



UNIVERSIDADE FEDERAL DE PERNAMBUCO
CENTRO DE TECNOLOGIA E GEOCIÊNCIAS
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA
CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

MARCEL FELIPE NASCIMENTO PONTES

**ANÁLISE DE ADEQUABILIDADE EM TURBINAS EÓLICAS DO TIPO PMDD
INSTALADAS NO BRASIL**

Recife

2019

MARCEL FELIPE NASCIMENTO PONTES

**ANÁLISE DE ADEQUABILIDADE EM TURBINAS EÓLICAS DO TIPO PMDD
INSTALADAS NO BRASIL**

Trabalho de conclusão de curso de graduação na forma de monografia e desenvolvido com o objetivo do recebimento de créditos necessários para a obtenção do título de bacharel em Engenharia Elétrica pelo Centro de Tecnologia e Geociências da Universidade Federal de Pernambuco.

Orientadora: Prof^a Dra Milde Maria da Silva Lira.

Recife

2019

Catálogo na fonte
Bibliotecária Margareth Malta, CRB-4 / 1198

P814a Pontes, Marcel Felipe Nascimento.
Análise de adequabilidade em turbinas eólicas do tipo PMDD instaladas no Brasil / Marcel Felipe Nascimento Pontes. – 2019.
57 folhas, il., gráfs., tabs.

Orientadora: Profa. Dra. Milde Maria da Silva Lira.
TCC (Graduação) – Universidade Federal de Pernambuco. CTG.
Departamento de Engenharia Elétrica, 2019.
Inclui Referências.

1. Engenharia Elétrica. 2. Confiabilidade. 3. Turbinas eólicas.
4. Aspectos climáticos. 5. Geradores síncronos. I. Lira, Milde Maria da Silva.
(Orientadora). II. Título.

UFPE

621.3 CDD (22. ed.)

BCTG/2019-390

MARCEL FELIPE NASCIMENTO PONTES

**ANÁLISE DE ADEQUABILIDADE EM TURBINAS EÓLICAS DO TIPO PMDD
INSTALADAS NO BRASIL**

Trabalho de conclusão de curso de graduação na forma de monografia e desenvolvido com o objetivo do recebimento de créditos necessários para a obtenção do título de bacharel em Engenharia Elétrica pelo Centro de Tecnologia e Geociências da Universidade Federal de Pernambuco.

Aprovado em: 10 / 07 / 2019.

BANCA EXAMINADORA

Profa. Dra. Milde Lira (Orientadora)
Departamento de Engenharia Elétrica
Universidade Federal de Pernambuco

Prof. Dr. Ronaldo Aquino
Departamento de Engenharia Elétrica
Universidade Federal de Pernambuco

Prof. Dr. Pedro Rosas
Departamento de Engenharia Elétrica
Universidade Federal de Pernambuco

AGRADECIMENTOS

Ao concluir a graduação em engenharia elétrica em um semestre no qual, semelhantemente aos outros, busquei mais desafios do que os meros componentes constando no perfil curricular de modo a ganhar um conhecimento mais versátil como sempre procurei ter, porém, dessa vez, com ainda mais perseverança, dedicação e resiliência para cumprir tudo aquilo a que me comprometi dentro do tempo pretendido, devo primeiramente agradecer àqueles que comigo estiveram desde antes deste curso universitário: a minha família.

Agradeço à minha Mãe, Diana Lígia, pela dedicação e encorajamento, me providenciando, dentro de suas possibilidades, as melhores condições para que eu pudesse prosperar e me orientando sob a influência do meu Pai, Leuço Luiz, que me deu um modelo a ser seguido. À minha avó Aloísia, minha Tia Maria José, minha irmã Ludmila Lina e minha Nina Pandora sou grato pelo carinho de sua torcida e especialmente por encherem os meus dias com a harmoniosa energia que me ajudou a encontrar vitórias ao longo do caminho. Saibam convictamente que o apoio de todos vocês aliado à fé dos demais familiares sempre foi diferencial para mim.

Por terem feito parte de e contribuído no período mais especial e proveitoso deste ciclo, dedico meu agradecimento também aos excelentes amigos que fiz durante o programa de intercâmbio na uOttawa no Canadá. Vocês me proporcionaram uma experiência incomparável no que diz respeito ao crescimento pessoal, aprendizado cultural, acolhimento às diferenças, identificação mútua e independente de bases culturais comuns e responsabilidade, perseverança e desenvolvimento da autoestima para se ter sucesso em qualquer que seja a meta. Nenhum livro que eu pudesse ter lido teria me ensinado tanto.

Quero também agradecer à Dra. Milde Lira, minha orientadora neste trabalho, bem como ao Professor M.Sc Wagner Santos, supervisor na pesquisa que deu origem a esta monografia. Àquela, sou grato por sua gentil receptividade para oferecer instruções, sua flexibilidade e a liberdade dada na escolha e na forma de abordar os temas do estudo, enquanto, a este, agradeço especialmente pela paciência e pela disposição a fazer

recomendações de habilidades que devo desenvolver para melhor me preparar para demandas profissionais e acadêmicas.

Aos demais docentes e funcionários do Departamento de Engenharia Elétrica da UFPE, registro meu apreço pelo empenho na execução de suas funções. Em especial, quero destacar o Dr. José Maurício Bezerra e Marcos André, respectivamente professor e técnico, cuja atenção, disposição para ajudar e cujo crédito dado ao aluno foram verdadeiros incentivos ao longo do curso.

Por fim, expresso minha gratidão aos amigos feitos no ciclo de graduação na UFPE. Com destaque, mas não se limitando a Joana Callado, Hugo Alvim, Jonata Campelo e Samuel Honorato, vocês foram a companhia que fez com que a caminhada fosse mais desfrutável, dividiram sua experiência comigo para facilitar a minha e me ajudaram a sentir que possuía colegas de sala que se satisfaziam com o meu sucesso.

RESUMO

Apesar dos seus crescentes níveis dentro da matriz energética do país e de investimentos contínuos na construção de novas usinas bem como na instalação de turbinas de tecnologia moderna, a geração eólica brasileira tem dificuldades para aproveitar uma quantidade maior de seu vasto potencial completo devido às altas taxas de falha dos aerogeradores que operam nos vários parques eólicos ao longo do território nacional. A razão para tal dificuldade possivelmente está no fato de que os projetos das máquinas não levam em total consideração as particularidades das regiões de operação delas, o que submete as turbinas a condições climáticas diferentes daquelas as quais elas foram construídas para suportar. Portanto, com o objetivo de apontar características climáticas específicas para que a confiabilidade da energia eólica no Brasil possa aumentar por meio da criação de diretrizes para projetos que melhor se adequem às condições locais, o atual estudo começa com uma breve revisão sobre um dos principais conceitos de turbina a serem usados em parques de geração brasileiros (geradores síncronos de ímã permanente e drive direto), preparando a base para a subsequente avaliação sobre como o clima local pode influenciar as falhas nas turbinas. Além disso, a pesquisa destaca uma análise de dados meteorológicos a qual busca investigar a heterogeneidade climática no país para que se determine se um mesmo *design* de turbina pode ser utilizado para máquinas em operação em regiões distintas.

Palavras-chave: Confiabilidade. Turbinas eólicas. Aspectos climáticos. Geradores síncronos.

ABSTRACT

Despite its growing levels in the country's energy mix and continual investments in the construction of new plants as well as in the installation of modern-technology turbines, the Brazilian wind power generation struggles to take advantage from a greater share of its vast full potential due to the high failure rates of the wind turbines operating in the many wind farms spread across the national territory. The reason for such difficulty possibly lies on the fact that the design of the machines does not completely take into consideration the particular aspects of their respective operation regions, which subjects the turbines to different weather conditions from those they were built to withstand. Hence, with an aim to point out specific climatic characteristics so the reliability of wind power in Brazil can improve by means of the creation of design guidelines that better suit the local conditions, the present study starts with a brief review on one of the main wind turbine concepts to be used in Brazilian wind farms (direct-drive permanent magnet synchronous generator), laying the foundation to the subsequent assessment about how the local climate may influence turbine failures. Also, the research features a meteorological data analysis that seeks to investigate the climatic heterogeneity over the country to determine whether the same wind turbine design may be used for machines operating in distinct regions.

Keywords: Reliability. Wind turbines. Climatic aspects. Synchronous generators.

LISTA DE FIGURAS

| | |
|--|----|
| Figura 1 - Evolução da capacidade instalada no Brasil..... | 15 |
| Figura 2 - Aerogerador síncrono de PMDD e 1,5 MW da Zephyros..... | 21 |
| Figura 3 - Distribuição do fluxo de vento sobre o perfil da pá de um rotor. | 22 |
| Figura 4 - Ilustração do conceito do controle por P&O/HCS. | 24 |
| Figura 5 - Concentração de pesquisas sobre controle MPPT de turbinas de PMSG por cada método..... | 26 |
| Figura 6 - Configuração da topologia de conversores multiníveis. | 28 |
| Figura 7 - Localização dos parques eólicos no Brasil. | 36 |
| Figura 8 - Distribuição das estações do INMET no Brasil. | 37 |
| Figura 9 - Estações meteorológicas nas proximidades dos parques eólicos. | 38 |
| Figura 10 - Posicionamento geográfico das estações com dados aproveitáveis. | 44 |
| Figura 11 - Densidade de probabilidade da distribuição Weibull..... | 47 |
| Figura 12 - Variação da intensidade de turbulência em função da velocidade..... | 50 |

LISTA DE TABELAS

| | |
|---|----|
| Tabela 1 - Comparação entre métodos de MPPT de turbinas de PMSG..... | 25 |
| Tabela 2 - Comparação entre topologias de conversores aplicadas a turbinas de PMSG..... | 29 |
| Tabela 3 - Esquema de classificação de turbinas eólicas da IEC 61400-1..... | 31 |
| Tabela 4 - Organização dos resultados calculados em uma análise de variância. | 41 |
| Tabela 5 - Lista das estações que contêm os dados de estudo..... | 43 |
| Tabela 6 - Análise de variância das velocidades registradas de abril a junho de 2017.. | 44 |
| Tabela 7 - Comparação entre a razão F e o respectivo valor crítico nas oito ANOVAs . | 45 |
| Tabela 8 - Resumo estatístico dos dados das três estações. | 46 |
| Tabela 9 - Resultado da análise entre os locais de homogeneidade. | 46 |
| Tabela 10 - Velocidades de vento observadas nas estações. | 46 |
| Tabela 11 - Propriedades estatísticas da distribuição ajustada..... | 48 |
| Tabela 12 - Resumo estatístico dos registros de vento de abril a junho de 2018. | 49 |
| Tabela 13 - Comparação entre as intensidades de turbulência obtidas através dos dados e da Equação (15). | 51 |

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

| | |
|-------|---|
| ANEEL | Agência Nacional de Energia Elétrica; |
| ANOVA | <i>Analysis of Variance</i> ; |
| BDMEP | Banco de Dados Meteorológicos para Ensino e Pesquisa; |
| DFIG | <i>Doubly-Fed Induction Generator</i> ; |
| FRT | <i>Fault Ride Through</i> ; |
| HSC | <i>Hill-Climb Search</i> ; |
| INMET | Instituto Nacional de Meteorologia; |
| IBGE | Instituto Brasileiro de Geografia Estatística; |
| IEC | <i>International Electrotechnical Commission</i> ; |
| MPPT | Maximum Power Point Tracking; |
| MS | <i>Mean Square</i> ; |
| OMM | Organização Meteorológica Mundial; |
| OTC | <i>Optimal Torque Control</i> ; |
| ORB | <i>Optimal Relationship-Based control</i> ; |
| PDF | <i>Probability Density Function</i> ; |
| P&O | <i>Perturb & observe</i> ; |
| PMSG | <i>Permanent Magnet Synchronous Generator</i> ; |
| PMDD | <i>Permanent Magnet Direct-Drive</i> ; |
| PWM | <i>Pulse-width modulation</i> ; |
| SIGEL | Sistema de Informações Geográficas do Setor Elétrico; |
| SS | <i>Sum of Squares</i> ; |
| TSR | <i>Tip-Speed Ratio</i> . |

LISTA DE SÍMBOLOS

| | |
|----------------|--|
| θ_{mec} | Deslocamento angular mecânico; |
| J | Momento de inércia do rotor; |
| γ | Expoente da lei de potência, que, de acordo com a IEC 61400-1, deve ser considerado igual a 0,2. |
| x | Valor de um registro qualquer de um conjunto de dados; |
| μ | Valor médio de um conjunto de dados; |
| λ | <i>Tip-speed ratio</i> ; |
| R | Raio do rotor ou comprimento da pá de um aerogerador; |
| ω_m | Velocidade angular do rotor; |
| C_p | Coefficiente de potência de uma turbina eólica; |
| ρ | Densidade do ar; |
| v | Velocidade do vento; |
| \bar{V} | Velocidade média; |
| \bar{V}_{SD} | Desvio padrão da velocidade; |
| β | Parâmetro de forma da distribuição Weibull; |
| α | Parâmetro de escala da distribuição Weibull; |
| I_{ref} | Valor esperado da intensidade de turbulência a 15 m/s; |
| V_{hub} | Velocidade do vento à altura do cubo; |
| σ_1 | Desvio padrão da turbulência. |

SUMÁRIO

| | | |
|----------|---|-----------|
| 1 | INTRODUÇÃO | 14 |
| 1.1 | ANÁLISE DO PROBLEMA E MOTIVAÇÃO DO ESTUDO | 14 |
| 1.2 | OBJETIVOS | 16 |
| 1.2.1 | Objetivos gerais..... | 17 |
| 1.2.2 | Objetivos específicos..... | 17 |
| 2 | REVISÃO BIBLIOGRÁFICA | 18 |
| 2.1 | TECNOLOGIA DE AEROGERADORES DE VELOCIDADE VARIÁVEL..... | 18 |
| 2.2 | TECNOLOGIA DE GERADORES | 19 |
| 2.3 | TECNOLOGIAS DE CONTROLE | 21 |
| 2.3.1 | Controle de ângulo de <i>pitch</i> | 21 |
| 2.3.2 | Maximum Power Point Tracking (MPPT)..... | 22 |
| 2.3.2.1 | Optimum Relationship-Based (ORB) control | 22 |
| 2.3.2.2 | Tip-speed-ratio (TSR) control | 23 |
| 2.3.2.3 | Perturb & observe (P&O) / Hill-climb search (HCS)..... | 23 |
| 2.3.2.4 | Optimal torque control (OTC) | 24 |
| 2.4 | TECNOLOGIAS DE CONVERSORES..... | 26 |
| 2.4.1 | Conversor baseado em retificador a diodo..... | 27 |
| 2.4.2 | Conversor PWM <i>back-to-back</i> de dois níveis..... | 27 |
| 2.4.3 | Topologia baseada em inversores <i>Z-source</i> | 28 |
| 2.4.4 | Conversor multinível..... | 28 |
| 2.5 | EFEITOS CLIMÁTICOS EM FALHAS DE TURBINAS DO TIPO PMDD | 29 |
| 2.6 | IEC 61400-1 | 30 |
| 3 | METODOLOGIA | 34 |
| 3.1 | GEOPROCESSAMENTO..... | 35 |
| 3.2 | ANOVA..... | 39 |

| | | |
|-----|--|----|
| 3.3 | MÉTODO DA MÁXIMA VEROSSIMILHANÇA | 41 |
| 4 | RESULTADO DA ANÁLISE DE DADOS DE VELOCIDADE DE VENTO.... | 43 |
| 5 | CONCLUSÃO | 53 |
| | REFERÊNCIAS..... | 55 |

1 INTRODUÇÃO

Este trabalho tem como base a busca de um melhor entendimento de particularidades do cenário para a geração eólica no Brasil de forma a se obter conclusões capazes de agregar à base de conhecimento acerca deste domínio para facilitar a procura por soluções capazes de superar as atuais dificuldades para o aumento da extração de energia do vento. Assim, esta seção é dedicada à contextualização do problema abordado e à apresentação dos objetivos traçados para direcionar o estudo.

1.1 ANÁLISE DO PROBLEMA E MOTIVAÇÃO DO ESTUDO

Nos anos recentes, a busca por padrões mais sustentáveis de crescimento tem levado sistemas energéticos em torno do mundo a voltarem suas atenções para a exploração de recursos renováveis, os quais permitem atenuar problemas climáticos existentes sem a preocupação com os limites de disponibilidade vistos nos combustíveis fósseis (LIN et al., 2016). Dentre esses recursos, destaca-se o vento, fonte responsável por 6% do suprimento da demanda de energia elétrica mundial em 2018, correspondendo, em valores absolutos, a 600 GW totalizados em 103 países geradores de energia eólica (WWEA, 2019).

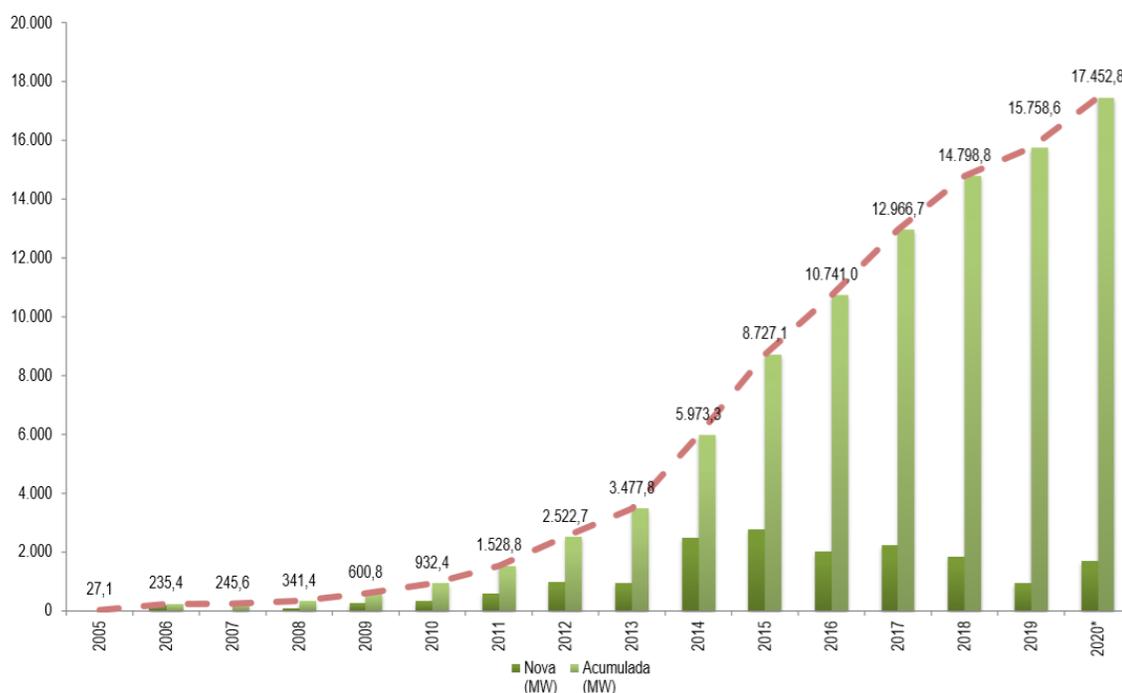
Neste contexto e motivados por diretrizes como as do Acordo de Paris, que visa combinar os esforços coletivos das nações participantes para tomar medidas ambiciosas de combate a alterações climáticas e aumentar o apoio aos países em desenvolvimento na busca por este mesmo objetivo, potências econômicas mundiais como China, Estados Unidos e Alemanha lideram a produção eólica global com uma capacidade instalada de 221, 96,4 e 59,3 GW respectivamente (UNWIN, 2019). Juntos, os três produtores contabilizam mais de 50% de todo o potencial instalado para a geração desse tipo de energia no planeta.

Os esforços para aumentar a oferta de energia renovável se estendem também para o Brasil, onde há atualmente 614 empreendimentos de geração eólica em operação, resultando em aproximadamente 15 GW de capacidade instalada, que representam 9,14% do total da potência gerada no território nacional e coloca a energia gerada pela força do vento em quarto lugar na matriz energética do país (ANEEL, 2019). No entanto,

prevê-se uma capacidade ainda maior desse tipo de geração nos próximos anos através da conclusão de 201 centrais eólicas, que, em conjunto, adicionarão cerca de 5,3 GW de potência ao sistema.

Nos dias atuais, o Brasil se destaca com a oitava maior capacidade instalada no mundo (UNWIN, 2019): posição que foi alcançada com a contribuição de incrementos sem precedentes na história da produção eólica do país vistos de 2014 a 2018 (destaque para os 2.783 MW em 2014 e os 2.655 MW em 2015), conforme apresentado na Figura 1.1. Melhores colocações poderão ser obtidas no *ranking* de capacidade instalada caso haja incentivos para continuar explorando os 500 GW de potencial eólico em terra que são estimados pela ABEEólica.

Figura 1 - Evolução da capacidade instalada no Brasil.



Fonte: Adaptado de ABEEólica/ANEEL (2017).

No entanto, a ausência de projetos de aerogeradores desenvolvidos especificamente para as condições climáticas brasileiras representa um obstáculo para garantia de uma alta confiabilidade da geração eólica. Por terem *design* desenvolvido no exterior apesar de poderem ser de fabricação nacional, as turbinas instaladas no Brasil

tendem a sofrer com variáveis ambientais (ex. salinidade, velocidade de vento e temperatura) que não se comportam da mesma forma que em seu local de projeto, diferindo também de uma região brasileira para outra. Por essa razão, a ocorrência de falhas é mais alta do que se esperaria, fazendo com que algumas turbinas sofram dano total antes mesmo de completar sua expectativa de vida útil de 20 anos.

Por exemplo, acidentes como o ocorrido no Complexo Eólico Cerro Chato em Sant'Ana do Livramento no Rio Grande do Sul, em que oito aerogeradores da fabricante Impsa foram derrubados por conta de rajadas de vento que atingiram a região em dezembro de 2014, mostram, em função da gravidade do ocorrido, que as características do clima local não foram fielmente incorporadas pelo projeto de modo a se ter uma operação segura, conforme apontado no relatório da ANEEL sobre o caso. A Eletrosul, por outro lado, sustentou que ensaios foram realizados nos equipamentos danificados e comprovaram sua construção segundo as normas (GONZATTO, 2016). A interpretação do que foi informado pelos dois órgãos leva a conclusão de que é necessário verificar se os padrões de projeto seguidos condizem com as particularidades climáticas do Brasil.

Com esse cenário em consideração, o objetivo deste estudo é conhecer o quanto as características climáticas de ambientes brasileiros são capazes de influir na degradação que leva à falha de turbinas eólicas. Portanto, serão analisados os comportamentos dos ventos no país para que se observe a existência de particularidades que confirmem a necessidade do estabelecimento de requisitos de projeto adaptados às condições específicas de cada região de operação de modo a se alcançar níveis mais satisfatórios de confiabilidade nesse tipo de geração.

1.2 OBJETIVOS

O processo de realização deste estudo envolveu pesquisas e análises em um vasto domínio no qual foi necessário focar em questões de maior interesse para se obter as conclusões desejadas. Dessa forma, conhecimento buscado através do presente trabalho bem como os passos tomados para a obtenção deste foram especificados em objetivos gerais e específicos conforme vistos nas subseções que seguem.

1.2.1 Objetivos gerais

O estudo conduzido na realização deste trabalho visa um melhor conhecimento das tecnologias de turbina dominantes no cenário nacional, a realização de uma análise da heterogeneidade climática de áreas contendo parques eólicos e um entendimento de como as condições climáticas das regiões geradoras de energia eólica influenciam nas falhas de aerogeradores, considerando-se ainda a possibilidade de contestar a norma IEC 61400-1 para projetos de turbinas eólicas caso observem-se limitações no atual modelo de classificação das máquinas de acordo com as condições de operação. Dessa forma, espera-se ter informação suficiente que motive a preferência por padrões e projetos mais condizentes com o cenário nacional.

1.2.2 Objetivos específicos

Focado em descobrir características climáticas do Brasil que motivem o desenvolvimento de projetos de turbinas mais adequados às particularidades de cada área de geração de energia eólica, algumas metas intermediárias foram estabelecidas para se desenvolver conhecimento suficiente sobre as diferentes partes da questão estudada de modo a facilitar a busca do objetivo principal. Foram essas:

- 1) O conhecimento das características das principais tecnologias de turbinas utilizadas no Brasil assim como as de seus subsistemas, responsáveis pela conversão da energia de forma eficiente;
- 2) O estudo das consequências para as máquinas da operação em condições climáticas desfavoráveis para se saber o impacto da questão analisada no sistema elétrico;
- 3) A revisão da norma internacional para *design* de aerogeradores para que se verificasse a compatibilidade dos padrões seguidos pelos projetistas com as condições existentes no país;
- 4) O aprendizado de ferramentas, técnicas e métodos capazes de facilitar o estudo assim como viabilizar a observação de características dos dados analisados, resultando em um melhor entendimento do cenário para que conclusões mais seguras sejam feitas.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Para melhor se conhecer os tipos de turbina eólica mais utilizados no Brasil e se informar quanto às respectivas características de funcionamento, de padronização de projeto e de susceptibilidade a condições climáticas, foi realizada uma revisão dos trabalhos divulgados dentro desse domínio. Nas subseções a seguir, é apresentado um resumo do conhecimento de base para o presente estudo realizado a partir das fontes que contribuíram com informação de maior relevância.

2.1 TECNOLOGIA DE AEROGERADORES DE VELOCIDADE VARIÁVEL

Com uma capacidade de produção energética que, dentro das últimas décadas, cresceu de algumas dezenas de *kilowatts* para os níveis atuais de *multi-megawatts*, a energia eólica é uma das mais emergentes dentre as opções de energias renováveis (TRIPATHI, 2015). Juntamente com tantos esforços para se aproveitar esse recurso energético da melhor forma possível, surgiram diferentes conceitos de geração de potência a partir do vento.

Uma grande diferença entre os tipos de tecnologias de aerogeradores está na capacidade de se operar em velocidades de rotação fixas ou variáveis. No entanto, o funcionamento em velocidades fixas, apesar da simplicidade, confiabilidade e baixo custo, oferece problemas relacionados a altas tensões mecânicas e flutuações de potência e uma grande limitação da capacidade de FRT. Por outro lado, o funcionamento em velocidades variáveis tem a vantagem crucial de permitir a máxima extração de potência ao longo de toda a faixa de velocidade de operação com o auxílio de modernos conversores de frequência (TRIPATHI, 2015).

No contexto de recursos de energia distribuída à base de inversores, a capacidade de *Fault Ride Through* (FRT) descreve a habilidade de uma central de geração de se manter conectada e prestar apoio durante falhas transientes na rede. Esse apoio é dado com injeção de potência reativa na rede quando da ocorrência de falhas e sua duração varia de acordo com a queda de tensão ocasionada (PIYA, 2018).

Para que se evite que a desconexão imediata de aerogeradores, quando de uma falha na rede, cause aumento das perturbações e desequilíbrios no

sistema, vários países emitiram procedimentos de rede focados na ligação de turbinas eólicas ao sistema elétrico. Porém, o atendimento das exigências de FRT impostas é dificultado pois, durante os afundamentos de tensão provocados pelas falhas, ocorre restrição da potência ativa máxima de saída das máquinas, o que pode resultar em uma disparidade entre esta e a potência de gerada. No entanto, o desenvolvimento de novas tecnologias para turbinas de PMSG como os conversores de potência de faixa completa, que desacoplam os sistemas do gerador e da rede assim como o armazenamento de excesso de potência ativa no sistema de inércia da turbina (conforme discutido por Miller, 2014) possibilitam prolongar o período de conexão da máquina para apoiar o restabelecimento do sistema elétrico (TRIPATHI, 2015).

2.2 TECNOLOGIA DE GERADORES

Dentre as tecnologias de aerogeradores que mais se destacam em projetos de geração, estão as duas a seguir:

1) Geradores de Indução Duplamente Excitados (DFIG)

Baseado na robustez das máquinas de indução e em um sistema de conversão que utiliza transistores IGBT e é ajustável a um espectro de frequência restrito, porém considerável, para a transferência de potência, este é um tipo de turbina o qual consiste de uma caixa de engrenagem, uma unidade de controle e de um gerador de indução propriamente dito com rotor bobinado, o qual é conectado a um conversor de energia pelos anéis deslizantes (ou coletores) da máquina, enquanto o estator se conecta diretamente à rede. Com esta configuração, a geração de energia elétrica ocorre através do ajuste intermediário de velocidade de giro do rotor realizado pela caixa de engrenagem. (LIN, 2016).

Os dois lados do conversor de frequência possuem controle independente. No lado do rotor, é realizado o ajuste de potência ativa e reativa através da variação da corrente de excitação, enquanto que, no lado da rede, o conversor faz a regulação da tensão do *link* DC e se garante a operação em fator de potência unitário quando não se faz necessária a absorção de reativo para controlar

flutuações de tensão na rede. No entanto, os altas perdas e custos de manutenção associados a esse conversor representam um ponto de grande dificuldade para uma maior aceitação desta tecnologia.

2) Geradores Síncronos de Ímã Permanente (PMSG)

Ainda de acordo com Lin (2016), esta turbina compreende pás, o gerador em si, um conversor de potência e uma unidade de controle também, porém, considerando o conceito específico de turbina que é objeto de estudo deste trabalho, os geradores de ímã permanente e drive direto (PMDD) não possuem caixa de engrenagem em seu *drivetrain* por motivos de aumento da confiabilidade. Neste caso, a ausência desse componente entre as pás e o rotor do gerador implica na necessidade de um alto número de polos para se conseguir frequências angulares elétricas mais próximas da síncrona apesar das baixas frequências mecânicas, o que conseqüentemente eleva o tamanho e o peso da máquina.

O ímã permanente desta máquina é mais uma implementação que confere melhor confiabilidade e eficiência a ela por possibilitar a eliminação do enrolamento convencional de campo, o qual, por sua vez, gera perdas ôhmicas e pode sofrer falhas (ex. curtos-circuitos). Em contrapartida, porém, He (2017) aponta em seu estudo para preocupações com relação à desmagnetização, que, a longo prazo, levar à perda de rendimento de motores síncronos de ímã permanente. Por extensão, esse efeito pode ser associado à possibilidade de perda de potência de saída nos geradores PMDD, uma vez que o torque elétrico é influenciado pelo fluxo magnético de campo. Portanto, é importante que a devida precaução contra a desmagnetização seja tomada durante a fase de projeto e na escolha do local de operação de modo a garantir que problemas desse tipo não ocorram ao longo da vida útil.

Figura 2 - Aerogerador síncrono de PMDD e 1,5 MW da Zephyros.



Fonte: POLINDER (2006).

2.3 TECNOLOGIAS DE CONTROLE

A implementação de técnicas de controle avançadas em sistemas de conversão de energia do vento é, juntamente com melhorias em materiais, na eletrônica de potência e no design de pás, um dos mais importantes adventos para o aumento da capacidade de geração eólica (TRIPATHI, 2015). Por conta disso, muitos estudos foram conduzidos na tentativa de se propor opções de controle que sejam robustas, simples, confiáveis e aptas a suportar perturbações inerentes ao funcionamento ao qual se prestam.

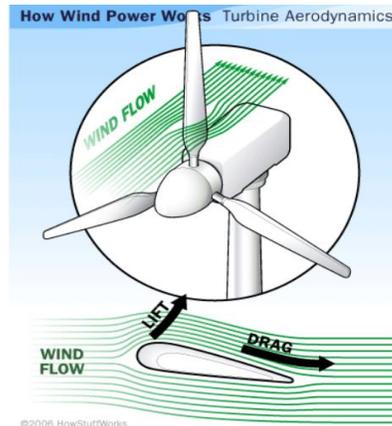
As tecnologias de controle de potência de saída apresentadas a seguir são todas aplicáveis ao tipo de turbina que é objeto de estudo desta produção: as de geradores síncronos com ímã permanente.

2.3.1 Controle de ângulo de *pitch*

O controle de *pitch* das pás do rotor é uma forma mecânica de se regular a potência de saída da turbina eólica e tem sido crescentemente implementado em máquinas de grande porte de modo a dotá-las de proteção contra torques excessivos causados por rajadas de vento, preservando assim a integridade do aerogerador (TRIPATHI, 2015). O controle é feito através da rotação das pás, alterando o ângulo de ataque das mesmas, o que faz com que as forças de arrasto (*drag*) e sustentação (*lift*)

distribuídas ao longo do perfil de cada pá variem de forma a não permitir que a velocidade de giro fique acima da que é necessária para a produção de potência nominal.

Figura 3 - Distribuição do fluxo de vento sobre o perfil da pá de um rotor.



Fonte: LAYTON (2006)

Quando as velocidades de vento são baixas, o ângulo de *pitch* tende a permanecer fixo. Por outro lado, quando as velocidades de vento são elevadas, o ângulo é variado para impedir sobrevelocidades e manter a potência de saída em seu valor nominal até que seja atingido o valor de cut-off e o aerogerador precise ser desativado para prevenir danos.

2.3.2 Maximum Power Point Tracking (MPPT)

Para cada velocidade de vento, existe uma velocidade específica do aerogerador que permite máxima extração de potência e uma grande vantagem de se optar por turbinas de velocidade variável está na possibilidade de controlar a rotação de maneira a se obter a geração ótima qualquer que seja a velocidade eólica (BELU, 2010). Com esse objetivo, os métodos de MPPT buscam atingir a velocidade de máxima geração por meio de técnicas de ajuste constante da rotação para cada variação da velocidade do vento.

A seguir, são apresentados alguns desses métodos.

2.3.2.1 Optimum Relationship-Based (ORB) control

De acordo com Tripathi (2015), este tipo de controle da potência de saída é rápido e oferece a vantagem de não necessitar de medições de velocidade vento, melhorando a confiabilidade do sistema ao se eliminar os anemômetros e suas respectivas falhas. O

ajuste da rotação é feito com base em uma tabela pré-calculada e estruturada de acordo com relações ótimas conhecidas entre diferentes parâmetros da máquina. Por exemplo, de acordo com o torque observado no eixo do rotor, pode-se variar a velocidade de giro para um valor que possibilite a máxima transferência de potência.

O método de ORB é de simples implementação, com boa resposta dinâmica, fazendo com que seja amplamente aceito entre fabricantes de turbinas comerciais. Entretanto, suas desvantagens estão nas necessidades de se conhecer previamente como as relações ótimas entre parâmetros (as quais podem variar ao longo do tempo) e de possuir uma alta capacidade de memória na máquina para que os dados da tabela sejam armazenados.

2.3.2.2 Tip-speed-ratio (TSR) control

A ideia deste método de controle parte da definição da razão de *Tip Speed*, que é dada pela velocidade linear da extremidade da pá sobre a velocidade do vento, conforme vê-se a seguir:

$$\lambda = \frac{\omega_m R}{v} \quad (1)$$

Quando TSR é mantida em seu valor ótimo apesar da variação do vento, garante-se a máxima eficiência da conversão de potência (TRIPATHI, 2015). Na forma mais simples da técnica, obtém-se a velocidade do vento com o uso de um anemômetro e ajusta-se a rotação para o valor que satisfaz a Equação (1) nas condições ótimas. Apesar da simplicidade, esta forma é pouco utilizada devido aos erros associados ao instrumento de medição e à probabilidade de falha associada ao mesmo, porém formas alternativas são propostas em estudos para que o método seja implementado com a supressão do anemômetro.

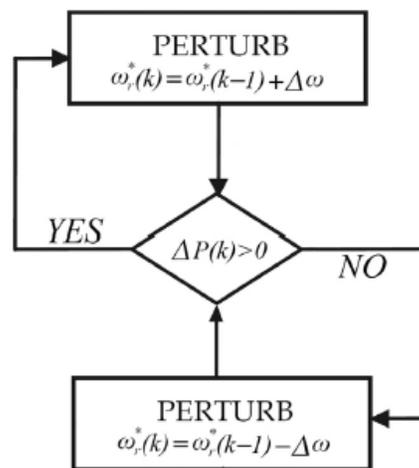
2.3.2.3 Perturb & observe (P&O) / Hill-climb search (HCS)

O P&O aplicado no controle de turbinas eólicas se baseia em um algoritmo o qual monitora a potência de saída enquanto a velocidade de rotação é variada em pequenos passos. Sempre que a variação resultar em um ganho de potência gerada, realizar-se-á o próximo incremento (ou decremento) de velocidade na direção correspondente ao anterior. Porém, em caso de diminuição da geração, a variação deverá ser feita na

direção oposta. Assim, a técnica de controle se assemelha a escalada de um morro com pouca visibilidade em que a direção de cada passo é tomada de acordo com o ganho de altura observado no passo anterior, o que justifica a denominação “*Hill-Climb Search*”.

Este tipo de controle possui as vantagens de ser flexível, confiável por independe de sensores de velocidade, de baixo custo e de implementação menos complexa. Na Figura 2.3 apresenta-se o conceito do algoritmo.

Figura 4 - Ilustração do conceito do controle por P&O/HCS.



Fonte: Tripathi (2015).

2.3.2.4 Optimal torque control (OTC)

Como o nome sugere, o controle ótimo do torque (OTC) busca maximizar a eficiência da conversão de potência através da geração de um torque de referência dependente de uma básica medição da velocidade angular do eixo e de poucos parâmetros da turbina conforme mostrado na Equação (2):

$$T_e^* = \left[\frac{0.5\rho C_p \max \pi R^5}{\lambda_{opt}^3} \right] \omega_r^2 \quad (2)$$

Semelhante ao método de ORB, o controle por OTC é feito com base em uma curva de torque ótimo ou tabela de referência previamente obtidas. Apesar de contar com as vantagens da simplicidade de implementação, da rápida resposta, da eficiência e da não necessidade de utilizar anemômetros, a aplicação do OTC requer dados de densidade do vento como visto na Equação (2); um valor que varia de um sistema para

outro. Outro ponto negativo está no fato de que as relações ótimas entre grandezas da máquina variam com o passar do tempo, fazendo com que os métodos baseados em tabelas de referência diminuam sua capacidade de maximizar a conversão de energia (TRIPATHI, 2015).

De forma a resumir a comparação entre os métodos de controle de potência por MPPT discutidos aqui, o trabalho de Tripathi (2015) contribui com a tabela que segue. Nela, observa-se as vantagens (ou desvantagens) de cada técnica assim como qual delas desempenha melhor uma certa função, facilitando a conclusão de qual opção seria mais adequada para uma devida aplicação.

Tabela 1 - Comparação entre métodos de MPPT de turbinas de PMSG.

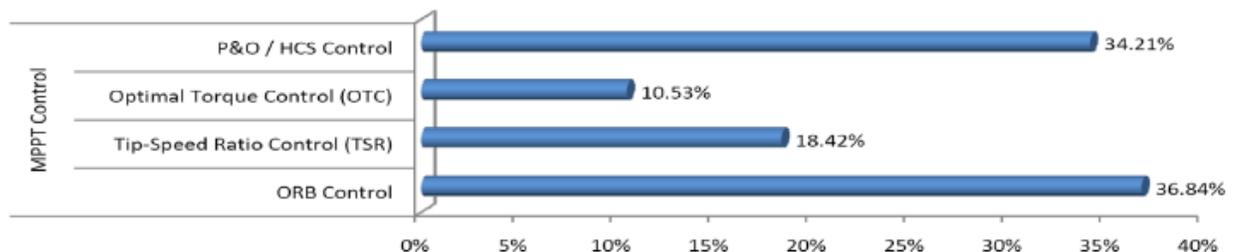
| Características do algoritmo de MPPT | ORB | TSR | OTC | P&O/HCS |
|--|---------|--------------|----------|----------|
| Necessidade de sensor de velocidade de vento | Não | Sim | Não | Não |
| Necessidade de sensor de velocidade de eixo | Depende | Não | Sim | Não |
| Necessidade de tabela de referência | Sim | Não | Depende | Não |
| Necessidade de conhecimento prévio acerca do sistema | Sim | Sim | Sim | Não |
| Requisito de memória | Sim | Não | Depende | Não |
| Complexidade | Baixa | Mais baixa | Baixa | Moderada |
| Custo | Alto | Muito alto | Moderado | Baixo |
| Convergência | Rápida | Muito rápida | Rápida | Moderada |
| Oscilação em torno do MPP | Não | Não | Não | Sim |
| Eficiência do MPPT | Alta | Muito alta | Alta | Baixa |

| | | | | |
|--|-----|-----------|-----------|------|
| Reprogramação com variação do ângulo de <i>pitch</i> | Sim | Não | Sim | Não |
| Desempenho sob altas velocidades de vento | Bom | Muito bom | Muito bom | Ruim |
| Sensitividade paramétrica | Sim | Não | Sim | Não |
| Atualização online | Não | Não | Não | Sim |

Fonte: Tripathi (2015).

A mesma referência citada na tabela acima também contribui com uma estatística referente a como os estudos sobre métodos de MPPT se distribuem nos quatro tipos abordados. Na Figura 2.4, observa-se um domínio compartilhado pela velocidade do controle por ORB e pela robustez da técnica de P&O, enquanto o de OTC, que é dependente de um sensor de velocidade, é o menos pesquisado, significando que este é o menos provável a observar avanços nos próximos anos.

Figura 5 - Concentração de pesquisas sobre controle MPPT de turbinas de PMSG por cada método.



Fonte: Tripathi (2015).

2.4 TECNOLOGIAS DE CONVERSORES

Em seu trabalho, Tripathi (2015) também aborda os principais conceitos de conversores de potência utilizados em turbinas de PMSG. Todos eles são baseados na tecnologia de conversores AC-DC-AC, a qual é considerada uma das melhores topologias na conversão de energia eólica devido à sua eficiência em maximizar a extração de potência do vento assim como em fornecer energia de alta qualidade à rede. Além disso, os modelos mais avançados dessa tecnologia, os conversores de faixa completa, oferecem os benefícios de desacoplar a turbina eólica de perturbações na

rede, fornecer apoio a esta em caso de falhas transientes e permitir que o sistema seja mais confiável.

Nas subseções seguintes, são discutidas as algumas das principais topologias de conversores aplicados ao tipo de turbina de interesse.

2.4.1 Conversor baseado em retificador a diodo

O esquema de conversão desta tecnologia consiste de uma ponte retificadora a diodo, um conversor tipicamente do tipo *boost* com um capacitor em sua saída para atenuar as ondulações da tensão retificada e um inversor no lado da rede. A potência em frequência e tensão variáveis transmitida pelo estator da máquina é passada para a forma contínua na ponte de diodos e, em seguida, convertida de volta para a forma alternada compatível com os padrões da rede por meio do inversor (TRIPATHI, 2015).

Informa-se no mesmo estudo de Tripathi (2015) que, entre as vantagens desta topologia, está a facilidade de se conseguir o controle de MPPT e das grandezas elétricas entregues à rede com maior flexibilidade. Por outro lado, para evitar que a eficiência do sistema não seja reduzida, falta a esta tecnologia a capacidade de controlar o fator de potência do aerogerador e de suprimir as distorções harmônicas nos enrolamentos do mesmo.

2.4.2 Conversor PWM *back-to-back* de dois níveis

Este conceito é composto pela integração entre um retificador modulado por largura de banda (PWM) com um *link* dc intermediário e um inversor PWM do lado da rede. Entre suas vantagens, está a redução de harmônicos na corrente de entrada feita pelo conversor do lado do gerador (resultando em um torque elétrico livre de ondulações) e a melhora na regulação da velocidade e do fator de potência do gerador e na qualidade da potência fornecida à rede com a diminuição da distorção harmônica (TRIPATHI, 2015).

Comparada a outras tecnologias de conversores, a do tipo PWM *back-to-back* de dois níveis oferece maior simplicidade de configuração, confiabilidade e robustez. No entanto, o fato de existir duas unidades chaveadas faz com que haja maiores perdas no sistema e menor eficiência (TRIPATHI, 2015).

2.4.3 Topologia baseada em inversores *Z-source*

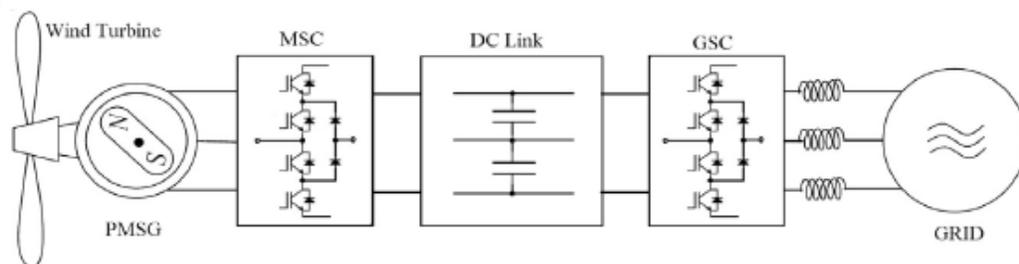
Sobre esta tecnologia, no seu trabalho, Tripathi (2015) expõe que a mesma, a qual tem sido vista como uma opção competitiva às topologias atuais, se assemelha à que foi discutida na seção 2.4.1, porém com uma rede *Z-source* substituindo o conversor *boost* em sua configuração. Adicionalmente, estudos propõem implementações deste conceito de conversão que oferecem alta confiabilidade, aumento de potência de saída e controle de MPPT satisfatório. Entretanto, a necessidade de dois capacitores e dois indutores para compor o inversor, além da baixa eficiência do mesmo, representa uma desvantagem em sua utilização.

2.4.4 Conversor multinível

Outra tecnologia de conversores aplicados à geração eólica que vem ganhando destaque é a do tipo multinível, cujo princípio básico é o de produzir um sinal de tensão senoidal nos seus terminais a partir vários níveis de tensão. Com esse modelo de funcionamento, os conversores multiníveis com sua série de dispositivos de chaveamento de estado sólido e baixo nível de tensão são capazes de oferecer uma melhor qualidade de tensão e corrente de saída do que outras tecnologias.

Destaca-se como vantagens deste conceito de conversão as baixas distorções harmônicas e perdas por chaveamento. Em contrapartida, a complexidade de controle dos estados dos vários dispositivos semicondutores da estrutura e os desequilíbrios de tensão nos capacitores apresentam-se como os pontos negativos dos conversores multinível, cuja configuração é mostrada na Figura 2.5 de forma a ilustrar a distribuição dos seus componentes.

Figura 6 - Configuração da topologia de conversores multiníveis.



Fonte: Tripathi (2015).

De forma a proporcionar uma maneira simplificada de comparar as tecnologias de conversores abordadas, segue a Tabela 2.2 recuperada do trabalho de Tripathi (2015). Na mesma, observa-se como cada topologia se caracteriza baseado em diferentes aspectos, possibilitando verificar as vantagens de umas em relação a outras.

Tabela 2 - Comparação entre topologias de conversores aplicadas a turbinas de PMSG.

| Características da topologia | Retificador a diodo | PWM B2B de dois níveis | Z-source | Multinível |
|--|---------------------|------------------------|----------|-------------|
| Necessidade de chaves totalmente controladas | Nenhuma | Baixa | Baixa | Alta |
| Configuração do circuito | Simple | Simple | Simple | Complexa |
| Custo | Muito baixo | Moderado | Alto | Muito alto |
| Necessidade de capacitor de link-dc | Sim | Sim | Sim | Sim |
| Complexidade de controle | Fácil | Moderado | Moderado | Complexo |
| Estágios de operação | Dois | Dois | Dois | Dois |
| Qualidade de onda | Boa | Ótima | Ótima | Excelente |
| Distorção harmônica | Alta | Moderada | Baixa | Muito baixa |
| Perdas por chaveamento | Nenhuma | Altas | Altas | Baixas |
| Perdas na condução | Baixas | Baixas | Baixas | Altas |
| Confiabilidade | Alta | Baixa | Alta | Baixa |
| Fluxo de potência bidirecional | Não | Sim | Sim | Sim |
| Operação híbrida de fontes naturais | Possível | Possível | Possível | Possível |

Fonte: Tripathi (2015).

2.5 EFEITOS CLIMÁTICOS EM FALHAS DE TURBINAS DO TIPO PMDD

No caso da exposição dos aerogeradores à salinidade do vento em ambientes costeiros, observa-se que esta leva ao enfraquecimento da resina utilizada na aderência do ímã permanente ao rotor, fazendo com que o mesmo se desprenda ao longo do tempo, o que culmina na perda de excitação da máquina. Essa consequência resulta na ausência do torque eletromagnético gerado pela interação entre o campo magnético do ímã e o das correntes estatóricas, o qual contrabalança o torque mecânico da força primária do vento segundo a Equação (3), causando a aceleração do rotor.

$$T_{mecânico} - T_{elétrico} = J \frac{d^2\theta_{mec}}{dt^2} \quad (3)$$

Essa aceleração, além de submeter a máquina a um stress mecânico superior ao qual ela foi projetada para suportar durante a operação normal, pode, de acordo com Kindermann (2008), gerar:

- 1) Alta absorção de potência reativa a partir do sistema elétrico, afundando a tensão no barramento da subestação local e resultando em perturbação em outros geradores no parque;
- 2) Sobreaquecimento no estator por conta da velocidade relativa entre o rotor e o campo girante das correntes estatóricas, as quais aumentam em magnitude.

Quanto aos impactos que o fluxo de vento é capaz de causar em um aerogerador, observa-se que a potência gerada resulta do produto entre o torque no rotor e a velocidade de rotação. Entretanto, a característica turbulenta do vento não apenas causa variações na energia gerada mas também no carregamento mecânico, gerando fadiga nos componentes estruturais, o que se considera como o principal fator determinante do período de vida útil de uma turbina (BRAND, 2011).

Ainda com relação aos stresses mecânicos provocados pela força do vento em turbinas eólicas, apresenta-se no trabalho de Lee (2012) (o qual aborda os efeitos da turbulência do ar e da perturbação no fluxo eólico causado por uma turbina à montante de outra) que altos esforços são sofridos pelo aerogerador à jusante por conta da dispersão do vento causada por aquele que está à sua frente e que a rugosidade do terreno possui elevada influência no nível de stress sofrido por cada máquina. Sabe-se também que turbinas instaladas em locais com alta frequência de rajadas de vento ficam submetidas a maiores tensões mecânicas em sua estrutura, levando a um desgaste mais rápido das partes desta do que se observaria em um ambiente de ventos menos turbulentos.

2.6 IEC 61400-1

O principal documento que padroniza o desenvolvimento de projetos de turbinas eólicas é a norma 61400-1 da *International Electrotechnical Commission* (IEC). Este

órgão prevê padrões para os variados tipos de equipamentos elétricos e, para o caso de turbinas eólicas, propôs a norma em questão para tratar a segurança da máquina através da abordagem de temas como: integridade estrutural, controle da turbina, condições climáticas e segurança elétrica (CLEMENTE, 2016).

Como outros padrões, a IEC 61400-1 oferece a vantagem de classificar os aerogeradores dentro de categorias correspondentes às especificações de cada um de acordo com o esquema apresentado na Tabela 2.3, fazendo com que seja mais simples trabalhar com classes desse equipamento do que com cada configuração individual. Por outro lado, é necessário que haja seções adicionais ou mesmo uma classe especial designadas às particularidades de cada equipamento e ao seu local de instalação.

Tabela 3 - Esquema de classificação de turbinas eólicas da IEC 61400-1.

| Classe da Turbina | | I | II | III | S |
|-------------------|--------------|------|------|------|---------------------------------------|
| V_{ref} | (m/s) | 50 | 42,5 | 37,5 | Valores especificados pelo projetista |
| A | $I_{ref}(-)$ | 0,16 | | | |
| B | $I_{ref}(-)$ | 0,14 | | | |
| C | $I_{ref}(-)$ | 0,12 | | | |

Fonte: IEC (2005).

Na tabela de classificação proposta pela norma (Tabela 2.3), observa-se que há dois valores básicos característicos do vento no local de instalação para se categorizar as turbinas: velocidade de referência (V_{ref}) e intensidade de turbulência (I_{ref}). Na IEC 61400-1 (2005), as seguintes definições são dadas para esses parâmetros:

- 1) Velocidade de referência é o valor extremo médio de 10 minutos de velocidade do vento à altura do cubo com tempo de recorrência de 50 anos que uma turbina deverá ser capaz de suportar no local de instalação;
- 2) Intensidade de turbulência corresponde à razão entre o desvio padrão e o valor médio de velocidade do vento quando ambos são determinados a partir de um mesmo conjunto de dados obtido em um período de tempo específico.

$$I = \frac{\bar{V}_{SD}}{\bar{V}} \quad (4)$$

Portanto, uma turbina com classificação II_B deve ser projetada para resistir a uma velocidade de referência de 42,5 m/s dentro de 10 minutos e uma intensidade de turbulência esperada de 0,14 (valor que designa características de turbulências médias) quando a velocidade do vento é de 15 m/s. Importante observar que as condições climáticas que definem esse esquema de classificação não envolvem situações de operação *offshore* ou de severidade como tempestades tropicais ou tufões. Para esses casos, serve a categoria de classificação S, dedicada a condições de operação especiais (IEC, 2015).

Além das variações de ventos normais e extremos, uma turbina eólica também deve estar apta a suportar outros tipos de condições ambientais capazes de afetar a integridade da estrutura. Elas podem ser

- 1) Temperatura;
- 2) Umidade;
- 3) Densidade do ar;
- 4) Radiação solar;
- 5) Descargas atmosféricas;
- 6) Chuvas, granizo, neve e gelo;
- 7) Substâncias quimicamente ativas;
- 8) Partículas mecanicamente ativas;
- 9) Salinidade;
- 10) Terremotos.

Para os fatores citados acima não há valores de referência que influam na classificação básica da Tabela 2.3. Porém, se faz necessário que o fabricante da turbina inclua, na documentação do projeto, os níveis seguros para a operação assim como as ações a serem tomadas caso estes sejam extrapolados.

Na IEC 61400-1 (2005), também foram especificados padrões para o que diz respeito às características elétricas normais de operação nos terminais de um aerogerador. Estas foram determinadas da seguinte forma:

- 1) Tensão – Limitada ao intervalo entre 90 e 110% do valor nominal;

- 2) Frequência – Limitada ao intervalo entre 98 e 102% do valor nominal;
- 3) Desequilíbrio de tensão – A componente de sequência negativa deve representar até 2% do valor nominal.

Também há especificações relacionadas a ciclos de religamento automático e de interrupção do suprimento.

Para que se possa aumentar a confiabilidade de aerogeradores instalados em qualquer local, é imprescindível que sejam seguidos padrões de segurança como os previstos na IEC 61400-1. Essa prática possibilita que o projeto de turbina apresente, através de uma forma internacionalmente reconhecida, as condições de operação as quais a máquina é capaz de suportar sem comprometer o cumprimento de sua vida útil de 20 anos.

Logo, é objetivo também deste estudo investigar se há fatores ambientais agindo sobre as máquinas em operação no Brasil que prejudicam a sua confiabilidade, mas que não estão sendo abordados na norma. Em caso de identificação clara de algum aspecto não abrangido pela IEC 61400-1, estudos posteriores deverão ser realizados de modo a propor a criação de uma norma nacional complementar de segurança de aerogeradores para que se aumente a disponibilidade das turbinas no país.

3 METODOLOGIA

Para se conhecer o comportamento das variáveis climáticas que têm impacto direto na produção de energia eólica ou na probabilidade de falha de aerogeradores, utilizou-se o Banco de Dados Meteorológicos para Ensino e Pesquisa (BDMEP), que reúne, em uma base *online*, dados coletados em estações convencionais do Instituto Nacional de Meteorologia (INMET) distribuídas ao longo do território brasileiro e funcionando de acordo com os padrões da Organização Meteorológica Mundial (OMM).

As variáveis atmosféricas obtidas no BDMEP e suas respectivas importâncias para o estudo atual são as seguintes:

1) Altitude:

- Altura de um ponto na superfície da Terra em relação ao nível do mar;
- Variável importante na caracterização da região de interesse.

2) Direção do Vento:

- Oferece informação sobre os esforços horizontais a que a turbina estará submetida e sobre as rotações a serem feitas na torre para que se ponha o rotor de frente para o vento.

3) Precipitação:

- Volume de chuva que cai em um certo local;
- Utilizada para correlacionar níveis dessa variável com a quantidade de ocorrências de falha.

4) Pressão atmosférica:

- Pressão que o peso da atmosfera exerce em um certo local;
- Utilizada em combinação com outras variáveis para se determinar o perfil de uma região.

5) Temperatura de bulbo seco:

- É aquela conhecida como temperatura do ar por ser uma medida da temperatura em um dado local através de um termômetro cujo bulbo está exposto ao ar, não sendo influenciado pela umidade.

6) Temperatura de bulbo úmido:

- É medida através de um termômetro com bulbo coberto por uma malha constantemente úmida, que, através de um processo semelhante ao de transpiração do corpo humano, mede a temperatura de evaporação adiabática a qual é menor ou igual à de bulbo seco dado que a perda de água para o ar faz com que energia térmica seja retirada do bulbo.

7) Umidade relativa do ar:

- Esta é a relação entre a quantidade de partículas de água presente no ar e quantidade máxima delas possível (nível de saturação) em uma dada temperatura;
- Utilizada em combinação com outras variáveis para se determinar o perfil climático de uma região.

8) Velocidade do vento:

- Velocidade do fluxo de ar captada por um anemômetro instalado a 10 m do solo;
- Oferece informação sobre o potencial para a geração de energia no local de medição.

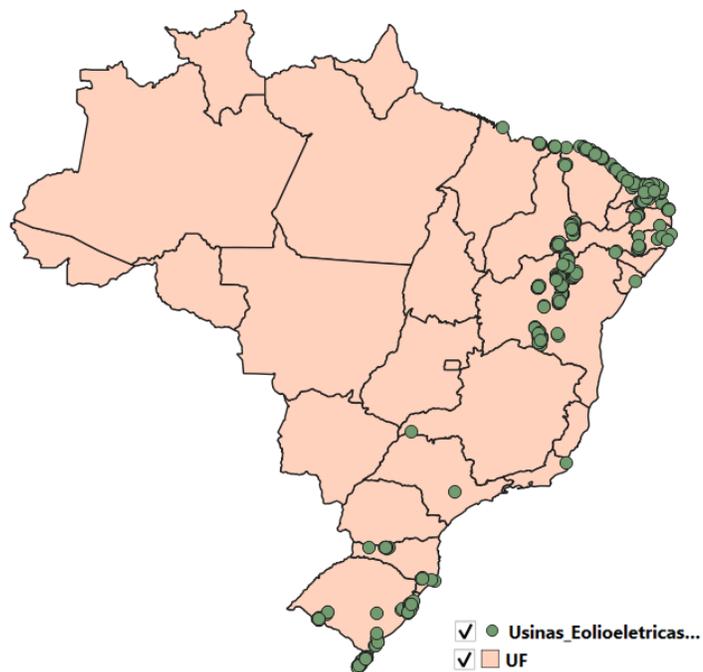
3.1 GEOPROCESSAMENTO

Além dos dados de características climatológicas, a base do BDMEP informa também a altitude e as coordenadas geográficas de cada estação. Estas foram inseridas como informação de entrada no QGIS, software de geoprocessamento, para que se fosse possível determinar de maneira mais precisa quais estações estariam dentro de uma região de proximidade em relação aos parques eólicos atualmente em operação no Brasil. Assim, as unidades no interior dessa região teriam seus dados de coleta considerados válidos para caracterizar o perfil climático dos *sites* de geração em suas vizinhanças.

O critério de proximidade adotado foi a distância média entre qualquer parque eólico e a estação de medição mais próxima. Com isso, o seguinte procedimento foi realizado:

- 1) No website do Instituto Brasileiro de Geografia Estatística (IBGE), obteve-se o arquivo no formato Shapefile (extensão .shp) de dados vetoriais geoespaciais do mapa do território brasileiro e suas divisões por estados;
- 2) Na página do Sistema de Informações Geográficas do Setor Elétrico (SIGEL) da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), foi encontrado o arquivo com o posicionamento geográfico dos aerogeradores operacionais no país no formato correspondente ao mencionado para o mapa;
- 3) Em um mesmo arquivo do QGIS, ambos conjuntos de dados foram carregados, atribuídos a camadas distintas e tiveram suas imagens superpostas conforme visto na Figura 3.1 abaixo.

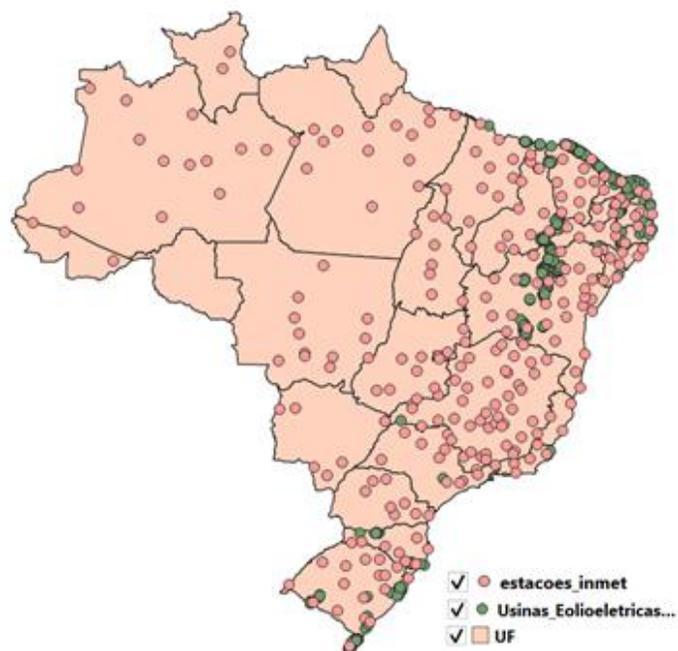
Figura 7 - Localização dos parques eólicos no Brasil.



Fonte: O Autor (2019).

- 4) Em seguida, foi carregada e atribuída a uma outra camada, no QGIS, uma tabela contendo o nome e os respectivos valores de altitude, latitude e longitude de todas as estações operantes do INMET. A referida camada, foi superposta às outras, resultando no que se vê na Figura 3.2.

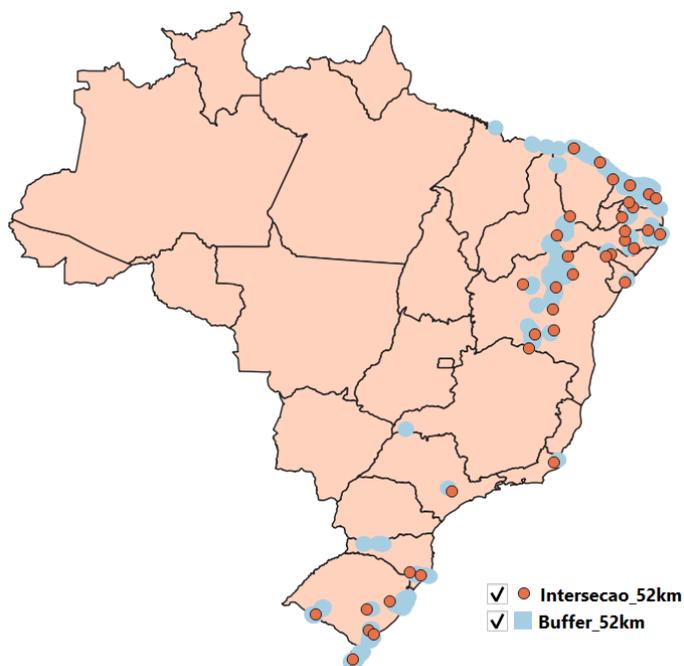
Figura 8 - Distribuição das estações do INMET no Brasil.



Fonte: O Autor (2019).

- 5) Por fim, utilizando-se funções de análise vetorial disponíveis no programa, foram encontradas e salvas em uma outra camada todas as estações meteorológicas em um raio de 52 km de qualquer *site* de geração eólica, totalizando 37 unidades. O resultado é ilustrado a seguir pela Figura 3.3.

Figura 9 - Estações meteorológicas nas proximidades dos parques eólicos.



Fonte: O Autor (2019).

As variáveis climáticas mencionadas anteriormente foram recuperadas do BDMEP considerando-se um período de observação de dois anos (2017 a 2018) e, em seguida, os valores registrados foram exportados para arquivos de textos para a realização de sua análise estatística através das ferramentas de análise de dados do MS Excel. Antes, porém, corrigiu-se as velocidades medidas pelos anemômetros utilizando-se a Lei de Potência, a qual retorna o valor correspondente ao de uma altura desejada (no caso, os 100 m correspondentes à distância do cubo de um aerogerador comum ao nível do solo) dado que se tem a velocidade obtida a uma altura conhecida.

A lei de potência é dada na IEC 61400-1 na forma seguinte:

$$V(z) = V(z_r) \left(\frac{z}{z_r} \right)^{\gamma} \quad (5)$$

em que

$V(z)$ é a velocidade do vento na altura de interesse;

z é a altura de interesse a partir do nível do solo;

z_r é altura de referência utilizada para o ajuste do perfil de vento.

Importante observar que, na aplicação da lei dada pela Equação (5), foi considerado que os pontos de medição das estações do tipo convencionais do INMET (aquelas cujos dados são disponibilizados no BDMEP) estão todos localizados em áreas de planalto. Essa consideração facilita a utilização da lei, desconsiderando efeitos da altitude ou do relevo que interfeririam no escoamento do ar conforme apresentado por Jervell (2008).

3.2 ANOVA

A etapa do estudo estatístico incluiu uma análise de variância (***Analysis of Variance*** ou ANOVA) das velocidades de vento ajustadas para uma altura de 100 m. Essa análise permite testar a hipótese de que dados de diferentes estações pertencem a mesma distribuição de velocidades (ou outro fator medido), caracterizando uma homogeneidade dentro de uma certa região. Porém, quando a hipótese for rejeitada dentro do nível de significância adotado, apontar-se-á uma heterogeneidade de característica de vento, possibilitando a separação das áreas produtoras de energia eólica em diferentes zonas de condições comuns.

A Análise de Variância recebe esse nome por comparar a variância *entre* (*between*) cada distribuição avaliada e a distribuição geral, da qual se assume que todas aquelas sendo testadas fazem parte e que engloba a totalidade dos dados sendo comparados, com a variância *dentro* (*within*) de cada distribuição menor, considerada como fonte dos valores de sua respectiva amostra (neste caso, os valores medidos em uma mesma estação meteorológica). Por isso, os dados tiveram inicialmente de ser agrupados em planilhas de dados trimestrais nas quais cada coluna recebeu valores de uma mesma estação, representando as distribuições individuais, enquanto o conjunto de dados de cada planilha representa a distribuição geral.

É importante observar-se, porém, que foi necessário eliminar alguns elementos das colunas mais longas de modo a se obter igualdade de registros em todas elas. Neste estudo, apenas uma descrição breve dos cálculos realizados na ANOVA será feita a fim de explicar um modelo pouco utilizado durante a formação acadêmica na graduação em Engenharia Elétrica. Mais detalhes estão disponíveis na apresentação de Foltz (2013).

O primeiro passo no processo de análise é a obtenção das três SSs (*Sum of Squares*) do conjunto de dados: a SS Total, que compara cada valor registrado com a média total entre eles; a SS *Errors*, a qual representa a distância de cada medida com relação à média da respectiva amostra; e SS *Column*, que indica o quanto a média de cada coluna está distante da média total dos valores da planilha. Semelhante à variância, cada SS permite se ter uma noção do grau de dispersão dos valores de uma amostra e pode ser obtido através da expressão seguinte:

$$SS = \sum(x - \mu)^2 \quad (6)$$

Em seguida, determina-se os graus de liberdade (df) do conjunto de dados de acordo com as expressões abaixo:

$$df_T = n^\circ \text{ de registros} - 1$$

$$df_E = n^\circ \text{ de registros} - n^\circ \text{ de colunas}$$

$$df_C = n^\circ \text{ de colunas} - 1$$

Com os valores calculados, obtém-se então o quadrado médio das colunas (MSC) e do erro (MSE) da forma a seguir:

$$MSC = \frac{SSC}{df_C} \quad (7)$$

$$MSE = \frac{SSE}{df_E} \quad (8)$$

Finalmente, chega-se à razão F entre os dois quadrados médios calculados pelas Equações (7) e (8) e, a partir dela, se determinará a probabilidade de a hipótese inicial estar correta. Quando o valor encontrado através da divisão a seguir é inferior ao valor crítico de uma distribuição estatística F com nível de significância e graus de liberdade iguais ao da ANOVA sendo realizada, tem-se que a hipótese de que as amostras podem ser fruto da mesma distribuição (no caso em questão, as velocidades de vento de diferentes estações se comportarem de forma semelhante) não pode ser rejeitada. Caso contrário, descarta-se a hipótese.

$$F = \frac{MSC}{MSE} \quad (9)$$

A Tabela 3.1 a seguir exibe a forma em que os valores calculados durante a ANOVA são retornados para o usuário pelo Microsoft Excel. Este é um formato relativamente padronizado de apresentação que é utilizado também por outros programas de análise estatística.

Tabela 4 - Organização dos resultados calculados em uma análise de variância.

| ANOVA | | | | | |
|-------------------------------|-----------|-----------|-----------|----------|---------------|
| <i>Fonte de Variabilidade</i> | <i>SS</i> | <i>df</i> | <i>MS</i> | <i>F</i> | <i>F crit</i> |
| Between Groups | SSC | dfc | MSC | F | |
| Within Groups | SSE | dfe | MSE | | |
| Total | SST | dft | | | |

Fonte: O Autor (2019).

3.3 MÉTODO DA MÁXIMA VEROSSIMILHANÇA

Para se ajustar valores amostrais a uma certa distribuição que caracterize o comportamento dos mesmos, pode-se utilizar o Método da Máxima Verossimilhança, o qual foi desenvolvido em 1920 pelo estatístico britânico Sir R. A. Fisher e é reconhecido como uma das melhores técnicas de estimação de parâmetros. Este procedimento é feito, como sugere o nome, através da maximização da função de verossimilhança (MONTGOMERY, 2009).

Em seu livro, Montgomery define a expressão da função verossimilhança a partir do produto entre as densidades de probabilidade $f(v, \rho)$ dos valores v_1, v_2, \dots, v_n observados em uma amostra aleatória de tamanho n , sendo ρ o parâmetro que se pretende determinar para encontrar a distribuição que melhor se ajusta aos dados amostrais. Assim, a função verossimilhança é equacionada da seguinte forma:

$$L(\rho) = f(v_1; \rho) \cdot f(v_2; \rho) \cdot \dots \cdot f(v_n; \rho) \quad (10)$$

Observa-se que a expressão (10) é dada apenas em função do parâmetro desconhecido, ρ . Logo, o estimador de máxima verossimilhança deste será dado pelo valor que maximiza $L(\rho)$.

Neste estudo, a distribuição a ser ajustada será uma do tipo Weibull por se tratar da opção que se utiliza na representação da probabilidade de ocorrência de velocidades

de vento. Nela, os parâmetros α e β deverão ser estimados com base em registros meteorológicos através das seguintes equações dentre as quais a primeira deve ser resolvida por meio de um método iterativo, enquanto a segunda receberá a solução daquela.

$$\frac{1}{\hat{\beta}} + \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \ln(v_i) - \frac{\sum_{i=1}^n v_i^{\hat{\beta}} \ln(v_i)}{\sum_{i=1}^n v_i^{\hat{\beta}}} = 0 \quad (11)$$

$$\hat{\alpha} = \left(\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n v_i^{\hat{\beta}} \right)^{1/\hat{\beta}} \quad (12)$$

4 RESULTADO DA ANÁLISE DE DADOS DE VELOCIDADE DE VENTO

Os registros de velocidade de vento foram subdivididos em trimestres consecutivos para que se pudesse minimizar as variações relativas a mudanças de estações ao tentar observar zonas de homogeneidade de distribuição de vento dentro do território brasileiro. Em seguida, dois ajustes foram necessários antes de se começar a trabalhar com os dados das planilhas:

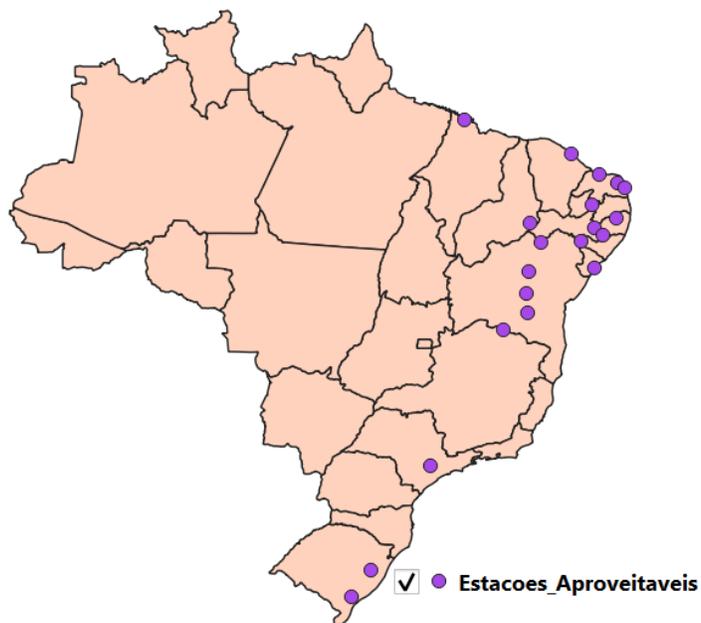
- 1) Por conta da não-uniformidade no número de dados registrados pelas estações do INMET, foi necessária a eliminação de alguns registros para que as tabelas tivessem igualdade de linhas em cada coluna, que representava uma estação;
- 2) Devido à insuficiência de registros em algumas estações meteorológicas durante um ou mais semestres, precisou-se que as mesmas fossem desconsideradas da análise para que se fosse possível realizá-la com um número de valores suficientemente alto em cada coluna, resultando em uma redução a 20 estações (listadas em ordem alfabética na Tabela 4.1 e destacadas no mapa da Figura 4.1) com dados aproveitáveis para a análise.

Tabela 5 - Lista das estações que contêm os dados de estudo.

| | | | |
|-----------|-------------|-----------|-----------------|
| 1 | Água Branca | 11 | Morro do Chapéu |
| 2 | Aracaju | 12 | Natal |
| 3 | Arcoverde | 13 | Patos |
| 4 | Ceará-mirim | 14 | Paulistana |
| 5 | Espinosa | 15 | Pelotas |
| 6 | Fortaleza | 16 | Petrolina |
| 7 | Garanhuns | 17 | Porto Alegre |
| 8 | Ituaçu | 18 | Sorocaba |
| 9 | Lençóis | 19 | Surubim |
| 10 | Macau | 20 | Turiaçu |

Fonte: O Autor (2019).

Figura 10 - Posicionamento geográfico das estações com dados aproveitáveis.



Fonte: O Autor (2019).

A realização da análise de variância com dados de velocidade de todas as 20 estações nos oito trimestres avaliados confirmou o resultado previamente esperado de que as distribuições de vento em diferentes regiões do Brasil não se comportam da mesma forma, comprovando que turbinas instaladas em locais do país distantes entre si estão sujeitas a condições de vento distintas em uma mesma época do ano. A seguir, vê-se um exemplo de tabela resultante dos processos de ANOVA conduzidos para as velocidades observadas no segundo trimestre de 2017.

Tabela 6 - Análise de variância das velocidades registradas de abril a junho de 2017

| ANOVA | | | | | |
|-------------------------------|-----------|-----------|-----------|----------|---------------|
| <i>Fonte de Variabilidade</i> | <i>SS</i> | <i>df</i> | <i>MS</i> | <i>F</i> | <i>F crit</i> |
| Between Groups | 4329,574 | 19 | 227,8723 | 67,38299 | 1,595815 |
| Within Groups | 3787,558 | 1120 | 3,381748 | | |
| Total | 8117,132 | 1139 | | | |

Fonte: O Autor (2019).

Uma observação da Tabela 4.2 permite primeiramente ver que o fator F do conjunto de dados analisado é muito superior ao valor crítico dado por um nível de

significância de 0,05, o que, como afirmado anteriormente, implica na rejeição da hipótese nula. Além disso, nota-se que a variabilidade total dos registros (dada pela SST) é composta por contribuições quase similares da dispersão associada a fatores aleatórios (representada pela *SS Errors*) e daquela ligada à variação das médias entre os grupos (correspondente à *SS Column*). Porém, com um grau de liberdade muito elevado para a *SS Errors*, o valor médio correspondente a esta, MSE, termina sendo baixo como se pode deduzir da Equação (8). Visto que a MSE é, por sua vez, o denominador da razão F que compara as variâncias, seu pequeno valor comparado a uma MSC mais alta no numerador explica o porquê de se chegar a um F elevado.

A Tabela 4.3 mostra a comparação entre a razão F e o F crítico das ANOVAs realizadas com as velocidades de vento de cada trimestre. A visualização permite se ter uma ideia de em quais períodos houve mais heterogeneidade das distribuições ao longo das regiões estudadas e em quais deles a análise esteve menos distante de indicar a possibilidade de homogeneidade.

Tabela 7 - Comparação entre a razão F e o respectivo valor crítico nas oito ANOVAs

| | Razão F | F crítico |
|-------------|----------------|------------------|
| 2017 | | |
| Jan-Mar | 145,4900714 | 1,5914207 |
| Abr-Jun | 67,38299 | 1,5958152 |
| Jul-Set | 102,7637705 | 1,5917687 |
| Out-Dez | 82,7222683 | 1,5911571 |
| 2018 | | |
| Jan-Mar | 94,57793958 | 1,591515359 |
| Abr-Jun | 91,66546724 | 1,592360677 |
| Jul-Set | 50,91600525 | 1,592169554 |
| Out-Dez | 63,07353 | 1,59166433 |

Fonte: O Autor (2019).

Em seguida, a hipótese de compatibilidade foi testada entre grupos menores de colunas, sobretudo envolvendo aquelas referentes a estações geograficamente próximas entre si para se encontrar locais onde houvesse condições semelhantes de vento no período observado. Assim, foi visto que, durante o segundo trimestre do ano de 2018, os registros de três estações no interior do Nordeste, Arcoverde, Ituaçu e Petrolina, se

mostraram capazes de pertencerem à mesma distribuição através da análise de variância que retornou as seguintes tabelas:

Tabela 8 - Resumo estatístico dos dados das três estações.

| RESUMO | | | | | |
|---------------|-----------------|-------------|--------------|------------------|--|
| <i>Grupos</i> | <i>Contagem</i> | <i>Soma</i> | <i>Média</i> | <i>Variância</i> | |
| Arcoverde | 90 | 371,7916 | 4,131018 | 2,895098 | |
| Petrolina | 90 | 399,5129 | 4,439032 | 2,571096 | |
| Ituacu | 90 | 377,2046 | 4,191162 | 3,517268 | |

Fonte: O Autor (2019).

Tabela 9 - Resultado da análise entre os locais de homogeneidade.

| ANOVA | | | | | |
|-------------------------------|-----------|-----------|-----------|----------|---------------|
| <i>Fonte de Variabilidade</i> | <i>SS</i> | <i>df</i> | <i>MS</i> | <i>F</i> | <i>F crit</i> |
| Between Groups | 4,797897 | 2 | 2,398949 | 0,801122 | 3,029597 |
| Within Groups | 799,5281 | 267 | 2,994487 | | |
| Total | 804,326 | 269 | | | |

Fonte: O Autor (2019).

Para se ter mais detalhes a respeito da característica de vento na região de homogeneidade, ajustou-se uma distribuição de Weibull que, de acordo com o teorema da máxima verossimilhança, seria a mais provável de representar as medidas coletadas no trimestre em questão. Assim, foram implementadas as Equações (11) e (12) no MATLAB e, com o uso da função *fzero*, que utiliza métodos iterativos para encontrar raízes de funções, encontrou-se o parâmetro de forma $\beta = 1,9478$ e, em seguida, o de escala $\alpha = 5,4768$ dados os registros de velocidades (removidas as duplicatas) observados durante o período mencionado que são apresentados na Tabela 4.6.

Tabela 10 - Velocidades de vento observadas nas estações.

| | Velocidade (m/s) | | Velocidade (m/s) |
|----------|-------------------------|----------|-------------------------|
| 1 | 2,446 | 5 | 8,969 |
| 2 | 4,077 | 6 | 0,815 |
| 3 | 4,893 | 7 | 7,338 |
| 4 | 1,631 | 8 | 5,707 |

| | | | |
|-----------|-------|-----------|-------|
| 9 | 6,523 | 12 | 7,924 |
| 10 | 8,153 | 13 | 4,775 |
| 11 | 3,261 | 14 | 1,585 |

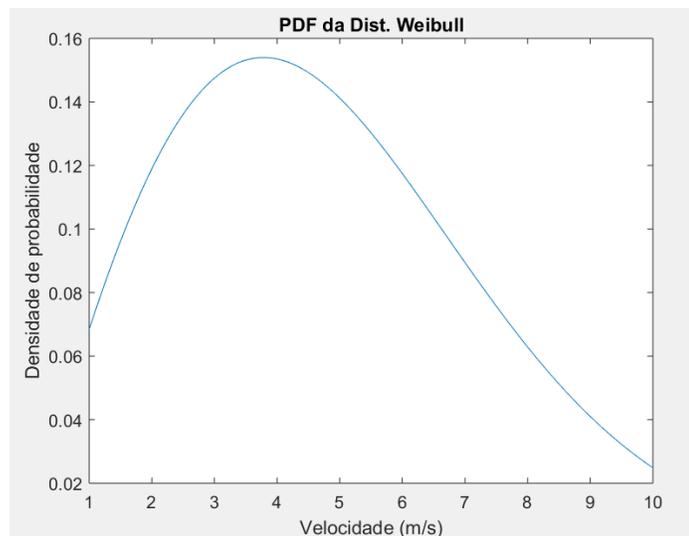
Fonte: O Autor (2019).

A função densidade de probabilidade (PDF) da distribuição Weibull encontrada corresponde a

$$f(v) = 0,071t^{0,95}e^{-\left(\frac{t}{5,48}\right)^{1,95}} \quad (13)$$

Para se ter uma ilustração do comportamento da PDF da distribuição de velocidades de vento, foi traçado, no MATLAB, o gráfico da função dada pela Equação 13 conforme mostrado na Figura 4.2. Nota-se que o há uma alta concentração de velocidades em torno de 4 m/s, condizente com as médias apresentadas na Tabela 4.4. Porém, esses valores, apesar de superiores ao de *cut-in* de uma turbina de PMDD típica (3 m/s de acordo com a ficha técnica do modelo AGW 110/2.1 da WEG), são considerados baixos para uma área de geração de energia eólica por renderem um baixo fator de capacidade das turbinas. Este fato não está associado ao método seguido no estudo mas à ausência de altas velocidades de vento de curta duração no conjunto amostral, as quais elevariam as propriedades estatísticas da distribuição (mostradas na Tabela 4.7) para níveis mais condizentes com as características de um local com potencial eólico satisfatório.

Figura 11 - Densidade de probabilidade da distribuição Weibull.



Fonte: O Autor (2019).

A Tabela 4.7 foi montada a partir de cálculos de propriedades estatísticas da distribuição Weibull ajustada. Nela, é possível observar que a variância difere de todas aquelas apresentadas na Tabela 4.4, o que pode estar ligado ao alto número de valores repetidos no conjunto de registros das três estações meteorológicas, que, por sua vez, foram coletados sempre às mesmas horas do dia, reduzindo a possibilidade de variabilidade das amostras. Por outro lado, as propriedades que informam as características de tendência central da distribuição tiveram resultados bastante compatíveis com os da análise dos dados: a média foi um pouco superior às três apresentadas no resumo da Tabela 4.4; a moda (dada pela abscissa do ponto de máxima densidade de probabilidade) está entre os valores 3 e 4 conforme mostrado no gráfico da Figura 4.2 e, portanto, próxima ao obtido para a média; e a mediana, a qual corresponde à velocidade que divide a distribuição em duas partes de igual probabilidade (50% para velocidades acima da mediana e 50% para as que estão abaixo dela) está ainda mais semelhante às médias na Tabela 4.4.

Tabela 11 - Propriedades estatísticas da distribuição ajustada.

| Propriedade | |
|---|--------|
| Média (m/s) | 4,8564 |
| Moda (m/s) | 3,7837 |
| Mediana (m/s) | 4,5374 |
| Variância (m ² /s ²) | 6,7588 |

Fonte: O Autor (2019).

Conforme visto na seção 2.5, que aborda a norma IEC 61400-1, a intensidade de turbulência do vento, I_{ref} , no local de operação de uma turbina eólica é um dos parâmetros básicos de classificação da mesma, não devendo atingir médias superiores ao valor estabelecido para a classe do equipamento para que o funcionamento ocorra dentro das condições de vento consideradas seguras. No entanto, as análises estatísticas realizadas juntamente com as ANOVAs dos registros trimestrais de velocidade mostraram que os valores obtidos através da Equação (4) são, como no exemplo visto a seguir na Tabela 4.8, quase sempre superiores aos padronizados, levantando a possibilidade de que os ventos no Brasil seriam muito turbulentos para as turbinas projetadas segundo padrões internacionais.

Tabela 12 - Resumo estatístico dos registros de vento de abril a junho de 2018.

| RESUMO | | | |
|-----------------|--------------|------------------|-----------------------------------|
| <i>Grupos</i> | <i>Média</i> | <i>Variância</i> | <i>Intensidade de Turbulência</i> |
| Água Branca | 7,3257 | 9,2335 | 0,4148 |
| Aracaju | 2,5036 | 0,2153 | 0,1853 |
| Arcoverde | 4,1310 | 2,8951 | 0,4119 |
| Ceará-mirim | 4,5749 | 3,4612 | 0,4067 |
| Espinosa | 5,4239 | 4,7967 | 0,4038 |
| Fortaleza | 3,4425 | 2,1329 | 0,4242 |
| Garanhuns | 2,2105 | 3,4545 | 0,8408 |
| Ituaçu | 4,1912 | 3,5173 | 0,4475 |
| Lencóis | 3,1164 | 1,7863 | 0,4289 |
| Macau | 8,1080 | 0,3191 | 0,0697 |
| Morro do Chapéu | 6,0335 | 1,9988 | 0,2343 |
| Natal | 3,7505 | 2,9698 | 0,4595 |
| Patos | 6,6585 | 1,6022 | 0,1901 |
| Paulistana | 5,9519 | 7,8495 | 0,4707 |
| Pelotas | 3,3107 | 3,4672 | 0,5624 |
| Petrolina | 4,4390 | 2,5711 | 0,3612 |
| Porto Alegre | 2,8070 | 3,5207 | 0,6685 |
| Sorocaba | 1,8121 | 0,6424 | 0,4423 |
| Surubim | 4,8467 | 3,2769 | 0,3735 |
| Turiaçu | 2,5059 | 1,5065 | 0,4898 |

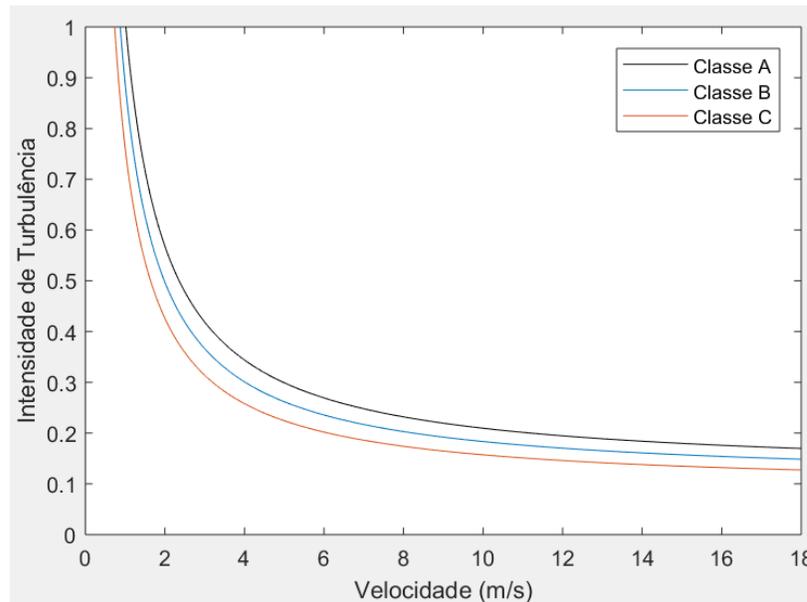
Fonte: O Autor (2019).

Porém, como afirmado também na seção 2.5, os valores da Tabela 2.3, são as intensidades de turbulência esperadas no caso em a velocidade à altura do cubo corresponde a 15 m/s. Não sendo esse o caso de média alguma apresentada na Tabela 4.8, faz-se necessário utilizar a relação entre intensidade de turbulência e velocidade de vento apresentada na IEC 61400-1 para que uma melhor comparação seja realizada. Assim, vê-se na norma que, para as turbinas de classes padrão A, B e C, a intensidade de turbulência irá variar em função da velocidade segundo a expressão (14).

$$\frac{\sigma_1}{V_{hub}} = I_{ref} \left(0,75 + \frac{5,6}{V_{hub}} \right) \quad (14)$$

No MATLAB, foi feito o gráfico da Figura 4.3, o qual mostra a variação da função definida pela Equação (14) com I_{ref} correspondendo às intensidades de turbulência características de cada uma das três classes da norma vistas na Tabela 2.3.

Figura 12 - Variação da intensidade de turbulência em função da velocidade.



Fonte: O Autor (2019).

O valor esperado da intensidade de turbulência, por sua vez, tem um comportamento semelhante ao do gráfico da Figura 4.3 e, de acordo com o padrão da IEC, varia com a velocidade à altura do cubo segundo a equação:

$$E\left(\frac{\sigma_1}{V_{hub}}\right) = I_{ref}\left(0,75 + \frac{3,8}{V_{hub}}\right) \quad (15)$$

Uma visualização do gráfico criado no MATLAB para a função dada pela expressão acima aplicada às classes padronizadas A, B e C permitiu primeiramente confirmar que, para uma velocidade de 15 m/s, os valores esperados de intensidade de turbulência apresentados na Tabela 4.3 recuperada da norma correspondem aos obtidos através da Equação (15). Em seguida, buscou-se quais intensidades seriam esperadas para um I_{ref} equivalente ao da classe A, a qual é a categoria de características de turbulências mais altas, quando a velocidade à altura do cubo estivesse no nível das médias constando na Tabela 4.8 e, como exibido na Tabela 4.9, a qual compara as intensidades de turbulência obtidas pela análise estatística com as calculadas pela Equação (15), continuou-se a verificar que alguns dos valores observados nas estações meteorológicas seguem sendo superiores aos previstos pela norma mesmo após o ajuste.

Tabela 13 - Comparação entre as intensidades de turbulência obtidas através dos dados e da Equação (15).

| Estação Meteorológica | Velocidade Média à altura do cubo (m/s) | Int. de Turbulência pela análise estatística | Int. de Turbulência pela norma IEC-61400 |
|------------------------------|--|---|---|
| Água Branca | 7,3257 | 0,4148 | 0,2029 |
| Aracaju | 2,5036 | 0,1853 | 0,3632 |
| Arcoverde | 4,1310 | 0,4119 | 0,2672 |
| Garanhuns | 2,2105 | 0,8408 | 0,3951 |
| Ituaçu | 4,1912 | 0,4475 | 0,2651 |
| Morro do Chapéu | 6,0335 | 0,2343 | 0,2208 |
| Patos | 6,6585 | 0,1901 | 0,2113 |
| Petrolina | 4,4390 | 0,3612 | 0,2585 |

Fonte: O Autor (2019).

Essa comparação tornaria maior a preocupação de que as turbinas eólicas no território do Brasil estariam sujeitas a condições de vento não previstas nos padrões internacionais, implicando no desenvolvimento de projetos que não refletiriam o comportamento das velocidades no país. Porém, reconhecendo-se que a frequência de medições de velocidades de vento através das estações convencionais do INMET é muito baixa (a cada doze horas), enquanto uma análise de intensidade de turbulência na verdade requer dados gravados a cada dez minutos, é possível concluir que o fato de as intensidades encontradas estatisticamente terem sido geralmente mais altas do que o previsto pela IEC não reflete a existência de um comportamento turbulento nas zonas de geração brasileiras, mas a constatação de que a realização de uma análise com dados registrados em intervalos mais longos leva a resultados incompatíveis com aqueles que seguem o padrão, estando, portanto, incorretos.

Assim, para que seja feita uma verificação da turbulência eólica no Brasil com relação aos valores estabelecidos para as classes padrões da norma internacional, é necessário que o conjunto de dados analisados siga os requisitos observados nesta de forma a se ter velocidades medidas em um curto período, possibilitando uma menor variabilidade das amostras e conseqüentemente levando a uma intensidades de

turbulência mais baixas. Seguindo essa instrução, deverá ser possível observar na análise o comportamento conhecidamente pouco turbulento das áreas de geração brasileiras.

5 CONCLUSÃO

Apesar do alto crescimento e do potencial para continuar ascendendo da geração eólica no Brasil, a análise do comportamento de algumas variáveis climáticas ao longo das regiões produtoras de energia a partir da força do vento mostrou que, de fato, a não-homogeneidade climática no território nacional submete turbinas instaladas em locais distantes entre si a condições bastante diferentes, trazendo a necessidade de que as particularidades dos locais de instalação sejam levadas em conta durante a fase de projeto de turbinas eólicas para permitir às turbinas completar seus vinte anos de funcionamento previstos.

Quanto à análise dos registros de velocidade de vento, esta primeiramente mostrou que se confirma a exposição dos aerogeradores no Brasil a condições de vento diferentes conforme era esperado, mas, entre estações geograficamente próximas entre si, há a possibilidade de homogeneidade que permite se criar regiões onde os aerogeradores poderiam operar em condições semelhantes, como no caso do interior do Nordeste. Quando esses locais de características comuns são encontrados, a distribuição Weibull correspondente pode ser ajustada a partir das velocidades medidas de modo a se obter mais recursos para entender o perfil do vento naquela região. A única ressalva para o ajuste realizado neste estudo, apesar da metodologia correta, está na ausência de altas velocidades de curta duração (rajadas de vento) no conjunto de dados, fazendo com que os parâmetros estimados caracterizassem uma distribuição com baixas probabilidades para velocidades que favoreceriam um alto fator de capacidade das turbinas.

Dentro da mesma análise, é importante destacar o que se verificou com relação às intensidades de turbulência à altura do cubo de uma turbina padrão nos locais de medição. Observou-se, através da comparação resumida na Tabela 4.9, que os valores calculados pela análise estatística dos registros foram, na maioria das vezes, superiores aos considerados seguros dentro da classe de características mais turbulentas (classe A) da norma. Porém, esse resultado também é dado por valores equivocados por conta da base de dados inadequada para a avaliação que foi feita. No caso em questão, apesar da metodologia ter sido seguida de forma correta mais uma vez, os registros de vento

utilizados foram gravados em intervalos muito superiores ao recomendado, fazendo com que houvesse uma grande variabilidade dentro de cada conjunto amostral, o que culminou nos valores elevados para as intensidades de turbulência nos locais de medição. Assim, verifica-se resultados apresentados na coluna mais à direita da Tabela 4.8 incoerentes com a realidade do cenário pouco turbulento no Brasil, não havendo ainda, através das análises conduzidas nesta pesquisa, observações que comprovem a incompatibilidade das diretrizes de projeto da IEC 61400-1 com as condições para operação no país.

REFERÊNCIAS

AEROGERADORES AGW 110/2.1 E AGW 110/2.2. Jaraguá do Sul: Grupo WEG, ago. 2017. Disponível em: <https://static.weg.net/medias/downloadcenter/hee/hf1/WEG-aerogerador-agw-110-2.1-50030583-catalogo-portugues-br.pdf>. Acesso em: 4 abr. 2019.

ANEEL. **BIG – Banco de Informações de Geração**. Atualizado em: 6 mai. 2019. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm>. Acesso em 6 mai. 2019.

BELU, Radian. Fuzzy control of variable speed wind turbine for standalone applications. *In: INTERNATIONAL CONFERENCE ON MANUFACTURING ENGINEERING, QUALITY AND PRODUCTION SYSTEMS*, 2, set. 2010, [S.l.]. **Proceedings [...]**. Disponível em: https://www.researchgate.net/publication/268323477_Fuzzy_Control_of_a_Variable_Speed_Wind_Turbine_for_Standalone_Applications. Acesso em: 6 jun. 2019.

BRANCO, P. de M. Elementos que caracterizam o clima. **Serviço Geológico do Brasil**, 18 ago. 2014. Disponível em: <http://www.cprm.gov.br/publique/Redes-Institucionais/Rede-de-Bibliotecas---Rede-Ametista/Canal-Escola/Elementos-Que-Characterizam-o-Clima-1267.html>. Acesso em: 11 jan. 2019.

BRAND, A.; PEINKE, J.; MANN, J. Turbulence and wind turbines. *In: EUROPEAN TURBULENCE CONFERENCE*, 13, [S.l.]. 12-15 set. 2011. Energy Research Centre of the Netherlands.

CLEMENTE, J. O.; SANTOS, W. B.; GONÇALVES, R. G. **Introdução à norma IEC 61400-1 para energia eólica**. Jan. 2016. Centro de Tecnologias e Geociências, Universidade Federal de Pernambuco, Recife, jan. 2016. p. 6-7.

GONZATTO, M. Em capítulos, os motivos do fracasso de um investimento de R\$ 300 milhões. **GaúchaZH**. 11 jun. 2016. Disponível em: <https://gauchazh.clicrbs.com.br/geral/noticia/2016/06/em-capitulos-os-motivos-do-fracasso-de-um-investimento-de-r-300-milhoes-5939096.html>. Acesso em: 20 jun. 2019.

HE, H.; ZHOU, N.; SUN, C. Efficiency decrease estimation of a permanent magnet synchronous machine with demagnetization faults. **Energy Procedia**, v. 105, p 2718-2724, 2017.

IEC 61400-1:2005, Wind turbines – Part 1: Design requirements.

JERVELL, J. T. Características do escoamento. *In: JERVELL, J.T. Estudo de influências de características do vento no desempenho de aerogeradores*. Jul. 2008. Relatório

de Projeto Final (Mestrado Integrado em Engenharia Mecânica) – Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, Porto, 2008. f. 8.

KINDERMANN, Geraldo. **Proteção de sistemas elétricos de potência**. Florianópolis: LabPlan, v.3, 2008. ISBN 978-85-90085-37-9.

LAYTON, Julia. How wind power works. **HowStuffWorks**. Disponível em: <https://science.howstuffworks.com/environmental/green-science/wind-power3.htm>. Acesso em: 5 mai. 2019.

LEE, S.; CHURCHFIELD, M.; MORIARTY, P.; JONKMAN, J. Atmospheric and wake turbulence impacts on wind turbine fatigue loadings. *In: AIAA AEROSPACE SCIENCES MEETING*, 50, Nashville-TN. 9-12 jan. 2012. **Proceedings [...]**. Nashville: AIAA, 2012.

LIN, Y.; TU, L.; LIU, H.; LI, W. Fault analysis of wind turbines in China. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 55, p. 482-492, mar. 2016.

MILLER, N.; SHAO, M.; PAJIC, S.; D'AQUILA, R.; CLARK, K. Frequency response of the US eastern interconnection under conditions of high wind generation. *In: ANNUAL IEEE GREEN TECHNOLOGIES CONFERENCE*, 7, 15-17 abr. 2015, New Orleans. **IEEE Xplore [...]**. Disponível em: <https://ieeexplore.ieee.org/document/7150225>. Acesso em: 28 mar. 2019.

MONTGOMERY, D. C.; RUNGER, G. C. **Estatística aplicada e probabilidade para engenheiros**. 4 ed. Rio de Janeiro: LTC, 2009. p. 148-151.

PIYA, P.; EBRAHIMI, M.; KARIMI-GHARTEMANI, M.; KHAJEHODDIN, S. Fault Ride-Through Capability of Voltage-Controlled Inverters. **IEEE Transactions on Industrial Electronics**, v. 65, p. 7933-7943, out. 2018.

POLINDER, H.; PIJIL, F. F. A. van der; VILDER, G-J. de; TAVNER, P. J. Comparison of direct-drive and geared generator concepts for wind turbines. **IEEE Transactions on Energy Conversion**, v. 21, p. 725-733, set. 2006.

STATISTICS 101: One-way ANOVA, A Visual Tutorial. Produção de Brandon Foltz. 4 mai. 2013. 3 vídeos (84 min). Disponível em: <https://www.youtube.com/watch?v=JgMFhKi6f6Y&t=1271s>. Acesso em: 18 mai. 2019.

TRIPATHI, S. M.; TIWARI, A. N.; SINGH, D. Grid-integrated permanent magnet synchronous generator-based wind energy conversion systems: A technology review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 51, p. 1288-1305, 2015.

UNFCCC. The Paris Agreement. **United Nations Framework Convention on Climate Change**. Disponível em: <https://unfccc.int/process-and-meetings/the-paris-agreement/the-paris-agreement>. Acesso em: 6 mai. 2019.

UNWIN, J. The Top 10 countries in the world by wind energy capacity. **Power Technology**, 14 mar. 2019. Disponível em: <https://www.power-technology.com/features/wind-energy-by-country/>. Acesso em: 6 mai. 2019.

WWEA. Wind power capacity worldwide reaches 600 GW, 53.9 GW added in 2018. **World Wind Energy Association**, Bonn, 25 fev. 2019. Disponível em: <https://wwindea.org/blog/2019/02/25/wind-power-capacity-worldwide-reaches-600-gw-539-gw-added-in-2018/> Acesso em: 6 mai. 19.