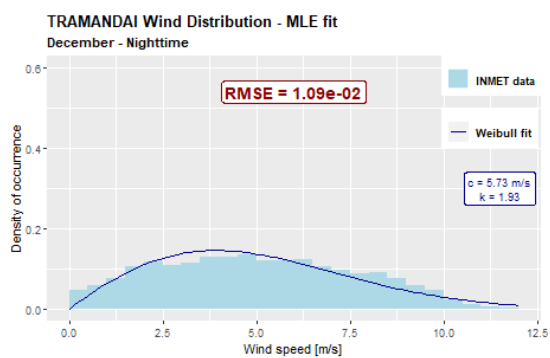


(a) Estimativa de máxima verossimilhança

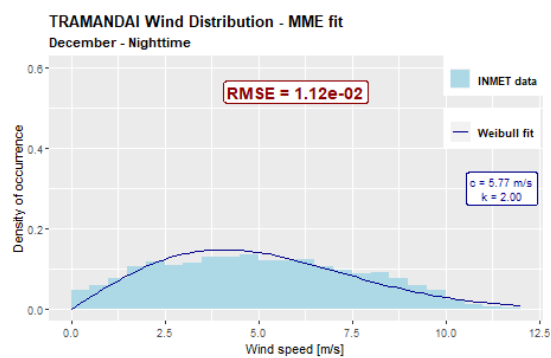


(b) Método dos momentos

Figura 91 – Gráfico de comparação da aproximação de Weibull para períodos matutinos e vespertinos do mês de dezembro



(a) Estimativa de máxima verossimilhança



(b) Método dos momentos

Figura 92 – Gráfico de comparação da aproximação de Weibull para períodos noturnos do mês de dezembro

APÊNDICE J – Tabelas de resultados das estimativas de vento mensais e por período para as cidade de São Carlos, Barra Bonita e Tramandaí

		N_o	\hat{V}_{obs}	DPV_{obs}	λ [m/s]	k	$\hat{V}_{weibull}$	$DPV_{weibull}$	$RMSE_{f(V_i)}$	$R^2_{f(V_i)}$	$RMSE_{\delta DPV}$	$R^2_{\delta DPV}$
Janeiro	Dia	5273	2,18 m/s	9,6 W/m ²	2,456	2,240	2,18 m/s	9,6 W/m ²	0,0130	0,982	0,073 W/m ²	0,972
	Noite	4676	1,65 m/s	6,6 W/m ²	1,833	1,498	1,65 m/s	6,7 W/m ²	0,0092	0,991	0,035 W/m ²	0,983
Fevereiro	Dia	4704	2,08 m/s	8,4 W/m ²	2,345	2,231	2,08 m/s	8,4 W/m ²	0,0117	0,986	0,063 W/m ²	0,975
	Noite	4145	1,51 m/s	4,7 W/m ²	1,682	1,559	1,51 m/s	4,8 W/m ²	0,0141	0,982	0,034 W/m ²	0,974
Março	Dia	4968	2,12 m/s	8,9 W/m ²	2,390	2,202	2,12 m/s	9,0 W/m ²	0,0115	0,986	0,046 W/m ²	0,988
	Noite	4215	1,57 m/s	5,8 W/m ²	1,736	1,480	1,57 m/s	5,8 W/m ²	0,0087	0,993	0,021 W/m ²	0,992
Abril	Dia	4854	2,10 m/s	8,8 W/m ²	2,373	2,183	2,10 m/s	8,9 W/m ²	0,0074	0,994	0,038 W/m ²	0,992
	Noite	4333	1,57 m/s	5,1 W/m ²	1,756	1,596	1,57 m/s	5,3 W/m ²	0,0154	0,977	0,043 W/m ²	0,969
Mai	Dia	5361	2,07 m/s	8,6 W/m ²	2,339	2,103	2,07 m/s	8,8 W/m ²	0,0104	0,988	0,044 W/m ²	0,989
	Noite	4492	1,49 m/s	4,3 W/m ²	1,668	1,620	1,49 m/s	4,4 W/m ²	0,0173	0,974	0,022 W/m ²	0,988
Junho	Dia	5140	2,09 m/s	9,3 W/m ²	2,362	2,015	2,09 m/s	9,4 W/m ²	0,0116	0,985	0,048 W/m ²	0,987
	Noite	4113	1,44 m/s	4,0 W/m ²	1,610	1,594	1,44 m/s	4,1 W/m ²	0,0163	0,977	0,024 W/m ²	0,983
Julho	Dia	5282	2,26 m/s	11,1 W/m ²	2,554	2,142	2,26 m/s	11,2 W/m ²	0,0143	0,976	0,074 W/m ²	0,979
	Noite	4160	1,57 m/s	5,0 W/m ²	1,751	1,651	1,57 m/s	5,0 W/m ²	0,0138	0,983	0,047 W/m ²	0,950
Agosto	Dia	5545	2,57 m/s	15,7 W/m ²	2,899	2,240	2,57 m/s	15,8 W/m ²	0,0087	0,990	0,069 W/m ²	0,989
	Noite	4678	1,85 m/s	7,7 W/m ²	2,081	1,739	1,85 m/s	7,7 W/m ²	0,0114	0,986	0,030 W/m ²	0,991
Setembro	Dia	5612	2,60 m/s	16,6 W/m ²	2,938	2,198	2,60 m/s	16,7 W/m ²	0,0085	0,990	0,067 W/m ²	0,991
	Noite	4870	1,99 m/s	9,9 W/m ²	2,231	1,684	1,99 m/s	10,0 W/m ²	0,0109	0,986	0,043 W/m ²	0,988
Outubro	Dia	5563	2,50 m/s	14,7 W/m ²	2,824	2,203	2,50 m/s	14,8 W/m ²	0,0051	0,997	0,048 W/m ²	0,994
	Noite	5057	2,08 m/s	11,3 W/m ²	2,331	1,675	2,08 m/s	11,4 W/m ²	0,0086	0,991	0,045 W/m ²	0,990
Novembro	Dia	5370	2,39 m/s	12,6 W/m ²	2,702	2,278	2,39 m/s	12,6 W/m ²	0,0096	0,989	0,077 W/m ²	0,981
	Noite	4963	2,03 m/s	9,7 W/m ²	2,280	1,779	2,03 m/s	9,8 W/m ²	0,0107	0,986	0,062 W/m ²	0,978
Dezembro	Dia	5411	2,18 m/s	9,8 W/m ²	2,464	2,188	2,18 m/s	9,9 W/m ²	0,0139	0,979	0,060 W/m ²	0,982
	Noite	4797	1,68 m/s	6,4 W/m ²	1,868	1,569	1,68 m/s	6,5 W/m ²	0,0116	0,986	0,038 W/m ²	0,981

Tabela 44 – Sumário completo de informações mensais e por período - caso compartilhado - da estimativa de vento por parâmetros de Weibull - utilizando o método dos momentos - para a cidade de São Carlos

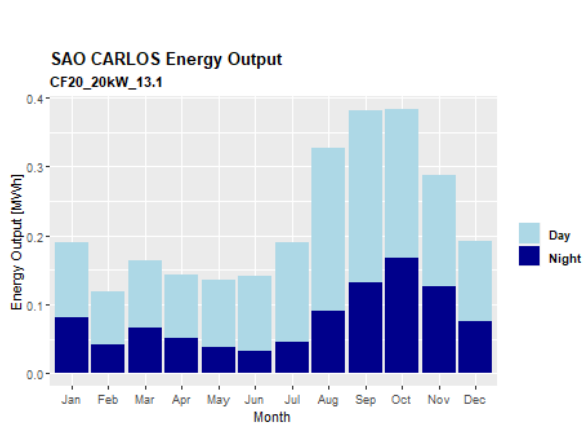
		N_o	\bar{V}_{obs}	DPV_{obs}	λ [m/s]	k	$\bar{V}_{weibull}$	$DPV_{weibull}$	$RMSE_{f(V_i)}$	$R^2_{f(V_i)}$	$RMSE_{\delta DPV}$	$R^2_{\delta DPV}$
Janeiro	Dia	4197	2,58 m/s	21,1 W/m ²	2,896	1,762	2,58 m/s	21,4 W/m ²	0,0119	0,977	0,080 W/m ²	0,989
	Noite	3487	2,25 m/s	19,3 W/m ²	2,457	1,367	2,25 m/s	20,3 W/m ²	0,0112	0,981	0,269 W/m ²	0,864
Fevereiro	Dia	3802	2,25 m/s	13,5 W/m ²	2,535	1,816	2,25 m/s	13,8 W/m ²	0,0131	0,977	0,060 W/m ²	0,988
	Noite	3076	1,95 m/s	12,9 W/m ²	2,137	1,371	1,95 m/s	13,3 W/m ²	0,0117	0,983	0,138 W/m ²	0,919
Março	Dia	4247	2,66 m/s	21,2 W/m ²	2,992	1,876	2,66 m/s	21,7 W/m ²	0,0150	0,963	0,156 W/m ²	0,966
	Noite	3589	2,45 m/s	20,1 W/m ²	2,723	1,564	2,45 m/s	21,3 W/m ²	0,0209	0,927	0,289 W/m ²	0,876
Abril	Dia	4273	2,82 m/s	22,6 W/m ²	3,186	2,125	2,82 m/s	23,0 W/m ²	0,0108	0,982	0,118 W/m ²	0,985
	Noite	3457	2,40 m/s	16,6 W/m ²	2,701	1,760	2,40 m/s	17,4 W/m ²	0,0204	0,936	0,193 W/m ²	0,928
Maio	Dia	4371	2,71 m/s	21,7 W/m ²	3,058	1,947	2,71 m/s	22,2 W/m ²	0,0177	0,949	0,134 W/m ²	0,976
	Noite	3511	2,18 m/s	14,5 W/m ²	2,417	1,535	2,18 m/s	15,4 W/m ²	0,0233	0,921	0,218 W/m ²	0,878
Junho	Dia	4078	2,62 m/s	20,3 W/m ²	2,952	1,879	2,62 m/s	20,8 W/m ²	0,0172	0,953	0,153 W/m ²	0,962
	Noite	3172	2,08 m/s	13,7 W/m ²	2,292	1,459	2,08 m/s	14,4 W/m ²	0,0195	0,948	0,121 W/m ²	0,949
Julho	Dia	4356	2,69 m/s	22,1 W/m ²	3,029	1,866	2,69 m/s	22,7 W/m ²	0,0173	0,950	0,158 W/m ²	0,966
	Noite	3400	2,13 m/s	15,0 W/m ²	2,342	1,443	2,13 m/s	15,7 W/m ²	0,0133	0,975	0,162 W/m ²	0,923
Agosto	Dia	4583	3,20 m/s	35,7 W/m ²	3,614	1,964	3,20 m/s	36,4 W/m ²	0,0127	0,969	0,155 W/m ²	0,985
	Noite	3804	2,73 m/s	29,5 W/m ²	3,029	1,504	2,73 m/s	31,4 W/m ²	0,0227	0,900	0,371 W/m ²	0,883
Setembro	Dia	4506	3,33 m/s	40,9 W/m ²	3,754	1,924	3,33 m/s	41,7 W/m ²	0,0114	0,973	0,218 W/m ²	0,975
	Noite	3781	3,10 m/s	39,5 W/m ²	3,453	1,596	3,10 m/s	42,0 W/m ²	0,0203	0,906	0,568 W/m ²	0,849
Outubro	Dia	4572	3,40 m/s	42,3 W/m ²	3,839	1,996	3,40 m/s	42,8 W/m ²	0,0079	0,987	0,211 W/m ²	0,979
	Noite	3848	3,28 m/s	46,0 W/m ²	3,665	1,628	3,28 m/s	48,6 W/m ²	0,0192	0,909	0,699 W/m ²	0,828
Novembro	Dia	4184	3,23 m/s	34,3 W/m ²	3,647	2,105	3,23 m/s	34,8 W/m ²	0,0092	0,984	0,130 W/m ²	0,990
	Noite	3599	3,15 m/s	38,7 W/m ²	3,523	1,686	3,15 m/s	41,0 W/m ²	0,0188	0,919	0,645 W/m ²	0,824
Dezembro	Dia	4358	2,87 m/s	25,1 W/m ²	3,240	2,030	2,87 m/s	25,3 W/m ²	0,0073	0,991	0,070 W/m ²	0,994
	Noite	3667	2,59 m/s	24,7 W/m ²	2,873	1,533	2,59 m/s	25,9 W/m ²	0,0145	0,962	0,338 W/m ²	0,875

Tabela 45 – Sumário completo de informações mensais e por período - caso compartilhado - da estimativa de vento por parâmetros de Weibull - utilizando o método dos momentos - para a cidade de Barra Bonita

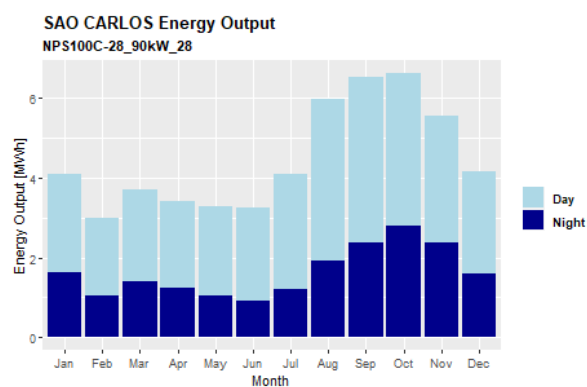
		N_o	\bar{V}_{obs}	DPV_{obs}	λ [m/s]	k	$\bar{V}_{weibull}$	$DPV_{weibull}$	$RMSE_{f(V_i)}$	$R^2_{f(V_i)}$	$RMSE_{\delta DPV}$	$R^2_{\delta DPV}$
Janeiro	Dia	4311	4,51 m/s	98,1 W/m ²	5,097	2,189	4,51 m/s	98,8 W/m ²	0,0078	0,983	0,432 W/m ²	0,978
	Noite	4203	4,73 m/s	126,2 W/m ²	5,333	1,890	4,73 m/s	131,5 W/m ²	0,0141	0,925	1,418 W/m ²	0,875
Fevereiro	Dia	3820	4,25 m/s	87,7 W/m ²	4,803	2,050	4,25 m/s	87,9 W/m ²	0,0090	0,979	0,480 W/m ²	0,962
	Noite	3777	4,32 m/s	110,6 W/m ²	4,837	1,689	4,32 m/s	113,8 W/m ²	0,0089	0,973	0,844 W/m ²	0,923
Março	Dia	4807	4,58 m/s	102,5 W/m ²	5,166	2,167	4,58 m/s	103,8 W/m ²	0,0066	0,987	0,482 W/m ²	0,976
	Noite	4720	4,73 m/s	127,4 W/m ²	5,326	1,870	4,73 m/s	132,6 W/m ²	0,0146	0,920	1,391 W/m ²	0,877
Abril	Dia	4523	4,21 m/s	88,7 W/m ²	4,746	1,922	4,21 m/s	90,9 W/m ²	0,0103	0,968	0,659 W/m ²	0,944
	Noite	4333	4,11 m/s	97,0 W/m ²	4,602	1,659	4,11 m/s	100,8 W/m ²	0,0134	0,941	0,984 W/m ²	0,882
Maio	Dia	4350	4,13 m/s	97,1 W/m ²	4,638	1,754	4,13 m/s	95,1 W/m ²	0,0061	0,989	0,840 W/m ²	0,851
	Noite	4231	3,77 m/s	85,5 W/m ²	4,182	1,532	3,77 m/s	86,2 W/m ²	0,0117	0,963	0,429 W/m ²	0,957
Junho	Dia	4008	3,74 m/s	73,8 W/m ²	4,195	1,692	3,74 m/s	74,1 W/m ²	0,0082	0,982	0,357 W/m ²	0,967
	Noite	3878	3,36 m/s	66,7 W/m ²	3,708	1,464	3,36 m/s	65,3 W/m ²	0,0145	0,954	0,487 W/m ²	0,901
Julho	Dia	4109	3,88 m/s	73,0 W/m ²	4,372	1,860	3,88 m/s	73,9 W/m ²	0,0087	0,980	0,333 W/m ²	0,975
	Noite	4025	3,70 m/s	68,6 W/m ²	4,149	1,723	3,70 m/s	69,8 W/m ²	0,0081	0,983	0,513 W/m ²	0,937
Agosto	Dia	4163	4,53 m/s	107,8 W/m ²	5,106	1,982	4,53 m/s	109,4 W/m ²	0,0074	0,983	0,633 W/m ²	0,958
	Noite	4072	4,26 m/s	102,1 W/m ²	4,784	1,764	4,26 m/s	103,6 W/m ²	0,0071	0,984	0,510 W/m ²	0,965
Setembro	Dia	4068	5,05 m/s	143,7 W/m ²	5,699	2,066	5,05 m/s	145,7 W/m ²	0,0078	0,979	0,672 W/m ²	0,970
	Noite	3978	4,98 m/s	152,2 W/m ²	5,608	1,840	4,98 m/s	157,9 W/m ²	0,0115	0,944	1,309 W/m ²	0,909
Outubro	Dia	4266	5,37 m/s	164,3 W/m ²	6,064	2,190	5,37 m/s	166,3 W/m ²	0,0082	0,976	0,676 W/m ²	0,978
	Noite	4130	5,30 m/s	179,2 W/m ²	5,974	1,884	5,30 m/s	185,5 W/m ²	0,0115	0,940	1,640 W/m ²	0,894
Novembro	Dia	4170	5,54 m/s	174,7 W/m ²	6,254	2,254	5,54 m/s	178,0 W/m ²	0,0074	0,979	1,230 W/m ²	0,945
	Noite	4068	5,62 m/s	189,9 W/m ²	6,344	2,103	5,62 m/s	197,6 W/m ²	0,0166	0,881	2,361 W/m ²	0,850
Dezembro	Dia	4500	5,01 m/s	125,8 W/m ²	5,655	2,379	5,01 m/s	126,2 W/m ²	0,0066	0,987	0,655 W/m ²	0,970
	Noite	4388	5,11 m/s	151,5 W/m ²	5,767	2,000	5,11 m/s	156,1 W/m ²	0,0112	0,950	1,786 W/m ²	0,857

Tabela 46 – Sumário completo de informações mensais e por período - caso compartilhado - da estimativa de vento por parâmetros de Weibull - utilizando o método dos momentos - para a cidade de Tramandaí

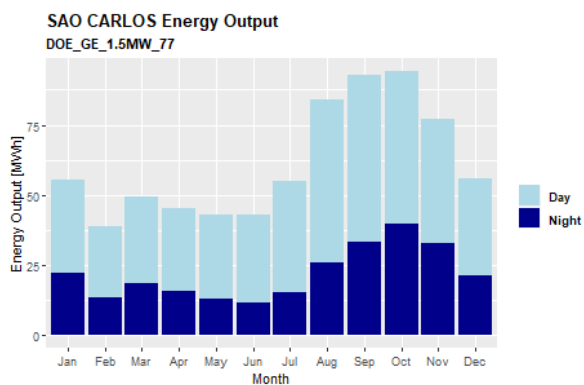
APÊNDICE K – Gráficos de distribuição de geração de energia



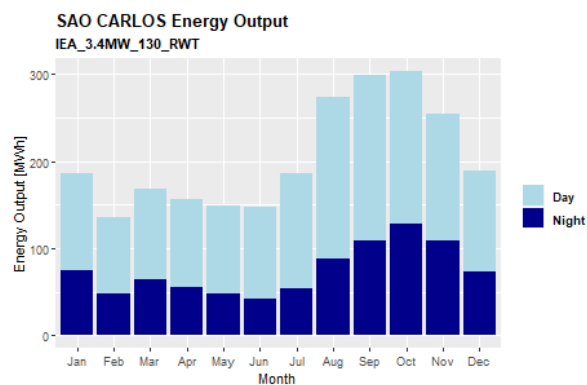
(a) Turbina de uso distribuído pequeno - CF20



(b) Turbina de uso distribuído grande - NPS 100C-28

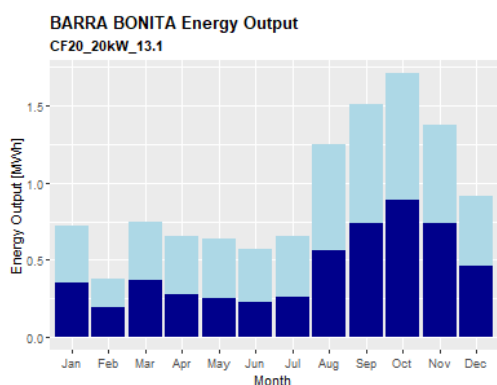


(c) Turbina de uso utilitário pequeno - DOE GE 1.5 MW

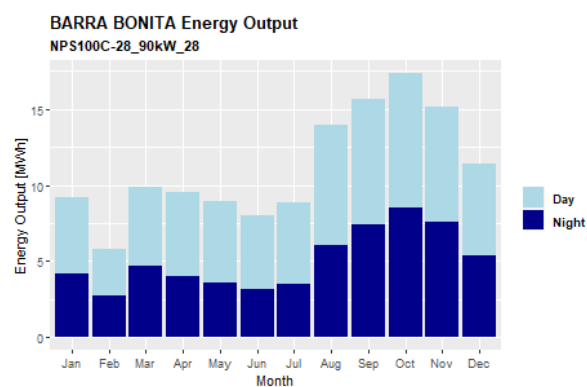


(d) Turbina de uso utilitário grande - IEA 3.4MW (Ref.)

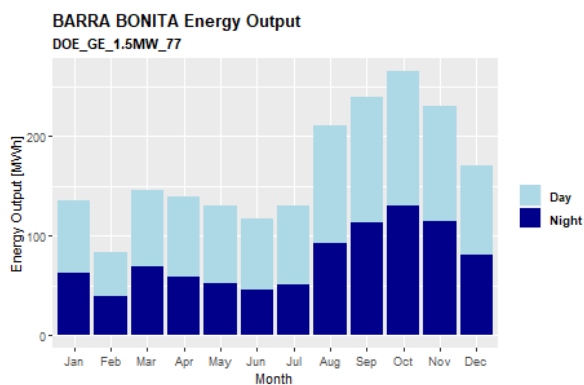
Figura 93 – Distribuição anual da geração de energia para a cidade de São Carlos para as 4 turbinas analisadas



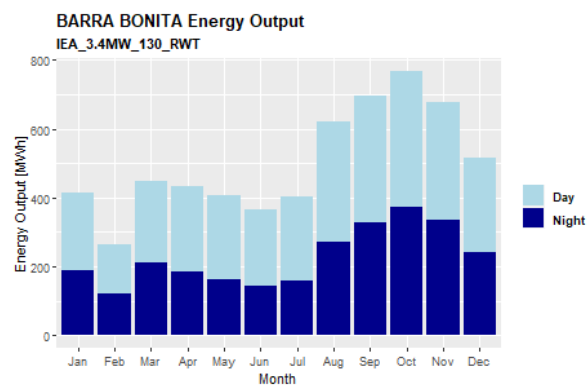
(a) Turbina de uso distribuído pequeno - CF20



(b) Turbina de uso distribuído grande - NPS 100C-28



(c) Turbina de uso utilitário pequeno - DOE GE 1.5 MW



(d) Turbina de uso utilitário grande - IEA 3.4MW (Ref.)

Figura 94 – Distribuição anual da geração de energia para a cidade de Barra Bonita para as 4 turbinas analisadas

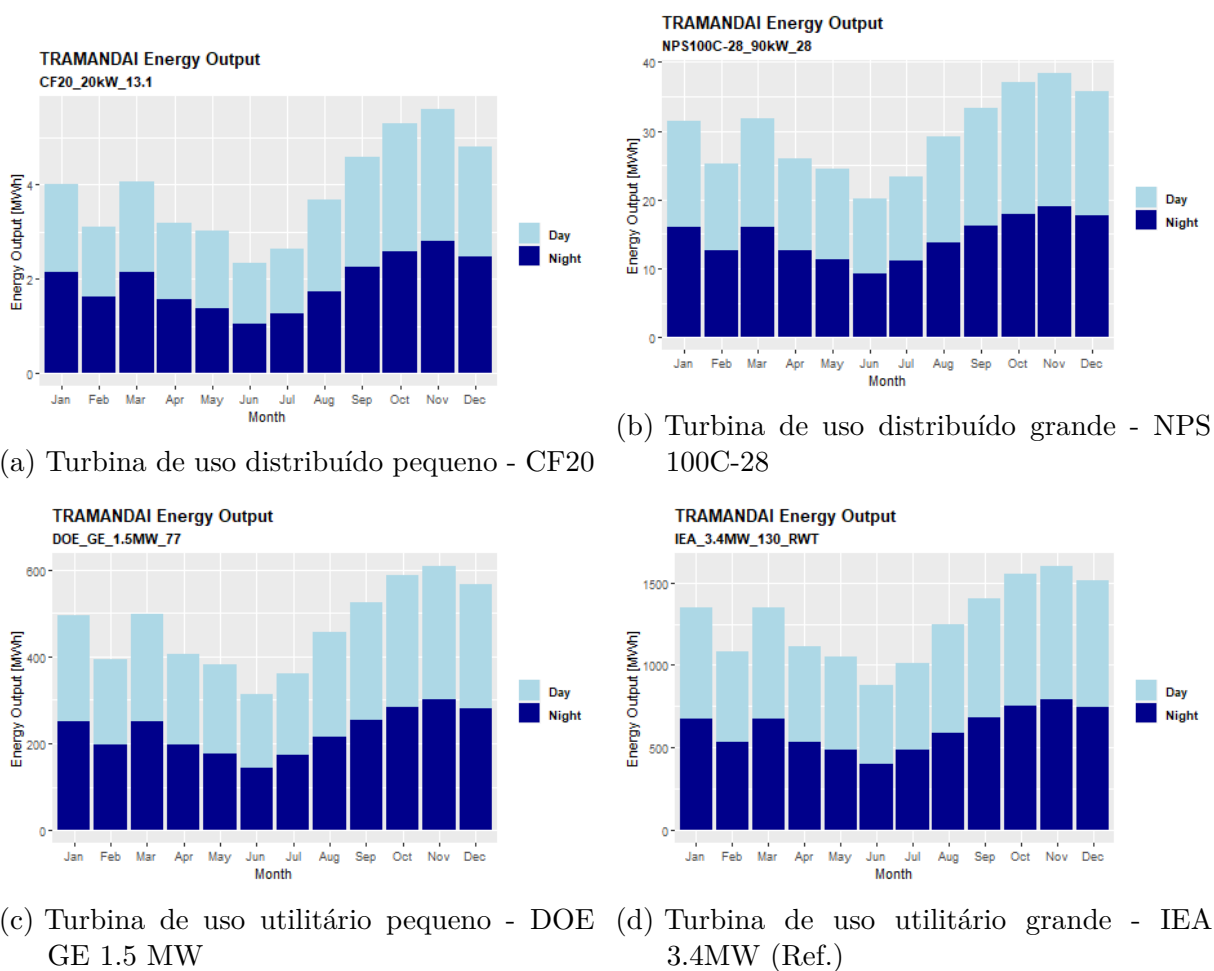


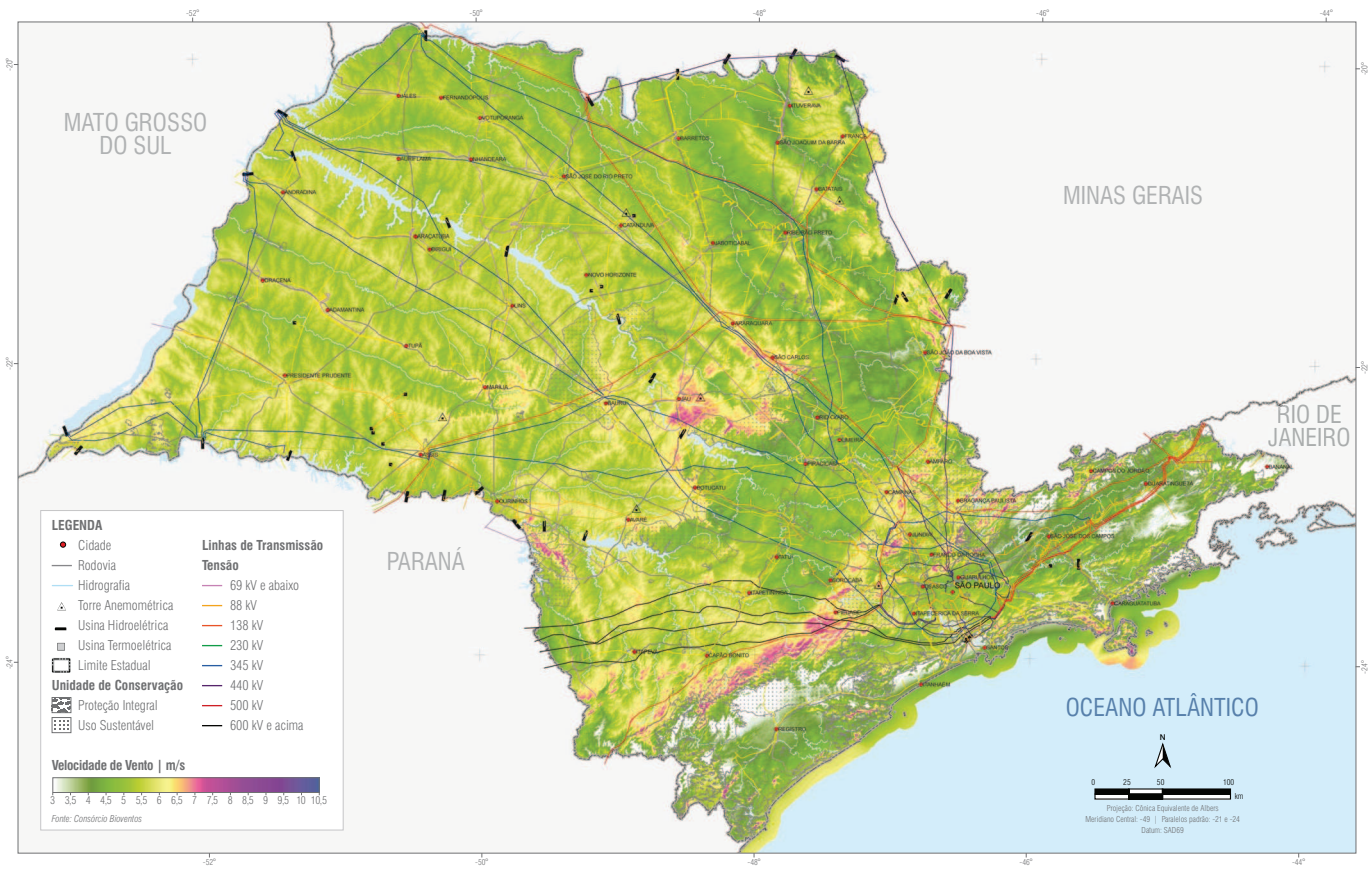
Figura 95 – Distribuição anual da geração de energia para a cidade de Tramandaí para as 4 turbinas analisadas

Anexos

ANEXO A – Atlas Eólico do Estado de São Paulo - Velocidades de vento

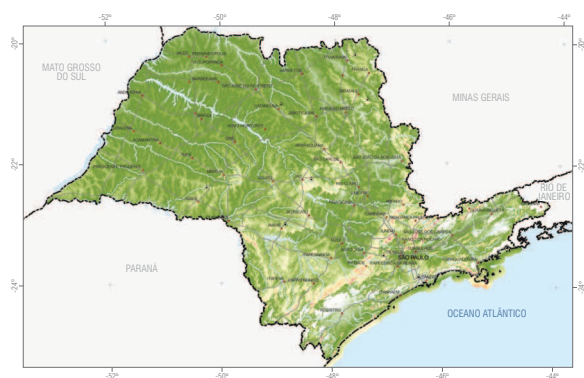
O mapa exposto nesse anexo foi extraído do *website* da Secretaria de Meio Ambiente, Infraestrutura e Logística do Estado de São Paulo. ([SÃO PAULO, 2012](#))

VELOCIDADE DE VENTO MÉDIA ANUAL A 100 M

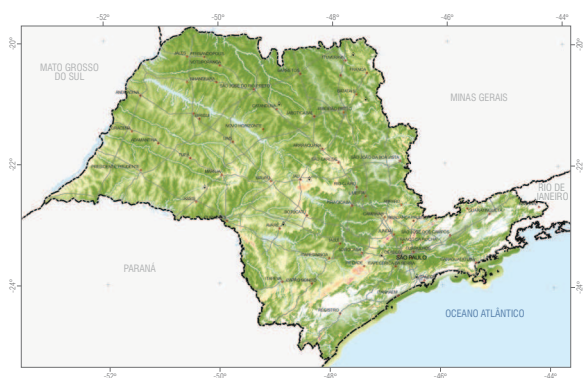


VELOCIDADE DE VENTO MÉDIA SAZONAL A 100 M

> VERÃO



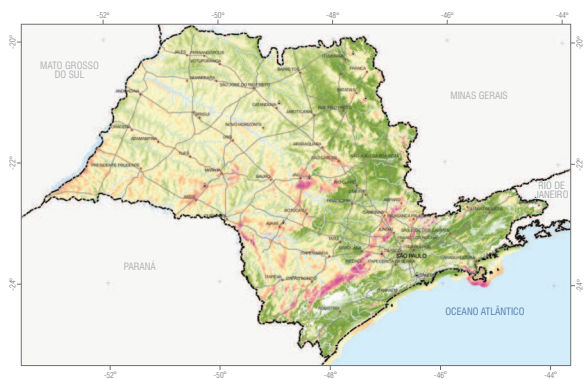
> OUTONO



> INVERNO

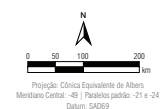
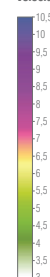


> PRIMAVERA



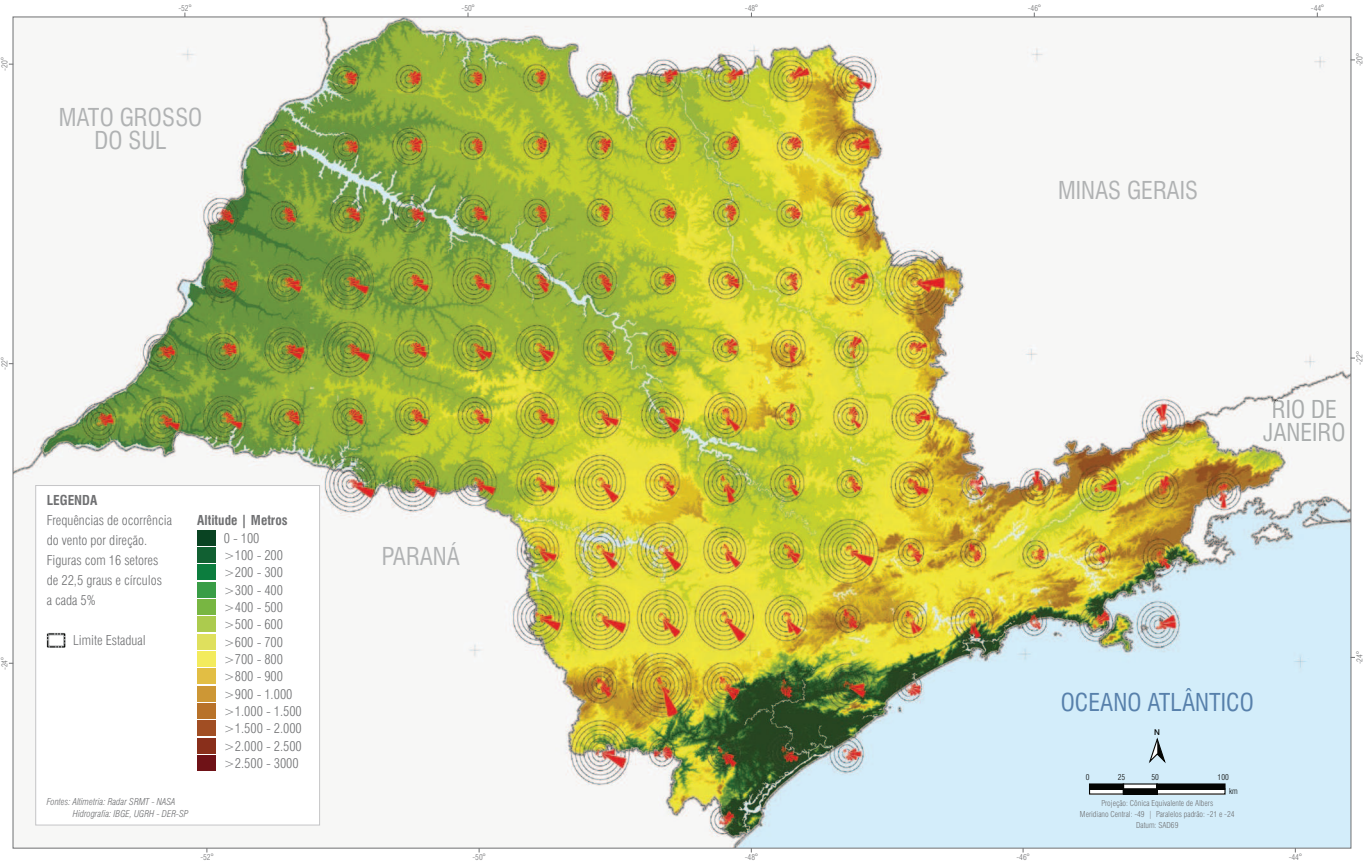
- LEGENDA**
- Cidade
 - Rodovia
 - Hidrografia
 - ▲ Torre Anemométrica
 - Limite Estadual

Velocidade de Vento | m/s

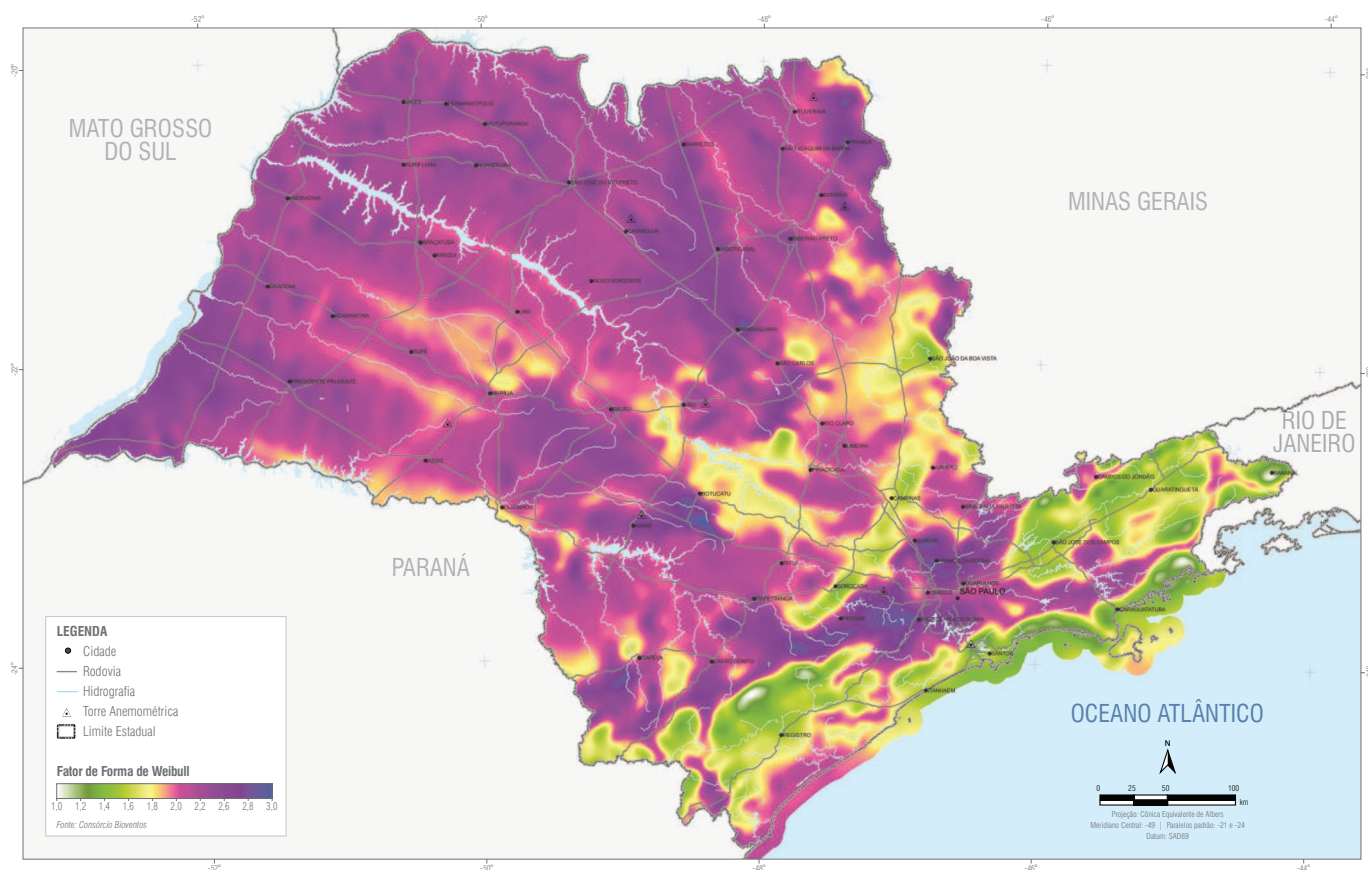


Fonte: Consórcio Bioventos

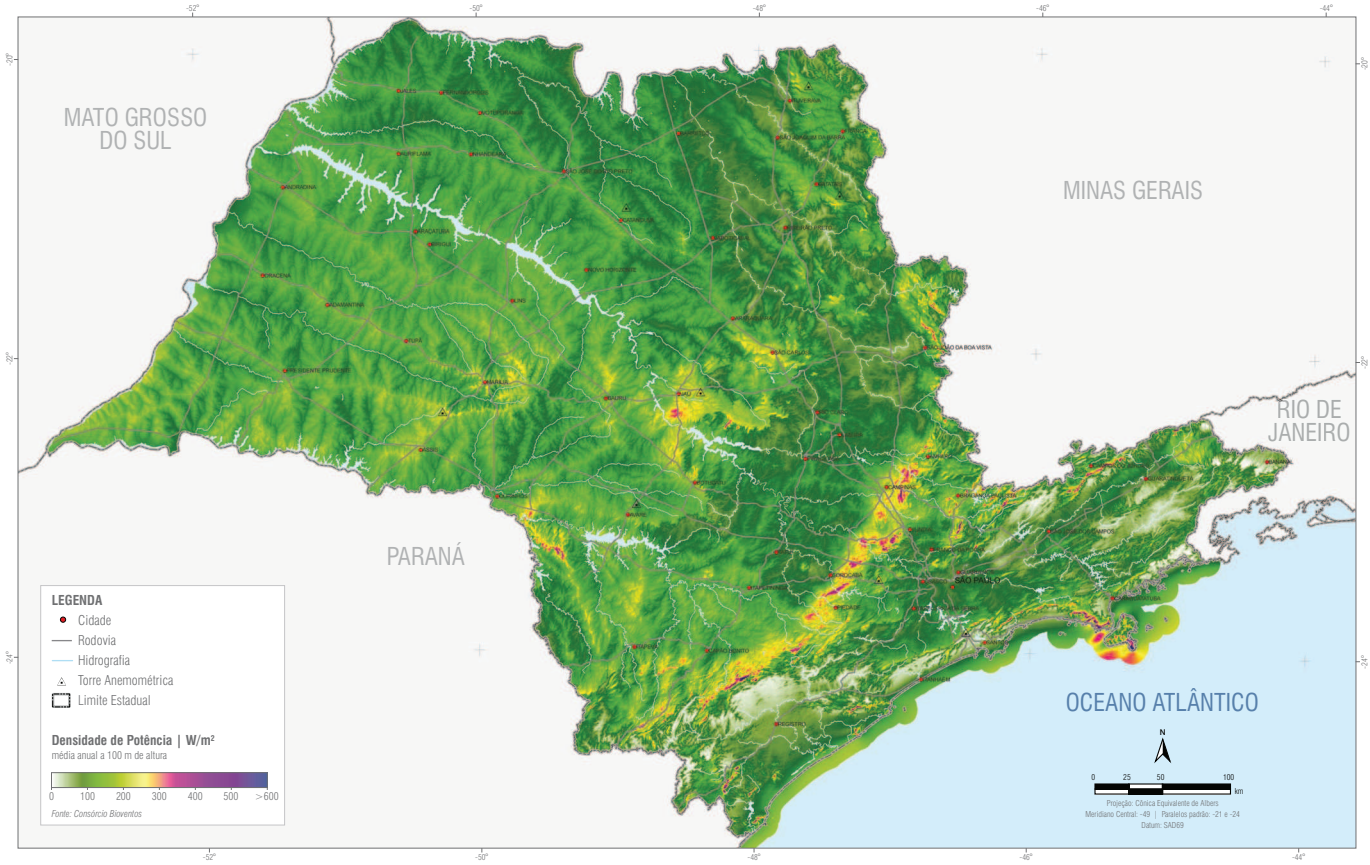
ROSA DOS VENTOS



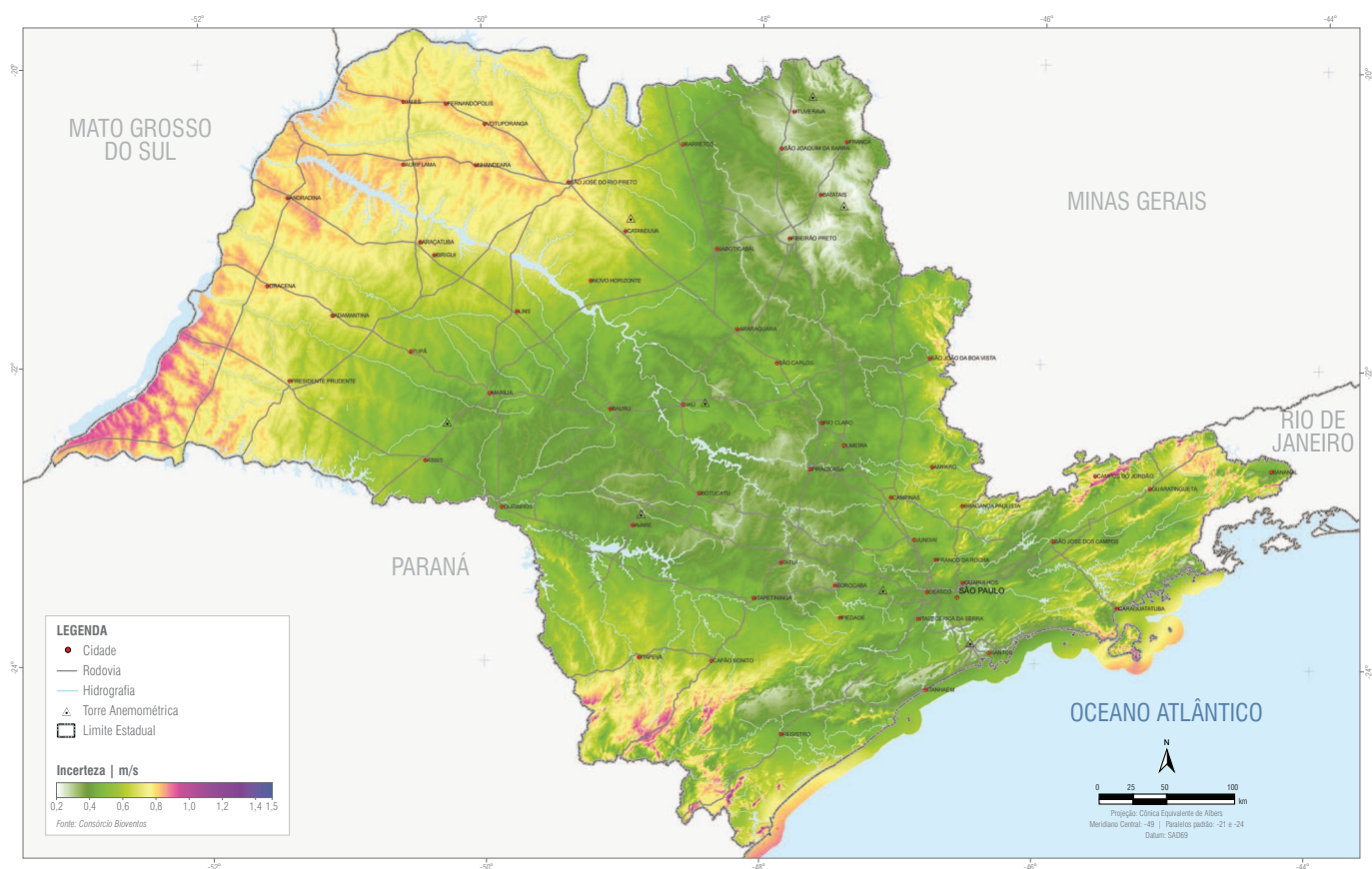
FATOR DE FORMA DA DISTRIBUIÇÃO DE WEIBULL



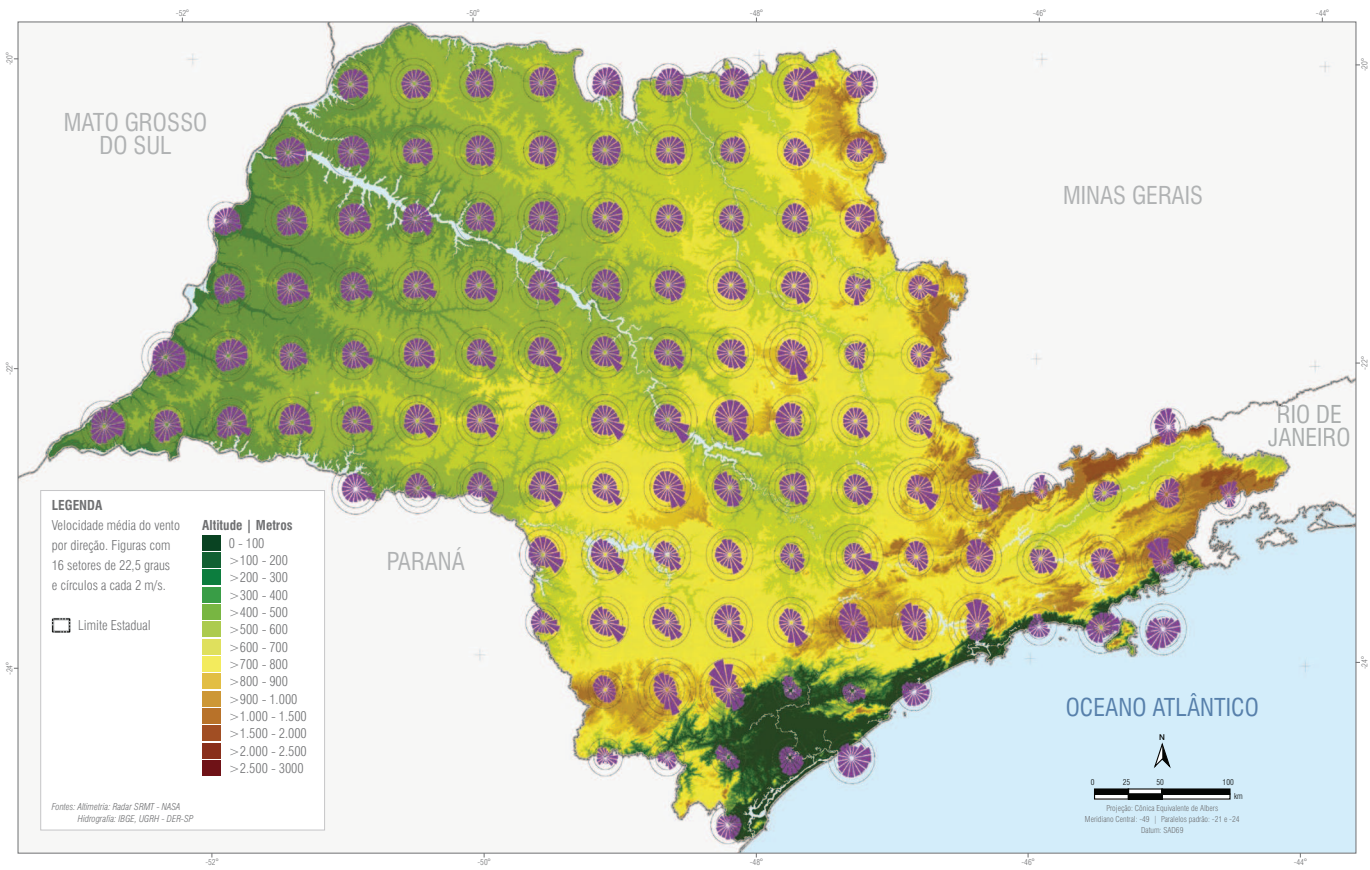
DENSIDADE DE POTÊNCIA



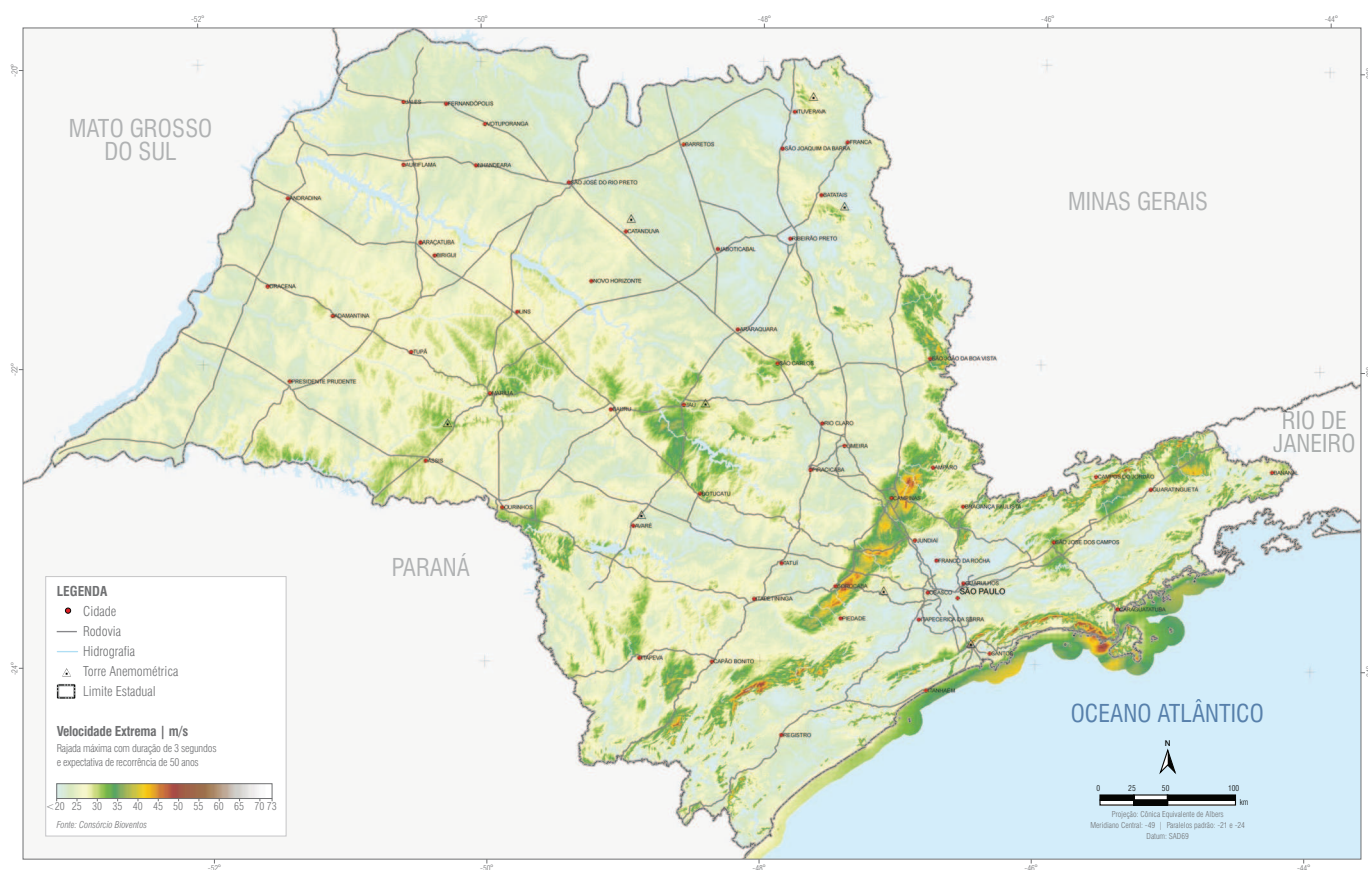
INCERTEZA DA VELOCIDADE MÉDIA ANUAL



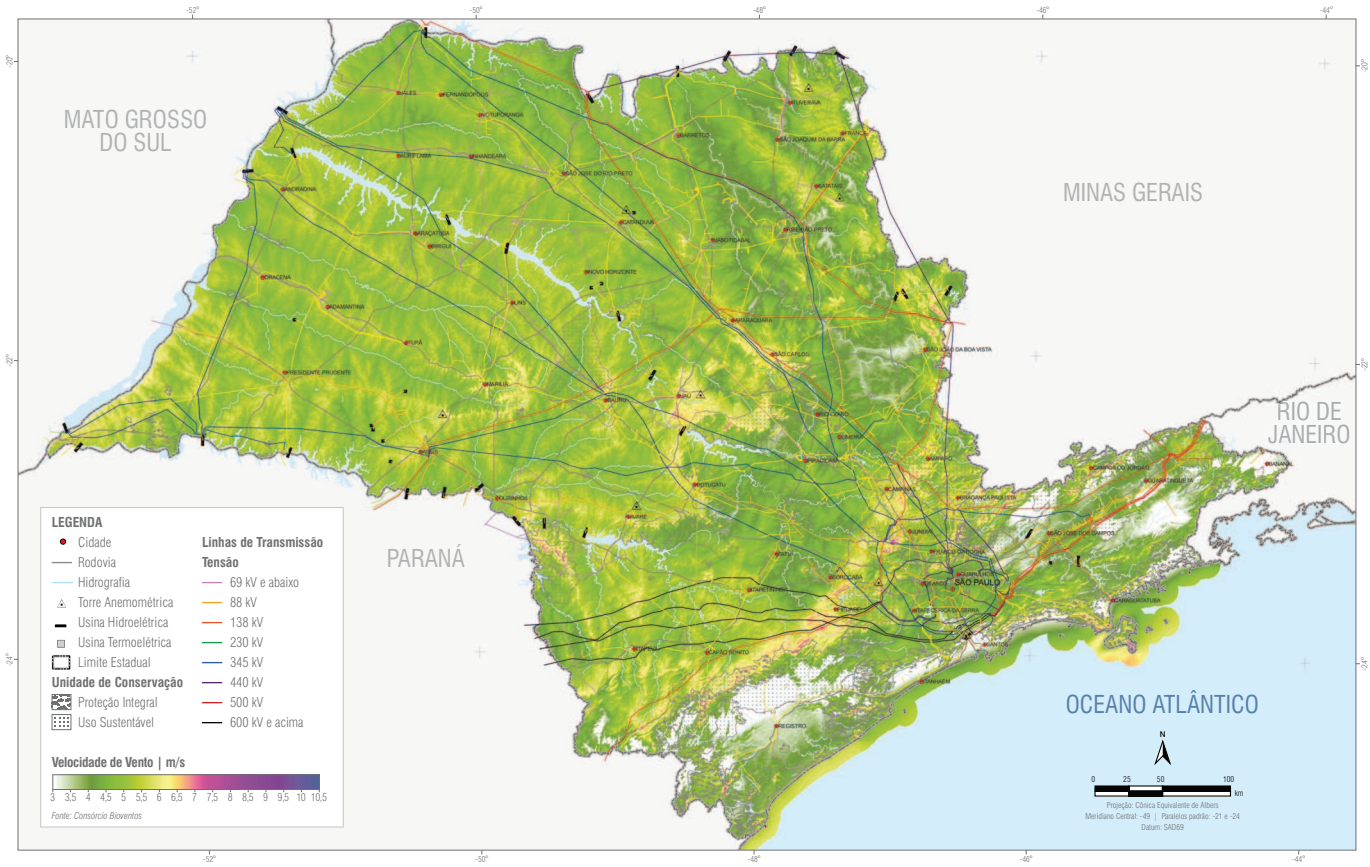
ROSA DOS VENTOS DE VELOCIDADE MÉDIA



VELOCIDADE EXTREMA DO VENTO

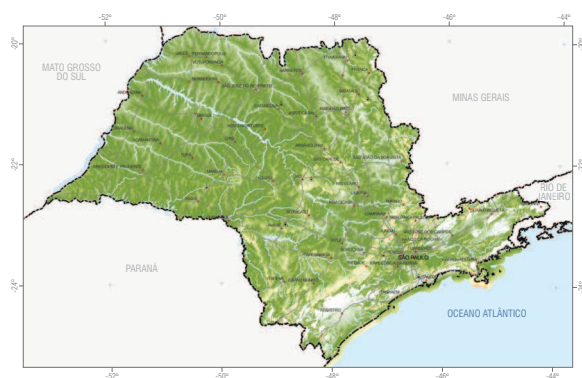


VELOCIDADE DE VENTO MÉDIA ANUAL A 75 M

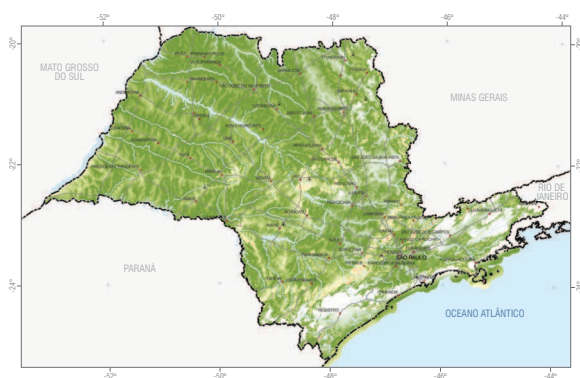


VELOCIDADE DE VENTO MÉDIA SAZONAL A 75 M

> VERÃO



> OUTONO



> INVERNO

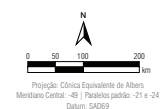
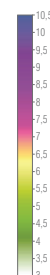


> PRIMAVERA



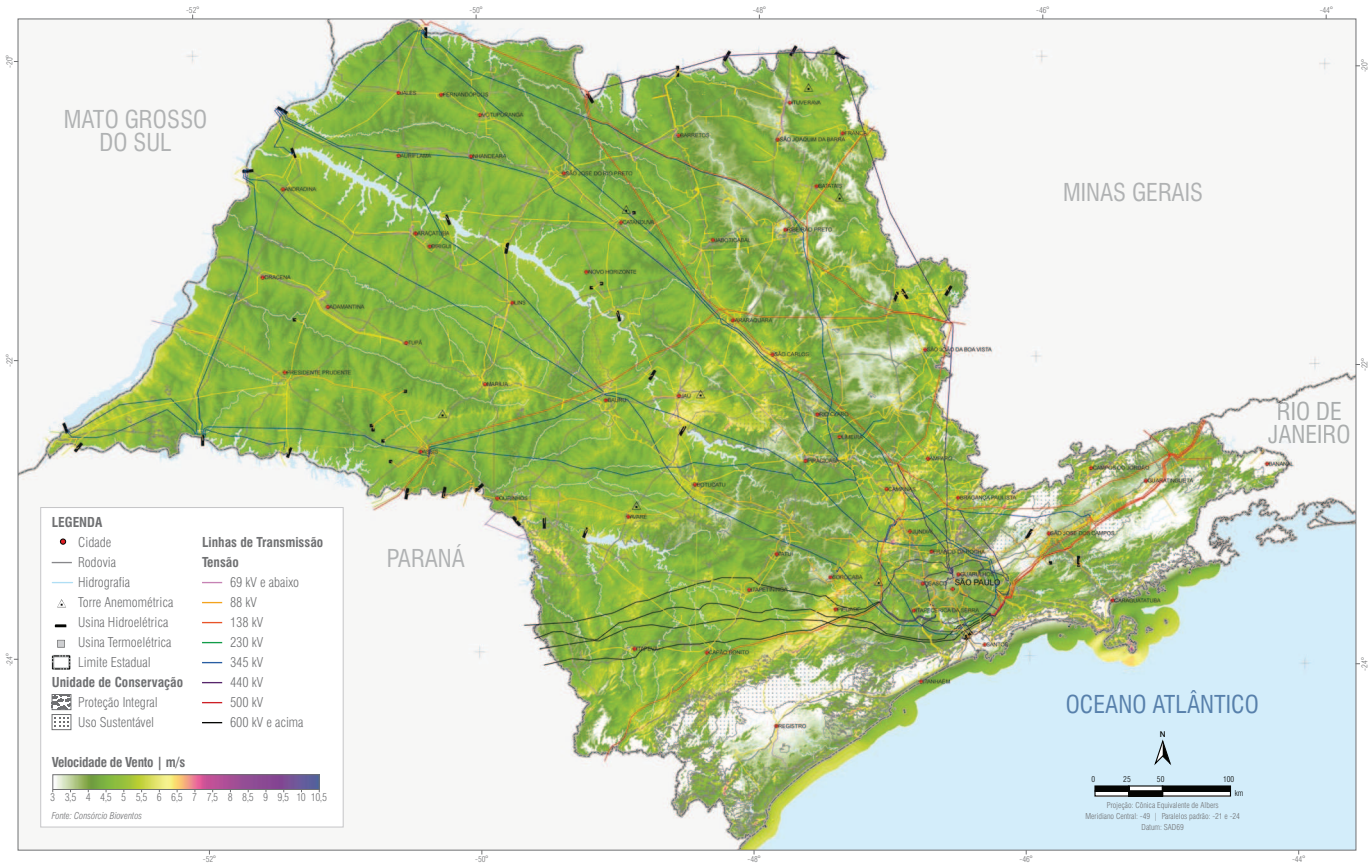
- LEGENDA**
- Cidade
 - Rodovia
 - Hidrografia
 - ▲ Torre Anemométrica
 - Limite Estadual

Velocidade de Vento | m/s



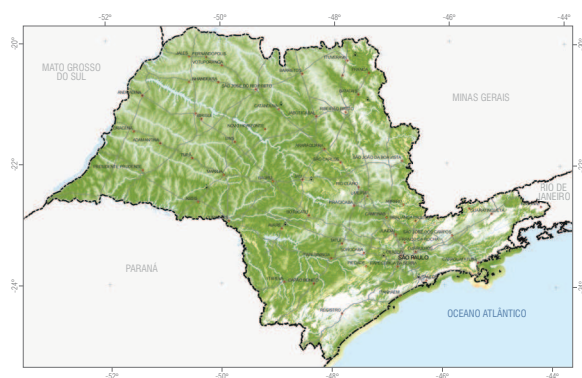
Fonte: Consórcio Bioventos

VELOCIDADE DE VENTO MÉDIA ANUAL A 50 M

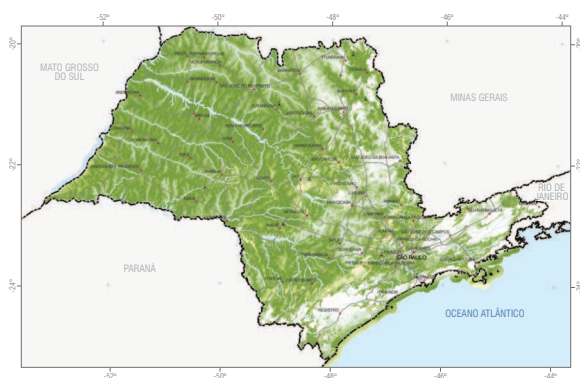


VELOCIDADE DE VENTO MÉDIA SAZONAL A 50 M

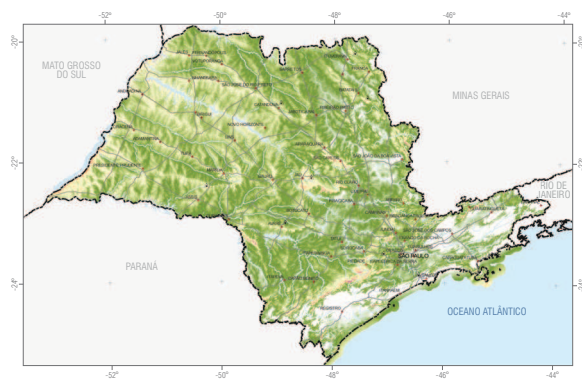
> VERÃO



> OUTONO



> INVERNO

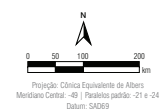
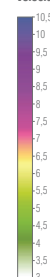


> PRIMAVERA



- LEGENDA**
- Cidade
 - Rodovia
 - Hidrografia
 - ▲ Torre Anemométrica
 - Limite Estadual

Velocidade de Vento | m/s



Fonte: Consórcio Bioventos

ANEXO B – Atlas do Potencial Eólico Brasileiro - Mapas temáticos

O mapa exposto nesse anexo foi extraído do *website* do Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL). ([CEPEL, 2017](#))



