

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE JUIZ DE FORA
FACULDADE DE ENGENHARIA ELÉTRICA
DEPARTAMENTO DE ENERGIA**

Victor Martins Oliveira

**AVALIAÇÃO DE FONTES DE DADOS UTILIZADAS PARA ESTIMATIVA DE
POTÊNCIA EÓLICA ATRAVÉS DE ESTUDOS DE CASOS**

**Juiz de Fora
2017**

Victor Martins Oliveira

**AVALIAÇÃO DE FONTES DE DADOS UTILIZADAS PARA ESTIMATIVA DE
POTÊNCIA EÓLICA ATRAVÉS DE ESTUDOS DE CASOS**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado a Faculdade de Engenharia da Universidade Federal de Juiz de Fora, como requisito parcial para a obtenção do título de Engenheiro Eletricista.

Orientador: Prof. Dr. Flavio Vanderson Gomes

Juiz de Fora

2017

Ficha catalográfica elaborada através do programa de
geração automática da Biblioteca Universitária da UFJF,
com os dados fornecidos pelo (a) autor (a)

Martins, Victor.

AVALIAÇÃO DE FONTES DE DADOS UTILIZADAS PARA
ESTIMATIVA DE POTÊNICAL EÓLICO ATRAVÉS DE ESTUDOS
DE CASOS / Victor Martins. -- 2017.

44 f.

Orientador: Flávio Gomes

Trabalho de Conclusão de Curso (graduação) - Universidade
Federal de Juiz de Fora, Faculdade de Engenharia, 2017.

1. Geração Eólica. 2. Parâmetros de Weibull,. 3. Curva(s) de
Weibull. 4. Fator de Capacidade. I. Gomes, Flávio, orient. II. Título.

Victor Martins Oliveira

**AVALIAÇÃO DE FONTES DE DADOS UTILIZADAS PARA ESTIMATIVA DE
POTÊNCIA EÓLICA ATRAVÉS DE ESTUDOS DE CASOS**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado a Faculdade de Engenharia da Universidade Federal de Juiz de Fora, como requisito parcial para a obtenção do título de Engenheiro Eletricista.

Aprovada em 13 de Julho de 2017

BANCA EXAMINADORA

Prof. Dr. Flavio Vanderson Gomes - Orientador
Universidade Federal de Juiz de Fora

Prof. Dr. João Alberto Passos Filho
Universidade Federal de Juiz de Fora

Prof. Dr. Bruno Henriques Dias
Universidade Federal de Juiz de Fora

DEDICATÓRIA

“Porque assim como os céus são mais altos do que a terra, assim são os meus caminhos mais altos do que os vossos caminhos, e os meus pensamentos mais altos do que os vossos pensamentos.”

AGRADECIMENTOS

Meu agradecimento todo especial a Deus, por ter me dado saúde, capacidade e renovado as minhas forças nos momentos mais difíceis.

Agradeço de todo meu coração e com alta voz aos meus pais, por toda ajuda, direcionamento, conselhos, carinho e cuidado antes e durante o curso. Não chegaria a lugar algum sem o apoio da minha família.

A minha Princesa amada, pelo apoio e amor incondicional diário. Sempre buscando extrair o melhor de mim.

Ao meu orientador Flávio Vanderson Gomes, por toda a disponibilidade, ensino e disciplina durante essa jornada.

A todos os demais mestres que me ensinaram, alicerçando minha formação. Aos meus colegas e amigos que vivenciaram comigo um pouco das lutas, emoções, derrotas e vitórias no decorrer dessa caminhada.

RESUMO

Atualmente, a geração eólica é uma das que mais cresce em capacidade instalada no mundo. Tal crescimento traz consigo vários desafios, especialmente devido a intensa intermitência e sazonalidade dessa fonte renovável. Um dos desafios oriundos dessas características intrínsecas à geração eólica é determinar, com a maior precisão possível, o comportamento da velocidade do vento e o potencial eólico de um dado local. O levantamento dessas informações é fundamental para subsidiar decisões de onde e como um aproveitamento eólico deve ser empreendido. É importante destacar que a certeza das bases de dados utilizadas para estipular tanto o comportamento da velocidade do vento como o potencial eólico é de grande relevância para creditar confiabilidade e exatidão aos cálculos e resultados. Esses resultados são de extremo interesse não só para o empreendedor do aproveitamento, que busca o custo-benefício mais condizente com a realidade possível, como para o Operador Nacional do Sistema (ONS) – no caso de grandes aproveitamentos –, que deseja que a garantia física calculada para o parque eólico também seja fidedigna a realidade.

Este trabalho de conclusão de curso de graduação em engenharia elétrica tem por objetivo avaliar as diferenças de produção de energia eólica obtidas a partir da análise de três diferentes bases de dados de velocidade do vento: i) Estações de Medições Automáticas de propriedade do Instituto Nacional de Meteorologia (INMET); ii) Atlas do Potencial Eólico Brasileiro (APEB) e iii) Dados obtidos através da ferramenta comercial METEONORM. O critério de seleção dos locais a serem estudados foi a proximidade física com as estações de aquisição de dados meteorológicos do INMET. Desta forma, os locais selecionados foram: parque eólico de Cidreira 1 situado no município de Tramandaí-RS próximo à estação INMET A834; parque eólico de Seraíma em Guanambi-BA próximo à estação INMET A426 e parque eólico de Miassaba 3 em Macau-RN próximo à estação INMET A317.

Foram realizadas simulações em MatLab para a obtenção das curvas de distribuição do vento e parâmetros de Weibull bem como uma metodologia de estimativa de cálculo da produção de energia mensal e anual. Utilizando-se dados reais tais como as curvas de potência das turbinas instaladas em cada parque eólico, procurou-se avaliar comparativamente as fontes de dados através dos resultados obtidos para produção de energia mensal, anual, curvas e parâmetros de Weibull e fator de capacidade (FC).

Palavras-Chaves: Geração Eólica, Comportamento da Velocidade do Vento, Parâmetros de Weibull, Curva(s) de Weibull, Fator de Capacidade.

ABSTRACT

Currently, wind generation is one of the fastest growing in installed capacity in the world. Such growth brings with it several challenges, especially due to the intense intermittency and seasonality of this renewable source. One of the challenges arising from these characteristics inherent to wind power generation is to determine, as accurately as possible, the wind speed behavior and the wind potential of a given location. The gathering of this information is fundamental to subsidize decisions of where and how a wind farm should be undertaken. It is important to point out that the certainty of the databases used to establish both wind speed and wind potential is of great relevance in order to provide reliability and accuracy to calculations and results. These results are of extreme interest not only for the entrepreneur of the use, who seeks the cost-benefit to be as consistent with the reality as possible, as for the National System Operator (ONS) - in the case of large uses - who wants that the assured energy calculated for the wind farm also be true to reality.

This work of conclusion of graduation course in electrical engineering has the objective of evaluating the differences in wind energy production obtained from the analysis of three different wind speed databases: i) Automatic Measurement Stations owned by the National Institute of Meteorology (INMET); ii) Atlas of Brazilian Wind Potential (APEB) and iii) Data obtained through the METEONORM commercial tool. The criterion for selecting the sites to be studied was the physical proximity to the INMET meteorological data acquisition stations. In this way, the selected sites were: wind farm of Cidreira 1 located in the municipality of Tramandaí-RS near the station INMET A834; Seraíma wind farm in Guanambi-BA near INMET A426 station and Miassaba 3 wind farm in Macau-RN near INMET A317 station.

Simulations were performed in MatLab to obtain the wind distribution curves and Weibull parameters as well as an estimation methodology to calculate the monthly and annual energy production. Using real data such as the power curves of the turbines installed in each wind farm, we sought to comparatively evaluate the data sources through the results obtained for monthly, annual energy production, Weibull curves and parameters and capacity factor (FC).

Keywords: Wind Generation, Wind Speed Behavior, Weibull Parameters, Weibull Curve (s), Capacity Factor.

SUMÁRIO

INTRODUÇÃO	1
CAPÍTULO I	3
FONTES DE DADOS AVALIADAS	3
1.1. INSTITUTO NACIONAL DE METEOROLOGIA (INMET).....	3
1.2. ATLAS DO POTENCIAL EÓLICO BRASILEIRO (APEB)	5
1.3. METEONORM	6
CAPITULO II.....	7
LOCAIS ESTUDADOS	7
2.1. PARQUE EÓLICO CIDREIRA 1	10
2.2. PARQUE EÓLICO DE SERAÍMA	11
2.3. PARQUE EÓLICO DE MIASSABA 3	12
CAPÍTULO III	13
SIMULAÇÕES E RESULTADOS.....	13
3.1. DISTRIBUIÇÃO DE WEIBULL	13
3.2. SIMULAÇÕES	15
3.3. RESULTADOS	22
3.3.1. <i>Tramandaí (RS) - Estação A834 e Parque Cidreira 1</i>	22
<i>Curvas e Parâmetros de Weibull.....</i>	22
<i>Potencial Eólico.....</i>	24
3.3.2. <i>Guanambi (BA) - Estação A426 e Parque Seraíma</i>	29
<i>Curvas e Parâmetros de Weibull</i>	29
<i>Potencial Eólico.....</i>	31
3.3.3. <i>Macau (RN) - Estação A312 e Parque Miassaba 3</i>	35
<i>Curvas e Parâmetros de Weibull</i>	35
<i>Potencial Eólico.....</i>	37
CONCLUSÕES	41
PROPOSTAS DE TRABALHOS FUTUROS.....	42
REFERÊNCIAS	43

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

FIGURA 1 – LOCALIZAÇÃO E DISTÂNCIA VISTA POR SATÉLITE ENTRE ESTAÇÃO A317 E PARQUE MIASSABA 3	9
FIGURA 2 – LOCALIZAÇÃO E DISTÂNCIA VISTA POR SATÉLITE ENTRE ESTAÇÃO A426 E PARQUE SERAÍMA	9
FIGURA 3 - LOCALIZAÇÃO E DISTÂNCIA VISTA POR SATÉLITE ENTRE ESTAÇÃO A834 E PARQUE CIDREIRA 1	9
FIGURA 4 – PARQUE EÓLICO DE CIDREIRA 1	10
FIGURA 5 – PARQUE EÓLICO DE SERAÍMA.....	11
FIGURA 6 – PARQUE EÓLICO DE MIASSABA 3	12
FIGURA 7 – DENSIDADE DE PROBABILIDADE DE WEIBULL PARA DIFERENTES VALORES DO PARÂMETRO DE ESCALA C.....	13
FIGURA 8 – DENSIDADE DE PROBABILIDADE DE WEIBULL PARA DIFERENTES VALORES DO PARÂMETRO DE FORMA K	14
FIGURA 9 - CURVA DE POTÊNCIA AEROGERADOR ENERCON E82 (2,3MW)	17
FIGURA 10 - CURVA DE POTÊNCIA AEROGERADOR ENERCON E82 (2,0MW)	17
FIGURA 11 - CURVA DE POTÊNCIA AEROGERADOR ENERCON E82 (1,9MW)	18
FIGURA 12 - CURVA DE POTÊNCIA AEROGERADOR GE XLE (1,68MW)	18
FIGURA 13 - CURVA DE POTÊNCIA AEROGERADOR ALSTOM ECO86 (1,67MW).....	19
FIGURA 14 – WEIBULL INMET	22
FIGURA 15 - WEIBULL APEB/CEPEL.....	23
FIGURA 16 - WEIBULL METEONORM	23
FIGURA 17 - ENERGIA GERADA MÊS A MÊS DE ACORDO COM AS 3 DIFERENTES BASES DE DADOS.....	25
FIGURA 18 - GERAÇÃO MÊS A MÊS: SÉRIE MÁXIMA, MÍNIMA E MÉDIA INMET E SÉRIES CEPEL E METEO	25
FIGURA 19 - WEIBULL INMET	29
FIGURA 20 - WEIBULL APEB/CEPEL.....	29
FIGURA 21 - WEIBULL METEONORM	30
FIGURA 22 - ENERGIA GERADA MÊS A MÊS DE ACORDO COM AS 3 DIFERENTES BASES DE DADOS.....	31
FIGURA 23 - GERAÇÃO MÊS A MÊS: SÉRIE MÁXIMA, MÍNIMA E MÉDIA INMET E SÉRIES CEPEL E METEO	31
FIGURA 24 - WEIBULL INMET	35
FIGURA 25 - WEIBULL CEPEL.....	35
FIGURA 26 - WEIBULL METEONORM	36
FIGURA 27 - ENERGIA GERADA MÊS A MÊS DE ACORDO COM AS 3 DIFERENTES BASES DE DADOS.....	37
FIGURA 28 - GERAÇÃO MÊS A MÊS: SÉRIE MÁXIMA, MÍNIMA E MÉDIA INMET E SÉRIES CEPEL E METEO	37

LISTA DE TABELAS

TABELA 1 - FORMATO DOS DADOS FORNECIDOS PELO INMET	4
TABELA 2 - FORMATO DOS DADOS FORNECIDOS PELO CRESESB	5
TABELA 3 - FORMATO DOS DADOS FORNECIDOS PELO METEONORM	6
TABELA 4 – ESTAÇÕES METEOROLÓGICAS AUTOMÁTICAS DO INMET SELECIONADAS.....	8
TABELA 5 - UEE'S SELECIONADAS	8
TABELA 6 – DADOS PARQUE EÓLICO DE CIDREIRA 1	10
TABELA 7 – DADOS PARQUE EÓLICO DE SERAÍMA.....	11
TABELA 8 – DADOS PARQUE EÓLICO DE MIASSABA 3	12
TABELA 9 – FATORES DE FORMA K (TRAMANDAÍ)	24
TABELA 10 – ENERGIA ANUAL GERADA INMET.....	26
TABELA 11 – ENERGIA ANUAL GERADA APEB/CEPEL, METEONORM E ONS.....	26
TABELA 12 – FATOR DE CAPACIDADE DE ACORDO COM AS 3 DIFERENTES BASES DE DADOS.....	27
TABELA 13 – FATOR DE CAPACIDADE VERIFICADO PARA A UEE DE CIDREIRA 1	28
TABELA 14 – PARÂMETROS DE WEIBULL PARA AS 3 DIFERENTES BASES DE DADOS.....	30
TABELA 15 – ENERGIA ANUAL GERADA INMET.....	32
TABELA 16 – ENERGIA ANUAL GERADA APEB/CEPEL, METEONORM E ONS.....	32
TABELA 17 – FATOR DE CAPACIDADE DE ACORDO COM AS 3 DIFERENTES BASES DE DADOS.....	33
TABELA 18 – FATOR DE CAPACIDADE VERIFICADO PARA A REGIÃO NORDESTE.....	34
TABELA 19 – PARÂMETROS DE WEIBULL PARA AS 3 DIFERENTES BASES DE DADOS.....	36
TABELA 20 – ENERGIA ANUAL GERADA INMET.....	38
TABELA 21 – ENERGIA ANUAL GERADA APEB/CEPEL, METEONORM E ONS.....	38
TABELA 22 – FATOR DE CAPACIDADE DE ACORDO COM AS 3 DIFERENTES BASES DE DADOS.....	39
TABELA 23 – FATOR DE CAPACIDADE VERIFICADO PARA A REGIÃO NORDESTE.....	39

INTRODUÇÃO

A crise do petróleo nos anos 70 despertou o mundo para a possibilidade de que, se as fontes de combustíveis fósseis se tornassem escassas e/ou muito caras, as consequências seriam desastrosas. Além disso crescia a preocupação com a degradação do meio ambiente causada por essa matriz energética. A partir desse momento as pesquisas e desenvolvimentos na área de energias renováveis e limpas aumentaram muito [1]. Na busca por uma dependência mais segura em relação aos combustíveis fósseis, várias tecnologias sofreram sensível desenvolvimento. Destacam-se a solar, eólica, biomassa, entre outras.

No ano de 2012, a geração de energia elétrica mundial a partir de combustíveis fósseis tinha uma representatividade de 67,20% em relação ao total. Estima-se que no ano de 2020 essa matriz caracterize 61,48%, o que configura uma queda de 5,72% [2]. Projeta-se que, gerações renováveis como eólica, solar, geotérmica, entre outras, somadas terão aumento de 31,24% no mesmo período, passando a corresponder a 26,68% de toda a geração elétrica no mundo [2]. O crescimento expressivo das renováveis mostra que os investimentos nessas matrizes estão cada dia mais atrativos. Isso se deve especialmente as pesquisas e desenvolvimentos tecnológicos na área, que tornam os custos dessa tecnologia cada vez menores.

A energia gerada a partir do vento destaca-se por ser totalmente gratuita e uma das mais limpas entre as renováveis, a emissão de CO₂ de uma Usina Elétrica Eólica (UEE) em operação pode ser considerada nula [3]. Um parque eólico causa seus maiores impactos ambientais durante sua instalação, devido a infraestrutura necessária para sua construção, com mínima agressão ao meio ambiente durante sua operação. Sua área ocupada por kW gerado é pequena, pois o terreno à volta dos Aerogeradores pode ser utilizado para atividades agrícolas sem qualquer problema [4]. Além disso, os custos de operação e manutenção de um parque são relativamente pequenos quando comparados a outras formas de geração.

O potencial eólico anual no Brasil revela uma importante complementaridade em relação a geração hidráulica tanto no âmbito da sazonalidade como no geográfico das duas fontes. Os melhores aproveitamentos eólicos do país se encontram nas extremidades, especialmente nos litorais das regiões nordeste e sul. Enquanto que o potencial hidráulico se encontra no interior. O regime natural do vento e das vazões hídricas também se complementam, de modo que a inserção de energia eólica potencializa a energia armazenada pelas hidroelétricas, trazendo maior estabilidade sazonal e confiabilidade para o sistema [5].

De acordo com o Banco de Informações de Geração (BIG) da ANEEL, o Brasil hoje possui mais de 10,5GW de potência eólica instalada, o que representa praticamente 7% de toda a matriz do País [7]. Até 2024 a capacidade instalada deve ultrapassar 25GW [8].

Apesar de deter apenas 0,5% do potencial eólico mundial estimado, o Brasil possui excelentes fatores de forma (k) e de escala (c), o que indica menor variação da velocidade do vento e velocidades médias boas para aproveitamentos eólicos. Esse fato pode ser observado pelo elevado fator de capacidade (FC) dos parques brasileiros em relação ao mundo. Fator de capacidade no contexto de geração de energia elétrica é a proporção entre a produção efetiva da usina em um período de tempo e a capacidade total máxima neste mesmo tempo. Na média mundial o FC atinge 23,7%, enquanto o Brasil apresenta FC médio de 36,2% (dados de 2013) [6].

Este trabalho está estruturado em 3 capítulos, os quais serão brevemente descritos a seguir.

No Capítulo 1 são apresentadas as fontes de dados avaliadas, as quais são: Estações Meteorológicas Automáticas de propriedade do Instituto Nacional de Meteorologia (INMET), Atlas do Potencial Eólico Brasileiro (APEB) e METEONORM, uma ferramenta computacional comercial que fornece estimativas do comportamento do vento para a região de interesse.

O Capítulo 2 apresenta os três locais utilizados como estudo de caso neste trabalho e os critérios utilizados para a escolha dos mesmos. Ainda neste capítulo, são apresentadas cada uma das três usinas elétricas eólicas (UEE).

No Capítulo 3 são descritos todos os parâmetros e métodos utilizados nas simulações apresentadas neste trabalho. As fontes de dados são avaliadas comparativamente nas três regiões definidas através das curvas e parâmetros de Weibull, potencial eólico e fator de capacidade (FC). Apresenta, ainda, todos os resultados obtidos nessas análises comparativas.

CAPÍTULO I

Fontes de Dados Avaliadas

Há várias maneiras de se obter informações sobre a velocidade e comportamento do vento para determinado local. As medições convencionais, observadas e catalogadas manualmente por um observador, são confiáveis e precisas para aquele local, porém as informações são muito espaçadas, com grandes intervalos entre as medições anotadas, além disso, datas comemorativas e feriados não possuem medição registrada durante o ano. Em função disso representa uma base dados menor e com baixa precisão para uma análise de período anual ou superior.

Atualmente, com o desenvolvimento de ferramentas computacionais poderosas como METEONORM e MesoMap, que simulam o comportamento do vento através de dados de satélites, variáveis meteorológicas e estações de medição no campo, tornou-se possível criar bases de dados sintéticas que estimam bem a velocidade do vento para boa parte do globo. No entanto, essa estimativa não alcança a precisão da medição feita por estações automáticas.

Como será descrito a seguir, as estações automáticas do INMET integralizam as medições feitas minuto a minuto em uma hora para o local onde estão instaladas, armazenando essas informações de forma contínua. Sendo assim, para o local onde a estação automática está instalada e suas proximidades, ela é a referência de informação correta e precisa.

Instituto Nacional de Meteorologia (INMET)

O INMET possui inúmeras estações meteorológicas instaladas pelo país, as quais podem ser classificadas em estações convencionais e estações automáticas. As estações convencionais são as mais antigas, onde as medições são lidas e anotadas por um observador a cada intervalo. Já as estações automáticas disponibilizam suas medições de forma horária, armazenando-as internamente em sua unidade de memória central (“*data logger*”). Esta unidade integra os valores observados pelos sensores de minuto a minuto e os disponibiliza automaticamente a cada hora [10]. Muitas dessas estações já estão em funcionamento há pelo menos 6 anos, o que significa uma quantidade considerável de informação sobre o comportamento do vento no local da estação.

Os sensores são equipamentos de precisão e estão sujeitos a falhas inesperadas. Possíveis falhas decorrentes de problemas (panes) nos sensores ou no sinal de satélite que envia os dados à Seção de Armazenamento de Dados Meteorológicos (SADMET), são identificados pela palavra “NULL” [11]. Essa marcação facilita o tratamento dos dados para mitigar esses erros. Apesar de serem poucos, foram tratados da seguinte forma:

- Se a maior parte dos dados de um mês contém erros, ou a maioria dos seus dias tem mais de 30% de erros, então, estes foram corrigidos através de sua substituição pelo valor correspondente do mesmo mês do ano anterior.
- Se a menor parte dos dados de um mês contém erros, estes foram corrigidos pela média do dia a qual o erro pertencia.
- Se a maior parte do dia contém erros, estes foram corrigidos pela média do mês a qual pertencem.

Abaixo é apresentada a porcentagem de erro de medições para cada um dos locais estudados:

- Guanambi (BA): 3,55%
- Macau (RN): 8,93%
- Tramandaí (RS): 0,99%

Os dados do INMET utilizados neste trabalho estão no formato apresentados na Tabela 1 e foram obtidos através de comunicação direta com a SADMET por meio de e-mail [11].

Tabela 1 - Formato dos dados fornecidos pelo INMET

	VENTO VELOCIDADE (m/s)	VENTO VELOCIDADE (m/s)	VENTO VELOCIDADE (m/s)	VENTO VELOCIDADE (m/s)
HORA UTC	0000	0100	0200	0300
01-jan-2009	2,2	0,9	2,3	3,8
02-jan-2009	6,3	6,3	8,3	8,3
03-jan-2009	7,5	8,2	10,5	9,3
04-jan-2009	6,7	7,4	4,6	5,8
05-jan-2009	1,1	2,9	2,4	2,4
...
31-dez-2014	11,4	10,0	10,2	11,6

Fonte: SADMET¹ (INMET)

¹ INMET, colaboração SADMET, 2017. Contato: <sadmet.df@inmet.gov.br>

Atlas do Potencial Eólico Brasileiro (APEB)

O APEB cobre todo o território nacional. Seu objetivo é subsidiar tomadas de decisão no que tange a aproveitamentos eólico-elétricos através da identificação do comportamento do vento para qualquer região do país. O APEB foi desenvolvido através do MesoMap, um poderoso software de modelamento numérico. Para a produção do APEB foi utilizado um banco de dados validado para o período de 1983-1999. O MesoMap considera variáveis como relevo, vegetação e uso do solo, além de interações térmicas entre superfície terrestre e atmosfera, bem como efeitos do vapor d'água presentes. Os resultados obtidos através do MesoMap, como velocidade do vento, direções predominantes, parâmetros estatísticos de Weibull e fluxos de potência eólica, são apresentados para a altura de 50 metros do solo, com resolução horizontal de 1 km x 1 km, para todo o país [12].

As informações sobre o comportamento do vento fornecidas pelo APEB são: velocidade média do vento, fator c, fator k e densidade de potência. Esses dados são apresentados de forma sazonal e anual e traduzem períodos típicos, Tabela 2.

O APEB pode ser acessado diretamente do site do CEPEL que disponibiliza uma interface prática e rápida para obtenção dos dados para qualquer coordenada geográfica do Brasil.

Tabela 2 - Formato dos dados fornecidos pelo CRESESB

Grandeza	Dez-Fev	Mar-Mai	Jun-Ago	Set-Nov	Anual
velocidade média do vento	6,07	6,62	6,92	6,5	6,53
fator c	6,85	7,47	7,81	7,34	7,37
fator k	2,11	2,1	2,28	2,31	2,21
densidade de potência	248	324	344	282	300

Fonte: CRESESB (CEPEL) [12]

METEONORM

O Meteonorm é um software comercial desenvolvido pela Meteotest, empresa suíça independente, que oferece serviços nas áreas de previsão do tempo e energia renovável em geral. O software tem como objetivo disponibilizar ao usuário medições de radiação solar, velocidade do vento, temperatura, pressão, entre outras, para qualquer local do globo, bastando apenas fornecer ao software a coordenada geográfica desejada. Essas informações são obtidas através de interpolações realizadas com todos os dados disponíveis nas estações de medição mais próximas ao local de interesse, além de dados de satélites. A interpolação é feita através de um modelo inverso de distância 3D, que não será abordado neste documento [13].

Os dados de velocidade do vento no Meteonorm são apresentados em uma matriz coluna, com 8760 elementos horários (conforme Tabela 3) que representam um ano típico, uma série sintética que retrata o comportamento do vento no local. O ano típico meteorológico gerado pelo software toma como base medições de 1991 a 2005 ou as medições do período 1961-1990 realizadas pelo Laboratório Nacional de Energia Renovável (NREL), dependendo do local de interesse. Em ambos os períodos há falhas de medições, que foram corrigidas por aproximações afim de se obter séries completas [14].

Tabela 3 - Formato dos dados fornecidos pelo METEONORM

	Velocidade do Vento
1	1,40
2	1,10
3	1,40
4	1,70
...	...
8760	0,90

Fonte: METEONORM

CAPITULO II

Locais Estudados

Os locais adotados para os estudos de caso neste trabalho foram escolhidos com base em três critérios. Em primeiro lugar, estes locais deveriam pertencer às regiões de maior potencial eólico instalado atualmente no país (regiões nordeste e sul). A partir daí o segundo critério foi identificar os parques eólicos mais próximos às estações automáticas do INMET através do cruzamento de dados de localização por coordenadas geográficas de ambos. Foram considerados fatores como a curvatura terrestre e precisão de seis casas decimais nas coordenadas geográficas para o cálculo da distância de cada usina até cada estação. Todos esses cálculos foram desenvolvidos em Excel, conforme fórmula (II.1), e a partir deles foram selecionadas as UEE's com menor distância até cada uma das estações. Dessas UEE's, como terceiro critério, foram escolhidas somente as que estão computadas no BIG (Banco de Informações de Geração da ANEEL).

Assim cada local de estudo, com sua estação meteorológica e parque eólico, foi definido (vide Tabelas 4 e 5).

$$D = 6371 \cdot \cos^{-1} \left\{ \cos \left[\frac{\pi \cdot (90^\circ - Lat_{UEE})}{180} \right] \cdot \cos \left[\frac{\pi \cdot (90^\circ - Lon_{EST})}{180} \right] + \sin \left[\frac{\pi \cdot (90^\circ - Lat_{UEE})}{180} \right] \cdot \sin \left[\frac{\pi \cdot (90^\circ - Lon_{EST})}{180} \right] \cdot \cos \left[\frac{\pi \cdot (Lat_{EST} - Lon_{UEE})}{180} \right] \right\} \quad (II.1)$$

Fonte: Universidade do Texas²

Onde,

D Representa a distância da estação até a UEE [km];

Lat_{UEE} Representa a latitude da UEE [graus decimais];

Lat_{EST} Representa a latitude da Estação [graus decimais];

Lon_{UEE} Representa a longitude da UEE [graus decimais];

Lon_{EST} Representa a longitude da Estação [graus decimais];

As informações das coordenadas geográficas dos parques eólicos nacionais foram obtidas através da ANEEL. A agência disponibiliza em seu website um mapa que indica as coordenadas de cada parque com precisão de seis casas decimais para latitude e longitude [14]. É possível fazer o download dos dados em forma de planilha. Além dos dados de localização são fornecidos: nome do parque, município, UF, potência fiscalizada e outorgada, data do início da operação do parque, entre outros.

² <<http://www.ce.utexas.edu/prof/maidment/giswr2005/docs/EarthDistance.htm>>

Conforme Portaria § 1 do art. 6º-A, da Portaria MME nº 21/2008 “Fica definido como parque eólico o conjunto de aerogeradores interligados eletricamente, situados nas áreas circulares com raio de até dez quilômetros em torno das torres de medição anemométrica, no caso de terrenos de superfície plana com rugosidade homogênea...” (Sublinhados do autor) [16]. O critério de distância de medição estabelecido na Portaria do MME foi atendido pelo parque de Cidreira 1, pois todos os aerogeradores do mesmo se encontram dentro de um raio de 10 quilômetros da estação de medição do INMET (vide Figura 3). Já para o parque de Miassaba 3 (vide Figura 1), onde a maioria, mas não todos os aerogeradores estão dentro do raio de 10km, satisfaz parcialmente à condição. A UEE de Seraíma também atende parcialmente está condição, uma vez que a maioria, mas não todos os aerogeradores, atendem ao critério do MME (vide Figura 2).

O critério de rugosidade do terreno foi satisfeito para os parques de Cidreira 1 e Miassaba 3, pois estão construídos em terrenos planos, simples e sem grandes obstáculos (vide Figuras 4 e 6). O parque de Seraíma tem um terreno de rugosidade homogênea, porém de superfície não plana (vide Figura 5), portanto atende parcialmente a condição de rugosidade do terreno.

Tabela 4 – Estações meteorológicas automáticas do INMET selecionadas

Cód. INMET	UF	Latitude	Longitude	Data instalação	UEE mais próxima [km]	UEE mais próxima
A317	RN	-5,15104	-36,5731	06/01/2007	13,88	Miassaba 3
A426	BA	-14,2081	-42,7496	24/04/2008	7,90	Seraíma
A834	RS	-30,0103	-50,1359	09/03/2008	8,40	Cidreira 1

Fonte: Elaborada pelo próprio autor

Tabela 5 - UEE's selecionadas

UEE	Município	Latitude	Longitude	Potência Instalada (kW)
Miassaba 3	Macau	-5,129444	-36,449722	68470
Seraíma	Guanambi	-14,147273	-42,711851	30240
Cidreira 1	Tramandaí	-30,079059	-50,172056	70000

Fonte: Elaborada pelo próprio autor

Figura 1 – Localização e distância vista por satélite entre Estação A317 e Parque Miassaba 3



Fonte: Google Maps, editada pelo autor.

Figura 2 – Localização e distância vista por satélite entre Estação A426 e Parque Seraíma



Fonte: Google Maps, editada pelo autor.

Figura 3 - Localização e distância vista por satélite entre Estação A834 e Parque Cidreira 1



Fonte: Google Maps, editada pelo autor.

Parque Eólico Cidreira 1

O parque de Cidreira 1 foi inaugurado em 05/04/2012 e possui uma capacidade instalada de 70 MW. Situado na divisa dos municípios de Tramandaí e Cidreira no estado do Rio Grande do Sul, a UEE conta com 31 turbinas Enercon E-82, sendo 27 de 2,3MW, 3 de 2,0MW e 1 de 1,9MW (vide Tabela 6) [17]. A produção de energia elétrica estimada para o aproveitamento é de 211.437 MWh anuais, o que é suficiente para abastecer aproximadamente 200 mil pessoas [18].

Tabela 6 – Dados Parque Eólico de Cidreira 1

UEE	LOCAL	POTENCIA INSTALADA (MW)	Fator de Capacidade*
CIDREIRA 1	TRAMANDAI (RS)	70,00	35,93%
Nº e Potência das Turbinas	Fabricante	Modelos	Altura da Torre (m)
27x 2,3MW + 3x 2MW + 1x 1,9MW	Enercon	E-82	98

Fonte: Elaborada pelo próprio autor; *Boletim de Energia Eólica (ONS), referência [17].

Figura 4 – Parque Eólico de Cidreira 1



Fonte: Fotohobby²

² <http://www.fotohobby.com.br/2015/05/03/morro-da-borussia-e-parque-eolico-de-cidreira-dicas-de-longa-exposicao/>

Parque Eólico de Seraíma

Essa UEE faz parte do complexo eólico do Alto Sertão II, que é composto por 15 parques no total. Esse empreendimento, que conta com 230 Aerogeradores e mais de 380 MW instalados, se tornou realidade a partir da parceria firmada entre a gigante GE e a empresa dedicada à geração de energia renovável Renova Energia S.A.

O Parque de Seraíma possui 18 turbinas GE-XLE de 1,8 MW, somando 30,24 MW instalados (vide Tabela 7). Sua operação se iniciou em setembro de 2013, destacando-se pelo seu elevado fator de capacidade.

Tabela 7 – Dados Parque Eólico de Seraíma

UEE	LOCAL	POTENCIA INSTALADA (MW)	Fator de Capacidade*
SERAÍMA	GUANAMBI (BA)	30,24	57,87%
Nº e Potência das Turbinas	Fabricante	Modelos	Altura da Torre (m)
18x 1,68MW	GE	XLE	80

Fonte: Elaborada pelo próprio autor; *Boletim de Energia Eólica (ONS), referência [17].

Figura 5 – Parque Eólico de Seraíma



Fonte: Renova Energia³

³ <http://www.renovaenergia.com.br/pt-br/nossos-negocios/eolica/Paginas/default.aspx#>

Parque Eólico de Miassaba 3

A central geradora eólica de Miassaba 3 está localizada na região oeste do estado do Rio Grande do Norte, nas proximidades do município de Macau. O empreendimento é composto por 41 Aerogeradores Alstom modelo ECO 86, potência unitária de 1,67MW com torre de 80 metros de altura (vide Tabela 8). A operação do parque foi iniciada em agosto de 2013.

Tabela 8 – Dados Parque Eólico de Miassaba 3

UEE	LOCAL	POTENCIA INSTALADA (MW)	Fator de Capacidade*
Miassaba 3	MACAU (RN)	68,47	33,36%
Nº e Potência de Turbinas	Fabricante	Modelos	Altura da Torre (m)
41x 1,67MW	Alstom	ECO 86	80

Fonte: Elaborada pelo próprio autor; *Boletim de Energia Eólica (ONS), referência [17].

Figura 6 – Parque Eólico de Miassaba 3



Fonte: Brasventos⁴

⁴ <http://www.brasventos.com.br/projetos>

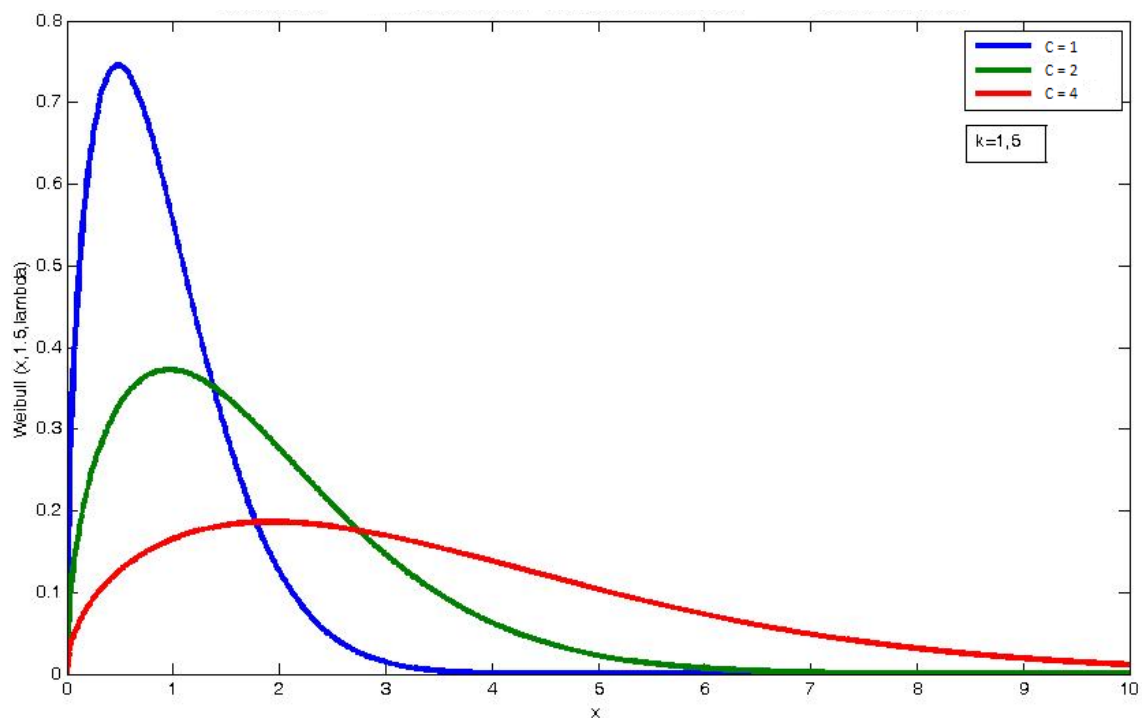
CAPÍTULO III

Simulações e Resultados

Distribuição de Weibull

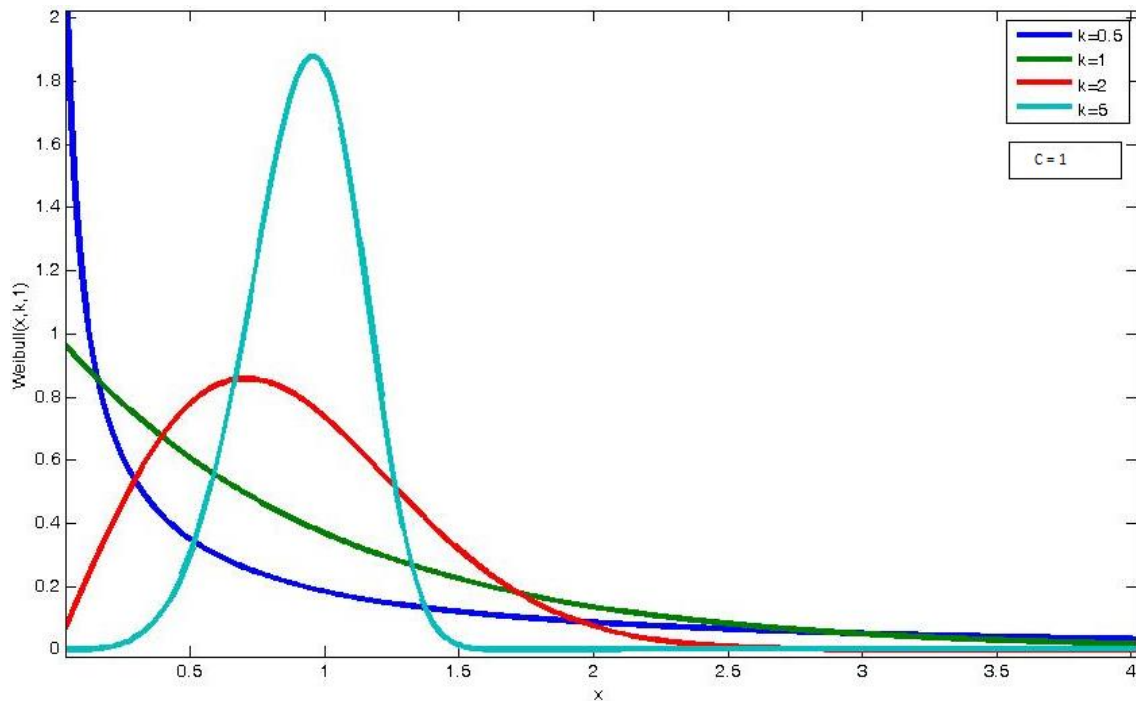
A função densidade de probabilidade de Weibull, dada pela equação (III.2), é muito utilizada no estudo de aproveitamentos elétricos eólicos para modelar a distribuição de velocidade do vento [19]. Para produzir este modelo é necessária a definição de alguns parâmetros, como o tempo total de análise, passo de discretização da velocidade do vento, fatores de forma (k) e de escala (c). O parâmetro c está relacionado a velocidade de vento (vide Figura 7); já o parâmetro k com formato da curva de Weibull, que aponta para a variação da velocidade. Sendo assim, para valores de k mais altos resultam em curvas com picos mais agudos, representando menores variações na velocidade de vento (vide Figura 8) [20].

Figura 7 – Densidade de probabilidade de Weibull para diferentes valores do parâmetro de escala c .



Fonte: Wikipédia⁵, editada pelo autor.

⁵ S. Unnikrishna Pillai, **Probability, Random Variables, and Stochastic Processes** (4th Edition), 2002.

Figura 8 – Densidade de probabilidade de Weibull para diferentes valores do parâmetro de forma k 

Fonte: Wikipédia⁵, editada pelo autor.

Os parâmetros de Weibull, k e c , podem ser estimados de várias maneiras. Existem cinco métodos consolidados na literatura para a apreciação desses fatores, como: análise por mínimos quadrados, método de velocidades de vento média e quartis, entre outros. Dependendo dos dados de vento disponíveis e do rigor requerido na análise o melhor método pode ser escolhido.

A velocidade do vento é uma variável contínua no tempo. Sua discretização é fundamental para a geração de uma função densidade de probabilidade, através da qual é possível visualizar o comportamento da velocidade do vento. Quanto maior a discretização maior será a precisão da distribuição. Essa precisão é especialmente relevante quando a distribuição é utilizada no cálculo da energia gerada de determinado local. Conforme a equação (III.1), que descreve a potência extraída do vento por uma turbina eólica, a potência varia com o cubo da velocidade. Portanto, para se obter uma boa estimativa do potencial eólico de uma região, além de uma base de dados confiável, é muito importante considerar intervalos de discretização tão pequenos quanto possíveis.

⁵ S. Unnikrishna Pillai, **Probability, Random Variables, and Stochastic Processes** (4th Edition), 2002.

$$P(v) = n \cdot C_p \cdot \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot v^3 \quad (\text{III.1})$$

Onde,

n	Representa eficiência do gerador;
C_p	Representa eficiência do rotor ou coeficiente de potência;
ρ	Representa a densidade do ar [kg/m ³];
A	Representa a área varrida pelas pás do aerogerador [m ²];
v	Representa a velocidade do vento [m/s];

Simulações

Este capítulo tem por objetivo apresentar a metodologia utilizada para realizar a estimativa de cálculo da produção eólica das 3 fontes de dados analisadas. Afim de praticar essas avaliações, efetuou-se simulações através da ferramenta computacional MatLab. Os critérios, métodos, variáveis e valores adotados nas simulações serão descritos a seguir.

1. O método utilizado neste trabalho para modelar o comportamento da velocidade do vento foi a distribuição de Weibull, obtida através da equação (III.2). Foi gerada uma Weibull para cada mês, excursando-se a velocidade de 0 a velocidade máxima medida para aquele mês em passos de 0,01 (m/s). Cada mês também recebeu seu fator k e c próprio, conforme será detalhado os itens 2 e 3 próximos.
 - 1.1. Para a base de dados do APEB/CEPEL foi gerada uma Weibull para cada estação em função da característica sazonal dos dados fornecidos por essa fonte, conforme será detalhado do item 4.

$$W(v) = \frac{k}{c} \cdot \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} \cdot e^{-\left(\frac{v}{c}\right)^k} \quad (\text{III.2})$$

Onde,

$W(v)$	Representa a distribuição de Weibull em função da velocidade;
v	Representa a velocidade do vento [m/s];
c	Representa o fator de escala da distribuição [m/s];
k	Representa o fator de forma da distribuição;

2. O método de cálculo dos fatores de forma (k) e de escala (c) adotado neste trabalho objetiva resultados mais precisos, para tanto utiliza a velocidade média e o desvio padrão como grandezas estatísticas relacionadas com os parâmetros k e c através das expressões (III.3) e (III.4) respectivamente. Este método fornece a melhor aproximação para a energia real do vento dentre os cinco métodos consolidados na literatura [20].

$$k = \left(\frac{\sigma}{\bar{v}}\right)^{-1,086} \quad (\text{III.3})$$

$$c = \frac{\bar{v}}{\Gamma\left(1+\left(\frac{1}{k}\right)\right)} \quad (\text{III.4})$$

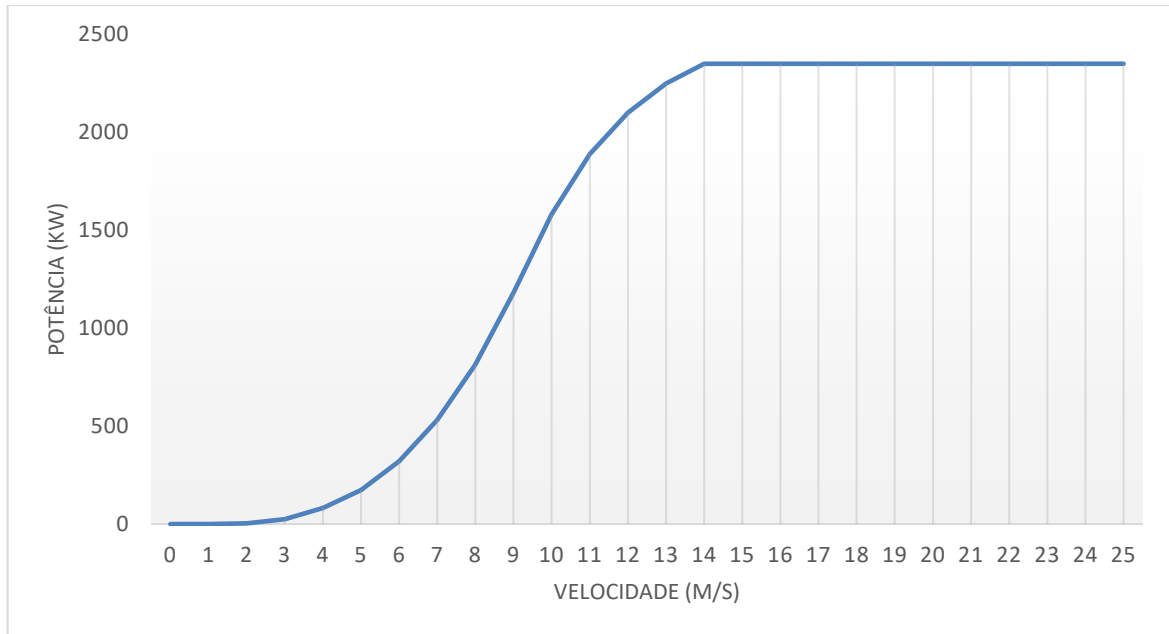
Onde,

σ Representa o desvio padrão de uma amostra da variável v ;

Γ Representa a função Gama;

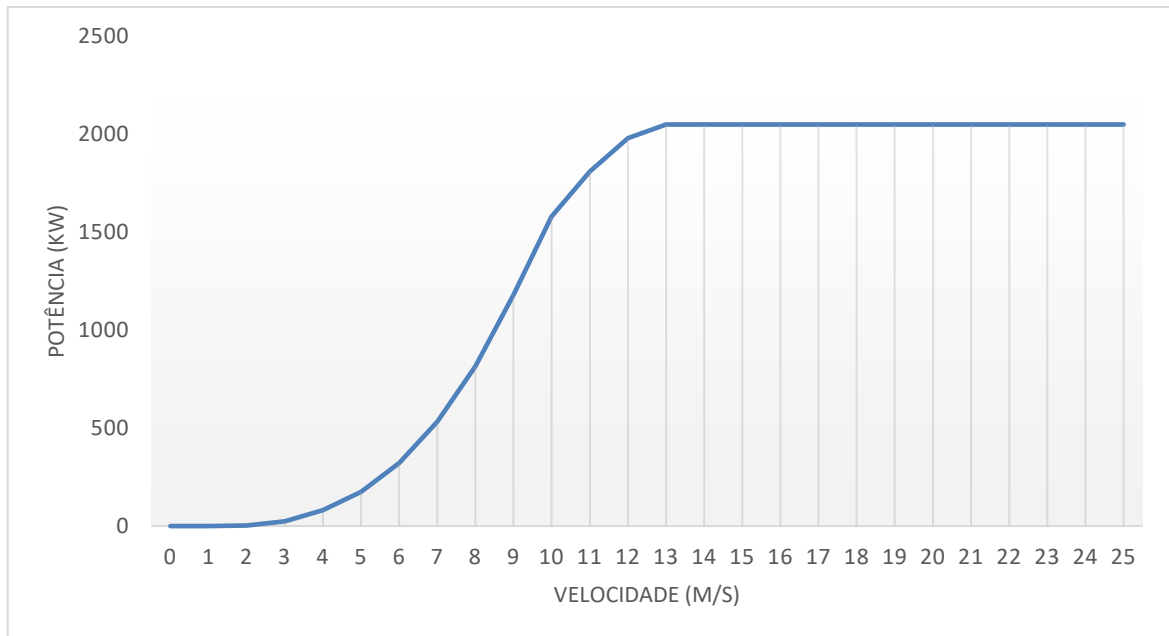
- 2.1. Os cálculos descritos no item 2 não foram efetuados para a base de dados do APEB/CEPEL, pois ela fornece os fatores k e c diretamente, como mostrado na Tabela 2.
3. O intervalo total de cada análise é anual, obtendo-se de forma mensal os valores de: velocidade média, velocidade máxima e desvio padrão médio da velocidade. A partir desses dados cada mês recebe um fator k e c próprio, ou seja, há uma Weibull para cada mês.
- 3.1. Para a base de dados do APEB/CEPEL o intervalo total de análise também é anual, porém, os valores de velocidade média são obtidos de forma sazonal e diretamente da fonte de dados, como mostrado na Tabela 2. As informações de velocidade máxima e do desvio padrão médio da velocidade não são fornecidas e não são necessárias, uma vez que os fatores k e c são dados. Dessa forma são geradas 4 curvas de Weibull, uma para cada estação.
4. A discretização dos dados de velocidade de vento para as distribuições de Weibull foram feitas em intervalos de 0,01 (m/s).
5. Para a avaliação comparativa das bases de dados em função do potencial eólico obtido a partir de cada uma delas, foi calculada a energia anual gerada utilizando-se a turbina real instalada em cada parque. As curvas de potência obtidas através dos dados do fabricante são mostradas nas Figuras de 9 a 13. Todas essas curvas foram tratadas no código de simulação através de interpolações lineares, utilizando a função ‘interp1’ do MatLab, de modo a terem um intervalo de discretização de 0,01 (m/s) para cada valor de potência.

Figura 9 - Curva de potência Aerogerador Enercon E82 (2,3MW)



Fonte: Elaborada pelo próprio autor⁶

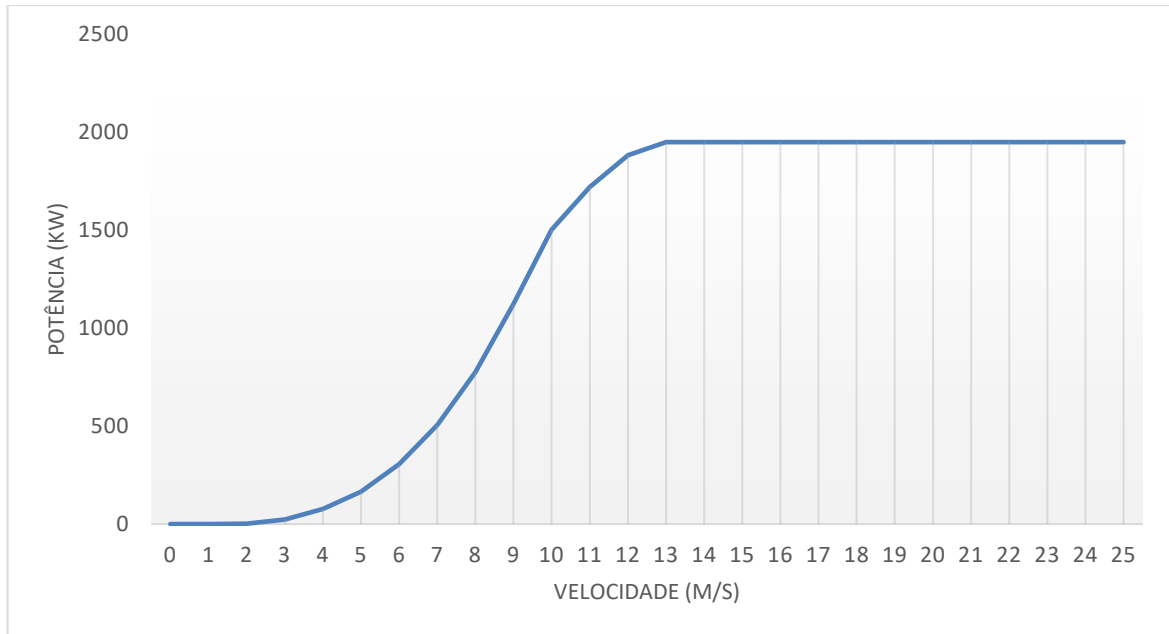
Figura 10 - Curva de potência Aerogerador Enercon E82 (2,0MW)



Fonte: Elaborada pelo próprio autor⁶

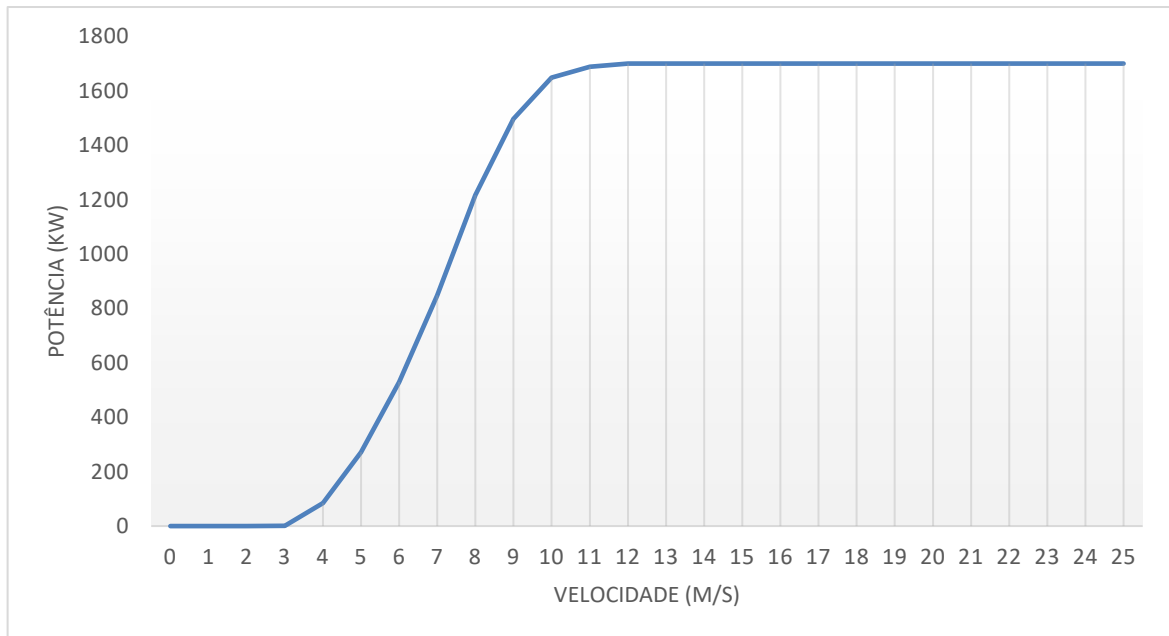
⁶Dados do Fabricante [21]

Figura 11 - Curva de potência Aerogerador Enercon E82 (1,9MW)



Fonte: Elaborada pelo próprio autor⁶

Figura 12 - Curva de potência Aerogerador GE XLE (1,68MW)

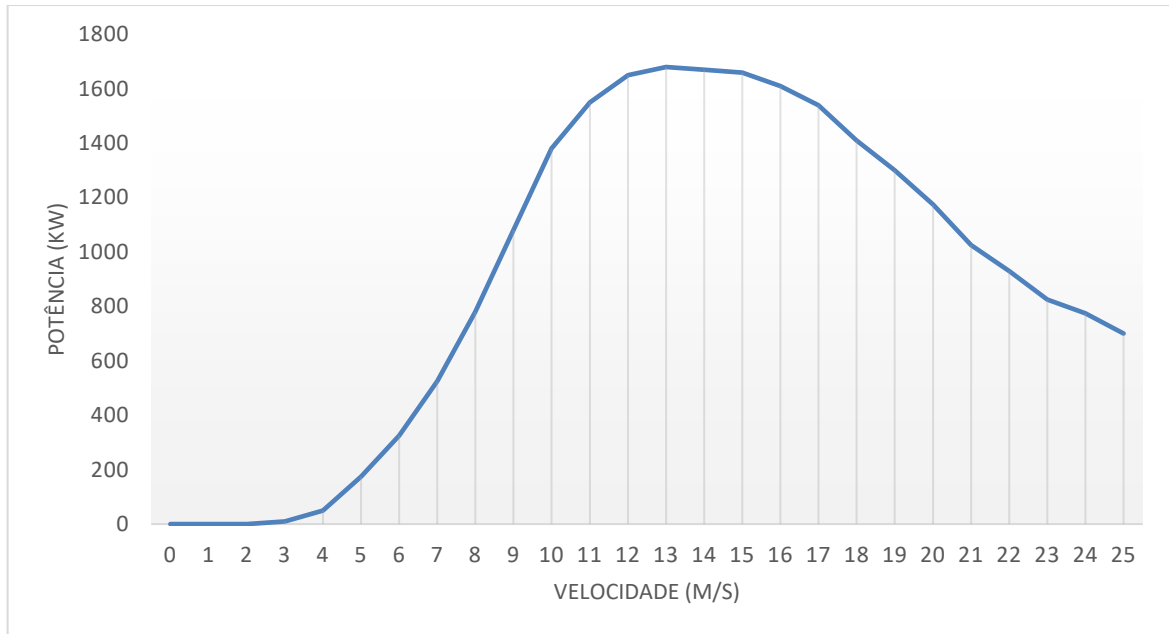


Fonte: Elaborada pelo próprio autor⁷

⁶Dados do Fabricante [21]

⁷Dados do Fabricante [22]

Figura 13 - Curva de potência Aerogerador Alstom ECO86 (1,67MW)



Fonte: Elaborada pelo próprio autor⁸

6. A energia anual gerada foi obtida pela soma das energias mensais, calculadas pela expressão (III.5).

$$E(v) = hs \cdot \int_0^{vmax} T(v) \cdot W(v) \cdot dv \quad (III.5)$$

Onde,

$E(v)$ Representa a energia gerada no mês em função da velocidade [MWh];

hs Representa o número de horas do mês [h];

$T(v)$ Representa a potência gerada pela turbina em função da velocidade;

$vmax$ Representa a velocidade máxima do mês [m/s];

⁸ Dados retirados de [23]

7. Os dados do INMET e METEONORM são, em natura, referenciados a 10 m de altura, enquanto que os obtidos do APEB/CEPEL a 50 m. Foi realizada a correção dos fatores de forma (k) e de escala (c) em função da diferença de altura entre os aerogeradores e os dados adquiridos conforme as equações (III.6) e (III.7) respectivamente, de forma a mantermos coerência na avaliação.

$$\boxed{k = k_0 \cdot nk}, \text{ onde } nk = \frac{1 - 0,088 \cdot \ln\left(\frac{h_0}{10}\right)}{1 - 0,088 \cdot \ln\left(\frac{h}{10}\right)} \quad (\text{III.6})$$

$$\boxed{c = c_0 \cdot \left(\frac{h}{h_0}\right)^{nc}}, \text{ onde } nc = \frac{0,37 - 0,088 \cdot \ln(c_0)}{1 - 0,088 \cdot \ln\left(\frac{h_0}{10}\right)} \quad (\text{III.7})$$

Onde,

h_0 Representa a altura original [m];

h Representa a altura para a qual deseja-se realizar a correção [m];

c_0 Representa o fator de escala original [m/s];

c Representa o fator de escala resultante da correção de altitude [m];

k_0 Representa o fator de forma original;

k Representa o fator de forma resultante da correção de altitude;

8. Afim de atingir a maior assertividade possível nos cálculos e resultados foram consideradas indisponibilidades programadas (IP) e forçadas (IF). Também foram levadas em conta as perdas e consumo interno do parque até o ponto de conexão. Cada um desses parâmetros, bem como seus valores adotados, serão descritos a seguir:

Taxa Equivalente de Indisponibilidade Forçada (TEIF) e Programada (TIP)

Segundo a EPE, “Taxa de indisponibilidade forçada é o percentual do impacto na produção de energia devido à ocorrência de falha ou interrupção de emergência, em condições não programadas” [21]. Enquanto que, “Taxa de indisponibilidade programada é o percentual do impacto na produção de energia devido a paradas programadas para manutenção” [24]. Análises de UEE’s inglesas realizadas no trabalho de Staffell & Green em 2014 sugerem valores de 4 a 7% para a indisponibilidade total. É ressaltado que a disponibilidade pode diminuir com a idade da turbina, seja porque turbinas mais velhas falham com mais frequência, seja porque o tempo de conserto é maior. EMD International A/S, 2011 estima entre 2 a 5% as perdas por disponibilidade. Sendo assim, neste trabalho foi adotado o valor de 5% de indisponibilidade total.

Estimativa Anual de Consumo Interno e Perdas Elétricas até o Ponto de Conexão (Δp)

Apesar de não possuírem grande impacto na produção de energia de plantas eólicas, as perdas e consumos internos das mesmas devem ser levadas em conta para uma análise mais precisa. Essas perdas costumam variar entre 2 a 3% da energia gerada pela planta [25]. No estudo realizado neste trabalho adotou-se o valor de 3%.

RESULTADOS

Tramandaí (RS) - Estação A834 e Parque Cidreira 1

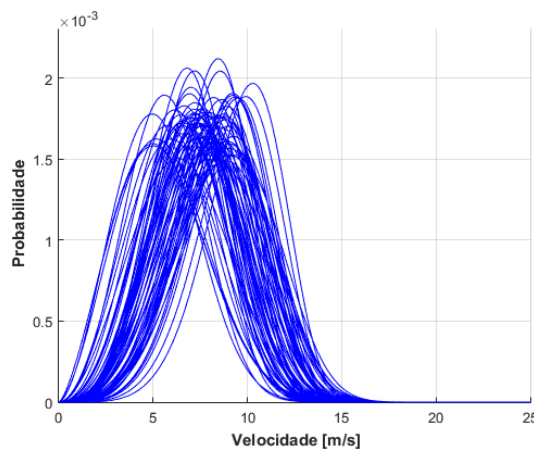
Curvas e Parâmetros de Weibull

Por meio de simulações realizadas no software MatLab efetuou-se o levantamento das curvas de Weibull do local baseando-se nas diferentes fontes de dados.

- Utilizando a base de dados de seis anos do INMET, foram produzidas 72 curvas de Weibull (Figura 14), cada uma caracterizando um mês correspondente ao período de Jan/2009 a dez/2014.
- Utilizando os dados do APEB/CEPEL foram produzidas 4 curvas de Weibull (Figura 15), uma para cada uma das estações do ano típico disponibilizado.
- Utilizando os dados do ano típico obtido através do software METEONORM foram produzidas 12 curvas de Weibull (Figura 16), referentes a cada um dos meses do ano.

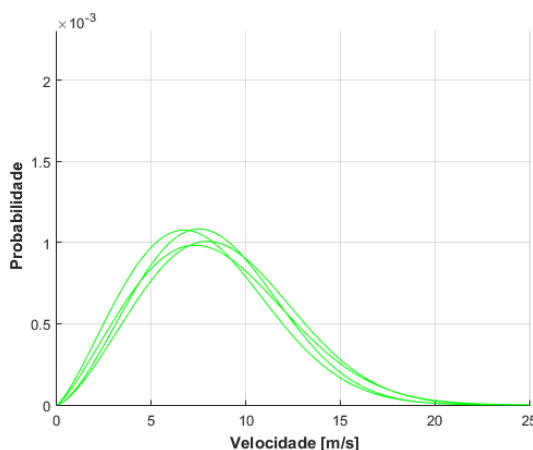
Todos os resultados estão referenciados a 98 m de altura do solo, que corresponde à altura do eixo das turbinas utilizadas no parque.

Figura 14 – Weibull INMET



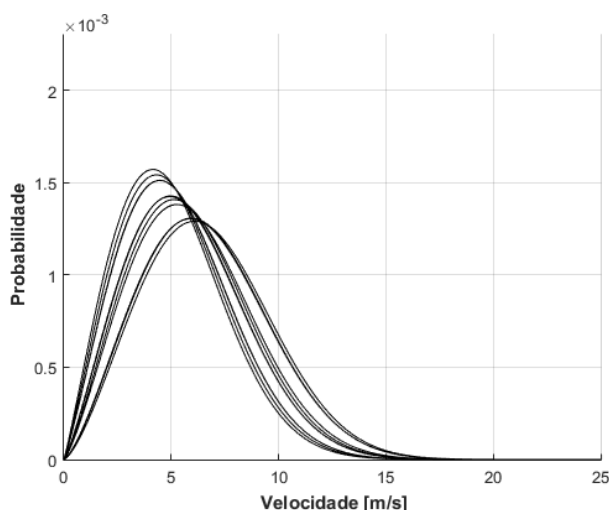
Fonte: Elaborada pelo próprio autor

Figura 15 - Weibull APEB/CEPEL



Fonte: Elaborada pelo próprio autor

Figura 16 - Weibull METEONORM



Fonte: Elaborada pelo próprio autor

Uma observação simples das curvas de Weibull produzidas a partir de cada uma das 3 fontes de dados analisadas já é capaz de evidenciar uma grande diferença entre elas: as maiores densidades de probabilidade utilizando-se os dados das bases INMET e APEB/CEPEL correspondem às velocidades de vento na faixa de 5 a 10 m/s enquanto com a base METEONORM as velocidades de vento mais frequentes situam-se na faixa de 2,5 a 7,5 m/s.

Tomando como referência as medições feitas pelas estações automáticas do INMET, pelos motivos já apresentados no início do Capítulo 1, a partir da avaliação dos fatores de forma (k) e de escala (c) médios obtidos (vide Tabela 9) é possível inferir que, em comparação com o INMET, os dados fornecidos pelo CEPEL e METEONORM indicam maior variabilidade da velocidade do vento para a região de Tramandaí, uma vez que o fator de forma (k) associado a essas fontes de dados é menor que o calculado através dos dados do INMET. Na comparação com o fator k do INMET, o do APEB/CEPEL e METEONORM são 37,84% e 7,30% menores, respectivamente. Em relação ao fator de escala, nota-se o do INMET um pouco maior que o do METEONORM e sensivelmente menor em relação ao do APEB. Um fator de escala maior

aponta para uma velocidade média mais elevada e vice-versa. Na comparação com o fator c do INMET, o do APEB/CEPEL é 15,32% maior, enquanto que o do METEONORM É 3,23% menor. A Tabela 9 apresenta uma comparação entre os valores obtidos para o fator de forma e escala em cada uma das bases de dados pesquisadas.

Tabela 9 – Fatores de Forma k (Tramandaí)

	INMET	CEPEL	METEONORM
Fator de Forma (K) Médio	3,82	2,37	3,54
Fator de Escala (C) Médio	8,41	9,70	8,14

Fonte: Elaborada pelo próprio autor

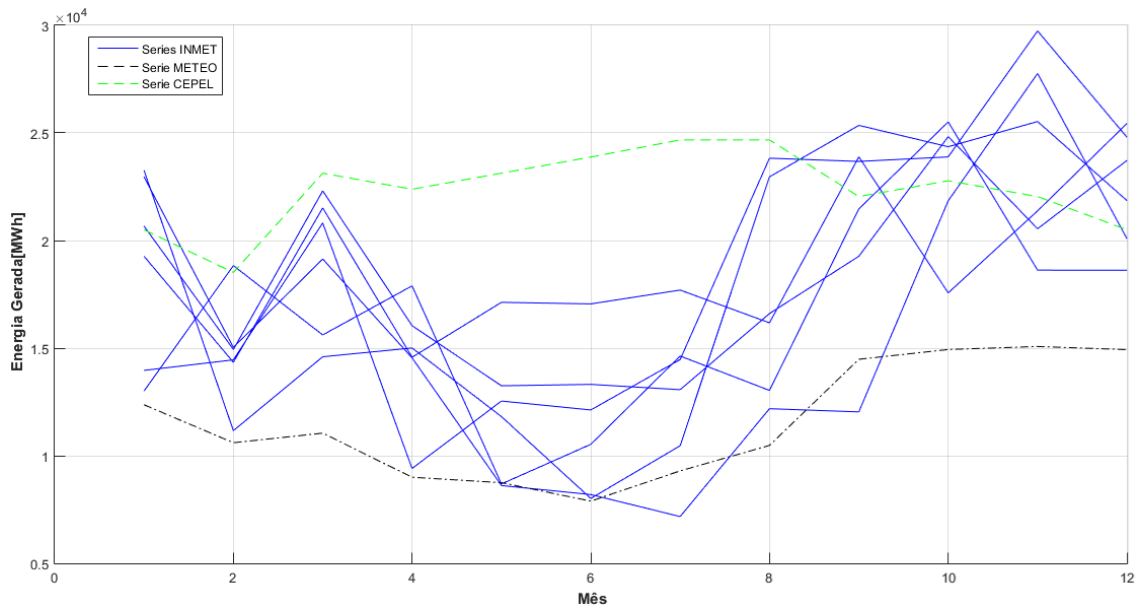
Potencial Eólico

Para a avaliação comparativa da produção de energia, em MWh, considerando-se as diferentes bases de dados estudadas, foi calculada a estimativa de produção de energia mensal e anual para cada fonte. Desta forma, foram calculadas 6 séries com base nos 6 anos de dados do INMET, cada uma correspondente a um ano, de 2009 a 2014. As séries INMET foram comparadas com a série típica METEO (Meteonorm) e a série típica APEB/CEPEL conforme mostrado nas Figuras 17 e 18.

A ‘Série Máxima INMET’ e ‘Série Mínima INMET’ correspondem respectivamente ao ano de máxima e mínima produção de energia. A ‘Série Média INMET’ foi gerada a partir da média simples mês a mês. Tomando, por exemplo, o mês de janeiro, o valor corresponde à média obtida considerando-se os 6 meses de janeiro de 2009 a 2014. Da mesma forma foram obtidos os valores médios para os meses subsequentes de fevereiro a dezembro.

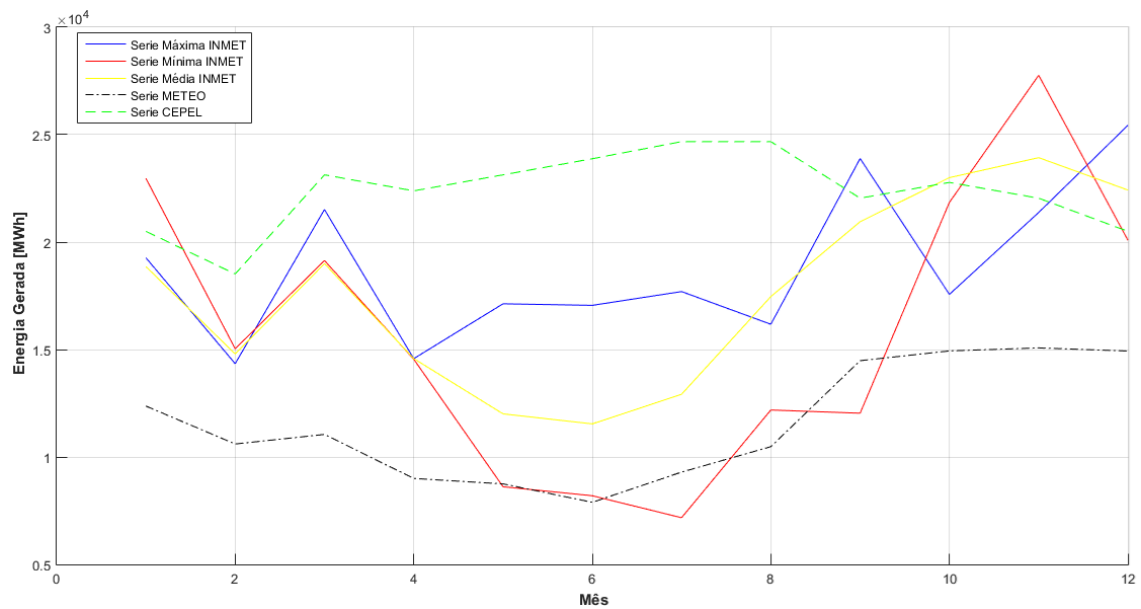
As Tabelas 10 e 11 apresentam os resultados de energia anual gerada para a UEE de Cidreira 1 de acordo com cada uma das bases de dados.

Figura 17 - Energia gerada mês a mês de acordo com as 3 diferentes bases de dados



Fonte: Elaborada pelo próprio autor

Figura 18 - Geração mês a mês: série máxima, mínima e média INMET e séries CEPEL e METEO



Fonte: Elaborada pelo próprio autor

Tabela 10 – Energia Anual Gerada INMET

INMET			
Ano	Energia Anual Gerada (MWh)	Média (MWh)	Desvio Padrão (σ)
1	218.570	211.458	14.998
2	226.030		
3	223.710		
4	214.390		
5	189.590		
6	196.460		

Fonte: Elaborada pelo próprio autor

Tabela 11 – Energia Anual Gerada APEB/CEPEL, METEONORM e ONS

	Energia Anual Gerada (MWh)		
	APEB/CEPEL	METEONORM	ONS*
Ano Típico	268.250	138.860	220.314

Fonte: Elaborada pelo próprio autor; *Boletim de Energia Eólica (ONS) [17].

O desvio padrão utilizado nesse estudo é o mesmo aplicado no campo da estatística, o qual indica uma medida de dispersão dos dados em torno da média da amostra. Tomando a Energia Anual Gerada como elemento amostral avaliamos o seu desvio padrão para a amostra de 6 anos do INMET (vide Tabela 10). O desvio de 14.998 em relação à média de 211.458 MWh mostra um comportamento extremamente estável da velocidade do vento na região de Tramandaí, uma vez que o comportamento da velocidade do vento é por natureza sazonal e intermitente.

A energia anual calculada através dos dados do APEB/CEPEL é 26,86% maior do que a média obtida considerando-se os 6 anos disponíveis na base de dados INMET, enquanto que a calculada considerando a base METEONORM é 34,33% menor.

Comparando as energias anuais estimadas neste estudo considerando as 3 fontes de dados com a energia média esperada pelo ONS, temos:

- INMET é apenas 4,19% menor;
- APEB/CEPEL é 17,87% maior;
- METEONORM é 58,66% menor;

No cenário hipotético de aproveitamento máximo do parque de Cidreira 1, a energia anual gerada é de 613.200 MWh. Dessa forma o fator de capacidade (FC) do aproveitamento, de acordo com os dados das 3 diferentes fontes, é indicado na Tabela 12.

Tabela 12 – Fator de Capacidade de acordo com as 3 diferentes bases de dados

	FC (%)
INMET - Média	34,48
APEB/CEPEL	43,75
METEONORM	22,65
ONS*	35,93

Fonte: Elaborada pelo próprio autor; *Boletim de Energia Eólica (ONS) [17].

O INMET teve a EAG e FC mais aderentes aos verificados na prática, indicados na Tabela 13, distanciando-se 0,92% do FC verificado em 2016 e apenas 0,28% do apurado nos últimos 12 meses. Por outro lado, no comparativo com o FC do APEB/CEPEL, este apresenta uma diferença de 8,35% com o que foi medido em 2016 e 9,15% com a média das medições dos últimos 12 meses. Já o METEONORM teve uma discrepância de 12,75% do seu FC em relação ao verificado em 2016 pelo ONS, e 11,95% se comparado ao FC médio dos últimos 12 meses. O FC previsto pelo ONS, conforme o BIG, foi 0,53% e 1,33% maior do que o verificado em 2016 e nos últimos 12 meses, respectivamente.

Tabela 13 – Fator de Capacidade Verificado para a UEE de Cidreira 1

FC Verificado (%)*		
2016	Últimos 12 meses	2017
35,4	34,6	28,9

Fonte: Elaborada pelo próprio autor; *Boletim de Energia Eólica (ONS) [17].

Guanambi (BA) - Estação A426 e Parque Seraíma

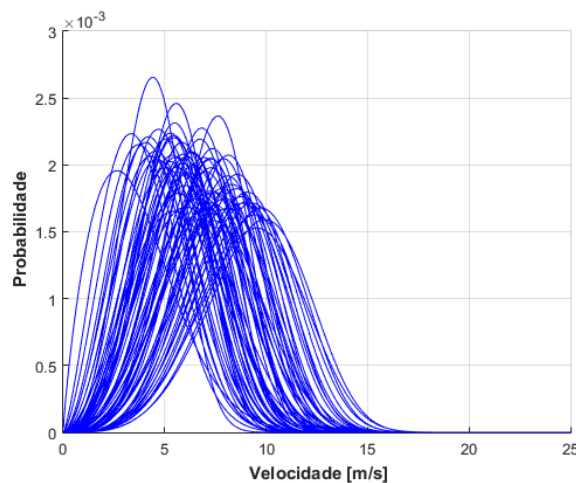
Curvas e Parâmetros de Weibull

Por meio de simulações realizadas no software MatLab efetuou-se o levantamento das curvas de Weibull do local baseando-se nas diferentes fontes de dados.

- Utilizando a base de dados de seis anos do INMET, foram produzidas 72 curvas de Weibull (Figura 19), cada uma caracterizando um mês correspondente ao período de Jan/2009 a dez/2014.
- Utilizando os dados do APEB/CEPEL foram produzidas 4 curvas de Weibull (Figura 20), uma para cada uma das estações do ano típico disponibilizado.
- Utilizando os dados do ano típico obtido através do software METEONORM foram produzidas 12 curvas de Weibull (Figura 21), referentes a cada um dos meses do ano.

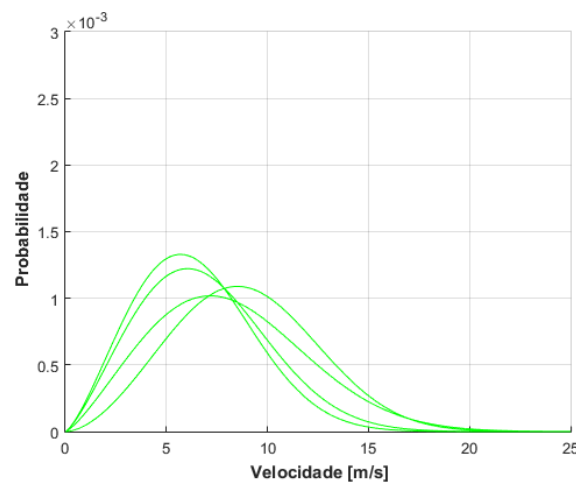
Todos os resultados estão referenciados a 80 m de altura do solo, que corresponde à altura do eixo das turbinas utilizadas no parque.

Figura 19 - Weibull INMET



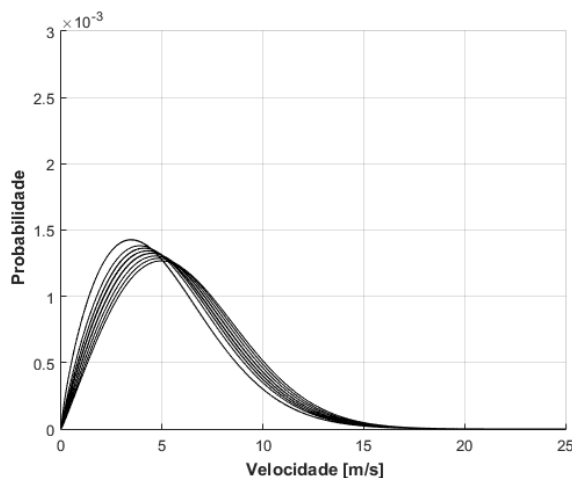
Fonte: Elaboradas pelo próprio autor.

Figura 20 - Weibull APEB/CEPEL



Fonte: Elaboradas pelo próprio autor.

Figura 21 - Weibull METEONORM



Fonte: Elaboradas pelo próprio autor.

Avaliando os fatores de forma e de escala médios obtidos (vide Tabela 14) é possível inferir que, em comparação com o INMET, os dados fornecidos pelo CEPEL e METEONORM indicam maior variabilidade da velocidade do vento para a região de Guanambi, uma vez que o fator de forma (k) associado a essas fontes de dados é menor que o calculado através dos dados do INMET. Na comparação com o fator k do INMET, o do APEB/CEPEL e METENONORM são 32,96% e 6,84% menores, respectivamente. Em relação ao fator de escala, nota-se o do INMET um pouco menor que o do METEONORM. Um fator de escala maior aponta para uma velocidade média mais elevada e vice-versa. Na comparação com o fator c do INMET, o do APEB/CEPEL e METEONORM são 24,54% e 0,10% maiores, respectivamente.

Tabela 14 – Parâmetros de Weibull para as 3 diferentes bases de dados

	INMET	CEPEL	METEONORM
Fator de Forma (K) Médio	3,64	2,44	3,39
Fator de Escala (C) Médio	7,23	9,01	7,24

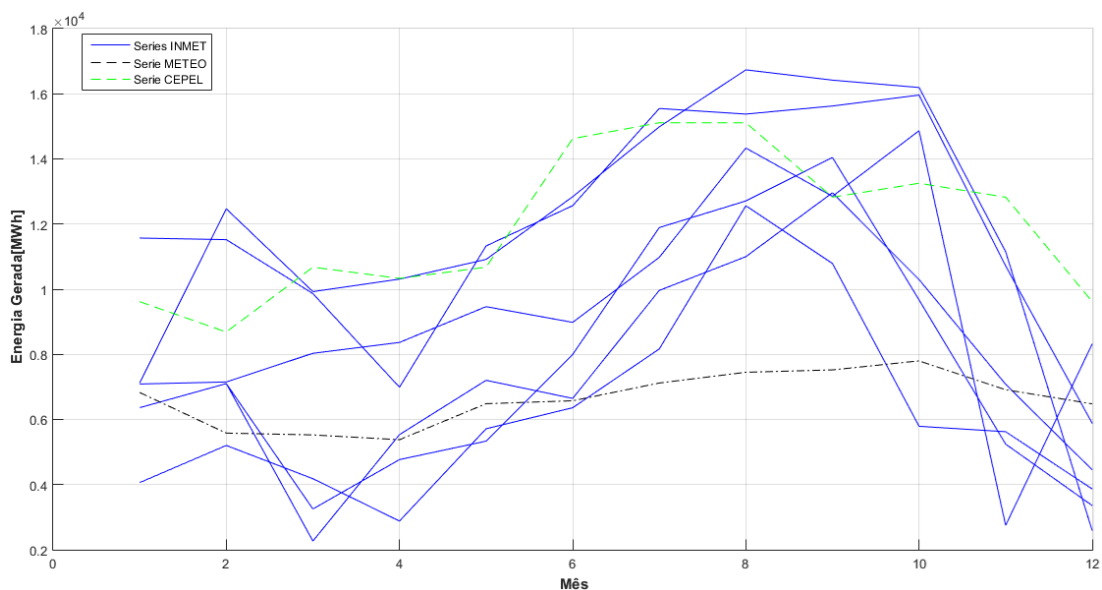
Fonte: Elaborada pelo próprio autor.

Potencial Eólico

Para a avaliação comparativa das bases de dados em função do potencial eólico, foi calculada a energia mensal e anual gerada a partir de cada uma delas. Também com essa finalidade foram levantadas 6 séries com base nos 6 anos de dados do INMET, cada uma correspondente a um ano, de 2009 a 2014. As séries INMET foram comparadas com a série METEO (Meteonorm) e série APEB/CEPEL conforme mostrado nas Figuras 22 e 23.

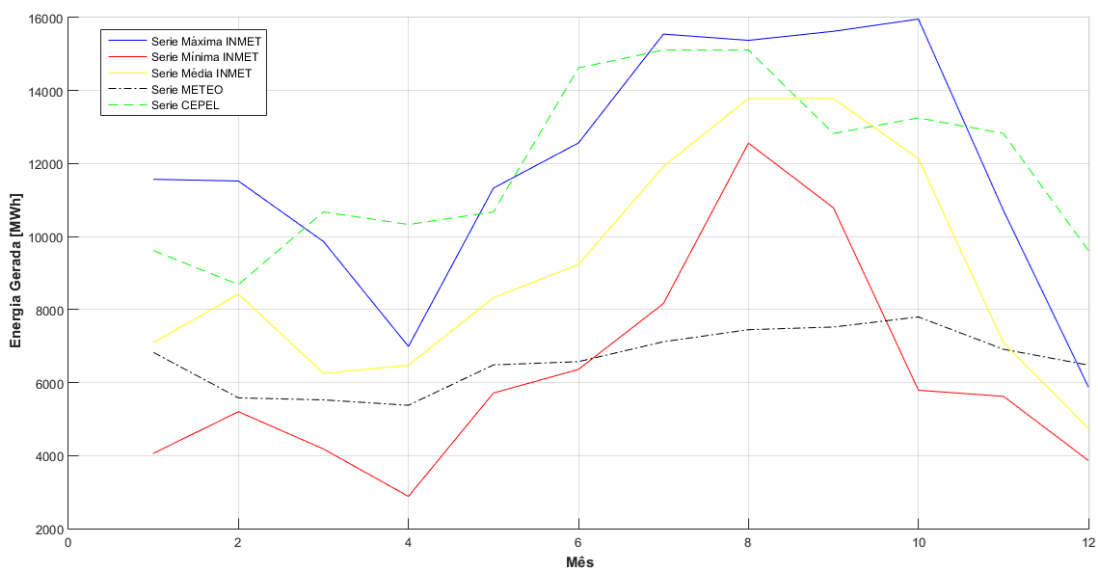
As Tabelas 15 e 16 apresentam os resultados de energia anual gerada para a UEE de Seraíma de acordo com cada uma das bases de dados.

Figura 22 - Energia gerada mês a mês de acordo com as 3 diferentes bases de dados



Fonte: Elaborada pelo próprio autor

Figura 23 - Geração mês a mês: série máxima, mínima e média INMET e séries CEPEL e METEO



Fonte: Elaborada pelo próprio autor

Tabela 15 – Energia Anual Gerada INMET

INMET			
Ano	Energia Anual Gerada (MWh)	Média (MWh)	Desvio Padrão (σ)
1	75,200	109.263	28.303
2	91.730		
3	90.860		
4	113.190		
5	141.650		
6	142.950		

Fonte: Elaborada pelo próprio autor

Tabela 16 – Energia Anual Gerada APEB/CEPEL, METEONORM e ONS

	Energia Anual Gerada (MWh)		
	APEB/CEPEL	METEONORM	ONS*
Ano Típico	143.350	79.650	111.788

Fonte: Elaborada pelo próprio autor; *Boletim de Energia Eólica (ONS) [17].

O desvio padrão encontrado para a região de Guanambi foi quase 2 vezes maior do que a de Tramandaí. O desvio de 28.303 em relação à média de 109.263 MWh indica um comportamento bastante intermitente da velocidade do vento na região de Guanambi.

O UEE de Seraíma é uma usina de menor porte, em função disso o ONS não faz uma verificação constante do fator de capacidade desse aproveitamento. Portanto utilizamos o FC da região nordeste (42,20%) como referência para as análises a seguir.

A energia anual gerada obtida através dos dados do APEB/CEPEL é 31,20% maior do que a média encontrada pelos dados do INMET, e a do METEONORM é 27,10% menor.

Comparando as energias anuais estimadas neste estudo considerando as 3 fontes de dados com a energia média esperada pelo ONS, temos:

- INMET é apenas 2,31% menor;
- APEB/CEPEL é 22,02% maior;
- METEONORM é 40,34% menor;

No cenário hipotético de aproveitamento máximo das turbinas de Seraíma, a energia anual gerada é de 264.902 MWh. Dessa forma o fator de capacidade (FC) do aproveitamento, de acordo com os dados das 3 diferentes fontes, é indicado na Tabela 17.

Tabela 17 – Fator de Capacidade de acordo com as 3 diferentes bases de dados

	FC (%)
INMET - Média	41,25
APEB/CEPEL	54,11
METEONORM	30,07
ONS*	42,20

Fonte: Elaborada pelo próprio autor; *Boletim de Energia Eólica (ONS) [17].

O INMET mais uma vez teve a EAG e FC mais aderentes aos verificados na prática, indicados na Tabela 18, distanciando-se apenas 0,95% do FC verificado em 2016 e 3,75% do apurado nos últimos 12 meses. Por outro lado, no comparativo com o FC do APEB/CEPEL, este apresenta uma diferença de 11,91% com o que foi medido em 2016 e 9,11% com a média das medições dos últimos 12 meses. Já o METEONORM teve uma discrepância de 12,13% do seu FC em relação ao verificado em 2016 pelo ONS, e 14,93% se comparado ao FC médio dos últimos 12 meses.

Tabela 18 – Fator de Capacidade Verificado para a Região Nordeste

FC verificado (%)*		
2016	Últimos 12 meses	2017
42,20	45,00	39,7

Fonte: Elaborada pelo próprio autor; *Boletim de Energia Eólica (ONS) [17].

Macau (RN) - Estação A312 e Parque Miassaba 3

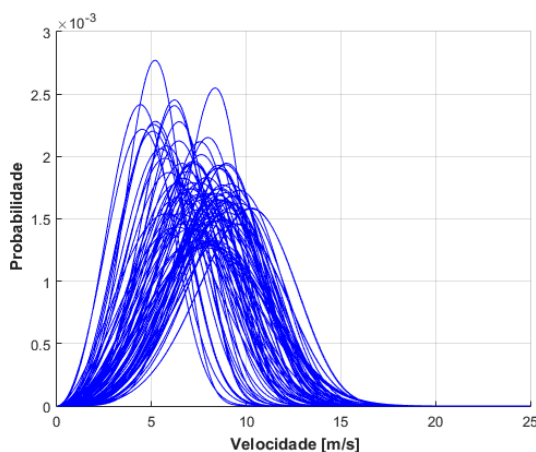
Curvas e Parâmetros de Weibull

Por meio de simulações realizadas no software MatLab efetuou-se o levantamento das curvas de Weibull do local baseando-se nas diferentes fontes de dados.

- Utilizando a base de dados de sete anos do INMET, foram produzidas 84 curvas de Weibull (Figura 24), cada uma caracterizando um mês correspondente ao período de Jan/2008 a dez/2014.
- Utilizando os dados do APEB/CEPEL foram produzidas 4 curvas de Weibull (Figura 25), uma para cada uma das estações do ano típico disponibilizado.
- Utilizando os dados do ano típico obtido através do software METEONORM foram produzidas 12 curvas de Weibull (Figura 26), referentes a cada um dos meses do ano.

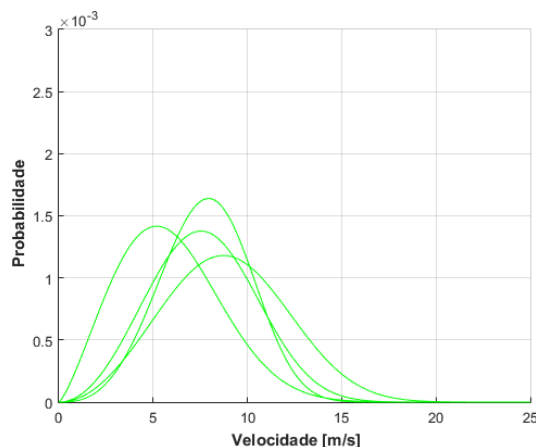
Todos os resultados estão referenciados a 80 m de altura do solo, que corresponde à altura do eixo das turbinas utilizadas no parque.

Figura 24 - Weibull INMET



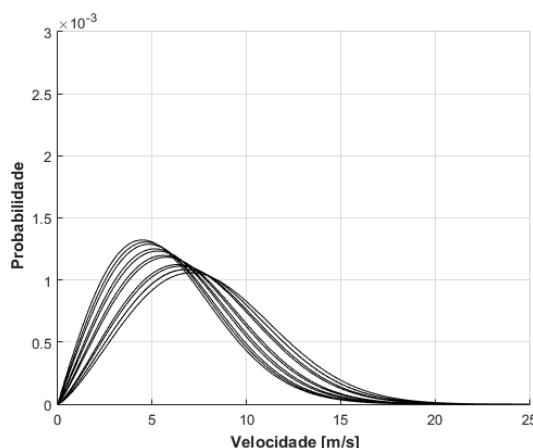
Fonte: Elaborada pelo próprio autor

Figura 25 - Weibull CEPEL



Fonte: Elaborada pelo próprio autor

Figura 26 - Weibull METEONORM



Fonte: Elaborada pelo próprio autor

Avaliando os fatores de forma e de escala médios obtidos (vide Tabela 19) é possível inferir que, em comparação com o INMET, os dados fornecidos pelo CEPEL e METEONORM indicam maior variabilidade da velocidade do vento para a região de Macau, uma vez que o fator de forma (k) associado a essas fontes de dados é menor que o calculado através dos dados do INMET. Na comparação com o fator k do INMET, o do APEB/CEPEL e METENONORM são 19,97% e 6,51% menores, respectivamente. Em relação ao fator de escala, nota-se o do INMET um pouco maior que o do METEONORM. Um fator de escala maior aponta para uma velocidade média mais elevada e vice-versa. Na comparação com o fator c do INMET, o do APEB/CEPEL mostrou-se 1,68% maior, quanto que o do METEONORM 0,53% menor.

Tabela 19 – Parâmetros de Weibull para as 3 diferentes bases de dados

	INMET	CEPEL	METEONORM
Fator de Forma (K) Médio	3,75	3,00	3,51
Fator de Escala (C) Médio	8,33	8,47	8,29

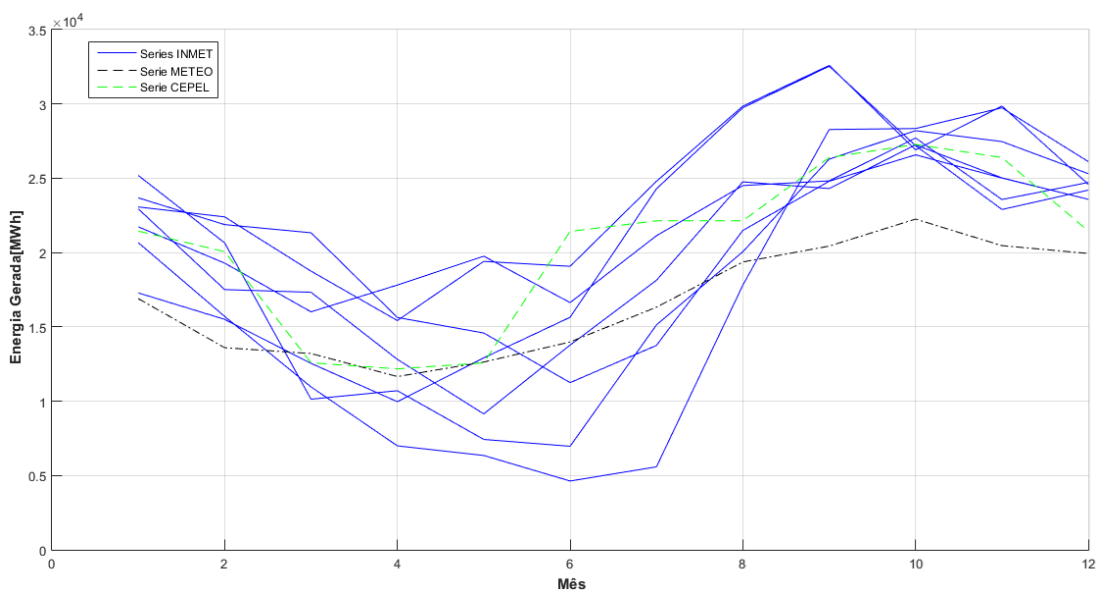
Fonte: Elaborada pelo próprio autor.

Potencial Eólico

Para a avaliação comparativa das bases de dados em função do potencial eólico, foi calculada a energia mensal e anual gerada a partir de cada uma delas. Também com essa finalidade foram levantadas 7 séries com base nos 7 anos de dados do INMET, cada uma correspondente a um ano, de 2008 a 2014. As séries INMET foram comparadas com a série METEO (Meteonorm) e série APEB/CEPEL, conforme mostrado nas Figuras 27 e 28.

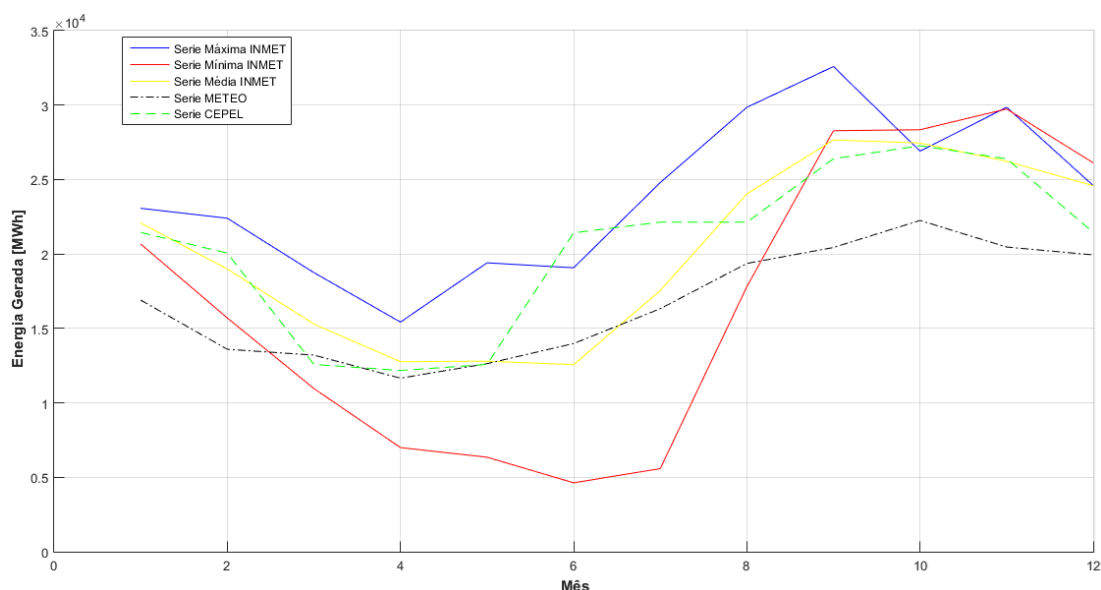
As Tabelas 20 e 21 apresentam os resultados de energia anual gerada para a UEE de Seraíma de acordo com cada uma das bases de dados.

Figura 27 - Energia gerada mês a mês de acordo com as 3 diferentes bases de dados



Fonte: Elaborada pelo próprio autor

Figura 28 - Geração mês a mês: série máxima, mínima e média INMET e séries CEPEL e METEO



Fonte: Elaborada pelo próprio autor

Tabela 20 – Energia Anual Gerada INMET

INMET			
Ano	Energia Anual Gerada (MWh)	Média (MWh)	Desvio Padrão (σ)
1	223.530	242.000	26.749
2	201.182		
3	286.720		
4	244.730		
5	257.700		
6	243.580		
7	236.560		

Fonte: Elaborada pelo próprio autor

Tabela 21 – Energia Anual Gerada APEB/CEPEL, METEONORM e ONS

	Energia Anual Gerada (MWh)		
	APEB/CEPEL	METEONORM	ONS*
Ano Típico	246.050	200.770	200.078

Fonte: Elaborada pelo próprio autor; *Boletim de Energia Eólica (ONS) [17].

O desvio de 26.749 em relação à média de 242.000 MWh indica um comportamento bastante estável da velocidade do vento na região de Macau.

A energia anual gerada obtida através dos dados do APEB/CEPEL é 1,67% maior do que a média encontrada pelos dados do INMET, e a do METEONORM é 17,04% menor.

Comparando as energias anuais estimadas neste estudo considerando as 3 fontes de dados com a energia média esperada pelo ONS, temos:

- INMET é 17,32% maior;
- APEB/CEPEL é 18,68% maior;
- METEONORM é 0,34% maior;

No cenário hipotético de aproveitamento máximo das turbinas de Miassaba, a energia anual gerada é de 599.797 MWh. Dessa forma o fator de capacidade (FC) do aproveitamento, de acordo com os dados das 3 diferentes fontes, é indicado na Tabela 22.

Tabela 22 – Fator de Capacidade de acordo com as 3 diferentes bases de dados

	FC (%)
INMET - Média	40,35
APEB/CEPEL	41,02
METEONORM	33,47
ONS*	33,36

Fonte: Elaborada pelo próprio autor; *Boletim de Energia Eólica (ONS) [17].

O METEONORM teve a EAG e FC mais aderentes aos verificados na prática, indicados na Tabela 23, distanciando-se 2,87% do FC verificado em 2016 e 1,57% do apurado nos últimos 12. No comparativo com o FC do APEB/CEPEL, este apresenta uma diferença de 10,42% com o que foi medido em 2016 e 9,12% com a média das medições dos últimos 12 meses. Já o INMET teve uma discrepância de 9,75% do seu FC em relação ao verificado em 2016 pelo ONS, e 8,45% se comparado ao FC médio dos últimos 12 meses. O FC previsto pelo ONS, conforme o BIG, foi 2,76% e 1,46% maior do que o verificado em 2016 e nos últimos 12 meses, respectivamente.

Tabela 23 – Fator de Capacidade Verificado para a Região Nordeste

FC verificado (%)*		
2016	Últimos 12 meses	2017
30,6	31,9	29,3

Fonte: Elaborada pelo próprio autor; *Boletim de Energia Eólica (ONS) [17].

CONCLUSÕES

A matriz energética eólica no Brasil é algo a se dar muita atenção. Sua complementariedade sazonal e geográfica com a principal fonte geradora do país, a hidroelétrica, é impressionante. Diversificar a matriz a partir da eólica tende a potencializar as usinas hidrelétricas com reservatórios, além dos benefícios já intrínsecos a diversificação. Além disso, os parâmetros de Weibull e fatores de capacidade brasileiros são na média bem maiores que encontrados ao redor do mundo. Segundo dados de geração verificados pelo ONS há várias UEE's no nordeste do país que apresentam FC superior a 50% [17], enquanto que o FC médio mundial verificado no ano de 2013 foi menor que 25% [6].

Este trabalho apresentou a avaliação de três diferentes bases de dados a partir da obtenção do comportamento da velocidade do vento e do potencial eólico. Para tanto essas variáveis foram levantadas para três locais distintos que possuem parques eólicos em operação. Todo o estudo dessas variáveis foi feito através de simulações desenvolvidas em MatLab. Por meio dessas simulações e dos resultados obtidos cada uma das três fontes de dados foi analisada comparativamente entre si e com os valores estimados e verificados pelo Operador Nacional do Sistema (ONS).

As medições das estações foram amistosamente fornecidas pelo INMET através do SADMET. Os dados do METEONORM e APEB/CEPEL, foram obtidos diretamente do software e website, respectivamente. Através desses dados foi possível obter as curvas e parâmetros de Weibull de cada local estudado. As curvas de potência das turbinas reais utilizadas em cada parque tornaram possível avaliar as fontes de dados em relação ao potencial eólico verificado na prática.

É possível concluir que o APEB e METEONORM são ferramentas úteis para realizar uma estimativa inicial do potencial eólico para um local, porém, para uma análise mais profunda e minuciosa essas fontes de dados carecem de detalhes. Quanto maior o empreendimento maior será o impacto da falta de detalhamento. Os erros decorrentes dessa característica afetam diretamente os resultados de viabilidade econômica e compromisso firme de entrega de energia do aproveitamento.

Os resultados obtidos através das Estações Meteorológicas Automáticas de propriedade do Instituto Nacional de Meteorologia (INMET) foram assertivos, sendo os mais aderentes aos valores verificados na prática para a maioria dos casos. A coleta de dados minuto a minuto pelos sensores das estações automáticas do INMET e a integralização dessas medições em 1 hora demonstra um grande nível de precisão. Além disso, os dados de medições de 6 e 7 anos caracteriza uma boa amostra para se avaliar o potencial eólico de um local, possibilitando diversas análises. Um estudo conservador, a partir da pior série (ano), por exemplo. Portanto, é possível concluir que o INMET é a fonte de dados mais confiável entre as analisadas.

PROPOSTAS DE TRABALHOS FUTUROS

Refazer as simulações propostas neste trabalho considerando mais variáveis e condições de contorno, afim de alcançar um nível maior de veracidade/exatidão, é uma proposta interessante. Variáveis como a disposição dos aerogeradores no parque, turbulência e efeito esteira não foram levadas em conta neste estudo.

Um dos desafios oriundos da intermitência e sazonalidade intrínsecas à geração eólica é determinar, com a maior precisão possível, a garantia física (GF) dos parques, ou seja, o compromisso firme de entrega de energia da usina elétrica eólica ao sistema, de forma que este compromisso seja o mais justo e assertivo possível, o que beneficia tanto o sistema como o empreendedor da geração.

Um caminho de pesquisa interessante que também podemos apontar, é a proposição de um novo método para o cálculo da Garantia Física (GF) de parques eólicos. O método vigente, conforme Portaria MME nº 258, determina a GF das UEE's por meio de uma série sintética de 20 anos de dados de vento, gerada a partir de 24 meses de medições (tempo mínimo) feitas por anemômetro instalado no local onde deseja-se fazer o empreendimento. Apoiando-se nesses dados, e levando em consideração as curvas de potência reais das turbinas eólicas que serão instaladas no parque e outras diversas variáveis, são calculadas as energias anuais geradas para cada um dos anos. De posse dos 20 valores de energia anual, o percentil 90 (P90) dessa amostra é adotado como a garantia física do parque eólico. Uma nova proposta para determinar a GF de parques eólicos seria aplicar mesmo princípio usado para conseguir a Energia Firme (EF) de usinas hidráulicas a fio d'água, onde, a partir da obtenção do período crítico de vazões da usina, a potência produzida pela mesma neste período é dividida pela duração do período, o valor obtido é a EF da usina.

REFERÊNCIAS

- [1] PINTO, M., 2013, **Fundamentos de energia eólica**, 1^a ed. Rio de Janeiro, RJ, Editora LTC.
- [2] U.S. Energy Information Administration. **INTERNATIONAL ENERGY OUTLOOK**, 2017.
- [3] SURLES, Terry. **Air Pollution as a Climate Forcing: A Workshop**, 2002.
- [4] **European Renewable Energy Research Centres Agency (EUREC)**, 2002.
- [5] **Atlas do Potencial Eólico Brasileiro**, 2001.
- [6] MME. **Folder Energia Eólica**, 2014.
- [7] **BIG**, colaboração ANEEL, 2017. Capacidade de Geração do Brasil. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm>>. Acesso em: Junho de 2017.
- [8] EPE. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2024**.
- [9] **Portaria MME nº 258**, de 28 de julho de 2008.
- [10] **Estações de Medição**, colaboração INMET, 2017. Disponível em : <<http://www.inmet.gov.br/porta1/index.php?r=estacoes>>. Acesso em: Junho de 2017.
- [11] INMET, colaboração SADMET, 2017. Contato: <sadmet.df@inmet.gov.br>. Realizado em: Junho 2017.
- [12] **Atlas do Potencial Eólico Brasileiro**, colaboração CEPEL, 2017. Disponível em: <http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=atlas_eolico&>. Acesso em: Junho de 2017.
- [13] METEONORM. **Handbook part II: Theory**, colaboração Meteotest, 2017. Disponível em: <<http://www.meteonorm.com/en/downloads/documents>>. Acesso em: Junho de 2017.
- [14] National Renewable Energy Laboratory (NREL). **Users Manual for TMY3 Data Sets**, 2008. Disponível em: < <http://www.nrel.gov/docs/fy08osti/43156.pdf>>. Acesso em: Julho de 2017.
- [15] Colaboração ANEEL, 2017. Disponível em: <https://sigel.aneel.gov.br/arcgis/rest/services/PORTAL/Parques_E%C3%B3licos/MapServer>. Acesso em: Maio de 2017.
- [16] PORTARIA MME Nº 21 DE 18 DE JANEIRO DE 2008.
- [17] Boletim de Energia Eólica ONS, Jan/2017. Disponível em: <http://www.ons.org.br/resultados_operacao/boletim_mensal_geracao_eolica/index.aspx>. Acesso em: Junho de 2017.
- [18] Colaboração EDP Renováveis, 2012. Disponível em: <http://www.edp.com.br/imprensa/noticias/Paginas/2012/04/EDP-Renovaveis-celebra-entrada-em-operacao-do.aspx>. Acesso em: Junho de 2017.

- [19] Bowden, G.J.; Barker, P.R.; Shestopal, V.O.; Twidell, J.W. **The Weibull Distribution Function and Wind Power Statistics**, 1983.
- [20] PINHO, J.T.; Barbosa, C.F.O.; Pereira, E.J.S.; Souza, H.M.S.; Blasques, L.C.M.; Galhardo, M.A.B.; Macêdo, W.N. **Sistemas Híbridos: Soluções Energéticas para a Amazônia (1º edição)**, 2008.
- [21] Dados do Fabricante, Disponível em: <www.wobben.com.br/fileadmin/user_upload/ec_product_br.pdf>. Acesso em: Junho de 2017.
- [22] Dados do Fabricante, Disponível em: <<https://en.wind-turbine-models.com/turbines/370-general-electric-ge-1.6-100#powercurve>>. Acesso em: Junho de 2017.
- [23] Advances in Power and Energy Engineering: Proceedings of the 8th Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference, Suzhou, China, April 15-17, 2016.
- [24] **Considerações sobre taxas de indisponibilidade para o cálculo e recálculo de Garantia Física de Projetos Eólicos**. EPE, 2016.
- [25] Antonio Colmenar-Santos; Severo Campiñez-Romero; Lorenzo Alfredo Enríquez-Garcia; Clara Pére-Molina. **Simplified Analysis of the Electric Power Losses for On-Shore Wind Farms Considering Weibull Distribution Parameters**, 2014.