



UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA  
CENTRO TECNOLÓGICO  
DEPARTAMENTO DE AUTOMAÇÃO E SISTEMAS  
CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA DE CONTROLE E AUTOMAÇÃO

Lucas Germano Willrich

**Implementação de Procedimento Normalizado para a Determinação da Curva  
de Potência de um Aerogerador**

Florianópolis  
2021

Lucas Germano Willrich

**Implementação de Procedimento Normalizado para a Determinação da Curva  
de Potência de um Aerogerador**

Relatório final da disciplina DAS5511 (Projeto de Fim de Curso) como Trabalho de Conclusão do Curso de Graduação em Engenharia de Controle e Automação da Universidade Federal de Santa Catarina em Florianópolis.

Orientador: Prof. Marcelo De Lellis Costa de Oliveira, Dr.

Supervisor: Janos Franzner da Silva, Eng.

Florianópolis  
2021

Lucas Germano Willrich

**Implementação de Procedimento Normalizado para a Determinação da Curva de Potência de um Aerogerador**

Esta monografia foi julgada no contexto da disciplina DAS5511 (Projeto de Fim de Curso) e aprovada em sua forma final pelo Curso de Graduação em Engenharia de Controle e Automação

Florianópolis, 28 de Setembro de 2021.

Prof. Hector Bessa Silveira, Dr.  
Coordenador do Curso

**Banca Examinadora:**

Prof. Marcelo De Lellis Costa de Oliveira, Dr.  
Orientador  
UFSC/CTC/DAS

Janos Franzner da Silva, Eng.  
Supervisor  
WEG Equipamentos Elétricos S/A

Prof. João Carlos Espíndola Ferreira, Dr.  
Avaliador  
UFSC/CTC/EMC

Prof. Ricardo José Rabelo, Dr.  
Presidente da Banca  
UFSC/CTC/DAS

## **AGRADECIMENTOS**

Agradeço à minha família, que me apoiou durante toda a minha vida, e forneceu todo o suporte emocional e financeiro para que eu superasse todos os desafios impostos. Aos meus pais, Dieter e Silvana, meus sinceros obrigado por tudo, cada abraço, carinho e puxão de orelha. E principalmente pelo apoio incondicional em cada decisão que tomei. Agradeço aos meus irmãos, cunhadas e sobrinha, Henrique, Guilherme, Emili, Daniela, Mariana e Selena, por cada momento compartilhado, cheios de aprendizados, alegrias e tristezas.

Dizem que amigos são para a vida toda, e que são poucos os verdadeiros. Por isso, agradeço aos meus amigos por cada momento compartilhado, sendo eles alegres em viagens e festas, tristes de distanciamentos e perdas, e aqueles em que só o convívio diário pode descrever. Muito obrigado a todos, Alan, Augusta, Thalita, Pastuch, Joana, Paulo, Kami, Isa e Moni. E não teria como esquecer os amigos da faculdade, vocês são pessoas incríveis, as quais quero me lembrar e manter perto sempre, não importa qual rumo tomarmos com o fim da faculdade.

Agradeço à empresa a qual compartilho a experiência do projeto de fim de curso, abrindo assim um leque de oportunidades futuras. Aquela em que me fez buscar e aprender mais para a minha formação profissional. Agradeço aos meus colegas de trabalho e, principalmente, aos meus tutores Janos, Elias e Gabriela que me apoiaram e compartilharam comigo seu conhecimento.

Por fim, mas não menos importante, gostaria de agradecer aos meus mestres, professores de Engenharia de Controle e Automação, que me orientaram em todo o processo da graduação. Sem o conhecimento, troca de ideias, debates e conselhos de cada professor que auxiliou no processo de aprendizagem, não seria possível concluir mais essa etapa.

*“Ó divina Vigília, guia-me entre os infernos das ilhas solitárias abandonadas nos inquietos ventos. ”*  
*(Lucchesi, Invenção de Orfeu, 4, 28, 9-11).*

## RESUMO

Planejamento, implantação e operação de complexos eólicos requerem análises e estudos detalhados a respeito de todas as características intrínsecas de cada fase. Um dos estudos que está presente em todas elas é a campanha de medição da curva de potência, que se faz de extrema importância para determinar a energia anual produzida de um parque eólico. Este trabalho visa ao desenvolvimento de um algoritmo, utilizando a linguagem de programação Python, para determinar a curva de potência de um aerogerador localizado no nordeste brasileiro. O *script* traz em sua essência a metodologia abordada pela norma internacional IEC-61.400-12-1 Ed. 2 (2017), apresentando o cálculo das incertezas de medição tipo A e B, como também incerteza combinada da curva de potência e energia anual produzida. Quando comparados aos resultados obtidos por empresas certificadoras do mercado, o algoritmo se mostrou eficiente.

**Palavras-chave:** Curva de Potência. Incertezas de Medição. Aerogerador.

## **ABSTRACT**

Planning, implementation and operation of wind farms require detailed analysis and studies regarding all the intrinsic characteristics in each phase. One of the studies that is present in all of them is the campaign to measure the power curve, which is extremely important to determine the annual energy produced from a wind farm. This work aims to develop an algorithm, using Python language, to determine the power curve of a wind turbine located in Northeastern Brazil. The script brings in its essence the methodology covered by the international standard IEC-61.400-12-1 Ed. 2 (2017) presenting the calculation of measurement uncertainties type A and B, as well as the combined uncertainty of the annual power and energy curve produced. When compared to the results obtained by certified companies in the market, the algorithm proved to be efficient.

**Keywords:** Power Curve. Measurement Uncertainties. Wind Turbine.

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Curva de Potência (PC) Calibrada vs. PC Descalibrada. . . . .	12
Figura 2 – Fluxograma de desenvolvimento. . . . .	13
Figura 3 – Conceitos de eixo vertical de rotação: a) Savonius b) Darrieus e c) Formato H. . . . .	17
Figura 4 – Coeficiente de Potência para diferentes tipos de turbinas. . . . .	18
Figura 5 – Aerogerador. . . . .	18
Figura 6 – Coeficiente de Potência. . . . .	21
Figura 7 – Curva de Potência dos Aerogeradores WEG de 2.1 e 2.2 MW de Potência. . . . .	22
Figura 8 – Distribuição da velocidade do vento ao longo de um ano. . . . .	22
Figura 9 – Distribuição Gaussiana Unicaudal de P90, P75 e P50. . . . .	24
Figura 10 – Distribuição do vento, PC e energia produzida de um aerogerador. . . . .	25
Figura 11 – AGW e TMR utilizados para o estudo. . . . .	26
Figura 12 – Representação da TMR instrumentada. . . . .	27
Figura 13 – Anemômetro de copo. . . . .	28
Figura 14 – <i>Windvane</i> . . . . .	28
Figura 15 – Exemplo de remoção de dados. . . . .	35
Figura 16 – Curva de Potência com série histórica de dados médios de 10 min. . . . .	43
Figura 17 – Curva de Potência Certificada vs Observada. . . . .	44
Figura 18 – Número de dados de 10min dentro de cada <i>bin</i> de velocidade observado vs certificado. . . . .	45
Figura 19 – $C_p$ Certificado vs Observado. . . . .	46
Figura 20 – PC Observada com incertezas de medição vs. PC Certificada. . . . .	46

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Características iniciais. . . . .	11
Tabela 2 – Instrumentação do AGW. . . . .	25
Tabela 3 – Filtros aplicados nos dados de 10 min. . . . .	36
Tabela 4 – Exemplo de <i>bins</i> de velocidade. . . . .	37
Tabela 5 – Valores de AEP observados quando comparados ao certificado. . .	45
Tabela 6 – Valores de Incerteza combinada da AEP observada. . . . .	47

## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

$C_p$	Coeficiente de Potência
$P_n$	Potência Nominal
AEP	Energia Anual Produzida
AGW	Aerogerador
CA	Corrente Alternada
CE	Ceará
D	Diâmetro do rotor
FC	Fator de Capacidade
GW	Gigawatts
Hz	Hertz
IEC	<i>International Electrotechnical Commission</i>
kW	Kilowatts
LIDAR	<i>Light Detection And Ranging</i>
m	metros
MCP	<i>Measure Correlate Predict</i>
MEASNET	<i>Measuring Network of Wind Energy Institutes</i>
min	minutos
PC	Curva de Potência
PCWG	<i>Power Curve Working Group</i>
QPSO	<i>Quantum Behaved Particle Swarm Optimization</i>
REWS	<i>Rotor Equivalent Wind Speed</i>
RS	Rio Grande do Sul
RSD	<i>Remote Sensing Device</i>
SCADA	<i>Supervisory Control and Data Acquisition</i>
SIN	Sistema Interligado Nacional
TDM	<i>Time Division Multiplication</i>
TMR	Torre Meteorológica de Referência
TSR	<i>Tip Speed Ratio</i>

## SUMÁRIO

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO</b> . . . . .	<b>11</b>
1.1	METODOLOGIA . . . . .	12
1.2	TRABALHOS RELACIONADOS . . . . .	13
<b>2</b>	<b>FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA</b> . . . . .	<b>17</b>
2.1	CONCEITOS ALTERNATIVOS DE AEROGERADORES . . . . .	17
2.2	TURBINA DE EIXO HORIZONTAL . . . . .	19
<b>2.2.1</b>	<b>Princípio de Funcionamento</b> . . . . .	<b>19</b>
<b>2.2.2</b>	<b>Energia Anual Produzida</b> . . . . .	<b>22</b>
2.3	INSTRUMENTAÇÃO . . . . .	24
2.4	IEC-61.400-12-1 ED 2 . . . . .	28
<b>3</b>	<b>DESENVOLVIMENTO</b> . . . . .	<b>35</b>
3.1	PRÉ-PROCESSAMENTO . . . . .	35
3.2	PROCESSAMENTO BASEADO EM <i>BINS</i> . . . . .	36
<b>4</b>	<b>ANÁLISE DOS RESULTADOS</b> . . . . .	<b>43</b>
<b>5</b>	<b>CONCLUSÃO</b> . . . . .	<b>48</b>
	<b>REFERÊNCIAS</b> . . . . .	<b>50</b>

## 1 INTRODUÇÃO

O Brasil possui atualmente 695 parques eólicos em operação, com um total de 18 Gigawatts (GW) de capacidade instalada, representando 9,7% de toda a energia injetada no Sistema Interligado Nacional (SIN) (ABEEOLICA, 2021). Sendo o vento uma variável estocástica, existem incertezas intrínsecas à avaliação dos recursos eólicos que influenciam o processo de estimação da geração por um parque eólico e que devem, desta forma, ser identificadas, quantificadas e reduzidas, na medida do possível. Neste sentido, este trabalho estuda a influência das incertezas de medição das variáveis climáticas no levantamento da PC de um aerogerador com potência nominal de 2100 Kilowatts (kW) e 120 metros (m) de altura de cubo. O aerogerador e torre meteorológica utilizados para o desenvolvimento dos resultados fazem parte de um Complexo Eólico localizado no estado do Ceará (CE), Brasil. O projeto está rodeado de esparsas matas nativas com altura inferior a 10 m. A topografia do local é considerada simples, uma vez que existem poucas zonas de declive acentuado. Na Tabela 1 pode-se observar um resumo das informações.

Tabela 1 – Características iniciais.

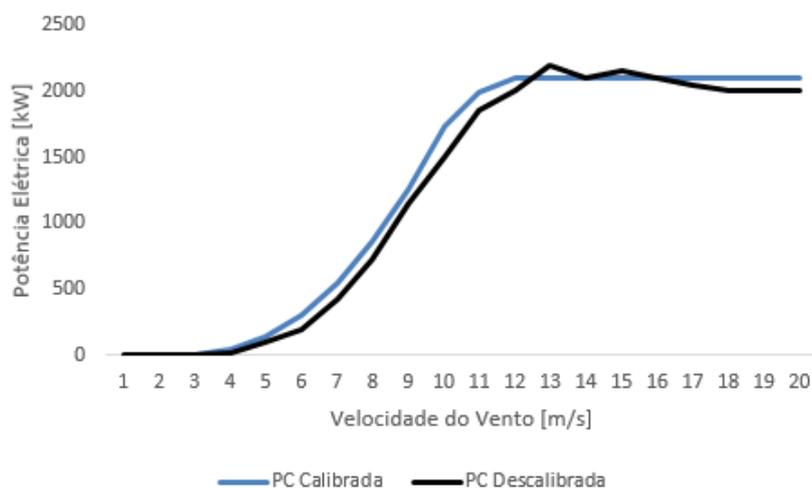
<b>Localização do Parque</b>	Ceará, Brasil
<b>Potência Nominal do Aerogerador [kW]</b>	2100
<b>Altura de cubo do Aerogerador [m]</b>	120
<b>Diâmetro do rotor do Aerogerador [m]</b>	110
<b>Setor válido de Vento [°]</b>	37,1-145,3
<b>Fuso horário</b>	UTC-03:00

Fonte – Desenvolvido pelo autor.

A influência das incertezas de medição na curva de potência altera os valores de Energia Anual Produzida (AEP) de um parque eólico. E, quando um fabricante de aerogeradores vende o seu produto a um cliente, a curva de potência deve ser pré-acordada no contrato de venda, tendo assim uma garantia de que o fabricante vai entregar o que o cliente está solicitando. Logo, os valores de produção de energia para o *site* específico devem ser os mais próximos dos reais. Caso o fabricante informar uma curva de potência e não cumprir com o que foi afirmado em contrato, o fabricante é passível de uma multa contratual que pode ser na ordem de milhares ou milhões de reais. O objetivo deste trabalho é tornar a análise da curva de potência contratual do local específico o mais fidedigno possível com aquela certificada por empresas especializadas, de modo que o fabricante não sofra multa contratual. Um exemplo de uma PC de um aerogerador mal calibrado pode ser visto na Figura 1, em que os valores obtidos pela curva descalibrada subestimam os valores da PC calibrada, sendo esta última garantida em contrato e não obtida pela curva em preto. Comportamentos tão

distintos não podem ocorrer, pois causam diferenças nos valores de AEP resultando em multa para o fabricante dos aerogeradores.

Figura 1 – PC Calibrada vs. PC Descalibrada.



Fonte – Desenvolvido pelo autor.

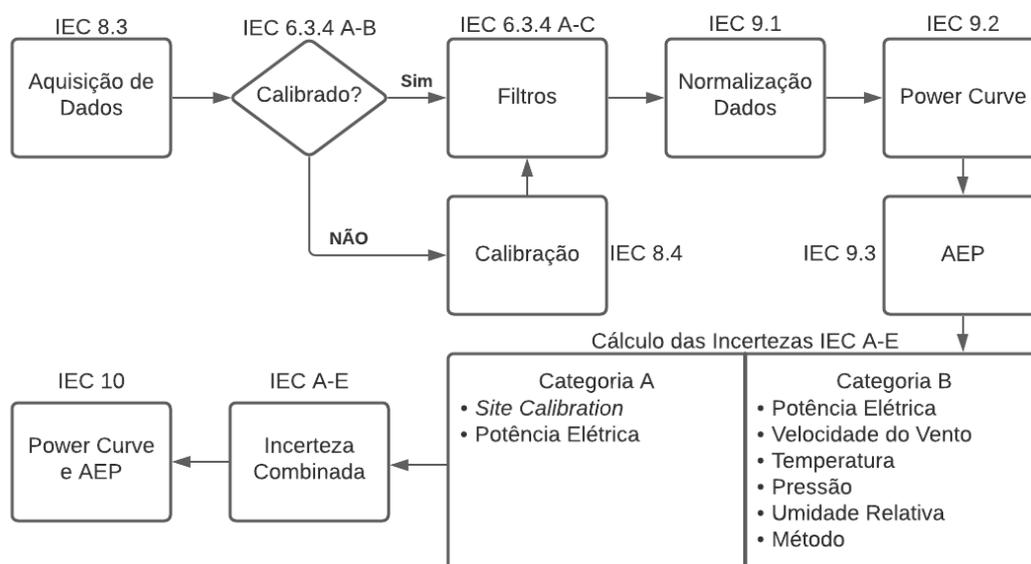
## 1.1 METODOLOGIA

Este trabalho passou por uma extensa revisão bibliográfica a fim de identificar trabalhos relacionados que pudessem somar ao desenvolvimento do projeto. Após isso, aprofundou-se o estudo na norma IEC (2017) para se entender o método a ser aplicado para a obtenção dos resultados, que pode ser resumido de acordo com o fluxograma da Figura 2. Nela está explicitado os processos e resultados de acordo com cada capítulo e anexo da norma.

Primeiramente fez-se a aquisição dos dados dos aerogeradores e torres meteorológicas de interesse, verificando a calibração dos sensores em cada um. Com todos os dados calibrados aplicou-se filtros de valores de interesse de acordo com o capítulo 6.3 anexo A-C da *International Electrotechnical Commission (IEC)*. Nos dados filtrados fez-se a normalização da velocidade do vento e potência do aerogerador, obtendo assim os valores iniciais da curva de potência e AEP. Para validar os dados obtidos, fez-se a comparação da PC e AEP com os resultados obtidos por uma certificação do mercado feita por uma empresa membro do *Measuring Network of Wind Energy Institutes (MEASNET)*.

Após a validação dos resultados, foi aplicado os valores de incerteza combinada na PC e AEP. As incertezas são subdivididas em dois tipos, incerteza tipo A e tipo B (Seção 2.4). Criadas funções de incerteza individuais, aplicou-se a incerteza combinada na PC e assim obteve-se o valor final com potência pela velocidade do vento

Figura 2 – Fluxograma de desenvolvimento.



Fonte – Desenvolvido pelo autor.

com intervalos de confiança. Com os valores das incertezas combinadas tipo A e tipo B pode-se calcular também a incerteza para AEP em diferentes faixas de velocidade do vento.

## 1.2 TRABALHOS RELACIONADOS

Antoniou, Perdesen e Enevoldsen (2009) realizaram campanhas de medição da velocidade do vento e da curva de potência em dois complexos eólicos com características distintas de terreno. As campanhas visaram minimizar as incertezas no cálculo de energia anual produzida baseado em uma melhor performance do cálculo de *wind shear*. Sendo esse último, observado por dados de anemômetro de copo e *Light Detection And Ranging* (LIDAR). Como resultado, apresentaram uma método que combina os dados de ambos os sensores para compensar o efeito do *wind shear* no cálculo da Curva de Potência a fim de obter um melhor resultado no cálculo da energia anual produzida.

Wagner *et al.* (2013) apresentaram os desafios e métodos para medir, analisar e apresentar a performance de potência de um aerogerador baseado nas medições de dois LIDAR's de nacele. O método foi proposto a fim de complementar a norma IEC-61.400-12-1 e ser utilizado em complexos eólicos *offshore*. O LIDAR foi posicionado no topo da nacele do aerogerador, sofrendo assim, influências da turbulência do vento em suas medições. O trabalho trouxe metodologias de incerteza e cálculos para minimizar

os efeitos dessas interferências. Complementando assim, formas de trabalhar com a incerteza dentro da medição de curva de potência e energia anual produzida do aerogerador.

Lee *et al.* (2020) apresentam a metodologia mais utilizada pelo *Power Curve Working Group* (PCWG) para modelar a performance da turbina eólica. O estado da arte presente no trabalho procurou apresentar métodos de modelagem para reduzir o erro e incertezas na predição de energia enquanto mudanças ocorrem nos valores de *wind shear* e turbulência do vento. Destaca-se a qualidade das referências utilizadas pelo artigo, entre elas os trabalhos de Demurtas, Pedersen e Wagner (2017), Hofsab, Mellinshoff (2013), Rettenmeier *et al.* (2014), Sohoni, Gupta e Nema (2016) e Wagner *et al.* (2014). Tais pesquisas demonstram os benefícios da utilização dos dados do *Supervisory Control and Data Acquisition* (SCADA) para testes de validação de performance do aerogerador.

Salvador (2012) fez a validação da influência do perfil vertical de velocidade do vento na performance do aerogerador utilizando LIDAR. O estudo, que difere da norma IEC-61.400-12-2 na utilização de outro equipamento de medição, é realizado em um terreno complexo no Parque Eólico do Alto Marinho (Portugal). Dados em diferentes alturas são observados, buscando melhorar a qualidade das estimativas da velocidade incidente no rotor do aerogerador e assim melhorar os cálculos de produção de energia. Verificando assim, as influências da estratificação da velocidade do vento na energia produzida por um aerogerador. Wagner, M. Courtney e Lindelöw-Marsden (2011) também mediram, utilizando LIDAR, a velocidade do vento incidente ao longo das pás do aerogerador ignorando o efeito do *wind shear*. O equipamento foi posicionado à frente da máquina a fim de calcular a energia cinética vertical no rotor. Com essa informação, consegue-se estimar a velocidade equivalente e assim apresentar a curva de potência.

Miguel (2016) comparou diferentes métodos de *Measure Correlate Predict* (MCP) a fim de identificar a melhor metodologia para cálculo de energia anual produzida. Ele faz a combinação de séries de dados de longo e curto prazo de variáveis climatológicas, em diferentes alturas de medição, trazendo um pouco do viés de tratamento de dados.

Ramanauskas e Silveira (2018) buscaram mapear as principais etapas que compõem o projeto eólico situado no município de Quaraí (Rio Grande do Sul (RS)). O trabalho apresentou uma avaliação do aproveitamento eólico da área estudada, levando em conta seus aspectos territoriais e climáticos, como também a viabilidade técnica e ambiental para a construção do complexo. Foram utilizados dados reais de torres anemométricas próximas da região de interesse e, com a utilização do *software* WindPro, fez-se um estudo para o melhor posicionamento das torres anemométricas e aerogeradores, visando a maior produtividade de energia elétrica com menor custo.

Giacomolli (2018) utilizou um modelo numérico metaheurístico para a otimização de parques eólicos. O modelo *Quantum Behaved Particle Swarm Optimization* (QPSO) foi testado em um caso ideal de posicionamentos de aerogeradores e em um cenário mais realístico simulando a região do parque eólico de Horns Rev 1. Comportamentos da interação de esteiras aerodinâmicas decorrente das perturbações no escoamento do vento, a distribuição de probabilidades de velocidade do vento e suas direções, curvas de potência e de coeficiente de empuxo de aerogeradores reais assim como limitações de distância entre as turbinas eólicas e limites geográficos da área dos parques eólicos foram levados em conta neste trabalho. Em ambos os casos, o QPSO encontrou soluções mais eficientes de *layout* quando comparado aos casos na literatura utilizados na indústria.

Radünz (2018) desenvolveu uma metodologia de *micrositing* para auxiliar no projeto de *layout* de um parque eólico de terreno complexo, e escolher o tipo de aerogerador para maximizar o fator de capacidade. A metodologia fez uso de *softwares* de livre uso e consiste na simulação da velocidade do vento em diversas direções de incidência, assimilação das medições, conversão da velocidade em densidade de potência, ponderação por frequência de ocorrência de cada direção, sobreposição, seleção das coordenadas dos aerogeradores e cálculo do fator de capacidade para diversas configurações. A metodologia preencheu um espaço vazio da literatura científica de *micrositing* ao possibilitar a definição de posicionamento dos aerogeradores, tipo de máquina e altura do eixo, bem como a estimativa da produção e fator de capacidade do parque eólico.

O presente trabalho utiliza metodologias abordadas nos trabalhos anteriores para a aquisição e demonstração de resultados. Ele busca apresentar na literatura funções de cálculo de incerteza tipo A e tipo B que podem ser facilmente abordadas em qualquer trabalho em que haja campanha de medição da curva de potência. Tais cálculos de incertezas não são apresentados abertamente na literatura, pois demandam diversas parametrizações e configurações que são específicas de cada modelo de aerogerador. As principais causas de incerteza que podem ser citadas, e que são abordadas neste trabalho, são: aerogerador de grande porte e medições de velocidade do vento com anemômetro de copo. Além do mais, este trabalho apresenta valores de incerteza combinada da AEP, que podem ser utilizados como valores exemplos para trabalhos futuros, visto que na literatura não se encontra valores exemplos de incerteza combinada de AEP, sendo encontrado apenas na norma IEC-61.400-12-1 Ed. 2 para um aerogerador de pequeno porte.

## ORGANIZAÇÃO DO DOCUMENTO

Neste capítulo foi feita uma introdução ao trabalho, com metodologia e uma revisão dos trabalhos relacionados. O capítulo 2 forma a Fundamentação Teórica, de-

monstrando os princípios e concepções básicas de um aerogerador, as características da região em que opera o aerogerador ao qual será aplicado o método descrito nesta monografia, e por último a norma IEC-61.400-12-1, com todas as equações de incerteza utilizadas. O desenvolvimento do código da curva de potência e dos dados utilizados está descrito no capítulo 3. A análise dos resultados, como também a comparação da curva observada com a curva apresentada pela certificadora, está descrito no capítulo 4. No capítulo 5 é feita a conclusão do trabalho e sugestões de trabalhos futuros que envolvem a mesma temática.

## 2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

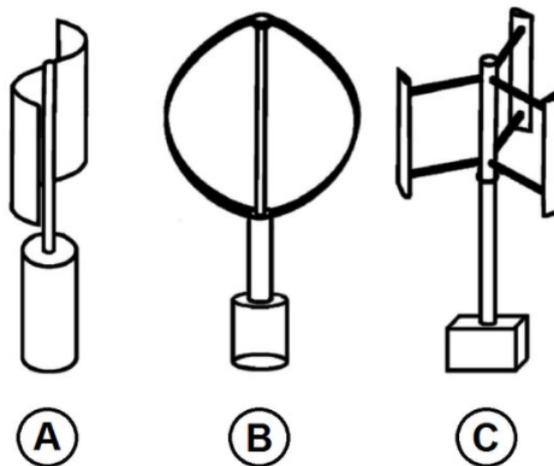
O presente capítulo tem por objetivo fundamentar o uso da norma IEC-61.400-12-1 Ed. 2 para o desenvolvimento da campanha de medição da curva de potência, bem como apresentar conceitos de aerogeradores eólicos e sensores de medição das variáveis climatológicas, os quais são necessários para o entendimento do trabalho.

### 2.1 CONCEITOS ALTERNATIVOS DE AEROGERADORES

Existem diferentes maneiras pela qual um dispositivo pode capturar energia cinética do vento. Os moinhos pioneiros utilizados no Oriente para bombeamento de água possuíam eixo de rotação vertical, enquanto os utilizados na Europa para moer grãos possuíam eixo horizontal. O aspecto estrutural é uma das maneiras mais simples de se distinguir aerogeradores. Tanto é que pode-se classificar as turbinas eólicas em dois grandes grupos: turbinas de eixo horizontal e eixo vertical.

As turbinas de eixo vertical não tiveram sucesso na história moderna, mesmo existindo alguns tipos que utilizavam conceitos diferentes de rotação, conforme ilustrado na Figura 3.

Figura 3 – Conceitos de eixo vertical de rotação: a) Savonius b) Darrieus e c) Formato H.

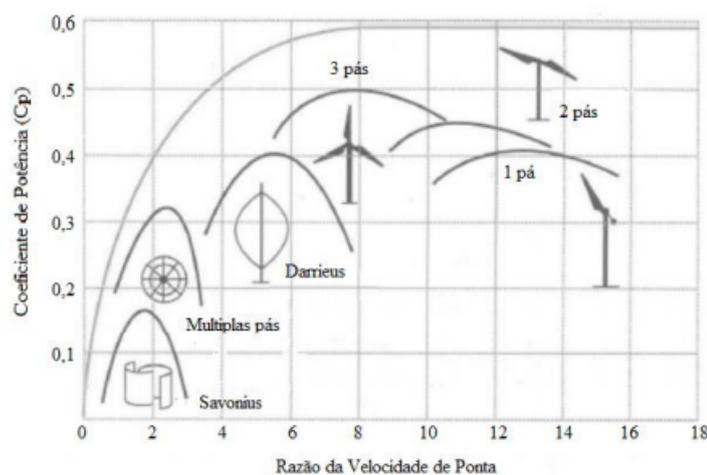


Fonte – Hau (2006).

As turbinas de eixo horizontal se sobressaíram às demais, e, atualmente, são as mais utilizadas no mercado. O gráfico da Figura 4 apresenta algumas das concepções de turbina em termos do Coeficiente de Potência e Razão da Velocidade de Ponta, indicando como as curvas de eficiência na extração da energia cinética do vento são distribuídas.

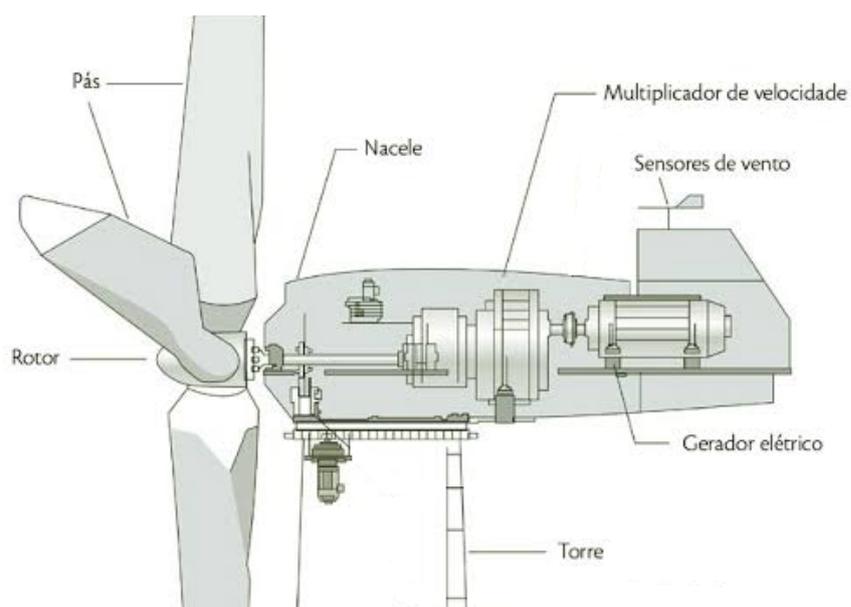
A Razão da Velocidade de Ponta ou *Tip Speed Ratio* (TSR) pode ser definida como a razão da velocidade tangencial da ponta de uma pá pela velocidade observada do vento. Ela está diretamente relacionada com a eficiência do aerogerador quando se trata de *design* composto da lâmina. Já o Coeficiente de Potência descreve a fração de energia cinética do vento que é capturada pelo aerogerador.

Figura 4 – Coeficiente de Potência para diferentes tipos de turbinas.



Fonte – Amenedo, Diaz e Gomez (2003).

Figura 5 – Aerogerador.



Fonte – WINDBOX (2020).

## 2.2 TURBINA DE EIXO HORIZONTAL

Este trabalho considera a turbina de eixo horizontal, cujos componentes podem ser vistos na Figura 5. O rotor é a parte que compreende todas as partes girantes fora da nacela, formado pelas pás, cubo (*hub*) e sistema de passo. A nacela reúne todos os sistemas elétricos e eletrônicos, como o gerador, de um aerogerador. E a torre é o elemento estático de suporte que posiciona o rotor e a nacela nas alturas desejada.

Como já foi dito, um aerogerador é um dispositivo que transforma parte da energia cinética do vento em eletricidade. Trata-se de um sistema de transformação, cuja função principal é converter parte da energia cinética do vento em energia elétrica de quantidade máxima pré estabelecida, como por exemplo 2100 kW, 3500 kW, 4200 kW, etc.

Os principais aerogeradores utilizados no Brasil em escala comercial são os de eixo horizontal, com três pás controladas por passo (*pitch*), caixa multiplicadora, gerador de indução duplamente excitado e operado com velocidade variável. Esta configuração corresponde a mais de 70% de todas as máquinas em operação ou instaladas no Brasil (BONNA; ROMIO; DIAS, 2016).

As diferentes tecnologias de turbinas eólicas com eixo horizontal desenvolvidas nas últimas décadas são classificadas segundo a taxonomia desenvolvida pela UPWIND (2017):

- Velocidade de rotação: velocidade variável, velocidade variável limitada e velocidade fixa.
- Controle de velocidade: controle por *stall*, controle por *stall* ativo e controle de passo (*pitch*).
- *Drive Train*: acionamento direto ou indireto por caixa multiplicadora.
- Tipo de Gerador: gerador de indução (assíncrono) com rotor de gaiola, gerador de indução com rotor bobinado, gerador de indução duplamente excitado, gerador síncrono de excitatriz com ímãs permanentes e gerador síncrono excitado eletricamente.

### 2.2.1 Princípio de Funcionamento

A força aerodinâmica aplicada nas pás do aerogerador faz com que o eixo vertical se movimente no sentido tangencial gerando um torque sobre o eixo do rotor. O produto entre o torque mecânico e a velocidade de rotação dá origem à potência

mecânica entregue ao gerador elétrico alocado no *hub*. A potência mecânica pode ser quantificada pela Equação (1).

$$P_t = T \cdot \omega. \quad (1)$$

Onde:

- $T$  é torque gerado pela força aerodinâmica sobre as pás causada pela velocidade do vento [ $N.m$ ].
- $\omega$  é a velocidade angular das pás [ $rad/s$ ].

A forma de avaliar a potência extraída do vento é conhecida e interpretada como Coeficiente de Potência ( $C_p$ ), definido como a Equação (2).

$$C_p = \frac{P_t}{\frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A_D \cdot U_D^3}. \quad (2)$$

Onde:

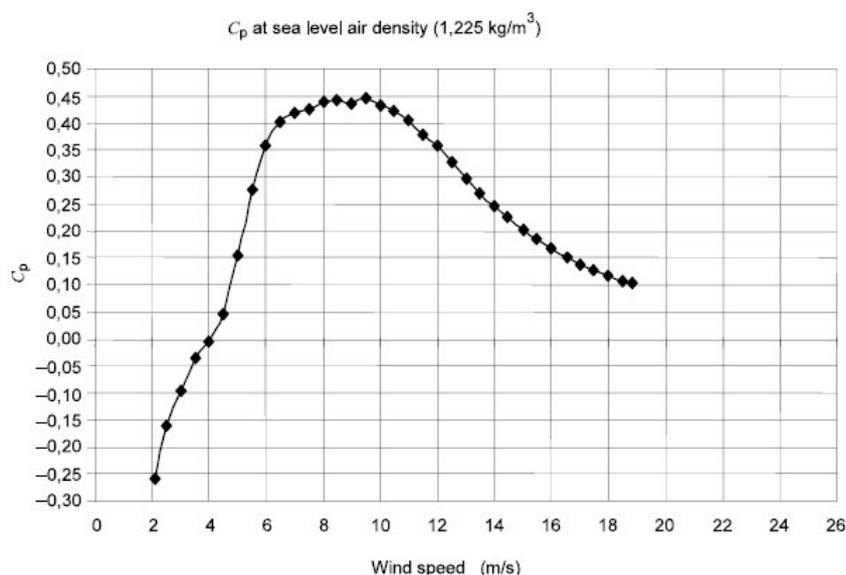
- $\rho$  é a densidade do ar [ $kg/m^3$ ].
- $A_D$  é a área da seção transversal do rotor [ $m^2$ ].
- $U_D^3$  é a velocidade do vento no rotor [ $m/s$ ].

Existe um valor máximo, teórico, para o  $C_p$ , conhecido como Limite de Lanchester-Betz. O valor, cujo cálculo foi demonstrado por Burton *et al.* (2011), é de 0,593. Ele representa o valor máximo da extração de potência do fluxo de vento por um aerogerador de eixo horizontal colinear com o vento, que explora ao máximo a força de sustentação aerodinâmica, independentemente de suas especificidades construtivas.

O  $C_p$  depende do projeto aerodinâmico da pá e das condições climatológicas, como velocidade e direção do vento. Logo a potência que pode ser extraída em condições reais é influenciada, principalmente, pelas características das pás. Uma maneira usual de apresentar o coeficiente de potência é em função da velocidade do vento, como apresentado na Figura 6.

Vale observar que para valores abaixo de aproximadamente 3 ou 4 m/s o valor do  $C_p$  é negativo, pois a máquina gasta mais energia para se manter em operação do que produz. Pode-se observar também que existe uma velocidade que maximiza o valor do coeficiente, esta é a chamada velocidade nominal que produz a melhor relação entre a potência extraída e a potência disponível no vento. Após atingir o valor ótimo de  $C_p$ , um sistema de controle altera alguma propriedade do aerogerador, como ângulo de *pitch*, ou a tensão controlada nos terminais do gerador elétrico, de modo que o  $C_p$  caia proporcionalmente com o cubo da velocidade do vento. Isso deve acontecer

Figura 6 – Coeficiente de Potência.



Fonte – IEC (2017).

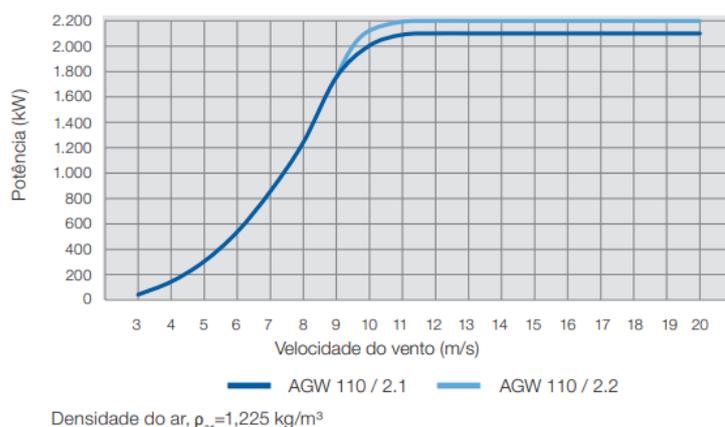
para se garantir que a potência máxima do gerador elétrico não seja ultrapassada para valores altos de velocidade do vento.

A potência extraída do vento, em termos de potência elétrica no aerogerador é caracterizada como a Curva de Potência (PC - *Power Curve*), conforme ilustrado na Figura 7. Ela reproduz, de forma ótima, um dos resultados deste trabalho para a densidade do ar igual a  $1.225 \text{ kg/m}^3$ .

É possível observar que o gerador produz energia elétrica a partir de 3 m/s (velocidade de *cut-in* ou velocidade de entrada em operação) e mantém uma potência constante a partir de 11 m/s, onde alcança sua potência nominal. A partir de 20 m/s (velocidade de *cut-out* ou velocidade de desligamento) a máquina é freada e não gera mais potência elétrica. A PC é um dos principais indicadores de avaliação de performance utilizados atualmente e é fundamental no processo de análise de falha de uma turbina, uma vez que a sua modificação durante a operação do aerogerador é indício de algum tipo de degeneração no sistema, como por exemplo desgaste de componentes.

A PC também é um importante indicador na viabilidade de um parque eólico, pois impactará diretamente a AEP. Como os custos do aerogerador representam uma grande parte do investimento no empreendimento eólico, é de extrema importância a escolha correta do aerogerador a fim de ser viável economicamente e ao mesmo tempo apropriado ao vento local.

Figura 7 – Curva de Potência dos Aerogeradores WEG de 2.1 e 2.2 MW de Potência.



Fonte – WEG (2021).

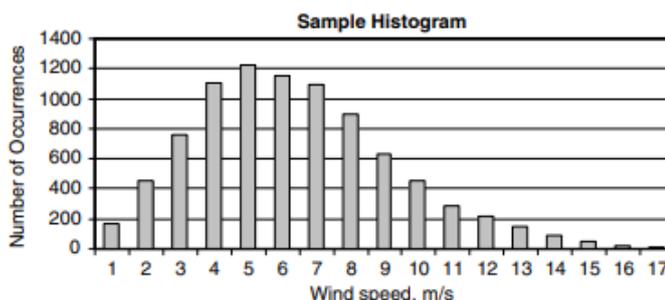
### 2.2.2 Energia Anual Produzida

A produção anual de energia de um aerogerador é calculado pela Equação (3), na qual  $P(t)$  é a potência instantânea.

$$AEP = \int_{Ano} P(t) dt. \tag{3}$$

A expressão pode ser calculada em termos da velocidade incidente na turbina, por meio da Equação (4), onde 8760 é o número de horas presente em um ano,  $P$  é a potência do aerogerador e  $F(v)$  é a frequência de observações das diferentes velocidades do vento no local durante o ano analisado. A frequência de observações para diferentes velocidades do vento também pode ser caracterizada como um histograma de vento, de acordo com a Figura 8.

Figura 8 – Distribuição da velocidade do vento ao longo de um ano.



Fonte – Manwell, MCGowan e Rogers (2009).

$$AEP = 8760 \times \int_{V_{in}}^{V_{out}} F(v) P dv. \quad (4)$$

$F(v)$  pode ser definido como:

$$F(v) = 1 - \exp\left(-\frac{\pi}{4} \left(\frac{V}{V_{ave}}\right)^2\right). \quad (5)$$

Sendo  $V$  a velocidade do vento e  $V_{ave}$  a média anual de velocidade do vento. Podemos reescrever a Equação (4) em termos de *bins* de velocidade, estes por sua vez caracterizados como valores médios de dados dentro de um intervalo de confiança de velocidade do vento de uma distribuição local. Obtemos portanto:

$$AEP = N_h \sum_{i=1}^N [F(V_i) - F(V_{i-1})] \left(\frac{P_{i-1} + P_i}{2}\right). \quad (6)$$

Onde:

- $N_h$  é o número de horas em um ano  $\approx 8760$ .
- $N$  é o número de *bins*.
- $V_i$  é a velocidade média normalizada no *bin*  $i$ .
- $P_i$  é a potência média de saída normalizada no *bin*  $i$ .

Como a velocidade do vento não permanece todo tempo igual ou acima do valor nominal (i. e. que permite o gerador operar na sua capacidade máxima/nominal) o Fator de Capacidade (FC) é um índice que algo similar ao fator de utilização da usina, calculado como a relação entre a AEP e a máxima energia que pode ser produzida em um ano, de acordo com a Equação (7). O denominador da equação representa a máxima energia gerada em um ano se o gerador operasse constantemente na sua Potência Nominal ( $P_n$ ).

$$FC = \frac{AEP}{8760 \times P_n}. \quad (7)$$

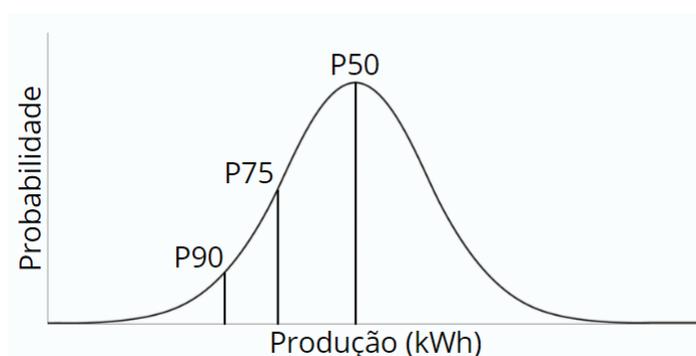
O valor da AEP determina o P50 de um parque eólico. Esse valor representa uma previsão de potência média produzida considerando uma probabilidade de 50% em exceder ou reduzir a AEP. Esta estimativa não leva em consideração as incertezas do projeto, pois a probabilidade de alcançar uma maior ou menor AEP é a mesma, de 50%.

Para conhecer os riscos de um projeto, a estimativa das incertezas de produção de uma usina eólica se torna indispensável. O P90 e P75 representam a potência estimada com 90% e 75%, respectivamente, de chances de que a potência real seja maior que o seu valor.

As estimativas para o P75 ou P90 são realizadas com base na distribuição Gaussiana (normal). A Equação (8) apresenta o cálculo para um PZZ qualquer, como também para o P75 e P90. Sendo  $z(ZZ\%)$  o desvio relativo para uma probabilidade gaussiana unicaudal de  $ZZ\%$ . O PZZ representa a potência da usina com probabilidade  $ZZ\%$  de exceder seu valor, como apresentado na Figura 9.

$$\begin{aligned} PZZ &= P50[1 + z(100\% - ZZ\%).Incerteza], \\ P75 &= P50[1 - 0.67.Incerteza], \\ P90 &= P50[1 - 1.28.Incerteza]. \end{aligned} \quad (8)$$

Figura 9 – Distribuição Gaussiana Unicaudal de P90, P75 e P50.



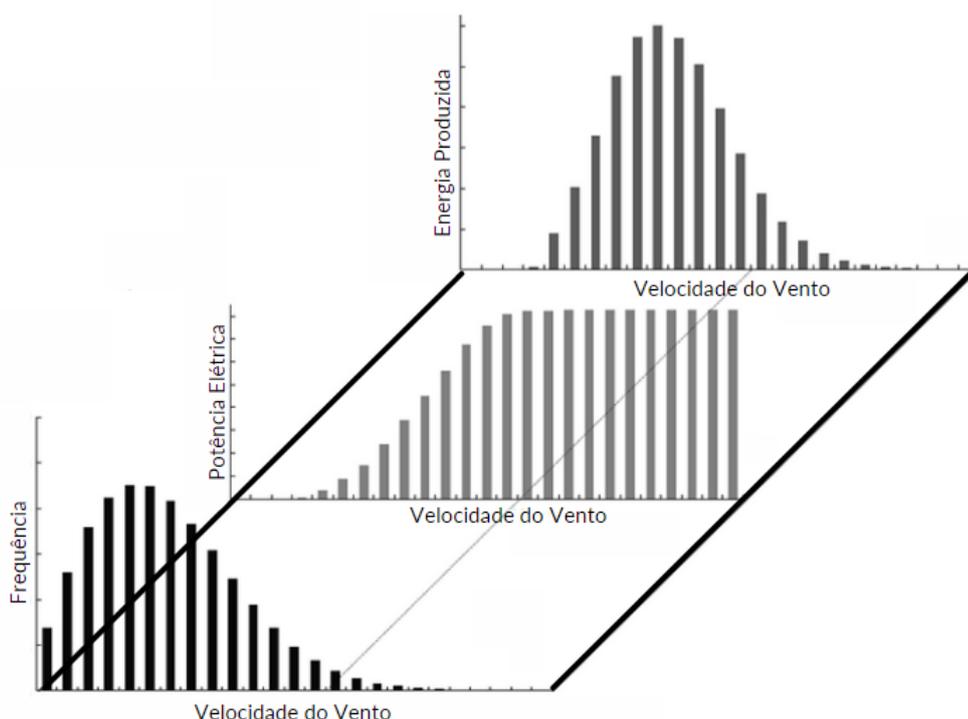
Fonte – Desenvolvido pelo autor.

De forma geral, pode-se resumir o processo de produção de energia de um aerogerador pela Figura 10, em que é apresentado um exemplo de resultado da Equação (6). A distribuição da frequência do vento na região e a curva de potência de um aerogerador determinam a distribuição de energia produzida para cada faixa de velocidade do vento.

### 2.3 INSTRUMENTAÇÃO

A Figura 11 apresenta a distância em metros, e Diâmetro do rotor ( $D$ ), entre a torre anemométrica e aerogerador utilizado no estudo. Foram utilizados, nesse procedimento, três sensores de velocidade de vento (Anemômetro de Copo), dois sensores de direção do vento (*Windvane*), um sensor de pressão (Barômetro), um sensor de temperatura e umidade relativa (Termo-higrômetro) e um sensor de chuva (Pluviômetro), todos oriundos da Torre Meteorológica de Referência (TMR). Por parte do Aerogerador (AGW), foram utilizados dados do Transdutor de Potência e Transformador de Corrente, ambos com as perdas elétricas já consideradas. Detalhes dos equipamentos instalados na TMR e AGW são apresentados na Tabela 2 e Figura 12 respectivamente.

Figura 10 – Distribuição do vento, PC e energia produzida de um aerogerador.



Fonte – Desenvolvido pelo autor.

Tabela 2 – Instrumentação do AGW.

Tipo	Descrição do Sinal	Amplitude	Classe
Transdutor de Potência	Produção Total	+/- 3585.3 kW	0,2
Transformador de Corrente	Produção Total	3000 A/5 A	0,2
Transdutor de Potência	Consumo Interno	+/- 346.4 kW	0,2
Transformador de Corrente	Consumo Interno	500 A/5A	0,2

Fonte – Desenvolvido pelo Autor.

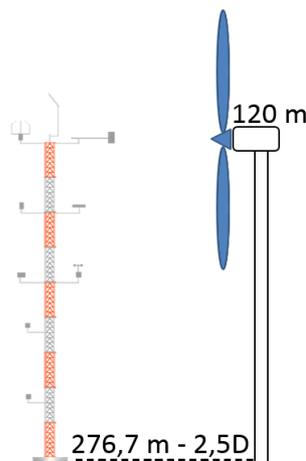
### Anemômetro de Copo

Anemômetros de copo, de forma simples, são sensores utilizados para medir a velocidade do vento, como observado na Figura 13. A medida que o vento passa por eles e movimenta suas partes em círculos, é contado o número de revoluções por um período de tempo, geralmente 1 segundo. Ao avaliar a velocidade da rotações, o anemômetro é capaz de calcular a velocidade do vento em m/s.

### Windvane

O transmissor de direção do vento (*Windvane*) é projetado para a aquisição da direção do vento horizontal, como visto na Figura 14. Os valores da medição são

Figura 11 – AGW e TMR utilizados para o estudo.



Fonte – Desenvolvido pelo autor.

emitidos como sinais analógicos elétricos, a partir de um potenciômetro que altera seu valor de acordo com a posição do sensor influenciada pela direção do vento. As partes externas do aparelho são feitas de material resistente à corrosão (alumínio, aço inoxidável e plástico).

### **Barômetro, Termo-higrômetro e Pluviômetro**

Para a aferição da pressão em campo é utilizado o instrumento de medição chamado de barômetro. Seu princípio de funcionamento se baseia na medição da altura de mercúrio em um determinado recipiente, que varia de acordo com a pressão do local.

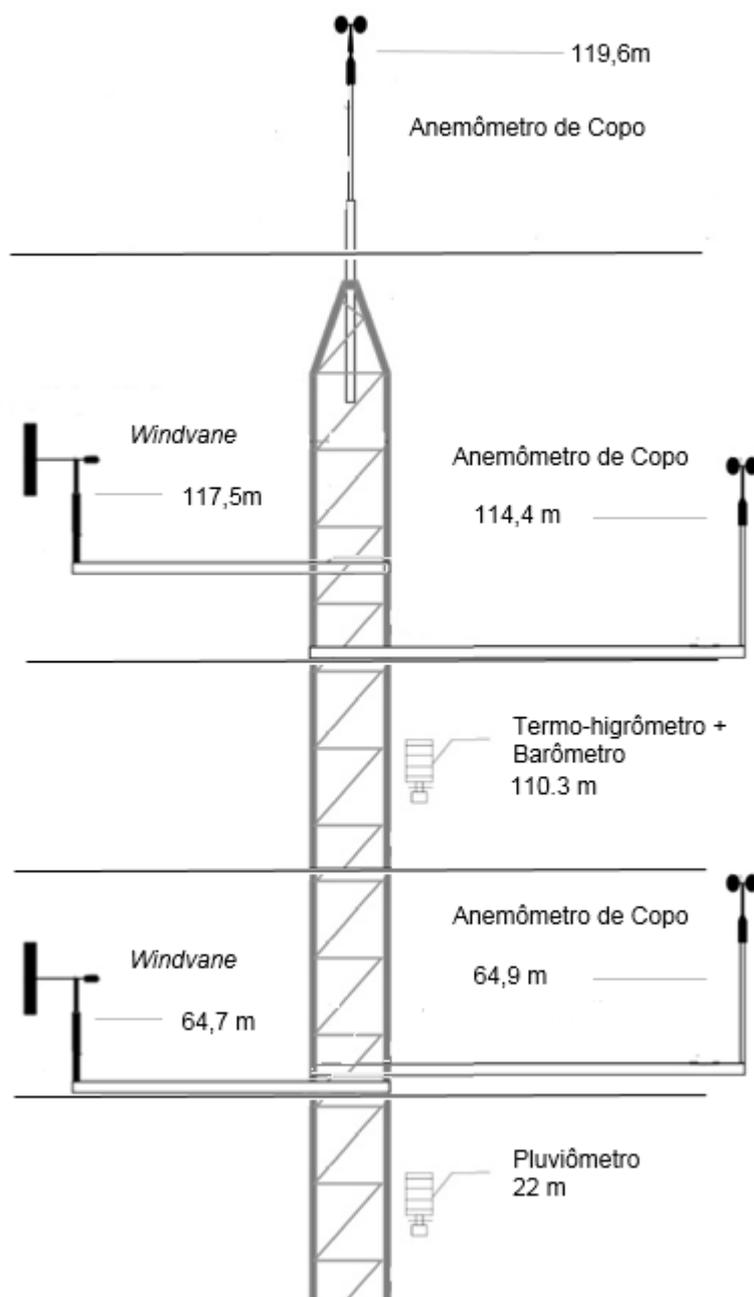
A temperatura e umidade relativa do local podem ser adquiridas pelo sensor chamado de Termo-higrômetro. Os termo-higrômetros mais comuns utilizam sais de lítio para mensurar a umidade. Essa substância, ao entrar em contato com o ar, tem seu potencial de condutividade modificado. Com isso, o sistema do equipamento consegue detectar a quantidade de umidade presente no ambiente e a temperatura do local.

O pluviômetro possui como finalidade medir a quantidade de precipitação atmosférica. O princípio de funcionamento desse equipamento é coletar a água da chuva em um recipiente graduado, logo os dados de pluviosidade serão fornecidos através da “altura pluviométrica” indicada no instrumento.

### **Transdutor de Potência e Transformador de Corrente**

Os transdutores de potência tem por finalidade converter a potência ativa e/ou reativa de um sistema em um sinal contínuo de tensão ou corrente isolados galvanicamente de suas entradas. A conversão da potência é realizada através do princípio

Figura 12 – Representação da TMR instrumentada.



Fonte – Desenvolvido pelo autor.

*Time Division Multiplication* (TDM), em que o sinal de saída é linearmente proporcional ao sinal de entrada.

O Transformador de Corrente, é um tipo de instrumento de transformação projetado para produzir uma corrente alternada em seu enrolamento secundário proporcional à corrente que está sendo medida no enrolamento primário. Assim, a função do transformador de corrente é reduzir uma corrente medida na alta tensão a um valor

Figura 13 – Anemômetro de copo.



Fonte – engineering (2021).

Figura 14 – *Windvane*.

Fonte – engineering (2021).

muito menor dando condição para que seja feita a medição e o monitoramento da corrente elétrica real que flui em uma linha de transmissão alternada (Corrente Alternada (CA)).

#### 2.4 IEC-61.400-12-1 ED 2

A norma IEC-61.400-12-1 Ed. 2 possui como objetivo prover uma metodologia que garante consistência, precisão e reprodutibilidade na medição e análise da performance de potência de um aerogerador eólico, (IEC, 2017). Ela trata todas as características técnicas vistas nas sessões anteriores deste trabalho como também apresenta as questões de incertezas presentes em cada medição, o que influencia os resultados finais da PC e AEP.

As incertezas podem ser subdivididas em dois tipos, categoria A e B. Em cada uma existem subcategorias que, combinadas, resultam na incerteza combinada de cada tipo. Estas duas últimas geram a incerteza combinada da PC. Por último, é possível calcular a incerteza combinada da AEP e obter o P50 para cada aerogerador.

Para todos os cálculos e resultados, a velocidade do vento é dividida em *bins* de velocidade. Esses *bins* correspondem a intervalos de medição de 0,5 m/s onde os valores observados são categorizados. Por exemplo, se existem dez mil dados de velocidade do vento entre a faixa 3,5 m/s a 4,0 m/s é realizado o cálculo da média desses valores para obter um único representativo.

Abaixo é possível observar brevemente as características e equações matemáticas de cada incerteza utilizada neste trabalho. Para detalhes mais aprofundados deve-se verificar o Anexo E (*Theoretical basis for determining the uncertainty of measurement using the methods of bins*) da IEC (2017).

### **Incerteza tipo A**

As incertezas tipo A são encontradas por meio estatísticos, sendo calculadas por meio do desvio padrão de várias medições obtidas por meio de repetição. A categoria A é dividida em dois grupos, Potência Elétrica e variação climática, sendo que esta última leva em consideração a calibração dos equipamentos de medição (*Site Calibration*).

#### Potência Elétrica

A incerteza de Potência Elétrica pode ser calculada de acordo com a Equação (9)

$$S_{p,i} = \frac{\sigma}{\sqrt{N_i}} \quad (9)$$

Onde

- $\sigma$  é o desvio padrão da potência normalizada no *bin*  $i$ .
- $N_i$  é a quantidade de dados de 10 min no *bin*  $i$ .

#### *Site Calibration*

Os resíduos entre a calibração do *site* e os valores medidos da velocidade do vento na TMR podem ser definidos como a categoria de incerteza do *Site Calibration*- $S_{SC}$ . Na IEC, Anexo C, capítulo 6.1 pode ser observado a fórmula utilizada. Porém neste trabalho ela foi combinada à fórmula de incerteza combinada da velocidade tipo B, Equação (12).

## Incerteza tipo B

A categoria B de incertezas assume valores relacionados aos instrumentos de medição, sistema de aquisição de dados, aspectos geográficos, climáticos e método aplicado. Abaixo são apresentadas todas as incertezas utilizadas para o desenvolvimento deste trabalho.

### Potência Elétrica

A incerteza tipo B de Potência Elétrica pode ser classificada de acordo com a Equação (10), que considera a combinação das incertezas dos transdutor de potência, sistema de aquisição de dados e transformadores de tensão e corrente.

$$\mu_{p,i} = \sqrt{(0.53\% \cdot P_i [kW])^2 + 7.8[kW]^2}. \quad (10)$$

No qual  $P_i$  representa a Potência Elétrica no *bin*  $i$ .

### Velocidade do Vento

A incerteza de velocidade do vento é dada pela equação:

$$\mu_{V,i} = \sqrt{\mu_{VHW,i}^2 + \mu_{VT,i}^2 + \mu_{AD,method,i}^2}. \quad (11)$$

- $\mu_{VHW,i}$  é a incerteza de hardware, relacionada a três componentes, em que cada um apresenta diversos subcomponentes. Esses três componentes são: incerteza de uso do anemômetro de copo na torre anemométrica, incerteza relacionada ao dispositivo remoto sensível (*Remote Sensing Device* (RSD)) e incerteza relacionada a velocidade equivalente do rotor (*Rotor Equivalent Wind Speed* (REWS)).
- $\mu_{VT,i}$  está relacionada à distorção do vento causada pelo terreno, ou seja, alteração da velocidade do vento causada pela rugosidade e/ou topografia do terreno.
- $\mu_{AD,method,i}$  condiz com a incerteza de correção de densidade do ar. Como a velocidade do vento varia com a densidade do ar, e a densidade pode variar ao longo do dia, existe uma incerteza relacionada a essa variação quando se considera o valor de densidade média da região.

Porém quando combinada com a incerteza do tipo A, *Site Calibration*, resulta em:

$$\mu_{VT,i,j} = \sqrt{\mu_{VT,precal,i,j}^2 + \mu_{VT,postcal,i,j}^2 + \mu_{VT,class,i,j}^2 + \mu_{VT,mt,i,j}^2 + \mu_{VT,igt,i,j}^2 + \mu_{VT,coc,i,j}^2 + \mu_{VT,rmv,i,j}^2 + \mu_{VT,sv,i,j}^2 + \mu_{dVT,i,j}^2 + s_{VT}^2}. \quad (12)$$

Dos quais:

- $\mu_{VT,i,j}$  é a incerteza de calibração do local.
- $\mu_{VT,precal,i,j}$  relacionada à pré-calibração dos anemômetros de copo. Ou seja, incerteza de calibração antes de ocorrerem as campanhas da curva de potência.
- $\mu_{VT,postcal,i,j}$  incerteza da pós-calibração dos anemômetros de copo. Ou seja, caso o anemômetro foi calibrado durante ou pós a campanha de medição da curva de potência é inserida uma nova incerteza de medição.
- $\mu_{VT,class,i,j}$  faz referência à classificação do sensor.
- $\mu_{VT,mnt,i,j}$  relacionada à montagem do sensor.
- $\mu_{VT,igt,i,j}$  caso tenha um para raio acima do sensor de velocidade de topo. A magnitude dessa incerteza pode variar de 0,1% a 0,2% no sinal de velocidade do vento. Vale ressaltar que uma torre anemométrica não pode ser instalada sem um para raio.
- $\mu_{VT,coc,i,j}$  é a incerteza relacionada à mudança de correção de valores entre os *bins* de velocidade.
- $\mu_{VT,rmv,i,j}$  serve para aplicar a incerteza caso o sensor de direção do vento seja removido entre o período calibração e campanha de medição da curva de potência.
- $\mu_{VT,sv,i,j}$  incerteza relacionada à variação sazonal do clima entre os períodos de calibração e campanha de medição da curva de potência.
- $\mu_{dVT,i,j}$  traz a incerteza do sistema de aquisição de dados.
- $s_{VT}$  categoria tipo A de incerteza relacionada ao *Site Calibration*.

## Temperatura

A incerteza de temperatura é dada pela Equação (13), cujas entradas podem assumir valores constantes, resultando em um valor de incerteza praticamente constante para todos os *bins* de velocidade.

$$\mu_{T,i} = \sqrt{\mu_{T,cal,i}^2 + \mu_{T,shield,i}^2 + \mu_{T,mnt,i}^2 + \mu_{dT,i}^2} \quad (13)$$

Onde:

- $\mu_{T,cal,i}$  relacionada à incerteza de calibração do sensor de temperatura.
- $\mu_{T,shield,i}$  está relacionado à blindagem do sensor.
- $\mu_{T,mnt,i}$  relacionada à montagem do sensor.
- $\mu_{dT,i}$  representa a incerteza relacionada ao sistema de aquisição de dados.

## Pressão

Similar à fórmula de incerteza de temperatura, a incerteza combinada da pressão também pode assumir valores constantes para todos os *bins* de velocidade. Pois suas variáveis representam valores constantes ao longo dos valores de velocidade do vento. A incerteza de pressão pode ser calculada pela seguinte equação:

$$\mu_{B,i} = \sqrt{\mu_{B,cal,i}^2 + \mu_{B,mnt,i}^2 + \mu_{dB,i}^2} \quad (14)$$

- $\mu_{B,cal,i}$  relacionada à incerteza de calibração do barômetro.
- $\mu_{B,mnt,i}$  relacionada à montagem do sensor.
- $\mu_{bB,i}$  representa a incerteza relacionada ao sistema de aquisição de dados.

## Umidade Relativa

A incerteza de Umidade Relativa pode ser calculada pela seguinte equação:

$$\mu_{RH,i} = \sqrt{\mu_{RH,cal,i}^2 + \mu_{RH,mnt,i}^2 + \mu_{dRH,i}^2} \quad (15)$$

Onde:

- $\mu_{RH,cal,i}$  relacionada à incerteza de calibração no sensor.
- $\mu_{RH,mnt,i}$  relacionada à montagem do sensor.
- $\mu_{bRH,i}$  representa a incerteza relacionada ao sistema de aquisição de dados.

Seu valor característico também pode ser classificado como constante ao longo das faixas de velocidade, aproximando de 1% de incerteza de umidade.

## Método

Alguns métodos usados para medir e analisar a curva de potência são necessários, logo, contribuem para os valores de incerteza. Possivelmente, alguns deles são atribuídos a outros tipos de incerteza da categoria B. Porém, outras incertezas são muito difíceis de incluir em incertezas específicas do tipo B. Logo foi criada a incerteza do método, Equação (16), que engloba incertezas específicas, descritas abaixo.

$$\mu_{M,i} = \sqrt{\mu_{M,shear,i}^2 + \mu_{M,veer,i}^2 + \mu_{M,upflow,i}^2 + \mu_{M,ti,i}^2 + \mu_{M,sfx,i}^2 + \mu_{M,tinorm,i}^2 + \mu_{M,cc,i}^2} \quad (16)$$

- $\mu_{M, shear, i}$  aponta para a incerteza do *wind shear* caso não tenha dados de medições direto do mesmo. O *wind shear* pode ser definido brevemente como uma variação de velocidade do vento em diferentes alturas de medição.
- $\mu_{M, veer, i}$  incerteza causada pela falta de dados sobre a mudança de vento no rotor do aerogerador.
- $\mu_{M, upflow, i}$  é baseada na falta de dados diretos do fluxo ascendente de vento sobre o aerogerador.
- $\mu_{M, ti, i}$  relacionada à não informação de turbulência quando não há medição de velocidade do vento para a altura de cubo.
- $\mu_{M, sfx, i}$  atribui ao valor de incerteza causado pelos imensuráveis efeitos sazonais no aerogerador, como desgaste das pás, falta de limpeza dos componentes, etc.
- $\mu_{M, tinorm, i}$  está relacionado à normalização da turbulência.
- $\mu_{M, cc, i}$  é causada por climas frios e presença de neve.

### Incerteza Combinada da PC

Assumindo que a incerteza da curva de potência é expressa em função da incerteza combinada do tipo A ( $S_i$ ) e tipo B ( $\mu_i$ ), obtém-se a Equação (17).

$$\mu_{c, i}^2 = S_i^2 + \mu_i^2. \quad (17)$$

É possível reescrever a incerteza da PC em função das incertezas individuais da seguinte forma:

$$\mu_{c, i}^2 = S_{p, i}^2 + c_{p, i}^2 \cdot S_{sc, i}^2 + \mu_{p, i}^2 + c_{v, i}^2 \cdot \mu_{v, i}^2 + c_{t, i}^2 \cdot \mu_{t, i}^2 + c_{b, i}^2 \cdot \mu_{b, i}^2 + c_{rh, i}^2 \cdot \mu_{rh, i}^2 + c_{v, i}^2 \cdot \mu_{m, i}^2. \quad (18)$$

Dos quais  $c_{p, i}$ ,  $c_{v, i}$ ,  $c_{t, i}$ ,  $c_{b, i}$  e  $c_{rh, i}$  representam os valores sensitivos de conversão das incertezas de *Site Calibration*, velocidade, temperatura, pressão e humidade relativa sucessivamente. A fórmula utilizada para o cálculo de cada um deles pode ser observada na Tabela E.2 (pg. 98) da IEC (2017).

### Incerteza Combinada da AEP

A incerteza combinada da AEP é baseada na incerteza combinada da PC, visto que o cálculo da AEP é baseado no número de horas em um ano e na potência elétrica da máquina.

A expressão que descreve o cálculo da  $\mu_{AEP}^2$  pode ser observada na Equação (19):

$$\mu_{AEP}^2 = N_h^2 \left( \sum_{i=1}^N f_i^2 (s_{P,i}^2 + c_{V,i}^2 s_{SC,i}^2) + \left( \sum_{i=1}^N f_i \sqrt{\mu_{P,i}^2 + c_{V,i}^2 \mu_{V,i}^2 + c_{T,i}^2 \mu_{T,i}^2 + c_{B,i}^2 \mu_{B,i}^2 + c_{RH,i}^2 \mu_{RH,i}^2 + c_{M,i}^2 \mu_{M,i}^2} \right)^2 \right). \quad (19)$$

Onde:

- $f_i$  é a ocorrência relativa de velocidade do vento dentro do *bin*  $i$ , ou seja,  $f_i = F(V_i) - F(V_{i-1})$ .
- $N$  é o número de *bins*.
- $N_h$  é o número de horas em um ano.

### 3 DESENVOLVIMENTO

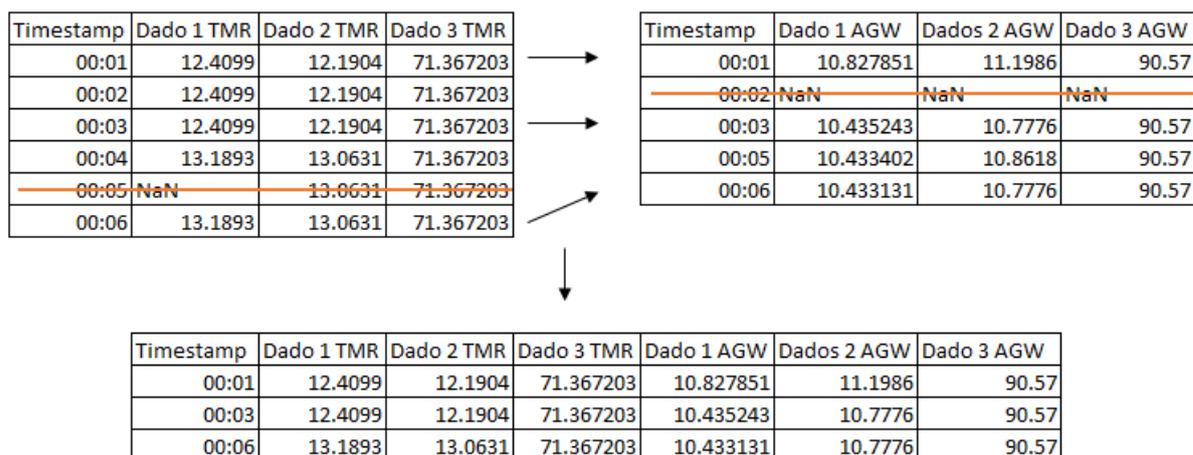
Para obter os resultados apresentados foi executado o fluxograma da Figura 2 descrito no capítulo introdutório. Os dados utilizados foram adquiridos de um banco de dados para o período de 16/09/2019 a 16/05/2020. Eles possuem amostragem de 1 Hertz (Hz), logo, trabalhou-se com uma quantidade de 11 GB de dados.

#### 3.1 PRÉ-PROCESSAMENTO

Todas as variáveis de interesse foram observadas e verificou-se que elas estavam calibradas, tanto do AGW como da TMR, logo o processo de calibração não foi necessário e o processo seguiu para a etapa seguinte. Vale destacar aqui que isto não está relacionado às incertezas de pré e pós calibração, pois no processo de verificação de calibração foi verificada a qualidade dos dados observados pelos sensores, se apresentavam valores condizentes com a realidade.

Antes da aplicação dos filtros fez-se necessário comparar se o AGW e a TMR possuíam o dado para o mesmo *Timestamp*, assim fez-se uma comparação do período de medição para ambas as estruturas, descartando os dados em que apenas uma delas continha dados para um determinado período de tempo. Removeu-se também os dados com valor "Não numérico (NaN)", a exemplo do indicado na Figura 15.

Figura 15 – Exemplo de remoção de dados.



Fonte – Desenvolvido pelo autor.

Com os dados correlacionados para o mesmo período de 1 Hz, fez-se a média e desvio padrão dos dados para 10 minutos (min). Baseado nos dados existentes calculou-se as seguintes variáveis: Intensidade de turbulência, densidade do ar, velocidade do vento para altura de cubo normalizada para densidade do ar, potência

Tabela 3 – Filtros aplicados nos dados de 10 min.

Variável	Condição
Power_Prod_Status	= 4
Valid_VNORM (m/s)	[0.75,100]
Valid_VSTD (m/s)	[0.005,10]
Valid_Power (kW)	[20, 10000]
Min_Power (kW)	=>40
Valid_Sector (°)	[37.1,145.3]
Valid_Shear	[0.00,0.35]

Fonte – Desenvolvido pelo autor.

normalizada com base na velocidade normalizada e densidade do ar padrão igual a  $1.225 \text{ kg/m}^3$ , coeficiente de potência e *wind shear*.

Após isto, foi realizada a aplicação do processo de filtros para remover dados incoerentes e não característicos. Os filtros aplicados podem ser observados na Tabela 3. A primeira linha Prod Power\_Prod\_Status = 4 faz referência ao sinal de operação do aerogerador, onde o número 4 representa *status* operacional, caso o número for diferente de 4 o dado é descartado. As variáveis Valid\_VNORM e Valid\_VSTD realizam os filtros nos valores de velocidade nominal de vento e desvio padrão de velocidade do vento respectivamente. Os valores de Valid\_Power e Min\_Power buscam remover dados de potência elétrica incoerentes e/ou negativos não operacionais. O setor válido de direção do vento predominante também é considerado, na variável Valid\_Sector é escolhido um intervalo em que o vento predominante da região atua na TMR e AGW. O filtro no cisalhamento do vento (Valid\_Shear) elimina valores incoerentes de operação do aerogerador, efeitos climáticos como rajada do vento, valores de velocidade inconsistentes, entre outros.

### 3.2 PROCESSAMENTO BASEADO EM BINS

Após a aplicação dos filtros, os dados médios de 10 min foram separados em *bins* de velocidade nominal do vento. Os *bins* de velocidade são caracterizados por intervalos de velocidade do vento, como apresentado na Tabela 4. Logo cada *bin* de velocidade foi composto por um conjunto de dados de 10 min de todas as variáveis observadas, como: temperatura, pressão, direção e velocidade do vento, potência elétrica, ângulo de pitch e yaw, entre outros. Como cada *bin* possuía um conjunto de dados foi necessário representar um único valor para cada um de cada variável, logo foi realizado o cálculo da média desses conjuntos de dados para cada *bin* de velocidade e variável. Assim, cada *bin* passou a apresentar um único valor médio para cada variável observada.

Finalizados os dados, foi possível realizar a criação das funções para o cálculo

Tabela 4 – Exemplo de *bins* de velocidade.

Bins de velocidade do vento [m/s]	Potência Elétrica [kW]	Temperatura [°C]
(0,5; 1,0]	0	25
(1,0; 1,5]	0	24,2
(1,5; 2,0]	0	25
(2,0; 2,5]	20	27,5
(2,5; 3,0]	40	26
(3,0; 3,5]	150	25,5
...	...	...
(19,5; 20,0]	2100	25,6

Fonte – Desenvlvido pelo autor

da energia anual produzida, incertezas de medição tipo A e B, fatores sensitivos de conversão e incertezas combinadas de PC e AEP. Ao verificar a fórmula do cálculo da AEP, que consta na Equação (6), é possível observar que ela depende dos valores presentes em cada *bin* e está descrita em função da equação baseada na velocidade do vento de cada *bin* e velocidade do vento média. Traduzindo para linguagem de programação tem-se os scripts a seguir, os quais representam as funções para F(v), AEP, FC e PZZ, sendo este último apenas P90 e P75.

```

1 def FV(Velocidade , Velocidade Media):
2     Fv = 1 - math.exp(-1*(math.pi/4)*((Velocidade/Velocidade Media)**2))
3     return Fv
4
5 def AEP(P, Pminus, Fv, Fvminus, Nh):
6     AEP = Nh*(Fv - Fvminus)*((Pminus+P)/2)
7     return AEP
8
9 def AEP_final(df ,dfFV):
10    i = 0
11    while i in range(len(df)):
12        if i >= 1 and i <= len(df):
13            Pminus = df.iloc[i-1]
14            Fminus = dfFV.iloc[i-1]
15            P = df.iloc[i]
16            F = dfFV.iloc[i]
17            if F == 0:
18                AEPval = 0
19            else:
20                AEPval =(AEP(P, Pminus ,F, Fminus ,8760)
21        else:
22            P = df.iloc[i]
23            F = dfFV.iloc[i]
24            Fminus = 0

```

```

25         Pminus = 0
26         AEPval = AEP(P, Pminus, F, Fminus, 8760)
27     return AEPval
28
29 def Capacity_Factor(AEP, Nh, P):
30     FC = AEP/(Nh*P)
31     return FC
32
33 def PZZ(AEP, P, Uncertainty):
34     if P == 75:
35         PZZ = AEP*(1-0.67*Uncertainty/100)
36     elif P == 90:
37         PZZ = AEP*(1-1.28*Uncertainty/100)
38     else:
39         PZZ = 0
40     return PZZ

```

Para as funções de incerteza simples e combinada tem-se as seguintes estruturas de códigos.

#### Tipo A - Incerteza de Potência

```

1     def uncertainty_potA(sigma, count):
2         Sp = sigma/(count**(1./2.))
3         return Sp

```

Sendo *sigma* o desvio padrão da potência medida e *count* o número de dados de 10 min dentro de cada *bin* de velocidade.

#### Tipo B - Incerteza de Potência

```

1     def uncertainty_potB(Potencia):
2         Up = (((0.0053*(Potencia/1000))**2)+((7.8)**2))**(1./2.)
3         return Up

```

A variável *Potência* representa a potência elétrica observada do AGW em Watts.

#### Incerteza de Velocidade

```

1     def uncertainty_vel(Vel):
2         Uvsprecal = 0
3         Uvsposcal = 0.2
4         Uvsclass = 0
5         Uvsmnt = 0.005*Vel
6         Uvlgt = 0
7         Uvcoc = 0
8         Uvrnv = 0

```

```

9     Usv = 0
10    Uvdvt = 0.001*Vel
11    Svt = 0
12    Uv = (Uvsprecal**2 + Uvsposcal**2 + Uvsclass**2 + Uvsmnt**2 + Uvlgt**2 +
13    Uvcoc**2 + Uvrnv**2 + Usv**2 + Uvdvt**2 + Svt**2)**(1./2.)
14    return Uv

```

Cada variável dentro da função de incerteza de velocidade representa a mesma variável explicada no capítulo anterior. Os valores escalares são meramente ilustrativos. Apenas aqueles que carregam o parâmetro de entrada representam 0,5% e 0,1% da velocidade observada.

### Incerteza de Temperatura, Pressão e Umidade Relativa

As próximas funções de incerteza envolvem poucos parâmetros, como explicado anteriormente. Sendo que todos os parâmetros escalares representam números não utilizados, e aqueles que acompanham a variável de entrada, 0,1% do valor observado.

```

1  def uncertainty_temp(Temp):
2      Utc = 0.5
3      Utshield = 2
4      Utmnt = 0.325
5      Udt = 0.001*Temp
6      Ut = (Utc**2 + Utshield**2 + Utmnt**2 + Udt**2)**(1./2.)
7      return Ut

```

```

1  def uncertainty_pressure(Press):
2      Ubc = 3
3      Ubmnt = 0
4      Udb = 0.001*Press
5      Ub = (Ubc**2 + Ubmnt**2 + Udb**2)**(1./2.)
6      return Ub

```

```

1  def uncertainty_humi(Hum):
2      Urhc = 1
3      Urhmnt = 0.1
4      Udrh = 0.001*Hum
5      Urh = (Urhc**2 + Urhmnt**2 + Udrh**2)**(1./2.)
6      return Urh

```

### Incerteza do Método

Pode-se observar que os valores de Umshear, Umveer e Umsfx, representam valores de 0,2%, 0,12% e 0,07% dos valores observados de velocidade do vento. Vale observar que Umcc representa a variável de incerteza em climas frios, com neve e gelo. Por se tratar de uma região no nordeste brasileiro, a variável leva o valor zero.

```

1 def uncertainty_method(Vel):
2     Umshear = 0.02*Vel
3     Umveer = 0.012*Vel
4     Umuplow = 0.4
5     Umti = 0
6     Umsfx = 0.007*Vel
7     Umtinorm = 0
8     Umcc = 0
9     Um = (Umshear**2 + Umveer**2 + Umuplow**2 + Umti**2 + Umsfx**2 +
10    Umtinorm**2 + Umcc**2)**(1./2.)
11    return Um

```

### Incerteza combinada da PC

Ao integrar todas as funções de incerteza em uma só, obtém-se a incerteza combinada da curva de potência, descrita de acordo com a função a seguir.

```

1 def combined_uncer_PC(dfu, dfc):
2     Uc = (dfu['Uncer_PotA']**2 + dfu['Uncer_PotB']**2 +
3     ((dfc['Cv_Values']**2)*(dfu['Uncer_Vel']**2)) +
4     ((dfc['Ct_Values']**2)*(dfu['Uncer_Temp']**2)) +
5     ((dfc['Cb_Values']**2)*(dfu['Uncer_Press']**2)) +
6     ((dfc['Crh_Values']**2)*(dfu['Uncer_Hum']**2)) +
7     ((dfc['Cv_Values']**2)*(dfu['Uncer_Um']**2))**2)**(1./2.)
8     return Uc

```

Visto que para calcular a incerteza combinada da PC é necessário fatores sensitivos de conversão das outras incertezas, foi desenvolvido algoritmos para calcular cada fator individualmente, explícitos abaixo. Vale ressaltar que os códigos não são fidedignos ao original.

### Fator Sensitivo de Velocidade - $C_V$

```

1 i=0
2 while i in range(len(Patual)-1):
3     if i >= 1 and i < len(Patual):
4         P1 = (Patual.iloc[i+1]) - (Patual.iloc[i])
5         V1 = Vatual.iloc[i+1] - Vatual.iloc[i]
6         P2 = (Patual.iloc[i]) - (Patual.iloc[i-1])
7         V2 = Vatual.iloc[i] - Vatual.iloc[i-1]
8         Cv = 0.5*((P1/V1)+(P2/V2))
9         i = i + 1
10    if i == len(Patual):
11        P2 = (Patual.iloc[i]) - (Patual.iloc[i-1])
12        V2 = Vatual.iloc[i] - Vatual.iloc[i-1]
13        Cv = (P2/V2),

```

```

14         break
15     else :
16         P1 = (Patual.iloc[i+1]) - (Patual.iloc[i])
17         V1 = Vatural.iloc[i+1] - Vatural.iloc[i]
18         Cv = (P1/V1)
19         i = i + 1

```

#### Fator Sensitivo de Temperatura - $C_t$

```

1 R0 = 287.05
2 RW = 461.5
3 Const1 = 0.0631846
4 Const2 = 0.0000205
5
6 i = 0
7 while i in range(len(Cv)):
8     Div1 = (-1*Cv.iloc[i]*bin_values.iloc[i])/(3*Rho_bin.iloc[i])
9     Div2 = Rho_bin.iloc[i]/Temp_bin.iloc[i]
10    Div3 = HM_bin.iloc[i]/Temp_bin.iloc[i]
11    Ct = (Div1*(Div2+(Div3*((1/R0)-(1/RW))*
12    Const2*Const1*math.exp(Const1*Temp_bin.iloc[i])))
13    i = i + 1

```

Dos quais os termos *bin\_values*, *Temp\_bin*, *Rho\_bin* e *HM\_bin* representam os valores de velocidade do vento, temperatura, densidade e umidade relativa do parque respectivamente. O fator sensitivo de temperatura está diferente do especificado pela norma IEC, pois foi aplicada uma correção na fórmula. Esta correção é o adicional de um fator multiplicativo de 0,0631846 após a *Const1*.

#### Fator Sensitivo de Pressão - $C_b$

```

1 i = 0
2 while i in range(len(Cv)):
3     Mult1 = Cv.iloc[i]*bin_values.iloc[i]
4     Mult2 = 3*Rho_bin.iloc[i]*Temp_bin.iloc[i]*R0
5     Cb = (Mult1/Mult2)
6     i = i + 1

```

#### Fator Sensitivo de Umidade Relativa - $C_{rh}$

```

1 C1 = ((1/R0)-(1/RW))
2 i = 0
3 while i in range(len(Cv)):
4     C2 = (-1*Cv.iloc[i]*bin_values.iloc[i])/
5     (3*Rho_bin.iloc[i]*Temp_bin.iloc[i])

```

```

6 |     Crh = C2*C1*Const2*math.exp(Const1*Temp_bin.iloc[i])
7 |     i = i + 1

```

Dos quais C1, C2 e Crh reaproveitam valores de outras funções, como R0, RW, Const1, Const2 e valores sensitivos de velocidade.

### Incerteza combinada da AEP

A incerteza combinada de AEP utiliza valores de retorno da função descrita por  $F(v)$  e valores de incerteza tipo A e tipo B, como observado abaixo. Dos quais  $V_{med}$ ,  $dfa$ ,  $dfb$  e  $df$  representam a velocidade média de análise, incerteza combinada do tipo A, incerteza combinada do tipo B e velocidade normalizada no *bin* respectivamente.

```

1 | def New_Uaep(Vmed, dfa, dfb, df):
2 |     for i in range(1, len(df) - 1):
3 |         F = F.append(pd.Series(FV(df.iloc[i], Vmed) -
4 |                               FV(df.iloc[i - 1], Vmed)),
5 |                       ignore_index=True)
6 |     for n in range(1, len(dfa) - 1):
7 |         EA = EA.append(pd.Series((F.iloc[n - 1]**2)*dfa.iloc[n]),
8 |                       ignore_index=True)
9 |         EB = EB.append(pd.Series(F.iloc[n - 1]*dfb.iloc[n]), ignore_index=True)
10 |     Ea = EA.sum()
11 |     Eb = (EB.sum())**2
12 |     Equa = Ea + Eb
13 |     E = 8760*(Equa**(1./2.))
14 |     return E

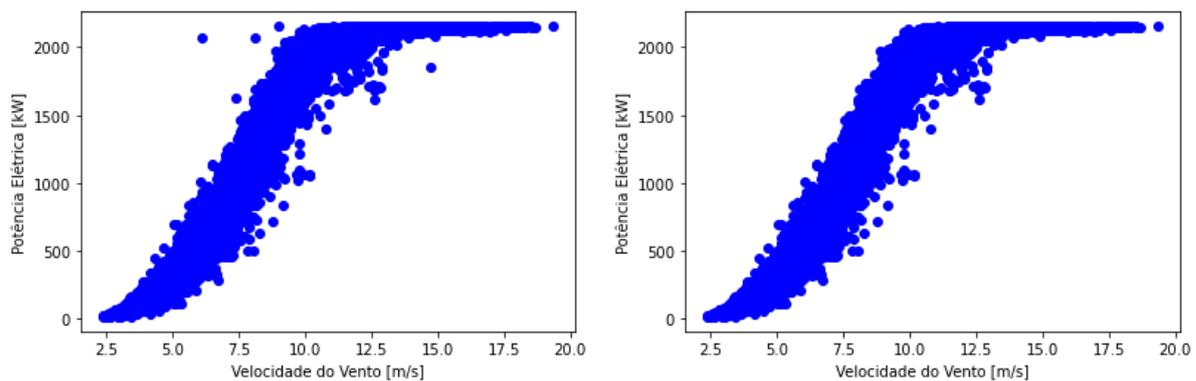
```

## 4 ANÁLISE DOS RESULTADOS

A linha de desenvolvimento e pensamento apresentadas no capítulo anterior serviu para obter resultados consistentes e progressivos ao longo do tempo. Iniciando pelo primeiro resultado, análise preliminar da PC pós filtros aplicados, tem-se a Figura 16. Nesta imagem é possível observar toda a série histórica de dados médios de 10 min de potência elétrica pela velocidade do vento na altura de cubo.

Nota-se um perfil típico da curva de potência do aerogerador com alguns *outliers* de medição, na figura à esquerda. Estes últimos causados por variabilidades climáticas, sistemas de proteção da máquina ou até mesmo erros nas medições dos sensores. Como a causa dos *outliers* é desconhecida, e o efeito é considerável (podendo trazer o joelho da curva mais a esquerda ou direita na metodologia de *bins*), os pontos foram removidos, resultando na curva da direita.

Figura 16 – Curva de Potência com série histórica de dados médios de 10 min.



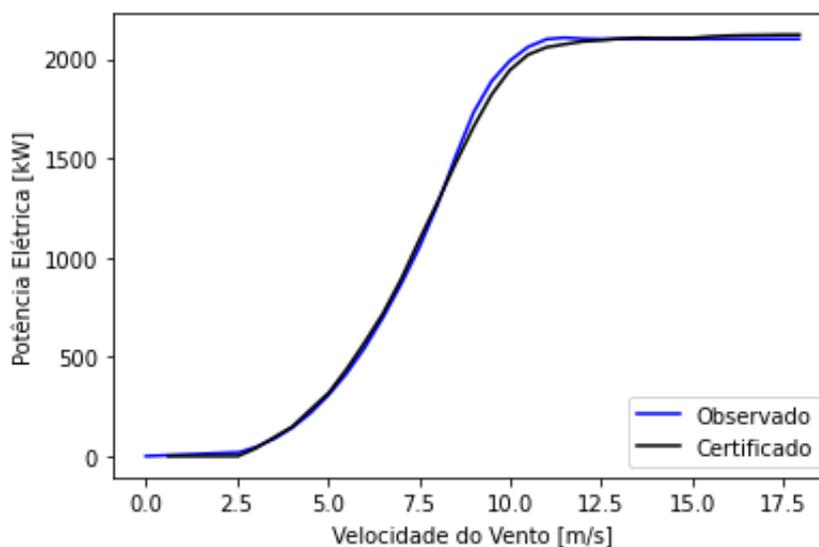
Fonte – Desenvolvido pelo autor.

Ao aplicar o método dos *bins* nas médias de 10 min pode-se comparar os resultados obtidos com o resultado da certificadora, Figura 17. É possível verificar duas curvas muito semelhantes, com a observada superestimando, no joelho da curva, a PC certificada.

Na tentativa de encontrar o porquê desta diferença, foram realizadas duas análises: verificação da diferença de quantidade de dados de 10 min dentro de cada *bin*, e valores do coeficiente de potência da máquina observado quando comparados aos valores certificados.

Iniciando pela quantidade de dados dentro de cada *bin* de velocidade, Figura 18, é possível verificar que existe uma pequena diferença no número de dados, ocasionando diferentes médias de valores para cada unidade de medida. A Figura 19 apresenta valores de  $C_p$  certificado menores que o observado. A garantia de que o  $C_p$  observado é maior corrobora com a curva de potência determinada pelo método da

Figura 17 – Curva de Potência Certificada vs Observada.



Fonte – Desenvolvido pelo autor.

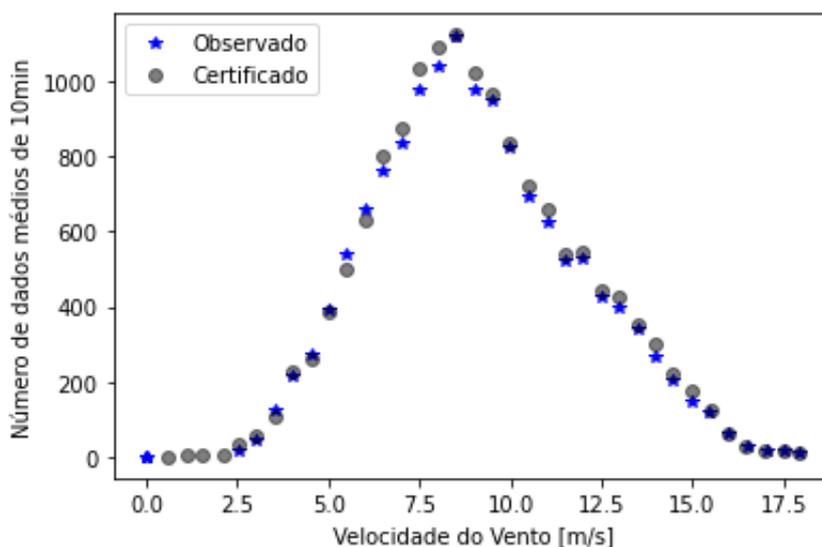
IEC implementado neste trabalho, ligeiramente acima da curva fornecida pela empresa certificadora.

O ideal, como os resultados foram observados para o mesmo período e *data set* considerados pela certificadora, seria que o valor de PC fosse o mesmo. Porém, como não há acesso ao processo de filtros utilizado pela certificadora e a certificadora utilizou a metodologia da norma IEC-61.400-12-1 Ed. 1 (2005), deve-se prosseguir com a análise.

Como o valor de interesse está na energia anual produzida, informação esta utilizada de forma contratual, utilizou-se o algoritmo apresentado no capítulo 3 para determinar a AEP para oito faixas de velocidade do vento, conforme resultados da Tabela 5. Observa-se que os valores normalizados de energia produzida estão muito próximos daquele informado pela certificadora. Logo, pode-se determinar o valor do FC e P90 para o determinado aerogerador. Esses últimos apresentam valores próximos de 55% para FC e aproximadamente 4% abaixo da AEP para P90 com uma incerteza de 3% e velocidade do vento média observada pela TMR.

Partindo da premissa que as análises anteriores estão corretas, foram utilizadas as funções de incerteza tipo A, tipo B, fatores sensitivos de conversão e incerteza combinada da curva de potência para determinar a faixa de valores mínimos e máximos que uma PC pode assumir. Os intervalos de incerteza da curva de potência em cada *bin* de velocidade podem ser observados na Figura 20. Verifica-se que em valores próximos de zero não existe incertezas de medições pois a máquina está praticamente parada. Ao entrar no *cut-in* as incertezas passam a aumentar relativamente com o

Figura 18 – Número de dados de 10min dentro de cada *bin* de velocidade observado vs certificado.



Fonte – Desenvolvido pelo autor.

Tabela 5 – Valores de AEP observados quando comparados ao certificado.

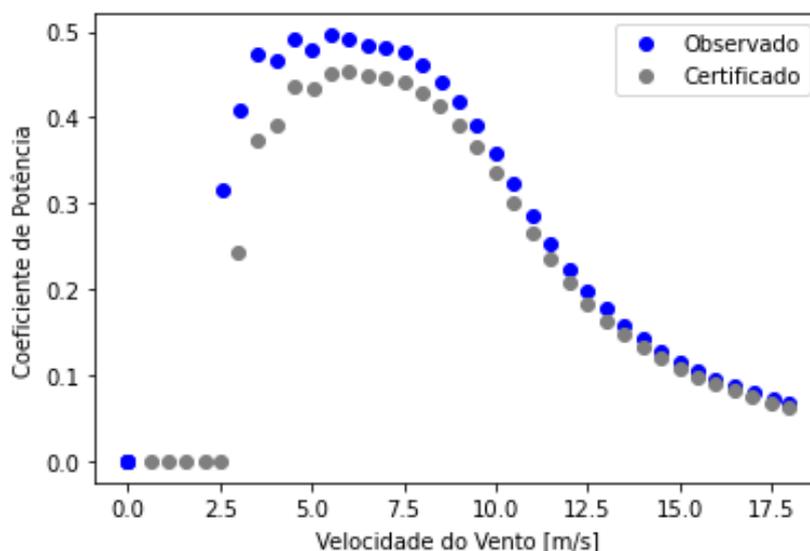
Velocidade do vento para a altura de cubo [m/s]	AEP Certificada [%]	AEP Medida [%]
4,0	100	100,24
5,0	100	100,06
6,0	100	100,33
7,0	100	100,47
8,0	100	100,50
9,0	100	100,47
10,0	100	100,43
11,0	100	100,38

Fonte – Desenvolvido pelo autor

aumento da potência elétrica, chegando em seu valor máximo entre de 8 e 8,5 m/s. Após atingir o valor máximo a incerteza perde força pois a máquina se aproxima da potência nominal até zerar quando atinge a velocidade de *cut-out*. Os valores de incerteza da curva de potência variam entre 0,32% e 5,6% quando comparados à potência nominal do aerogerador para os *bins* de velocidade. Lira *et al.* (2016) afirmam que os valores máximos para uma máquina calibrada podem variar de 4% a 6% de incerteza combinada na PC.

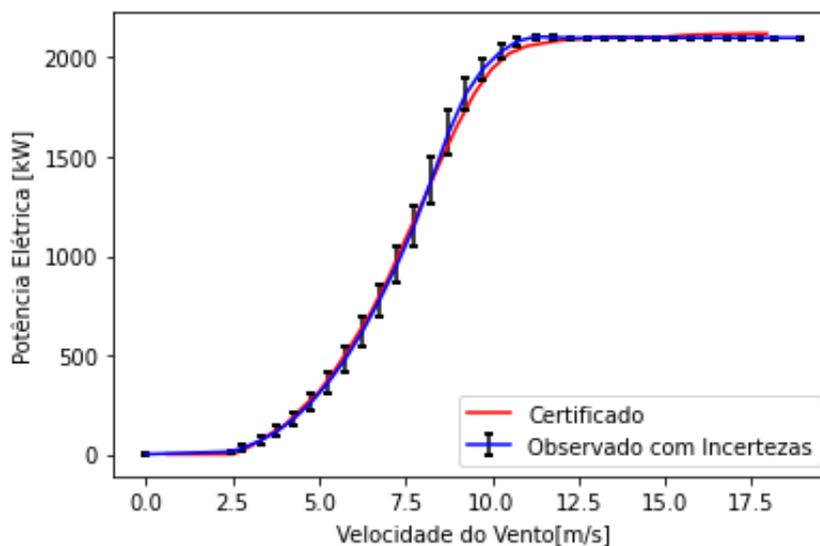
Não é válida a comparação pois são metodologias e intervalos de *bins* diferentes, mas a título de curiosidade, foi inserida a curva certificada dentro do intervalo de confiança encontrado, e o que pode-se perceber é que a curva de potência certificada

Figura 19 –  $C_p$  Certificado vs Observado.



Fonte – Desenvolvido pelo autor.

Figura 20 – PC Observada com incertezas de medição vs. PC Certificada.



Fonte – Desenvolvido pelo autor.

está dentro do limite estabelecido em praticamente toda a curva observada com as incertezas de medição

Com os valores das incertezas combinadas da PC foi possível calcular a incerteza combinada da AEP para diferentes faixas de velocidade, Tabela 6. Percebe-se que a incerteza diminui conforme a velocidade do vento aumenta. Isso acontece pois quanto mais longe da faixa de operação nominal, maior será o nível de incerteza, re-

lacionado à operação dos instrumentos no começo de suas escalas, onde os erros relativos são maiores.

Tabela 6 – Valores de Incerteza combinada da AEP observada.

<b>Velocidade do vento para altura de cubo [m/s]</b>	<b>Incerteza combinada da AEP medida [%]</b>
4,0	11,80
5,0	8,47
6,0	6,29
7,0	4,84
8,0	3,87
9,0	3,22
10,0	2,77
11,0	2,44

Fonte – Desenvolvido pelo autor

## 5 CONCLUSÃO

A metodologia aplicada, baseada na norma IEC-61.400-12-1 Ed. 2, foi de extrema importância para a obtenção dos resultados finais da curva de potência, AEP e incertezas combinadas do aerogerador localizado no nordeste brasileiro. Os filtros dos dados, como também o tratamento dos mesmos, mostraram-se eficientes ao retirar dados inválidos e indesejados do banco de dados.

Os valores obtidos a partir do desenvolvimento do algoritmo de medição da curva de potência de um aerogerador demonstram resultados consistentes quando comparados aos exemplos da IEC (pg. 51 da IEC (2017)) e resultados apresentados pela empresa certificadora deste tipo de análise. O algoritmo mostrou-se válido para a obtenção da PC, indicando um perfil de curva semelhante e muito próximo do observado pela certificadora. Sendo que os número de dados dentro de cada *bin* de velocidade são praticamente iguais.

Quando observa-se os valores de AEP comparado ao certificado, nota-se que os valores estão muito próximos, e quando adicionada a incerteza da AEP os valores estão dentro da banda de incerteza. A diferença está em um possível tratamento de dados não considerado no desenvolvimento deste trabalho.

Os valores de incerteza combinada da PC para cada *bin* de velocidade não divergem para valores muito distantes da potência observada, sendo que os intervalos maiores estão presentes nas faixas de velocidade do meio da curva, onde a variação de potência é maior de uma velocidade para outra. A incerteza combinada da AEP segue o padrão da IEC, maior para valores de velocidade muito baixas e menor para valores de velocidade onde a máquina produz potência máxima, validando os resultados.

Este algoritmo servirá de base para campanhas de medição da curva de potência com incertezas de medição para aerogeradores em projetos específicos, visando eliminar impactos financeiros oriundos de multas contratuais. Indica-se, também, duas correções de norma a partir do desenvolvimento deste trabalho como resultado extra do mesmo. A equação E.64 do Anexo E da IEC (2017) não possui o termo de incerteza do método ( $\mu_{M,i}$ ), o qual deve ser incluído. É necessário incluir o termo escalar multiplicativo 0,0631846 na equação E.24 do anexo E da IEC (2017), a qual representa o fator sensível de temperatura para turbinas com controle ativo de potência.

Em virtude de novos trabalhos, envolvendo tipos de aerogeradores e características climáticas e geográficas diferentes, indica-se para trabalhos futuros uma otimização do *script* atual com métodos mais apropriados, e o desenvolvimento de uma interface gráfica como ferramenta de uso para diferentes usuários, com a finalidade de facilitar a obtenção dos resultados. Também é interessante verificar a influência do atraso de transporte da velocidade do vento no impacto da energia produzida pelo aerogerador, visto que a torre anemométrica se encontra a uma certa distância da

turbina. Tal atraso dependeria da direção de incidência do vento, pois se o vento incidir primeiro na turbina e depois na torre, teríamos, na verdade, uma antecipação, também chamada de atraso negativo.

O *Power Curve Working Group* (PCWG), grupo independente de desenvolvedores interessados no tema de PC, desenvolveu uma ferramenta de análise de curva de potência em linguagem Python. Porém, os resultados desta ferramenta não apresentam a incerteza tipo B da PC, logo pretende-se trabalhar em parceria com esse grupo para que a ferramenta calcule as incertezas do tipo B e tenha resultados melhores em questão da incerteza combinada da PC e AEP.

## REFERÊNCIAS

- ABEEOLICA. **Infovento 19**. [S.l.: s.n.], fev. 2021. [http://abeeolica.org.br/wp-content/uploads/2021/02/2021\\_02\\_18\\_InfoVento19.pdf](http://abeeolica.org.br/wp-content/uploads/2021/02/2021_02_18_InfoVento19.pdf). Accessed: 12/04/2021.
- AMENEDO, J. L. R.; DIAZ, J. C. B.; GOMEZ, S. A. Sistemas eólicos de producción de energia eléctrica. 1º Edição, 2003.
- ANTONIOU, I.; PERDESEN, S. M.; ENEVOLDSEN, P. B. Wind Shear und Uncertainties in Power Curve Measurement and Wind Resources. **Wind Engineering**, v. 33, n. 5, p. 449–468, 2009.
- BONNA, J. C.; ROMIO, P. C.; DIAS, A. Characterization of the technology used in wind turbines in the brazilian market. **International Journal of Latest Research in Science and Technology**, v. 5, n. 2, 2016.
- BURTON, Tony; SHARPE, David; JENKINS, Nick; BOSSANYI, Ervin. **Wind Energy Handbook**. [S.l.: s.n.], 2011.
- DEMURTAS, G.; PEDERSEN, T. Friis; WAGNER, R. Nacelle power curve Measurement with spinner anemometer and uncertainty evaluation. **Wind Energy Science**, n. 2, p. 97–114, 2017.
- ENGINEERING, kintech. **Catálogo**. [S.l.: s.n.], set. 2021. <https://www.kintech-engineering.com/pt-br/catalogue/>. Accessed: 04/09/2021.
- GIACOMOLLI, L. Otimização de micrositing de parques eólicos: uma abordagem metaheurística. **Monografia (Trabalho de Conclusão do Curso em Engenharia Mecânica) – Departamento de Engenharia Mecânica, Universidade Federal do Rio Grande do Sul**, 15p, 2018.
- HAU, Eric. **Wind Turbines. Fundamentals, Technologies, Application, Economics**. 2. ed. [S.l.]: Springer-Verlag Berlin Heidelberg., 2006. Disponível em: <https://www.springer.com/gp/book/9783642063480>. Acesso em: 20 jun. 2021.
- INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. **IEC 61400-12-1**: Edition 2.0. [S.l.], mar. 2017.

- LEE, J. C. I.; STUART, P.; CLIFTON, A.; FIELDS, M. J.; PERR-SAUER, J.; WILLIAMS, L.; CAMERON, L.; GEER, T.; HOUSLEY, P. The Power Curve Working Group's assessment of wind turbine power performance prediction methods. **Wind Energy Science**, n. 5, p. 199–223, 2020.
- LIRA, A. G.; ROSAS, P. A. C.; ARAÚJO, A.; CASTRO, N. J. Uncertainties in the estimate of wind energy production. **Energy Economics Iberian Conference**, p. 1–12, 2016.
- MANWELL, J. F.; MCGOWAN, J. G.; ROGERS, A. L. **Wind Energy Explained - Theory, Design and Application**. Second Edition. [S.l.: s.n.], 2009.
- MELLINGHOFF, H. Development of Power Curve Measurement Standards. **DEWI Mag.**, p. 45–48, 2013.
- MIGUEL, J. V. P. A influência da duração da campanha de medição anemométrica na avaliação de recursos eólicos com base na aplicação de métodos MCP. **Dissertação (Mestrado em Ciências) - Programa de Pós-Graduação em Energia da Universidade de São Paulo**, p. 134, 2016.
- RADÜNZ, W. C. Metodologia de Micrositing para Terrenos Complexos Baseada em CFD com Softwares Livres de Código Aberto. **Dissertação – Pós-Graduação em Engenharia Mecânica, Universidade Federal do Rio Grande do Sul**, 79p, 2018.
- RAMANAUSKAS, L. F. C.; SILVEIRA, E. J. T. Estudo Preliminar de um Projeto de Parque Eólico na Região da Fronteira Oeste do Rio Grande do Sul. **VII Congresso Brasileiro de Energia Solar**, 2018.
- RETTENMEIER, A.; SCHLIPF, D.; WÜRTH, I.; CHENG, W. P. Power Performance Measurements of the NREL CART-2 Wind Turbine Using a Nacelle-Based Lidar Scanner. **J. Atmos. Ocean. Tech.**, n. 31, p. 2029–2034, 2014.
- SALVADOR, P. C. Influência do perfil vertical de velocidades no funcionamento de um aerogerador: Medições realizadas com LIDAR. **Faculdade de Engenharia Universidade do Porto - FEUP**, Mestrado em Engenharia Mecânica - Especialização em Energia, p. 1441–1453, 2012.

SOHONI, V.; GUPTA, C. S.; NEMA, K. R. A Critical Review on Wind Turbine Power Curve Modelling Techniques and Their Applications in Wind Based Energy Systems. **J. Energy**, p. 1–18, 2016.

WAGNER, R.; M. COURTNEY, J. Gootschall; LINDELÖW-MARSDEN, P. Accounting for the speed shear in wind turbine power performance measurement. **Wind Energy**, n. 14, p. 993–1004, 2011.

WAGNER, R.; PEDERSEN, F. T.; COURTNEY, M.; ANTONIOU, I.; DAVOUST, S.; RIVERA, L. R. Power curve measurement with a nacelle mounted lidar. **Wind Energy**, v. 17, p. 1441–1453, 2014.

WAGNER, R.; RIVERA, L. R.; ANTONIOU, I.; DAVOUST, S.; PEDERSEN, T. Friis; COURTNEY, M.; DIZNABI, B. Procedure for Wind Turbine Power Performance Measurement with a two-beam Nacelle Lidar. **DTU Wind Energy-E**, n. 0019, p. 28, 2013.

WEG. **Produtos WEG**. [S.l.: s.n.], jun. 2021.

<https://www.weg.net/institutional/BR/pt/>. Accessed: 28/06/2021.

WINDBOX. **Componentes dos aerogeradores: conheça toda sua estrutura**.

[S.l.: s.n.], jan. 2020.

<https://windbox.com.br/blog/componentes-dos-aerogeradores/>. Accessed: 04/09/2021.