



**UNIVERSIDADE FEDERAL DO CEARÁ**  
**CAMPUS SOBRAL**  
**CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

**HUGO DE MAGALHÃES MOURA**

**ANÁLISE DA AVALIAÇÃO DOS REQUISITOS LVRT EM NÍVEIS PRIMÁRIOS DE  
DISTRIBUIÇÃO DE PARQUES EÓLICOS COM DFIG**

**SOBRAL**

**2023**

HUGO DE MAGALHÃES MOURA

ANÁLISE DA AVALIAÇÃO DOS REQUISITOS LVRT EM NÍVEIS PRIMÁRIOS DE  
DISTRIBUIÇÃO DE PARQUES EÓLICOS COM DFIG

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao Curso de Graduação em Engenharia Elétrica do Campus Sobral da Universidade Federal do Ceará, como requisito parcial à obtenção do grau de bacharel em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Me. Juan Carlos Pequena Suni

SOBRAL

2023

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação  
Universidade Federal do Ceará  
Sistema de Bibliotecas  
Gerada automaticamente pelo módulo Catalog, mediante os dados fornecidos pelo(a) autor(a)

---

M886a Moura, Hugo de Magalhães.

Análise da avaliação dos requisitos LVRT em níveis primários de distribuição de parques eólicos com DFIG / Hugo de Magalhães Moura. – 2023.  
90 f. : il. color.

Trabalho de Conclusão de Curso (graduação) – Universidade Federal do Ceará, Campus de Sobral, Curso de Engenharia Elétrica, Sobral, 2023.

Orientação: Prof. Me. Juan Carlos Pequeña Suni.

1. Requisitos LVRT. 2. Parques eólicos. 3. Faltas de curto-circuito. 4. Afundamentos de tensão. 5. Aerogerador DFIG. I. Título.

CDD 621.3

---

HUGO DE MAGALHÃES MOURA

ANÁLISE DA AVALIAÇÃO DOS REQUISITOS LVRT EM NÍVEIS PRIMÁRIOS DE  
DISTRIBUIÇÃO DE PARQUES EÓLICOS COM DFIG

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado  
ao Curso de Graduação em Engenharia Elétrica  
do Campus Sobral da Universidade Federal do  
Ceará, como requisito parcial à obtenção do  
grau de bacharel em Engenharia Elétrica.

Aprovada em: 19 de julho de 2023

BANCA EXAMINADORA



---

Prof. Me. Juan Carlos Pequeña Suni (Orientador)  
Universidade Federal do Ceará (UFC)

---

Prof. Dr. Adson Bezerra Moreira  
Universidade Federal do Ceará (UFC)

---

Prof. Me. Lucivando Ribeiro de Araújo  
Universidade Federal do Ceará (UFC)

À minha amada família, em especial ao meu pai e à minha mãe, cujo apoio incondicional e amor incansável foram a luz que iluminou meu caminho durante toda a jornada acadêmica. Sem vocês, nada disso seria possível.

## AGRADECIMENTOS

Gostaria de expressar minha profunda gratidão a Deus, cuja presença e orientação constante foram fundamentais ao longo desta jornada acadêmica. Agradeço ao meu professor e orientador Juan Carlos Pequena Suni, cuja dedicação, paciência e sabedoria foram essenciais para o desenvolvimento deste trabalho.

A minha mãe Veronilce e meu pai Genivan, agradeço por serem a fonte inesgotável de amor, incentivo e apoio. Agradeço aos meus irmãos Gabriel e Mirella, cujo apoio constante e presença em minha jornada pessoal foram inestimáveis. Suas ajudas e apoio sempre que necessário foram essenciais para o meu crescimento e desenvolvimento.

À minha família, que esteve ao meu lado em todos os momentos, agradeço pelo amor incondicional e pelo suporte constante. Vocês são a minha base sólida.

Aos meus amigos da graduação, em especial ao Kauan e Pedro, que se tornaram verdadeiros irmãos, agradeço pela amizade sincera, pelo apoio mútuo e pelas incontáveis aventuras compartilhadas. Vocês fizeram dessa jornada uma experiência memorável.

Aos meus professores, meu agradecimento pelo conhecimento transmitido, pela dedicação em ensinar e pelo incentivo na busca pelo aprendizado. Suas contribuições foram fundamentais para o meu crescimento acadêmico e pessoal.

Aos meus colegas da graduação, agradeço por compartilharmos desafios e conquistas, por trocarmos experiências e nos ajudarmos mutuamente ao longo dessa caminhada.

Ao Doutorando em Engenharia Elétrica, Ednardo Moreira Rodrigues, e seu assistente, Alan Batista de Oliveira, aluno de graduação em Engenharia Elétrica, pela adequação do *template* utilizado neste trabalho para que o mesmo ficasse de acordo com as normas da biblioteca da Universidade Federal do Ceará (UFC).

Por fim, expresso minha gratidão a todos que, direta ou indiretamente, contribuíram para a conclusão deste trabalho. Seu apoio e encorajamento foram fundamentais para o meu sucesso. Muito obrigado a todos!

“A engenharia é a arte de aplicar a ciência para criar o futuro. É o trabalho árduo e a paixão por desvendar os mistérios do mundo, para torná-lo um lugar melhor.”

(Albert Einstein)

## RESUMO

Este trabalho tem como objetivo realizar um estudo e análise da avaliação dos requisitos *Low Voltage Ride-Through* (LVRT) em níveis primários de distribuição de um parque eólicos com tecnologia *Double-Fed Induction Generator* (DFIG). A motivação para esse estudo reside na necessidade de garantir a integração eficiente e confiável dos parques eólicos ao sistema elétrico, especialmente durante perturbações como afundamentos de tensão consequentes de faltas de curto-circuito. A fundamentação teórica abrange conceitos relacionados a afundamentos de tensão, faltas de curto-circuito em sistemas de potência, energia eólica e tecnologia DFIG. A metodologia adotada inclui a modelagem matemática dos elementos do sistema, a utilização do Simulink, que é uma ferramenta integrada ao MATLAB, e a definição de cenários de simulação. Os resultados obtidos e a discussão dos estudos de caso abrangem a simulação do sistema em condições normais de operação em regime permanente e na ocorrência de faltas de curto-circuito, incluindo faltas simétricas e assimétricas. Com base nos resultados obtidos, é possível analisar a capacidade do parque eólico com tecnologia DFIG de atender aos requisitos de LVRT em níveis primários de distribuição, considerando diferentes cenários de operação, métodos distintos de medições e perturbações do sistema elétrico. As faltas de curto-circuito simétricas demonstraram ser as responsáveis pelos afundamentos de tensão mais significativos, enquanto as faltas monofásicas tiveram um impacto menor no desempenho do parque eólico. É importante ressaltar que o requisito de LVRT foi cumprido em cerca de 94% das simulações de afundamentos presentes neste trabalho, o que significa que o parque eólico continuaria operando mesmo durante a ocorrência desses eventos. Apenas em 6% dos casos o parque seria desligado.

**Palavras-chave:** parques eólicos, DFIG, requisitos LVRT, faltas de curto-circuito, afundamentos de tensão

## ABSTRACT

This work aims to conduct a study and analysis of the evaluation of LVRT requirements at primary levels of distribution in a wind park with DFIG technology. The motivation for this study lies in the need to ensure efficient and reliable integration of wind parks into the electrical system, especially during disturbances such as voltage sags resulting from short-circuit faults. The theoretical foundation covers concepts related to voltage sags, short-circuit faults in power systems, wind energy, and DFIG technology. The adopted methodology includes mathematical modeling of system elements, the utilization of Simulink®, an integrated tool with MATLAB®, and the definition of simulation scenarios. The obtained results and discussion of case studies encompass system simulations under normal operating conditions in steady-state and during short-circuit faults, including symmetrical and asymmetrical faults. Based on the results, it is possible to analyze the capacity of the DFIG-based wind park to meet the LVRT requirements at primary distribution levels, considering different operating scenarios, various measurement methods, and system disturbances. Symmetrical short-circuit faults were found to cause more significant voltage sags, while single-phase faults had a lesser impact on the wind park's performance. It is important to highlight that the LVRT requirement was met in approximately 94% of the simulated voltage sag scenarios investigated in this study, indicating that the wind park would continue operating even during the occurrence of these events. Only in 6% of the cases, the wind park would be disconnected.

**Keywords:** Wind farms, DFIG, LVRT requirements, voltage dips, short-circuit faults.

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Afundamento de tensão causado por uma falta monofásica à terra. (a) Forma de onda <i>RMS</i> para o evento de afundamento de tensão. (b) Tensão senoidal durante um afundamento de tensão. . . . .	23
Figura 2 – Diagrama fasorial de tensão para os diferentes tipos de faltas . . . . .	24
Figura 3 – Exemplo de um diagrama unifilar para um sistema elétrico de potência . . . . .	26
Figura 4 – Zona crítica em relação a barra <i>k</i> . . . . .	28
Figura 5 – Evolução da capacidade eólica global . . . . .	29
Figura 6 – Distribuição da capacidade eólica por país . . . . .	30
Figura 7 – Evolução da Capacidade Instalada (GW) . . . . .	31
Figura 8 – Turbinas de eixo horizontal e vertical . . . . .	33
Figura 9 – Principais componentes de uma turbina eólica . . . . .	34
Figura 10 – O funcionamento básico do DFIG . . . . .	36
Figura 11 – Circuito equivalente do DFIG. (a) eixo <i>q</i> . (b) eixo <i>d</i> . . . . .	40
Figura 12 – Modelos de linha de transmissão. . . . .	41
Figura 13 – Modelo trifásico da linha de transmissão. . . . .	42
Figura 14 – (a) Circuito de parâmetros distribuídos e (b) circuito de parâmetros concentrados. . . . .	43
Figura 15 – Os requisitos LVRT estabelecidos pelo (ONS) no Brasil . . . . .	46
Figura 16 – Os requisitos LVRT de 5 países . . . . .	47
Figura 17 – Diagrama unifilar do sistema IEEE de 13 nós. . . . .	51
Figura 18 – Sistema utilizado no Simulink . . . . .	51
Figura 19 – Quadro de blocos utilizados no Simulink . . . . .	52
Figura 20 – Representação da subestação . . . . .	54
Figura 21 – seção PI de uma linha de transmissão trifásica . . . . .	55
Figura 22 – Circuito equivalente do transformador . . . . .	56
Figura 23 – Diagrama unifilar do sistema com os pontos de falta . . . . .	60
Figura 24 – Tensões medidas no PCR com o sistema em regime permanente . . . . .	63
Figura 25 – Tensões <i>rms</i> das fases em regime permanente . . . . .	64
Figura 26 – Tensões medidas no PCR a partir de uma falta trifásica no PAC . . . . .	65
Figura 27 – Tensões <i>rms</i> das fases a partir de uma falta trifásica no PAC . . . . .	66
Figura 28 – Tensões medidas no PCR a partir de uma falta trifásica na subestação . . . . .	66

Figura 29 – Tensões <i>rms</i> das fases a partir de uma falta trifásica no barramento da subestação	67
Figura 30 – Tensões medidas no PCR a partir de uma falta trifásica no barramento 671	68
Figura 31 – Tensões <i>rms</i> das fases a partir de uma falta trifásica no barramento 671	68
Figura 32 – Tensões medidas no PCR a partir de uma falta na fase <i>a</i> do PAC	70
Figura 33 – Tensões medidas no PCR a partir de uma falta na fase <i>a</i> no barramento da subestação	70
Figura 34 – Tensões medidas no PCR a partir de uma falta na fase <i>a</i> no barramento 671	71
Figura 35 – Tensões <i>rms</i> das fases a partir de uma falta na fase <i>a</i> do PAC	72
Figura 36 – Tensões <i>rms</i> das fases a partir de uma falta na fase <i>a</i> do barramento da subestação	72
Figura 37 – Tensões <i>rms</i> das fases a partir de uma falta na fase <i>a</i> do barramento 671	72
Figura 38 – Tensões medidas no PCR a partir de uma falta entre as fases <i>b</i> e <i>c</i> do PAC	73
Figura 39 – Tensões medidas no PCR a partir de uma falta entre as fases <i>b</i> e <i>c</i> do barramento da subestação	74
Figura 40 – Tensões medidas no PCR a partir de uma falta entre as fases <i>b</i> e <i>c</i> do barramento 671	74
Figura 41 – Tensões <i>rms</i> das fases a partir de uma falta entre as fases <i>b</i> e <i>c</i> do PAC	75
Figura 42 – Tensões <i>rms</i> das fases a partir de uma falta entre as fases <i>b</i> e <i>c</i> do barramento da subestação	75
Figura 43 – Tensões <i>rms</i> das fases a partir de uma falta entre as fases <i>b</i> e <i>c</i> do barramento 671	76
Figura 44 – Tensões medidas no PCR a partir de uma falta entre as fases <i>a</i> , <i>c</i> e terra do PAC	76
Figura 45 – Tensões medidas no PCR a partir de uma falta entre as fases <i>a</i> , <i>c</i> e terra do barramento da subestação	77
Figura 46 – Tensões medidas no PCR a partir de uma falta entre as fases <i>a</i> , <i>c</i> e terra do barramento 671	77
Figura 47 – Tensões medidas no PCR a partir de uma falta entre as fases <i>a</i> , <i>c</i> e terra do PAC	78
Figura 48 – Tensões medidas no PCR a partir de uma falta entre as fases <i>a</i> , <i>c</i> e terra do barramento da subestação	78
Figura 49 – Tensões medidas no PCR a partir de uma falta entre as fases <i>a</i> , <i>c</i> e terra do barramento 671	79

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Classificação das variações de tensão de curta duração de acordo com os Procedimentos de Distribuição. . . . .	22
Tabela 3 – O impacto da conexão do transformador quando ocorre um afundamento de tensão propagando-se entre os lados primário e secundário. . . . .	25
Tabela 2 – Tipos de afundamentos de acordo com a conexão elétrica da carga e a natureza da falta . . . . .	25
Tabela 4 – Requisitos técnicos para operação de parques eólicos no Brasil. . . . .	45
Tabela 5 – Parâmetros do parque eólico . . . . .	49
Tabela 6 – Parâmetros da fonte trifásica. . . . .	54
Tabela 7 – Parâmetros do transformador 4,16kV - 480V . . . . .	57
Tabela 8 – Parâmetros do transformador 4,16kV - 575V. . . . .	57
Tabela 9 – Resumo de dados de medições de tensão dos tipos 1, 2 e 3 para cada ponto .	79
Tabela 10 – Resumo de dados de medição de tensões <i>RMS</i> por fase . . . . .	80
Tabela 11 – Configuração das linhas aéreas. . . . .	86
Tabela 12 – Configuração das linhas subterrâneas. . . . .	86
Tabela 13 – Dados dos segmentos de linha. . . . .	86
Tabela 14 – Dados do transformador. . . . .	86
Tabela 15 – Dados dos bancos de capacitores. . . . .	87
Tabela 16 – Dados das cargas pontuais. . . . .	87
Tabela 17 – Dados das cargas distribuídas. . . . .	87

## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

LVRT	<i>Low Voltage Ride-Through</i>
DFIG	<i>Double-Fed Induction Generator</i>
IEEE	<i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i>
p.u	por unidade
IEC	<i>International Electrotechnical Commission</i>
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
SEP	Sistema Elétrico de Potência
FT	Fase-terra
FF	Fase-fase
FFT	Bifásica-terra
FFF	Trifásica
GWEC	<i>Global Wind Energy Council</i>
Abeeólica	Associação Brasileira de Energia Eólica
IGBT	<i>Insulated Gate Bipolar Transistor</i>
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional
PCR	Ponto de Conexão com a Rede
PWM	<i>Pulse Width Modulation</i>
CA	Corrente alternada
CC	Corrente contínua
PAC	Ponto de Acoplamento Comum

## LISTA DE SÍMBOLOS

$t$	Tempo
$V$	Tensão
$YN$	Primário em estrela aterrada
$Y$	Primário em estrela
$yn$	Secundário em estrela aterrado
$y$	Secundário em estrela
$D$	Primário em delta
$d$	Secundário em delta
$s$	Escorregamento
$\omega_s$	Velocidade síncrona
$\omega_r$	Velocidade do rotor
$P_r$	Potência do rotor
$P_s$	Potência do estator
$P_t$	Potência total gerada
$v_{s1}, v_{s2}, v_{s3}$	Tensão das fases 1, 2 e 3 do estator
$v_{r1}, v_{r2}, v_{r3}$	Tensão das fases 1, 2 e 3 do rotor
$R_s, R_r$	Resistências dos enrolamentos do rotor e do estator
$i_{ds}$	Corrente do eixo direto do estator
$i_{qs}$	Corrente do eixo de quadratura do estator
$i_{dr}$	Corrente do eixo direto do rotor
$i_{qr}$	Corrente do eixo de quadratura do rotor
$\lambda_{s1}, \lambda_{s2}, \lambda_{s3}$	Enlaces de fluxos nas fases 1, 2 e 3 do estator
$\lambda_{r1}, \lambda_{r2}, \lambda_{r3}$	Enlaces de fluxos nas fases 1, 2 e 3 do rotor
$\omega_{sl}$	Frequência angular de escorregamento
$\omega_s$	Velocidade angular elétrica do campo girante do estator do gerador
$\omega_r$	Velocidade angular do rotor

$\lambda_{qs}, \lambda_{ds}$	Enlaces de fluxos dos eixos de quadratura e direto do estator
$\lambda_{qr}, \lambda_{dr}$	Enlaces de fluxos dos eixos de quadratura e direto do rotor
$L_r$	Indutância própria do rotor
$L_{lr}$	Indutância de dispersão do rotor
$L_s$	Indutância própria do estator
$L_{ls}$	Indutância de dispersão do estator
$L_m$	Indutância mútua
$P_s$	Potência Ativa do estator
$P_r$	Potência Ativa do rotor
$Q_s$	Potência Reativa do estator
$Q_r$	Potência Reativa do rotor
$R$	Resistência
$X$	Reatância
$L$	Indutância
$Y_{sh}$	Admitância <i>shunt</i>
$l$	comprimeto da linha
$\gamma$	Constante de propagação
$Z$	Impedância
$Z_s$	Impedâncias próprias
$Z_m$	Impedâncias mútuas
$Z_{00}$	Impedância de sequência zero
$Z_{11}$	Impedância de sequência positiva
$Z_{22}$	Impedância de sequência negativa
$C_p$	Capacitores fase-fase
$C_g$	Capacitores <i>shunt</i>
$R_1$	Resistência do enrolamento primário
$X_1$	Reatância de dispersão primária
$R'_2$	Resistência do enrolamento secundário

$X'_2$	Reatância de dispersão secundária
$X_\mu$	Reatância de magnetização
$R_{FE}$	Resistência de perdas do núcleo
$TM$	Marca comercial

## SUMÁRIO

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO</b>	<b>18</b>
<b>1.1</b>	<b>Motivação</b>	<b>19</b>
<b>1.2</b>	<b>Objetivos</b>	<b>19</b>
<b>1.3</b>	<b>Estrutura do Trabalho</b>	<b>20</b>
<b>2</b>	<b>FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA</b>	<b>21</b>
<b>2.1</b>	<b>Afundamento de tensão</b>	<b>21</b>
<b>2.1.1</b>	<i>Principais causas dos afundamentos de tensão</i>	<b>22</b>
<b>2.2</b>	<b>Análise de faltas de curto-circuito em sistemas elétricos de potência</b>	<b>23</b>
<b>2.2.1</b>	<i>Variedades de faltas no sistema elétrico</i>	<b>23</b>
<b>2.2.2</b>	<i>Localização das faltas</i>	<b>26</b>
<b>2.2.3</b>	<i>Área de vulnerabilidade</i>	<b>27</b>
<b>2.3</b>	<b>Conceitos básicos de energia eólica</b>	<b>28</b>
<b>2.3.1</b>	<i>Energia eólica no panorama global</i>	<b>28</b>
<b>2.3.2</b>	<i>Geração eólica no Brasil</i>	<b>30</b>
<b>2.3.3</b>	<i>Aerogeradores</i>	<b>31</b>
<b>2.3.3.1</b>	<i>Variedades de aerogeradores</i>	<b>32</b>
<b>2.3.3.2</b>	<i>Principais Componentes de um Aerogerador</i>	<b>34</b>
<b>2.4</b>	<b>Descrição dos sistemas eólicos com DFIG</b>	<b>35</b>
<b>2.4.1</b>	<i>Modelagem matemática do DFIG</i>	<b>37</b>
<b>2.5</b>	<b>Modelagem matemática de linhas de transmissão</b>	<b>41</b>
<b>2.6</b>	<b>Apresentação dos critérios LVRT (Low Voltage Ride Through) para sistemas eólicos</b>	<b>44</b>
<b>3</b>	<b>METODOLOGIA</b>	<b>48</b>
<b>3.1</b>	<b>Considerações iniciais</b>	<b>48</b>
<b>3.2</b>	<b>Parque eólico</b>	<b>48</b>
<b>3.3</b>	<b>Sistema utilizado nas simulações</b>	<b>49</b>
<b>3.4</b>	<b>Software utilizado</b>	<b>52</b>
<b>3.5</b>	<b>Modelagem dos elementos do sistema</b>	<b>53</b>
<b>3.5.1</b>	<i>Subestação</i>	<b>54</b>
<b>3.5.2</b>	<i>Linhas</i>	<b>55</b>

3.5.3	<i>Tranformadores</i> . . . . .	56
3.5.4	<i>Cargas</i> . . . . .	58
3.5.5	<i>Medidor de sequência</i> . . . . .	58
3.6	<b>Cenários de simulação</b> . . . . .	59
3.7	<b>Métodos para medição das tensões</b> . . . . .	60
4	<b>DISCUSSÃO DOS ESTUDOS DE CASO E RESULTADOS</b> . . . . .	63
4.1	<b>Simulação do sistema em condições normais de operação em regime permanente</b> . . . . .	63
4.2	<b>Simulação do sistema com a ocorrência de faltas de curto-circuito</b> . . . . .	64
4.2.1	<i>Faltas simétricas</i> . . . . .	65
4.2.2	<i>Faltas assimétricas</i> . . . . .	69
4.2.2.1	<i>Faltas monofásicas</i> . . . . .	69
4.2.2.2	<i>Faltas bifásicas</i> . . . . .	73
4.2.2.3	<i>Faltas bifásicas-terra</i> . . . . .	76
4.2.3	<i>Resumo dos dados</i> . . . . .	79
5	<b>CONCLUSÕES</b> . . . . .	81
	<b>REFERÊNCIAS</b> . . . . .	82
	<b>ANEXOS</b> . . . . .	85
	<b>ANEXO A – PARÂMETROS DO SISTEMA TESTE DE 13 NÓS DO IEEE</b>	86

## 1 INTRODUÇÃO

A crescente demanda por fontes de energia limpa e renovável tem impulsionado o desenvolvimento e a expansão da energia eólica em todo o mundo. Os parques eólicos desempenham um papel fundamental nessa transição energética, contribuindo significativamente para a matriz elétrica global. No entanto, o aumento da penetração de parques eólicos na rede elétrica também traz desafios operacionais e técnicos, especialmente em relação à qualidade da energia e à estabilidade do sistema (DIUANA, 2017).

Um dos desafios enfrentados pelos parques eólicos é o impacto dos distúrbios de rede, como afundamentos de tensão, que podem ocorrer devido a falhas na rede ou operações de comutação. Esses afundamentos de tensão podem ter consequências prejudiciais nas turbinas eólicas, especialmente naquelas equipadas com geradores de indução duplamente alimentados (DFIG - *Doubly Fed Induction Generator*), que são amplamente utilizados na maioria dos parques eólicos modernos (RHODE, 2019).

Nesse contexto, a avaliação e análise dos requisitos LVRT (*Low Voltage Ride Through*) em níveis primários de distribuição de parques eólicos com DFIG tornam-se de extrema importância. Os requisitos LVRT estabelecem critérios e limites para a capacidade dos parques eólicos de suportar afundamentos de tensão temporários sem interromper a operação e sem causar danos aos equipamentos.

Este trabalho de pesquisa tem como objetivo realizar um estudo aprofundado sobre a avaliação dos requisitos LVRT em níveis primários de distribuição de parques eólicos com DFIG. Serão analisados os principais aspectos técnicos e operacionais relacionados aos afundamentos de tensão, bem como os impactos desses distúrbios na operação dos parques eólicos. Serão revisadas as normas, regulamentações e diretrizes relevantes relacionadas aos requisitos LVRT em diferentes países e regiões, com foco especial na legislação aplicável ao contexto nacional.

A metodologia adotada envolverá a simulação e análise de casos de estudo, considerando diferentes cenários de afundamentos de tensão e avaliando o desempenho do parque eólico com DFIG em relação aos requisitos LVRT estabelecidos.

Os resultados obtidos serão apresentados e discutidos, destacando os desafios e as oportunidades relacionados à implementação dos requisitos LVRT em níveis primários de distribuição de parques eólicos com DFIG.

Em resumo, este trabalho busca contribuir na avaliação dos requisitos LVRT em níveis primários de distribuição de parques eólicos com DFIG.

## 1.1 Motivação

A motivação deste trabalho surge da necessidade de compreender e analisar a avaliação dos requisitos LVRT em parques eólicos com tecnologia DFIG em níveis primários de distribuição. A integração eficiente e confiável dos parques eólicos ao sistema elétrico é de fundamental importância, especialmente durante perturbações como afundamentos de tensão decorrentes de faltas de curto-circuito. Através deste estudo, busca-se identificar os impactos dessas perturbações no desempenho do parque eólico, analisando as respostas diante de faltas simétricas e assimétricas. Além disso, pretende-se verificar se o parque eólico é capaz de atender aos requisitos de LVRT em diferentes cenários de operação, considerando métodos de medição e as perturbações do sistema elétrico.

## 1.2 Objetivos

O foco principal deste trabalho é realizar um estudo da avaliação dos requisitos LVRT em parques eólicos com tecnologia DFIG em níveis primários de distribuição. Deste modo, a pesquisa tem como objetivos:

- Realizar um estudo dos requisitos LVRT em níveis primários de distribuição de parques eólicos com tecnologia DFIG;
- Garantir a integração eficiente e confiável dos parques eólicos ao sistema elétrico, especialmente durante perturbações como afundamentos de tensão decorrentes de faltas de curto-circuito.
- Investigar conceitos relacionados a afundamentos de tensão, faltas de curto-circuito em sistemas de potência, energia eólica e tecnologia DFIG.
- Utilizar a modelagem matemática dos elementos do sistema e a simulação com o Simulink® e MATLAB® para realizar os estudos de caso.
- Analisar a capacidade dos parques eólicos com tecnologia DFIG de atender aos requisitos de LVRT em níveis primários de distribuição, considerando diferentes cenários de operação, métodos de medição e perturbações do sistema elétrico.
- Contribuir para o avanço do conhecimento sobre a integração de parques eólicos com tecnologia DFIG ao sistema elétrico, fornecendo subsídios para aprimorar as práticas e os critérios de avaliação de LVRT em níveis primários de distribuição.

### 1.3 Estrutura do Trabalho

Este trabalho está estruturado pelos seguintes capítulos: introdução, fundamentação teórica, metodologia, discussão dos estudos de caso e resultados, conclusão, referências e anexos.

No capítulo 2, é apresentada a fundamentação teórica, abordando os principais conceitos relacionados a afundamentos de tensão, faltas de curto-circuito, energia eólica e tecnologia DFIG.

O capítulo 3 descreve a metodologia adotada para a realização do estudo, incluindo as considerações iniciais, o *software* utilizado, a modelagem dos elementos do sistema, métodos de medição utilizados e os cenários de simulação.

Os resultados obtidos e a discussão dos estudos de caso são apresentados no capítulo 4, abordando a simulação do sistema em condições normais de operação e a ocorrência de faltas de curto circuito.

Por fim, no capítulo 5, são apresentadas as conclusões do trabalho.

## 2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

### 2.1 Afundamento de tensão

O termo "afundamento de tensão" refere-se à variação momentânea ou temporária da amplitude da tensão (valor eficaz) em relação à tensão de referência. No entanto, a definição exata dos limites de tensão e tempo para caracterizar um afundamento de tensão não possui consenso na literatura. Diferentes normas e organizações fornecem definições específicas para essa condição. Por exemplo, de acordo com a norma do *Institute of Electrical and Electronics Engineers* (IEEE) 1159 (1995), um afundamento de tensão é definido como a redução do valor eficaz da tensão para um valor entre 0,10 e 0,90 por unidade (p.u). Em relação à duração do evento, a norma classifica os afundamentos de tensão em três categorias: instantâneos (entre 0,5 ciclo e 30 ciclos), momentâneos (entre 30 ciclos e 3 segundos) e temporários (entre 3 segundos e 1 minuto) (ARGENTA, 2013).

Por outro lado, *International Electrotechnical Commission* (IEC) estabelece, em sua norma IEC Std. 61000-4-30-2003, que um afundamento de tensão ocorre quando o valor eficaz da tensão é reduzido para valores entre 0,01 e 0,90 p.u. durante um período de tempo que varia de meio ciclo a 60 segundos (ARGENTA, 2013).

Essas diferentes definições demonstram que não há apenas uma definição em relação aos limites de tensão e duração que caracterizam um afundamento de tensão. É importante considerar as normas específicas aplicáveis a cada contexto para uma definição precisa e consistente. A Tabela 1 mostra como é feita a classificação das variações de tensão de curta duração no Brasil.

Ao analisar a Tabela 1, é possível observar que os afundamentos de tensão são parte integrante desse contexto e são classificados com base na duração da ocorrência. Esses afundamentos podem ser categorizados como momentâneos ou temporários e são caracterizados por valores de tensão entre 0,10 e 0,90 p.u. É com base nesses limites que os agentes envolvidos no sistema elétrico brasileiro devem operar, uma vez que estão sujeitos a penalidades impostas pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) (ANEEL, 2012).

Tabela 1 – Classificação das variações de tensão de curta duração de acordo com os Procedimentos de Distribuição.

<b>Classificação</b>	<b>Denominação</b>	<b>Duração da Variação [s]</b>	<b>Amplitude da Tensão (Valor Eficaz) [pu]</b>
Variação momentânea de tensão	Interrupção Momentânea de Tensão	$t \leq 3$	$V < 0,10$
	Afundamento Momentâneo de Tensão	$0,0167 \leq t \leq 3$	$0,10 \leq V < 0,90$
	Elevação Momentânea de Tensão	$0,0167 \leq t \leq 3$	$V > 1,10$
Variação temporário de tensão	Interrupção Temporária de Tensão	$3 \leq t \leq 180$	$V < 0,10$
	Afundamento Temporário de tensão	$3 \leq t \leq 180$	$0,10 \leq V < 0,90$
	Elevação Temporária de Tensão	$3 \leq t \leq 180$	$V > 1,10$

Fonte: Adaptado da ANEEL (2012).

### **2.1.1 Principais causas dos afundamentos de tensão**

Os afundamentos de tensão são frequentemente resultantes de faltas de curto-circuito que ocorrem tanto no Sistema Elétrico de Potência (SEP) quanto na rede interna dos consumidores. Essas faltas elétricas podem ser causadas por uma variedade de fatores, incluindo alterações climáticas, como chuva, umidade, tempestades, ventos fortes e descargas atmosféricas (OLIVEIRA, 2018).

As principais causas de curtos-circuitos em sistemas aéreos de transmissão e distribuição são, principalmente, descargas atmosféricas, tanto de incidência direta quanto indireta (MCGRANAGHAN et al., 1993). Uma descarga atmosférica de incidência direta ocorre quando atinge diretamente um condutor de fase, enquanto uma descarga atmosférica de incidência indireta não atinge diretamente um condutor de fase, mas sim o sistema de aterramento ou obstáculos próximos. (ARGENTA, 2013)

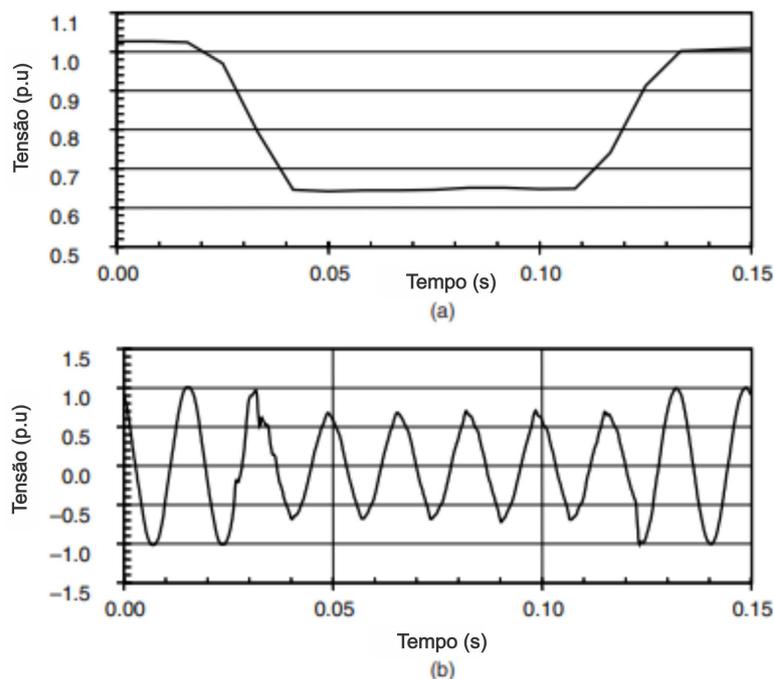
Comparadas às descargas atmosféricas de incidência indireta, as de incidência direta causam correntes mais intensas e, conseqüentemente, resultam em afundamentos de tensão mais severos. No entanto, é importante ressaltar que as descargas atmosféricas de incidência direta são significativamente menos frequentes do que as de incidência indireta. (ARGENTA, 2013)

Embora os curtos-circuitos sejam a causa mais comum e mais severa dos afundamentos de tensão, existem outras ocorrências que também podem originar esses problemas, como a inicialização de grandes cargas, como motores de indução e fornos a arco e a energização de

transformadores (BOLLEN, 2000).

Quando ocorre um curto-circuito, o afundamento de tensão ocorre durante o período em que a falta persiste, ou seja, desde o momento inicial da ocorrência do defeito até a atuação do sistema de proteção ou a completa resolução do problema (LEBORGNE, 2003). Para ilustrar, a Figura 1 apresenta um exemplo de afundamento de tensão causado por uma falta de curto-circuito monofásica (Fase-terra (FT)) no sistema de distribuição.

Figura 1 – Afundamento de tensão causado por uma falta monofásica à terra. (a) Forma de onda *RMS* para o evento de afundamento de tensão. (b) Tensão senoidal durante um afundamento de tensão.



Fonte: Dugan (2004)

## 2.2 Análise de faltas de curto-circuito em sistemas elétricos de potência

Conforme mencionado anteriormente, as faltas de curto-circuito são as principais causas dos afundamentos de tensão, e, portanto, os fatores que caracterizam esses afundamentos são de extrema importância para compreender esse fenômeno. Nesta seção, serão discutidos os principais fatores envolvidos nesse processo.

### 2.2.1 Variedades de faltas no sistema elétrico

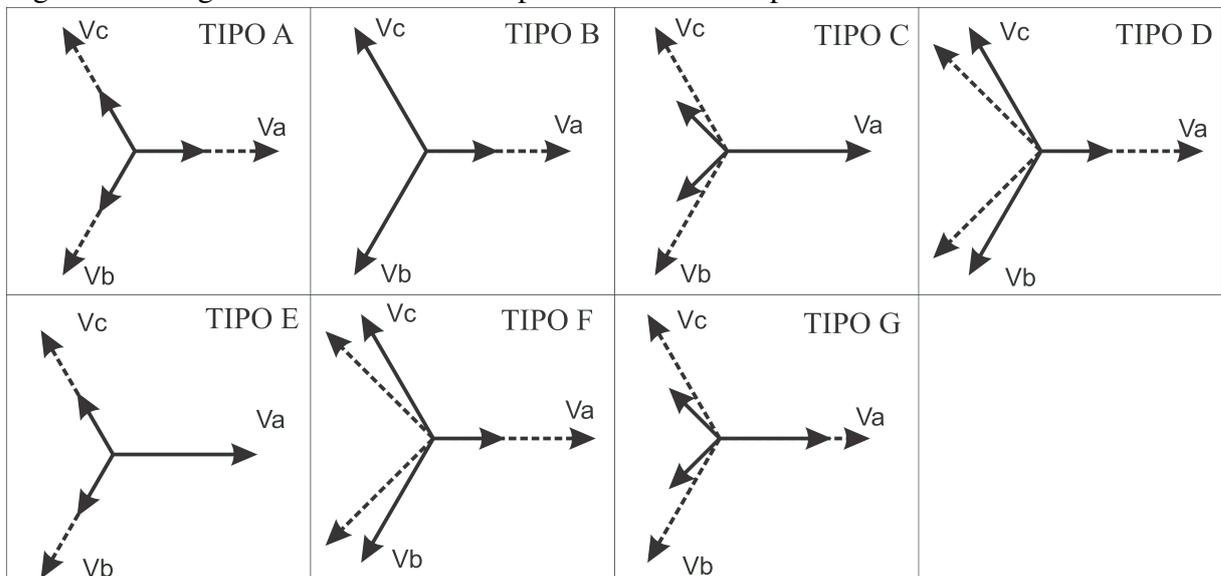
Existem duas classificações de faltas: simétricas e assimétricas. Uma falta simétrica ocorre simultaneamente nas três fases, também conhecida como falta trifásica ou balanceada

(*abc, abcg*). Por outro lado, uma falta assimétrica ou desbalanceada pode ser monofásica (*ag, bg, cg*), bifásica (*ab, bc, ca*) ou bifásica-terra (*abg, bcg, cag*). Além disso, as faltas também podem ser classificadas como permanentes ou transitórias. Uma falta permanente é aquela em que, após uma sequência de manobras de religamento determinadas pela concessionária, a linha não é reenergizada e permanece em circuito aberto. Já uma falta transitória é aquela em que, após uma série de manobras de religamento, a operação da linha é restabelecida. No entanto, nesse caso, podem ocorrer surtos transitórios, representando riscos para a segurança operacional do sistema de energia elétrica (BARBOSA, 2018).

Os afundamentos de tensão simétricos são mais severos, porém ocorrem com menor frequência em comparação com os afundamentos desbalanceados (MOREIRA, 2008). De maneira geral, segundo Martinez e Martin-Arnedo (2006), a maioria dos afundamentos de tensão é composta por cerca de 75% de afundamentos monofásicos, ou seja, assimétricos.

Segundo Bollen (2000), os afundamentos de tensão são classificados em sete tipos distintos. Cada tipo de afundamento é determinado por um fator ou conjunto de fatores. É importante destacar que uma mesma falta pode resultar em diferentes tipos de afundamento em pontos diferentes do sistema elétrico. Por exemplo, uma falta fase-terra afetará uma carga conectada em estrela de forma diferente daquela que afetará uma carga conectada em delta. Os tipos de afundamento apresentados na Figura 2 foram obtidos considerando um afundamento de 50% e podem ser originados por faltas fase-terra (FT), Fase-fase (FF), Bifásica-terra (FFT) ou Trifásica (FFF).

Figura 2 – Diagrama fasorial de tensão para os diferentes tipos de faltas



Fonte: Adaptado do Bollen (2000).

Tabela 3 – O impacto da conexão do transformador quando ocorre um afundamento de tensão propagando-se entre os lados primário e secundário.

Conexão do transformador	Tipo de Afundamento de Tensão no primário						
	A	B	C	D	E	F	G
YNyn	A	B	C	D	E	F	G
Yy, Dd, Dz	A	D*	C*	D	G	F	G
Yd, Dy, Yz	A	C	D	C	F	G	F

$C^*D^*$  indica que a magnitude do afundamento não será  $V^*$  (diferença de tensão entre as fases com falha), mas será igual a  $(\frac{1}{3} + \frac{2}{3})V$ .

Fonte: Adaptado de Bollen (2000)

A falta trifásica (FFF) resulta em um afundamento simétrico do tipo A, o qual não sofrerá alteração, independentemente do tipo de conexão elétrica da carga, seja em configuração delta ou estrela. Por outro lado, faltas assimétricas do tipo bifásica (FF) e monofásica (FT) podem ocasionar afundamentos dos tipos B, C e D, sendo que esses afundamentos podem ser influenciados pela quantidade e tipo de transformadores presentes entre a falta e a carga, além da conexão elétrica da carga. Porém, as faltas bifásica-terra (FFT) geram afundamentos dos tipos E, F e G, os quais não podem ser convertidos nos tipos A, B, C e D (MOREIRA, 2008). A relação entre o tipo de afundamento que afeta a carga e o tipo de falta, juntamente com a conexão elétrica da carga, é apresentada na Tabela 2.

Tabela 2 – Tipos de afundamentos de acordo com a conexão elétrica da carga e a natureza da falta

Tipos de falta	Carga ligada em estrela (Y)	Carga ligada em delta ( $\Delta$ )
FFF	Tipo A	Tipo A
FF	Tipo C	Tipo D
FFT	Tipo E	Tipo F
FT	Tipo B	Tipo C

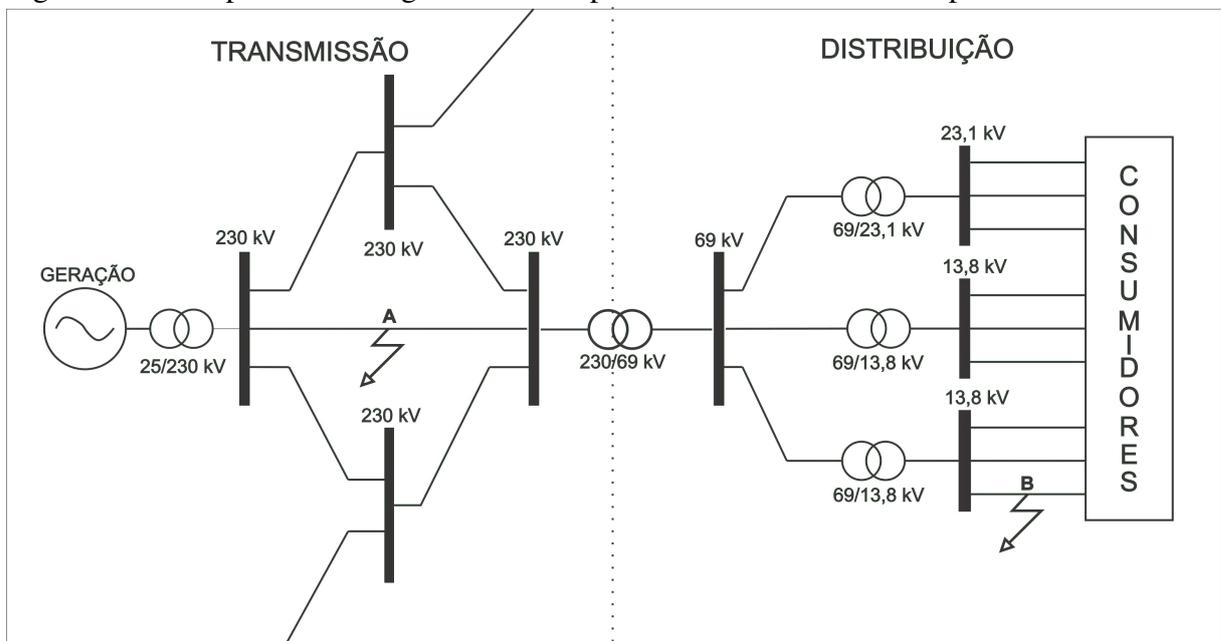
Fonte: Adaptado de Bollen (2000)

Na Tabela 3 são apresentados os efeitos da conexão de diferentes tipos de transformadores quando um afundamento de tensão se propaga do lado primário para o lado secundário do transformador. As faltas simétricas resultam em uma queda de tensão igual nas três fases. O afundamento de tensão do Tipo A não se altera ao se propagar do sistema de transmissão até os terminais das turbinas. Os afundamentos desbalanceados são causados por faltas assimétricas em algum nível de transmissão, apresentando dois estágios de recuperação e quedas de tensão semelhantes em duas das três fases. O tipo de afundamento se modifica ao se propagar pelos transformadores presentes na rede do sistema (RIBEIRO, 2020).

### 2.2.2 Localização das faltas

Conforme menciona Argenta (2013), a localização da falta desempenha um papel crucial no impacto dos afundamentos de tensão. Quando ocorre um curto-circuito no sistema de transmissão, um maior número de consumidores é afetado em comparação com um curto-circuito no sistema de distribuição. A Figura 3 apresenta uma representação de um sistema elétrico de potência, no qual as linhas de transmissão conectam a geração ao sistema de distribuição, onde se encontra a maioria dos consumidores. Essa configuração ilustra a importância de considerar a localização da falta ao analisar os efeitos dos afundamentos de tensão no sistema elétrico.

Figura 3 – Exemplo de um diagrama unifilar para um sistema elétrico de potência



Fonte: Próprio autor.

Ao analisar a Figura 3, é evidente a estrutura em malha do sistema de transmissão, o que significa que um curto-circuito no ponto A pode resultar em afundamentos de tensão em todos os barramentos representados. Por outro lado, ao observar o sistema de distribuição, é perceptível sua estrutura radial, o que indica que uma falta no ponto B tende a causar afundamentos de tensão apenas no sistema de distribuição. Essa diferença na configuração dos sistemas influencia diretamente a propagação e a extensão dos afundamentos de tensão, ressaltando a importância de considerar a topologia do sistema elétrico ao avaliar os impactos das faltas (ARGENTA, 2013).

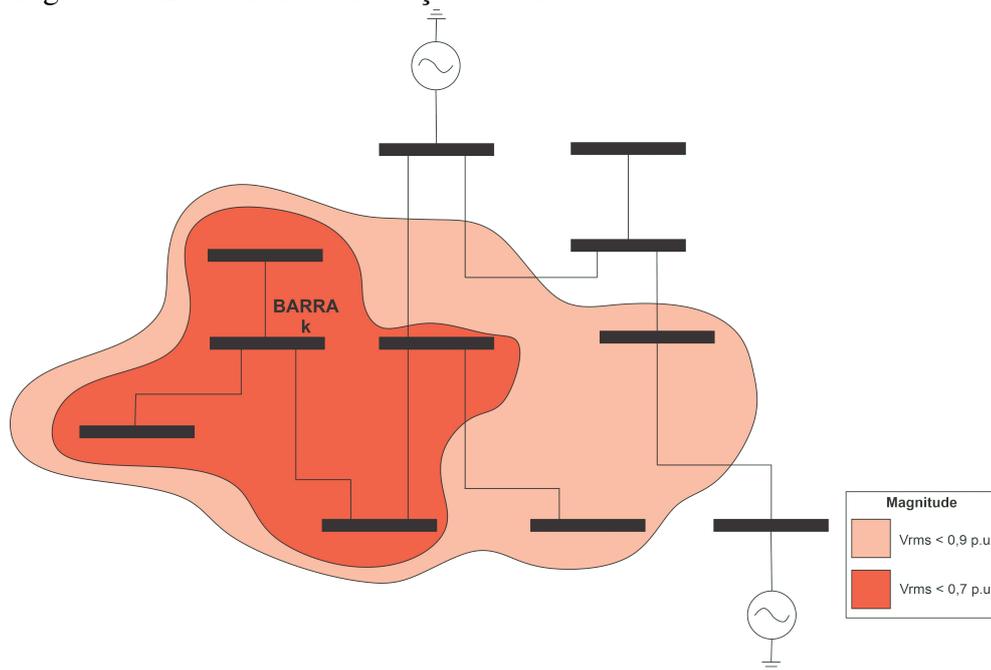
### 2.2.3 Área de vulnerabilidade

A área de vulnerabilidade é conhecida por diversos termos, como zona crítica de acordo com Gomez *et al.* (2002), região de sensibilidade segundo Dugan (2004), ou ainda área exposta conforme Kempner (2016). Esse conceito foi desenvolvido com o intuito de auxiliar na avaliação da probabilidade de uma carga específica sofrer afundamentos de tensão de determinada magnitude devido a curtos-circuitos em diferentes barras de um Sistema Elétrico de Potência (SEP). Ao considerar a área de vulnerabilidade, é possível identificar as regiões mais suscetíveis a afundamentos de tensão e tomar medidas adequadas para mitigar esses impactos (OLIVEIRA, 2018).

Conforme mencionado por Carpinelli *et al.* (2009), a área de vulnerabilidade é definida como a região compreendendo os nós e segmentos de linha em que a ocorrência de faltas resultará em afundamentos de tensão em um nó específico. Em termos simples, trata-se da área relacionada a um ponto de monitoramento em que a ocorrência de faltas de curto-circuito nas outras barras do sistema pode causar afundamentos de tensão na barra em análise, os quais ficam abaixo de limites críticos pré-estabelecidos. Essa delimitação da área de vulnerabilidade permite uma melhor compreensão dos pontos sensíveis do sistema elétrico, direcionando esforços para aprimorar a qualidade do fornecimento de energia e reduzir potenciais problemas decorrentes de afundamentos de tensão (OLIVEIRA, 2018).

Para exemplificar o conceito proposto por Carpinelli *et al.* (2009), a Figura 4 apresenta a representação da área exposta a afundamentos de tensão para um consumidor conectado à barra  $k$ , considerando dois limiares de magnitude. A delimitação dessa área de vulnerabilidade geralmente é obtida por meio de simulações de faltas em todas as barras do sistema, estabelecendo uma região ao redor do ponto específico da rede, (barra  $k$ ). Essa análise permite identificar as regiões críticas do sistema elétrico, fornecendo informações importantes para o planejamento e implementação de medidas de mitigação de afundamentos de tensão e garantindo a adequada operação dos dispositivos e sistemas conectados (OLIVEIRA, 2018).

Figura 4 – Zona crítica em relação a barra  $k$



Fonte: Próprio autor.

Nesse contexto, é importante ressaltar que as barras em proximidade com a barra  $k$  mostrada na Figura 4, que é barra de observação, apresentam maior vulnerabilidade a afundamentos de tensão. Além disso, a potência de curto-circuito exerce influência significativa: quanto menor a potência de curto-circuito no ponto monitorado, maior será a área de exposição aos afundamentos de tensão (GOSWAMI *et al.*, 2008).

## 2.3 Conceitos básicos de energia eólica

O propósito desta seção é fornecer um entendimento dos conceitos fundamentais para a compreensão de um sistema de geração de energia eólica e sua operação ao ser conectado à rede elétrica. O capítulo aborda tanto o panorama global quanto brasileiro em relação ao desenvolvimento da energia eólica, além de apresentar conhecimentos básicos sobre as turbinas eólicas, incluindo suas características elétricas, mecânicas e aerodinâmicas.

### 2.3.1 Energia eólica no panorama global

A energia eólica, assim como a energia hidráulica, tem sido utilizada ao longo de milhares de anos para diversas finalidades, como o bombeamento de água, moagem de grãos e outras aplicações que requerem energia mecânica. No entanto, somente no final do século XIX surgiram as primeiras tentativas de utilizar a energia eólica para a geração de eletricidade. Foi

durante a crise internacional do petróleo, na década de 1970, que o interesse e os investimentos necessários para viabilizar o desenvolvimento e a aplicação de equipamentos em escala comercial começaram a surgir (MELO, 2012).

Em 1976, a Dinamarca instalou a primeira turbina eólica comercial conectada à rede elétrica pública. A partir desse marco, o mercado de energia eólica experimentou avanços tecnológicos significativos. Aliados à crescente demanda por energia elétrica e à pressão por fontes alternativas de energia, esses avanços impulsionaram um grande crescimento no setor nos últimos anos. Nesse contexto, este tópico abordará a evolução da capacidade instalada mundial de energia eólica, tipos de aerogeradores e os avanços tecnológicos nas turbinas eólicas (MELO, 2012).

Por meio desses avanços, a energia eólica tem se tornado uma parte cada vez mais importante da matriz energética global, desempenhando um papel fundamental na transição para fontes de energia mais sustentáveis e renováveis.

Conforme evidenciado no último relatório (GWEC, 2023) do inglês, *Global Wind Energy Council*, referente ao ano de 2023, a capacidade eólica instalada global alcançou um total de 888 GW no ano de 2022, conforme ilustrado na Figura 5. Esses dados reforçam a crescente importância da energia eólica como uma fonte significativa de geração de energia em todo o mundo.

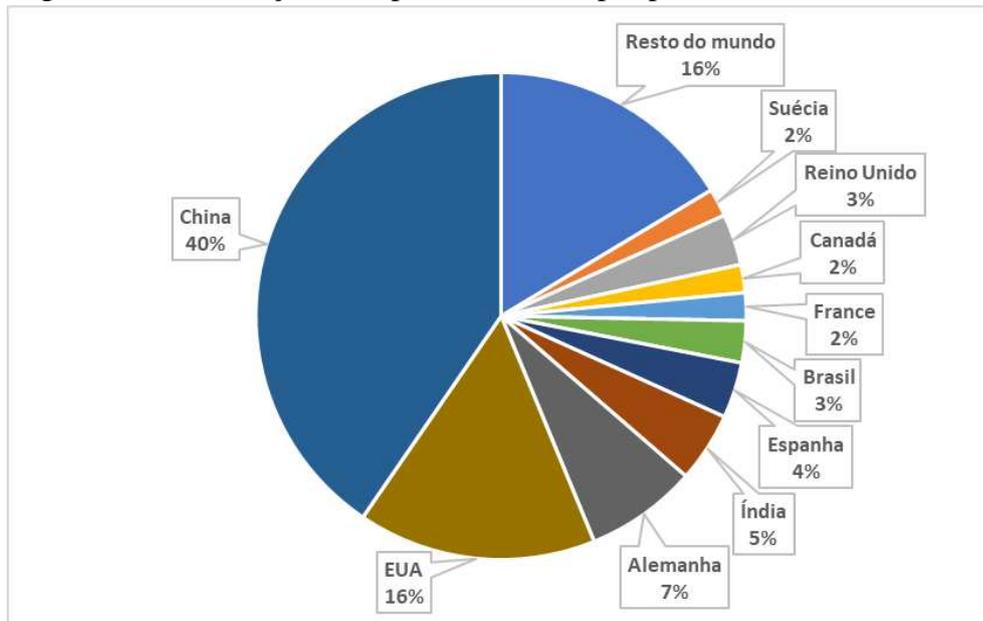
Figura 5 – Evolução da capacidade eólica global



Fonte: Adaptado de GWEC (2023).

Além disso, o GWEC (2023) também disponibilizou a relação da distribuição da capacidade eólica instalada pelos países, conforme mostrado na Figura 6.

Figura 6 – Distribuição da capacidade eólica por país



Fonte: Adaptado de GWEC (2023).

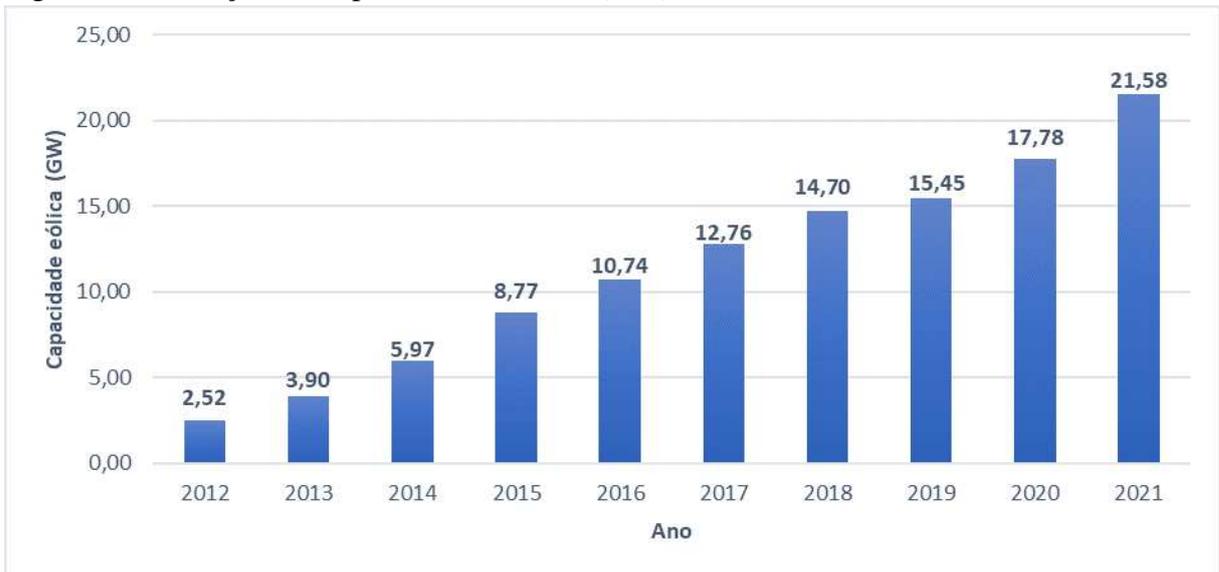
No ano de 2022, foi registrado o terceiro melhor desempenho em termos de novas capacidades adicionadas globalmente, com um total de 78 GW. Isso contribuiu para elevar a capacidade global total instalada para 906 GW, representando um crescimento anual de 9%. Para o próximo ano, 2023, prevê-se um marco significativo, pois é esperado que seja o primeiro ano a superar a marca de 100 GW de nova capacidade adicionada em escala global. Além disso, o *Global Wind Energy Council (GWEC) Market Intelligence* projeta um crescimento anual de 15% para esse período (GWEC, 2023).

Olhando para os próximos cinco anos, de 2023 a 2027, a GWEC Market Intelligence prevê a adição de aproximadamente 680 GW de nova capacidade, o que equivale a uma média de 136 GW por ano até 2027. Essas projeções refletem a perspectiva positiva para o setor eólico até 2030, com a expectativa de adicionar mais 143 GW até o final da década. Essa nova estimativa representa um aumento de 13% em relação às previsões anteriores. Anteriormente, previa-se a construção de 1.078 GW entre 2022 e 2030, porém, agora, espera-se que sejam adicionados 1.221 GW de nova capacidade entre os anos de 2023 e 2030 (GWEC, 2023).

### 2.3.2 Geração eólica no Brasil

A ABEEólica (2021) disponibiliza boletins com diversos dados a cerca da geração eólica no Brasil ao longo dos anos como a capacidade total instalada sua evolução. A figura 7 mostra a evolução da capacidade instalada da fonte eólica no Brasil ao longo dos anos.

Figura 7 – Evolução da Capacidade Instalada (GW)



Fonte: Adaptado de ABEEólica (2021)

Em um levantamento realizado em fevereiro de 2023, o Brasil contabiliza a instalação de 890 parques eólicos distribuídos em 12 estados brasileiros. Esses parques totalizam uma capacidade instalada em operação comercial de 25,04 gigawatts (GW), beneficiando cerca de 108,7 milhões de habitantes (GANDRA, 2023)

A Região Nordeste abriga a maior parcela desses parques, representando 85% do total. Segundo a Associação Brasileira de Energia Eólica (Associação Brasileira de Energia Eólica (Abeeólica)), estima-se que até 2028 o Brasil alcance uma capacidade instalada de 44,78 GW nessa modalidade de energia. Atualmente, a participação da energia eólica na matriz energética nacional é de 13,2%. Vale ressaltar que a energia eólica já é responsável por suprir 20% da demanda energética do país (GANDRA, 2023).

Desde 2021, o Brasil tem ocupado a sexta posição no ranking global de capacidade instalada de energia eólica. Conforme apontado por Elbia Gannoum, presidente executiva da ABEEólica, alcançar uma posição mais elevada nesse ranking e se aproximar dos dois principais países, China e Estados Unidos, torna-se cada vez mais desafiador. Elbia destaca que superar a China é particularmente difícil, considerando que o país asiático "cresce quase o Brasil por ano em investimento em energia" (GANDRA, 2023).

### 2.3.3 Aerogeradores

Os aerogeradores, conhecidos como turbinas eólicas, são equipamentos desenvolvidos com o propósito de aproveitar a energia cinética presente no vento. A energia eólica é

aproveitada através da conversão da potência do vento em potência mecânica, que pode ser convertida em energia elétrica por meio de um gerador elétrico. As turbinas eólicas modernas representam um avanço tecnológico significativo em relação aos moinhos de vento utilizados no passado para atividades como bombeamento de água e moagem de grãos. Essa evolução ao longo dos anos tem impulsionado o desenvolvimento das turbinas eólicas, tornando-as mais eficientes e produtivas (HANSEN, 2008). A energia eólica desempenha um papel cada vez mais importante na matriz energética, contribuindo para a produção sustentável de eletricidade.

### 2.3.3.1 *Variedades de aerogeradores*

Existem dois tipos aerogeradores: os de sustentação e os de arraste. Os aerogeradores de sustentação dependem principalmente da sustentação aerodinâmica das pás, que geram uma força resultante composta por uma componente de arrasto na mesma direção da velocidade relativa do vento e uma componente perpendicular a ela. Além disso, a velocidade angular das pás é várias vezes maior que a velocidade do vento (HANSEN, 2008).

Por outro lado, os aerogeradores de arraste dependem do arrasto aerodinâmico, ou seja, utilizam a força que atua sobre uma área perpendicular à direção do vento. Nesse caso, o vento empurra as pás, fazendo com que o rotor gire. Para as turbinas que utilizam arrasto aerodinâmico, a velocidade linear das pás não pode exceder a velocidade do vento, o que significa que elas operam em baixa velocidade (HANSEN, 2008).

Além disso, as turbinas eólicas também podem ser classificadas com base em sua estrutura em eixo horizontal e eixo vertical. A Figura 8 apresenta as estruturas de aerogeradores com eixo horizontal e vertical. Os aerogeradores de eixo horizontal são amplamente difundidos e utilizados em parques eólicos. Sua operação é baseada nas forças de sustentação, que agem perpendicularmente ao fluxo de ar, e nas forças de arrasto, que atuam na direção do fluxo. (WINDBOX, 2020).

Figura 8 – Turbinas de eixo horizontal e vertical



Fonte: Windbox (2020)

Para garantir o bom funcionamento desse tipo de aerogerador, é necessário utilizar sistemas de acionamento capazes de ajustar a direção do rotor de acordo com a direção dos ventos, evitando assim vibrações indesejadas na estrutura. Normalmente, os aerogeradores desse tipo possuem três pás, embora também existam modelos com duas ou até mesmo uma pá, reduzindo assim os custos com materiais empregados. Além disso, esses aerogeradores são compostos por diversos componentes que, em conjunto, viabilizam a geração de energia. Os detalhes sobre esses componentes serão apresentados posteriormente (WINDBOX, 2020).

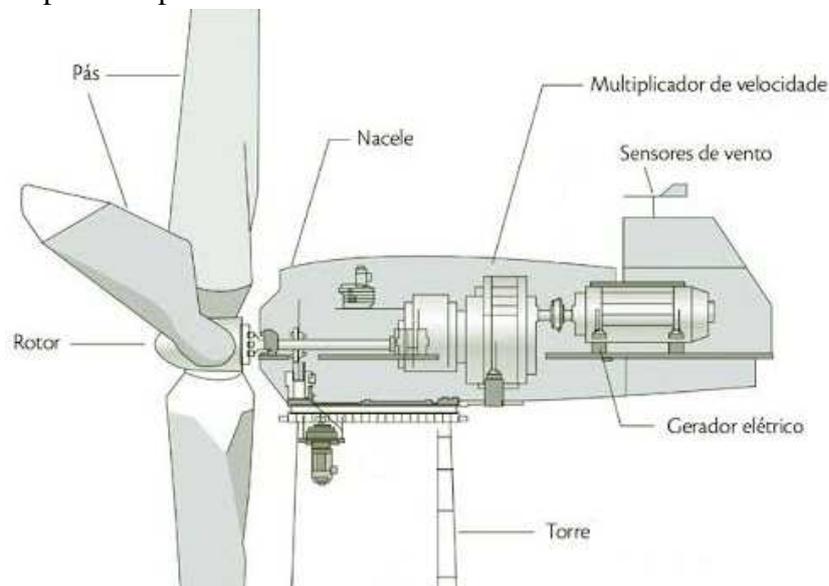
Os rotores de eixo vertical oferecem uma vantagem significativa, pois não requerem mecanismos de controle para ajustar a direção do vento, o que reduz a complexidade do projeto da turbina. No entanto, há alguns pontos que limitam sua aplicação em projetos que demandam uma geração de energia mais robusta (WINDBOX, 2020).

Um desses pontos é a necessidade de desmontar todo o equipamento caso haja a substituição do rolamento principal do rotor, seja por desgaste ou outro motivo. Além disso, o arranque inicial do rotor de eixo vertical requer um impulso externo para iniciar seu funcionamento. Apesar dessas limitações, essa opção ainda é uma alternativa viável para turbinas de pequeno porte com rotores horizontais (WINDBOX, 2020).

### 2.3.3.2 Principais Componentes de um Aerogerador

Conforme mencionado anteriormente, o mercado de turbinas eólicas oferece uma variedade de opções, cada uma com sua estrutura distinta. Agora, vamos explorar os componentes dos aerogeradores de eixo horizontal, que são os mais amplamente utilizados, especialmente em projetos de produção em larga escala. Os aerogeradores de eixo horizontal são compostos por diversos elementos essenciais que possibilitam a geração de energia a partir do vento, a Figura 9 ilustra os elementos primários que compõem uma turbina eólica de eixo horizontal. (NEOENERGIA, 2020):

Figura 9 – Principais componentes de uma turbina eólica



Fonte: Windbox (2020)

A seguir, serão apresentados os componentes da turbina eólica de eixo horizontal, discutindo seus materiais constituintes e suas respectivas funções (NEOENERGIA, 2020).

- **Pás:** Responsáveis por captar o vento e converter sua potência para o centro do rotor. Elas são construídas de forma praticamente artesanal, utilizando materiais como plástico (poliéster e resina epóxi) e fibra de vidro.
- **Rotor:** Elemento que fixa as pás e transmite o movimento de rotação para o eixo de baixa velocidade. Um dos principais componentes do rotor é o sistema hidráulico, que permite o ajuste das pás em diferentes posições para otimizar a captura da força do vento ou interromper completamente o funcionamento da turbina;
- **Torre:** A estrutura principal da turbina eólica, responsável por fornecer sustentação ao conjunto. Além disso, ela desempenha um papel fundamental no posicionamento da

- nacele, que fica instalada sobre a estrutura da torre;
- **Nacele:** Compartimento instalado no topo da torre que abriga a caixa multiplicadora, o gerador, o chassi, o sistema de yaw, o sistema de controle eletrônico e o sistema hidráulico.
  - **Caixa multiplicadora (Gearbox):** Desempenha a importante função de transformar as baixas rotações transmitidas pelas pás da turbina para o eixo de baixa velocidade, variando entre 19 a 30 rpm. Essa transformação é necessária para fornecer ao eixo de alta velocidade as rotações adequadas para o funcionamento eficiente do gerador, que geralmente opera a uma velocidade de 1.500 rpm;
  - **Gerador:** Desempenha o papel de converter a energia mecânica proveniente do eixo da turbina em energia elétrica;
  - **Anemômetro (Sensor de vento):** Sistema de medição que avalia a intensidade, velocidade e direção do vento, fornecendo informações essenciais para o sistema de controle da turbina. Esses dados são processados pelo sistema de controle, que determina o posicionamento mais adequado da turbina de acordo com as condições do vento

Esses componentes desempenham papéis essenciais nos aerogeradores de eixo horizontal, proporcionando a conversão eficiente da energia eólica em energia elétrica.

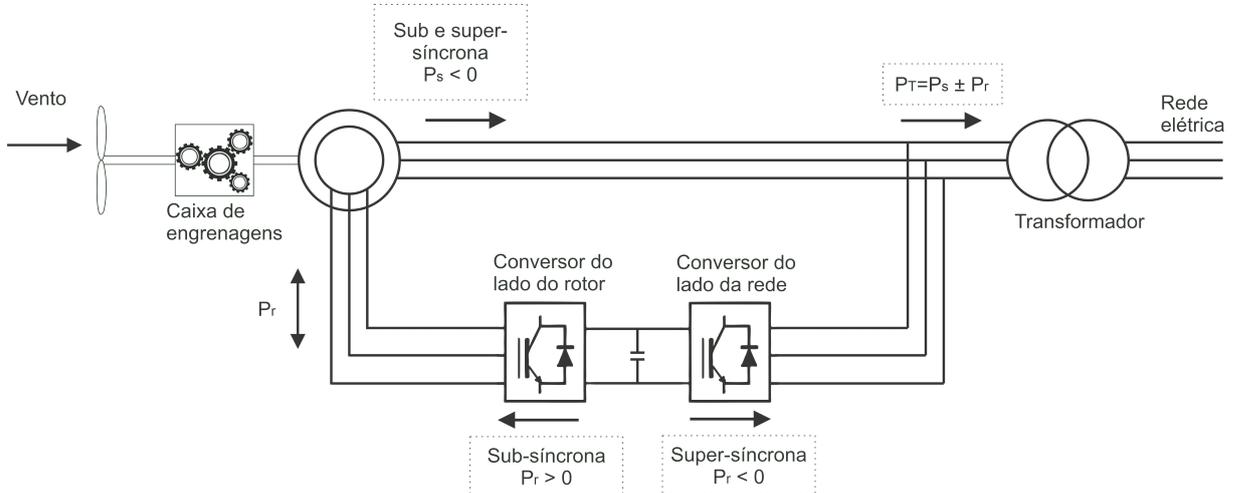
## 2.4 Descrição dos sistemas eólicos com DFIG

O gerador de indução com dupla alimentação (DFIG, do inglês *Doubly Fed Induction Generator*) é uma máquina de indução que possui o rotor bobinado. A configuração típica do sistema de geração eólica utilizando o DFIG envolve a conexão direta do estator à rede elétrica, enquanto o rotor é alimentado por meio de dois conversores back-to-back, utilizando *Insulated Gate Bipolar Transistor (IGBT)s* que são Transistores Bipolares de Porta Isolada. Essa configuração é conhecida por sua alta eficiência, possibilitando operar em uma ampla faixa de velocidades do vento. Além disso, é capaz de fornecer energia com tensão e frequência constantes, independentemente da velocidade do rotor, oferecendo três modos de funcionamento da velocidade da máquina: sub-síncrono, síncrono e supersíncrono, conforme descrito por (HANSEN, 2003).

A ilustração do princípio de funcionamento do DFIG é apresentada na Figura 10, onde foi adotado o sentido positivo para o consumo de energia e negativo para o fornecimento. O estator da máquina é responsável por fornecer potência elétrica à rede, enquanto o rotor, por meio de um conversor de potência bidirecional, tem a capacidade de fornecer ou consumir energia.

Com essa configuração, nos três modos de funcionamento mencionados, é possível gerar energia para a rede.

Figura 10 – O funcionamento básico do DFIG



Fonte: Adaptado de Pinto (2012)

A variável de escorregamento  $s$  pode ser expressa através da equação (2.1):

$$s = \frac{\omega_s - \omega_r}{\omega_s} \quad (2.1)$$

Onde  $\omega_s$  é a velocidade síncrona e  $\omega_r$  é a velocidade do rotor.

Quando a máquina está na região sub-síncrona, o que significa que a velocidade do rotor é menor que a velocidade síncrona da máquina, o escorregamento é positivo ( $s > 0$ ). Por outro lado, quando a máquina está na região super-síncrona, ou seja, quando a velocidade do rotor é maior que a velocidade síncrona da máquina, o escorregamento é negativo ( $s < 0$ ). Essa relação entre a velocidade do rotor e o escorregamento é amplamente descrita na literatura, conforme mencionado por Pinto (2012).

De acordo com Hansen (2003), as relações entre as potências mecânica, do rotor e do estator, considerando a ausência de perdas, são apresentadas pelas equações (2.2) e (2.3):

$$P_r = -sP_s \quad (2.2)$$

$$P_m = P_s(1 - s) \quad (2.3)$$

Considerando a máquina em regime permanente e desconsiderando as perdas, a potência total gerada e fornecida à rede pode ser expressa pela equação (2.4):

$$P_T = P_s + P_r \quad (2.4)$$

Nesse contexto, podemos observar que quando o DFIG opera em velocidade super-síncrona ( $s < 0$ ), que se assemelha à operação de um gerador em uma máquina de rotor em gaiola, a potência é fornecida à rede tanto pelo rotor através dos conversores quanto pelo estator, conforme ilustrado na Figura 10. Assim, quando  $P_r < 0$ , indica que há fornecimento de potência ativa para a rede. Por outro lado, quando a máquina opera em velocidade sub-síncrona ( $s > 0$ ), caracterizando-a como um motor em uma máquina de rotor em gaiola, o fluxo de potência ocorre da rede para o rotor. Nesse caso,  $P_r > 0$  indica que o rotor consome potência ativa da rede. É importante destacar que, em ambas as situações (velocidade super-síncrona e sub-síncrona), o estator continua fornecendo potência ativa à rede elétrica, conforme mencionado por Hansen (2003) e Oliveira (2009).

#### 2.4.1 Modelagem matemática do DFIG

Com o objetivo de desenvolver um modelo matemático para representar o gerador de indução duplamente alimentado (DFIG), algumas considerações comumente adotadas serão feitas, seguindo as indicações de Krause *et al.* (1995), são elas (PINTO, 2012):

- Os enrolamentos do estator e do rotor são idênticos e defasados em  $120^\circ$ ;
- O entreferro é considerado constante;
- O circuito magnético é ideal, sem saturação;
- A distribuição da densidade de fluxo magnético no entreferro é radial e segue um padrão senoidal;
- Não serão consideradas as perdas magnéticas e mecânicas.

As equações que descrevem as tensões do estator e do rotor para o gerador de indução duplamente alimentado podem ser expressas pelas equações (2.5) a (2.10) conforme Krause *et al.* (1995).

$$v_{s1} = R_s i_{s1} + \frac{d\lambda_{s1}}{dt} \quad (2.5)$$

$$v_{s2} = R_s i_{s2} + \frac{d\lambda_{s2}}{dt} \quad (2.6)$$

$$v_{s3} = R_s i_{s3} + \frac{d\lambda_{s3}}{dt} \quad (2.7)$$

$$v_{r1} = R_s i_{r1} + \frac{d\lambda_{r1}}{dt} \quad (2.8)$$

$$v_{r2} = R_s i_{r2} + \frac{d\lambda_{r2}}{dt} \quad (2.9)$$

$$v_{r3} = R_s i_{r3} + \frac{d\lambda_{r3}}{dt} \quad (2.10)$$

As equações que descrevem a tensão do estator e do rotor, representadas pelas equações (2.11) a (2.13), podem ser convertidas para um sistema em coordenadas  $dq$  (sendo  $d$  o eixo direto e  $q$  o eixo em quadratura). No referencial síncrono, essas equações podem ser escritas conforme Bose (2001) e Pinto (2012).

$$v_{ds} = R_s i_{ds} - \omega_s \lambda_{qs} + \frac{d\lambda_{ds}}{dt} \quad (2.11)$$

$$v_{qs} = R_s i_{qs} + \omega_s \lambda_{ds} + \frac{d\lambda_{qs}}{dt} \quad (2.12)$$

$$v_{dr} = R_r i_{dr} - \omega_{sl} \lambda_{qr} + \frac{d\lambda_{dr}}{dt} \quad (2.13)$$

$$v_{qr} = R_r i_{qr} + \omega_{sl} \lambda_{dr} + \frac{d\lambda_{qr}}{dt} \quad (2.14)$$

A frequência angular de escorregamento, representada por  $\omega_{sl}$  e mencionada na equação (2.15), é definida como:

$$\omega_{sl} = \omega_s - \omega_r = \frac{d\theta_{sl}}{dt} \quad (2.15)$$

As equações que descrevem os fluxos magnéticos do estator e do rotor no referencial síncrono, em termos das indutâncias e correntes do rotor e do estator, são expressas pelas equações (2.16) a (2.19), como mencionado por Pinto (2012).

$$\lambda_{ds} = L_s i_{ds} + L_m i_{dr} \quad (2.16)$$

$$\lambda_{qs} = L_s i_{qs} + L_m i_{qr} \quad (2.17)$$

$$\lambda_{dr} = L_s i_{dr} + L_m i_{ds} \quad (2.18)$$

$$\lambda_{qr} = L_r i_{qr} + L_m i_{qs} \quad (2.19)$$

Onde  $L_s = L_{ls} + L_m$  e  $L_r = L_{lr} + L_m$

Ao substituir a equação (2.16) em (2.11) e a equação (2.17) em (2.12), obtemos o seguinte resultado:

$$v_{ds} = R_s i_{ds} - \omega_s \lambda_{qs} + L_{ls} \frac{di_{ds}}{dt} + L_m \frac{di_{ds}}{dt} (i_{ds} + i_{dr}) \quad (2.20)$$

$$v_{qs} = R_s i_{qs} - \omega_s \lambda_{ds} + L_{ls} \frac{di_{qs}}{dt} + L_m \frac{di_{ds}}{dt} (i_{qs} + i_{qr}) \quad (2.21)$$

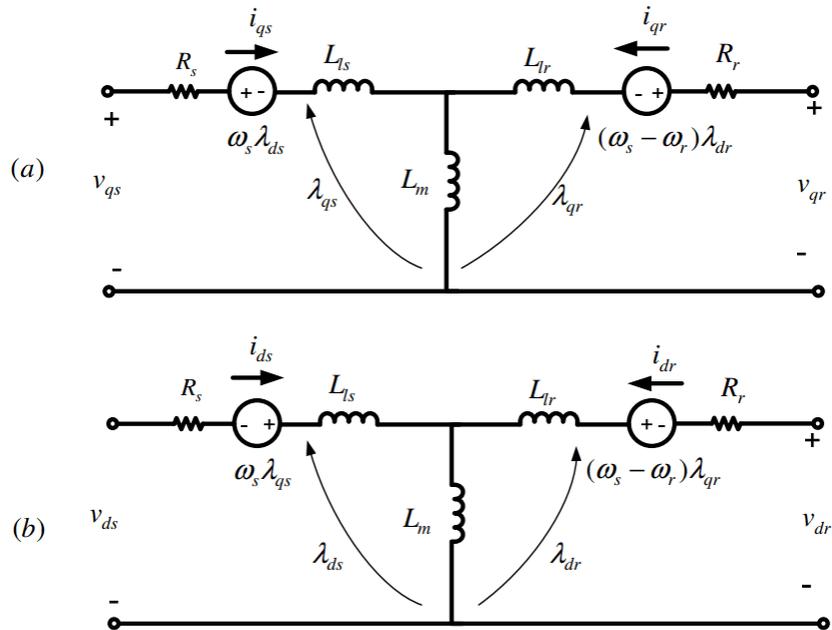
Ao substituir a equação (2.18) e (2.15) na equação (2.13) e a equação (2.19) e (2.15) na equação (2.14), obtemos o seguinte resultado:

$$v_{dr} = R_s i_{ds} - (\omega_s - \omega_r) \lambda_{qr} + L_{ls} \frac{di_{dr}}{dt} + L_m \frac{di_{ds}}{dt} (i_{dr} + i_{ds}) \quad (2.22)$$

$$v_{qr} = R_s i_{ds} - (\omega_s - \omega_r) \lambda_{dr} + L_{ls} \frac{di_{qr}}{dt} + L_m \frac{di_{ds}}{dt} (i_{qr} + i_{qs}) \quad (2.23)$$

O circuito equivalente para a máquina de indução duplamente alimentada (DFIG) nos eixos  $dq$  é representado pelas equações (2.21) a (2.23), conforme ilustrado nas Figuras 11 (a) e (b) (BOSE, 2001).

Figura 11 – Circuito equivalente do DFIG. (a) eixo  $q$ . (b) eixo  $d$ .



Fonte: Pinto (2012)

Por fim, as potências ativa e reativa do estator e do rotor podem ser expressas pelas equações (2.24) a (2.27) (ABAD *et al.*, 2011).

$$P_s = \frac{3}{2} (v_{ds} i_{ds} + v_{qs} i_{qs}) \quad (2.24)$$

$$P_r = \frac{3}{2} (v_{dr} i_{dr} + v_{qr} i_{qr}) \quad (2.25)$$

$$Q_s = \frac{3}{2} (v_{qs} i_{ds} + v_{ds} i_{qs}) \quad (2.26)$$

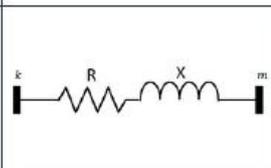
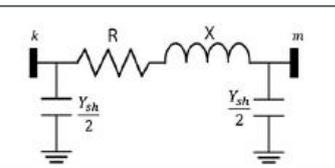
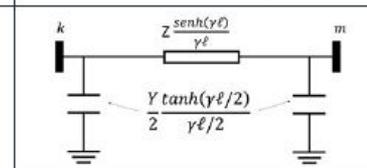
$$Q_r = \frac{3}{2} (v_{qr} i_{dr} + v_{dr} i_{qr}) \quad (2.27)$$

## 2.5 Modelagem matemática de linhas de transmissão

As linhas de transmissão e distribuição são componentes essenciais do sistema elétrico, desempenhando o papel de transportar a energia gerada até os consumidores. Como destacado por Vasconcelos (2017) em sua pesquisa, essas linhas se distinguem principalmente pelo tamanho e pelos níveis de tensão envolvidos. No caso da distribuição, as linhas possuem comprimento reduzido e operam com tensões inferiores a 69 kV. Por outro lado, as linhas de transmissão apresentam comprimentos maiores e são projetadas para trabalhar com tensões acima de 69 kV, buscando minimizar as perdas durante a condução da energia.

De acordo com Silva (2019), as linhas de transmissão e distribuição podem ser caracterizadas e modeladas com base no modelo de linha  $\Pi$ , levando em consideração as impedâncias da linha (resistência e reatância de dispersão, representadas por  $R$  e  $X$ ) e as capacitâncias em derivação (ou shunt). Os diferentes tipos de linhas - curtas, médias e longas se tiverem comprimentos até 80 km, entre 80 km e 240 km e maiores que 240 km, respectivamente - possuem circuitos equivalentes distintos, conforme ilustrado na Figura 12. As linhas curtas com distâncias relativamente curtas, geralmente utilizadas para interligar subestações próximas. Possuem baixa resistência e reatância, o que resulta em uma queda de tensão menos significativa ao longo da linha.

Figura 12 – Modelos de linha de transmissão.

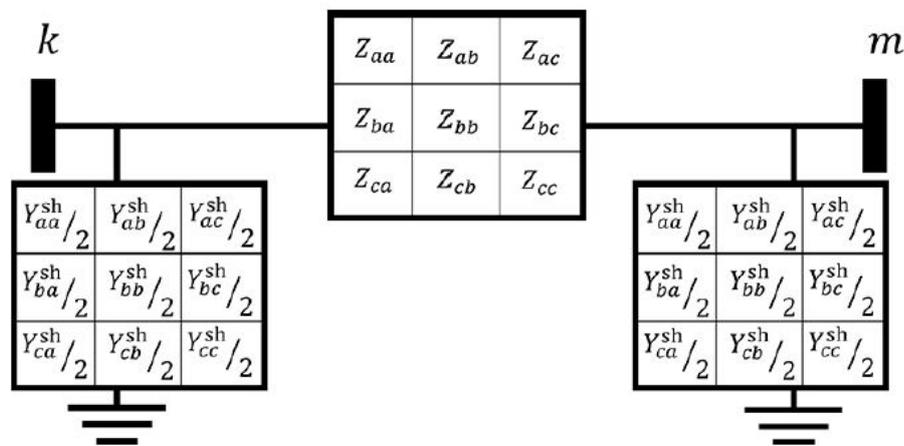
Modelo de linhas curtas	Modelo de linhas médias	Modelos de linhas longas
		
Comprimento até 80km	Comprimento entre 80 e 240 km	Comprimento acima de 240 km

Fonte: Silva (2019).

Para as linhas curtas, as capacitâncias shunt podem ser negligenciadas, resultando em um modelo simplificado que considera apenas os parâmetros de série. Nas linhas médias, as capacitâncias shunt tornam-se relevantes e são representadas pela admitância  $Y_{sh}$ , conectada de forma concentrada nas extremidades da linha, com metade do valor total em cada extremo. Já nas linhas longas, é adotado um modelo com parâmetros distribuídos, onde tanto a impedância da linha quanto as admitâncias shunt são calculadas levando em conta o comprimento da linha ( $l$ ) e a constante de propagação ( $\gamma$ ) (SILVA, 2019).

É importante ressaltar que os modelos apresentados anteriormente pela Figura 12 são representados por circuitos unifilares. Isso ocorre devido ao equilíbrio das cargas e à simetria dos parâmetros das linhas, o que faz com que a análise de uma única fase produza resultados semelhantes à análise das demais fases. Dessa forma, é suficiente analisar o comportamento de apenas uma fase do sistema. No entanto, em casos de linhas com parâmetros e/ou cargas desequilibrados, é mais adequado considerar o modelo  $\Pi$  da linha apresentado na Figura 13 e analisar as características de uma linha trifásica utilizando os parâmetros correspondentes.

Figura 13 – Modelo trifásico da linha de transmissão.

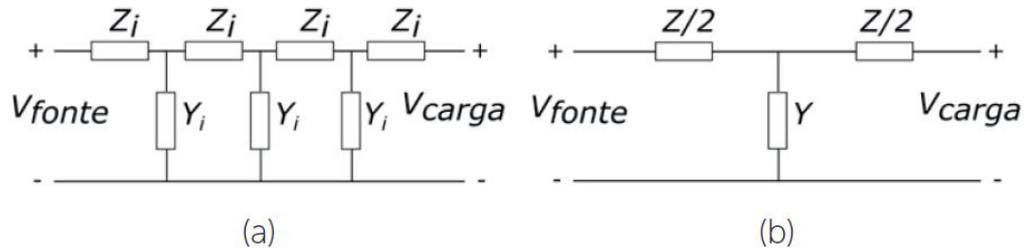


Fonte: Silva (2019).

Na Figura 13, é possível observar que as impedâncias e admitâncias são representadas por matrizes de dimensão  $3 \times 3$ , em que cada linha ou coluna está relacionada a uma das fases da linha. Esse modelo leva em consideração os efeitos das impedâncias próprias e mútuas de cada fase, permitindo uma análise mais precisa em situações de desequilíbrio (VASCONCELOS, 2017).

Os sistemas com impedâncias de linha a parâmetros distribuídos consideram que se trata de um circuito de comprimento finito, no qual qualquer elemento constituinte, mesmo que pequeno, causa uma variação de tensão no sentido longitudinal e uma derivação de corrente no sentido transversal. Por outro lado, circuitos com parâmetros concentrados representam valores totais de impedâncias e geram uma variação de tensão no sentido longitudinal e uma derivação de corrente no sentido transversal apenas entre os nós terminais da linha de transmissão em análise (PINTO, 2015). A Figura 14 ilustra o diagrama de duas linhas de transmissão, destacando os parâmetros de linha mencionados.

Figura 14 – (a) Circuito de parâmetros distribuídos e (b) circuito de parâmetros concentrados.



Fonte: Vasconcelos (2017).

Conforme mencionado por Vasconcelos (2017), em estudos com parâmetros distribuídos, são considerados o comprimento das linhas, representado pela variável  $l$ , e as nomenclaturas adotadas são as seguintes: a impedância em série por fase por unidade de comprimento é representada pela letra minúscula  $z$ , e a admitância em derivação por fase ao neutro por unidade de comprimento é representada pela letra  $y$ . Por outro lado, em estudos com parâmetros concentrados, as nomenclaturas básicas são as seguintes: a impedância total em série por fase é indicada pela letra maiúscula  $Z$ , e é calculada como  $Z = z \cdot l$ ; e a admitância total em derivação por fase ao neutro é representada pela letra  $Y$ , e é calculada como  $Y = y \cdot l$ .

Além disso, a conversão dos valores do modelo de parâmetros distribuídos para parâmetros concentrados pode ser realizada utilizando as equações de Carson modificadas e o método de redução de Kron. Esse processo permite transformar a matriz de impedância e a matriz de susceptância em matrizes de impedância e susceptância de sequência positiva e sequência zero (ZANETTA, 2005). Considerando a matriz de impedância  $Z_{abc}$  definida na equação (2.28):

$$Z_{abc} = \begin{pmatrix} Z_{aa} & Z_{ab} & Z_{ac} \\ Z_{ba} & Z_{bb} & Z_{bc} \\ Z_{ca} & Z_{cb} & Z_{cc} \end{pmatrix}. \quad (2.28)$$

Devido à distribuição uniforme das fases no espaço, as impedâncias próprias  $Z_s$  e as impedâncias mútuas  $Z_m$  podem ser expressas como mostrado nas equações (2.29) e (2.30):

$$Z_s = \frac{Z_{aa} + Z_{bb} + Z_{cc}}{3} \quad (2.29)$$

$$Z_m = \frac{Z_{ab} + Z_{bc} + Z_{ca}}{3} = \frac{Z_{ac} + Z_{ba} + Z_{cb}}{3} \quad (2.30)$$

Dessa forma, para linhas com transposição, a matriz de impedância resultante apresenta a seguinte composição, como mostrado na equação (2.31):

(2.31):

$$Z_{abc} = \begin{pmatrix} Z_s & Z_m & Z_m \\ Z_m & Z_s & Z_m \\ Z_m & Z_m & Z_s \end{pmatrix}. \quad (2.31)$$

Com base nessas considerações, as impedâncias de sequência zero ( $Z_{00}$ ), de sequência positiva ( $Z_{11}$ ) e de sequência negativa ( $Z_{22}$ ) podem ser determinadas de acordo com as equações (2.32) e (2.33), como demonstrado:

$$Z_{00} = Z_s + 2Z_m \quad (2.32)$$

$$Z_{11} = Z_{22} = Z_s - Z_m \quad (2.33)$$

## 2.6 Apresentação dos critérios LVRT (Low Voltage Ride Through) para sistemas eólicos

Os sistemas de energia elétrica devem atender a critérios de segurança, confiabilidade e qualidade, que são essenciais para garantir o fornecimento adequado de energia aos consumidores finais. A melhoria contínua da qualidade da energia elétrica tem levado a padrões cada vez mais rigorosos. Com o objetivo de assegurar esses padrões, foram estabelecidos procedimentos de rede. No Brasil, os padrões de qualidade da energia elétrica foram definidos pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) e homologados pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) (RIBEIRO, 2020).

Uma exigência estabelecida pelos procedimentos de rede é, do inglês, *Low Voltage Ride Through* (LVRT), também conhecido como *Fault Ride Through*, que se refere à capacidade dos geradores eólicos de permanecerem em operação por um determinado período de tempo após a ocorrência de falhas elétricas próximas aos terminais do parque eólico. O cumprimento do LVRT tornou-se um requisito essencial em sistemas de transmissão e distribuição em vários países, devido à sensibilidade inicial das primeiras turbinas eólicas, que eram baseadas em geradores de indução com rotor gaiola de esquilo. Esses geradores eram altamente suscetíveis a interrupções na rede elétrica. Consequentemente, as proteções eram ajustadas para desconectar

as turbinas até mesmo com pequenas perturbações, o que causava diversos impactos negativos no sistema de energia elétrica (ABAD *et al.*, 2011) e (COSTA, 2020).

Os requisitos de operação para turbinas eólicas estão sendo cada vez mais destacados à medida que um número crescente de aerogeradores é integrado à matriz energética, uma tendência global. Esses requisitos são definidos em documentos oficiais conhecidos como "Códigos de Rede" em cada país. Países como Dinamarca, França, Suécia e Alemanha já estabeleceram requisitos específicos para geradores eólicos conectados às redes de transmissão e distribuição. (COSTA, 2020).

No Brasil, o submódulo 3.6 dos Procedimentos de Rede do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) define os requisitos técnicos mínimos para a conexão de parques eólicos às instalações de transmissão. Esses requisitos visam garantir a operação dos parques eólicos em território nacional, mantendo os padrões de qualidade e confiabilidade do sistema elétrico de potência. A Tabela 4 apresenta alguns dos requisitos estabelecidos nesse submódulo.

Tabela 4 – Requisitos técnicos para operação de parques eólicos no Brasil.

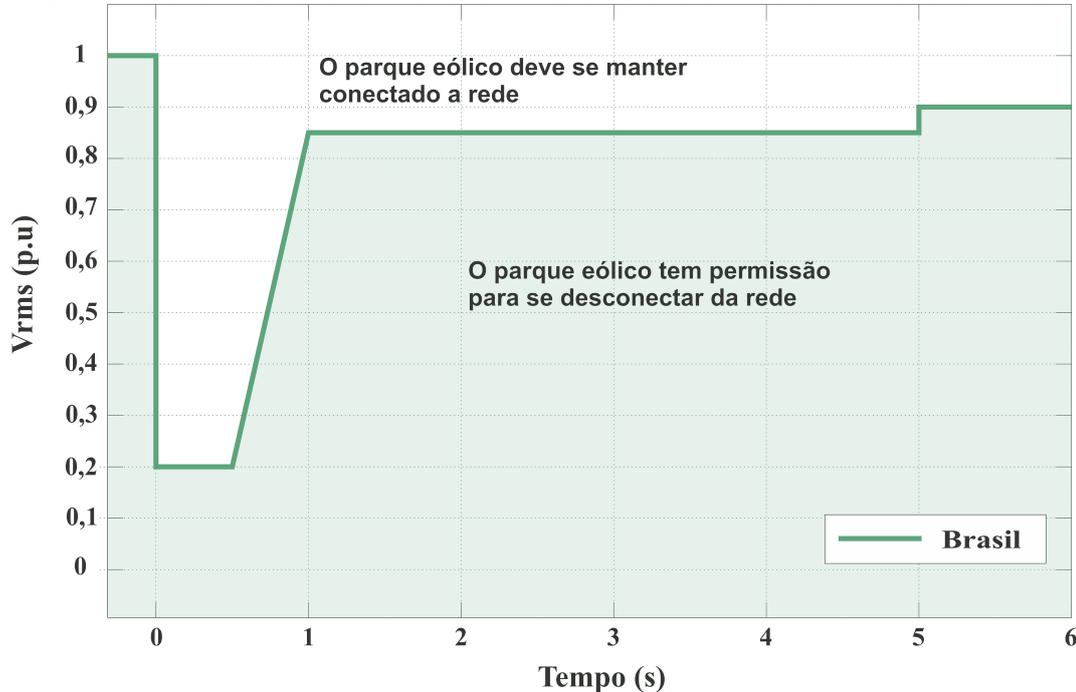
<b>Descrição</b>	<b>Requisito técnico mínimo</b>	<b>Benefício</b>
Geração/absorção de reativos	No ponto de conexão, um geradora eólica central deve propiciar os recursos necessários para, em potência ativa nominal e quando solicitado pelo ONS, operar com faixa de potência indutiva ou capacitivo dentro da faixa especificada: (a) mínimo de 0,95 capacitivo; (b) mínimo de 0,95 indutivo.	Participação efetiva no controle da tensão, aumentando as margens de estabilidade de tensão.
Operação em regime tensão nominal	No ponto de conexão da central geradora: (a) Operação entre 0,90 e 1,10 pu da tensão nominal atuar dos relés de subtensão e sobretensão temporizado; (b) Operação entre 0,85 e 0,90 pu da tensão nominal por até 5 segundos.	Evite o desligamento da usina quando haver variações de tensão não sistema.
Participação em SEP	Possibilidade de desconexão automática ou de redução de geração mediante controle de passo e/ou de stall das pás.	Minimizar as consequências das perturbações sem sistema, incluindo sobrefrequência não caso de ilhamento.

Fonte: Adaptado de ONS (2019)

Além disso, os requisitos estabelecidos no submódulo 3.6 para o cumprimento do critério LVRT ocorre apenas para conexões à rede de transmissão de energia. Conforme ilustrado

na Figura 15, onde é mostrada a área hachurada em verde que representa os pontos abaixo da curva em que as plantas eólicas têm permissão para se desconectar (ONS, 2019).

Figura 15 – Os requisitos LVRT estabelecidos pelo (ONS) no Brasil

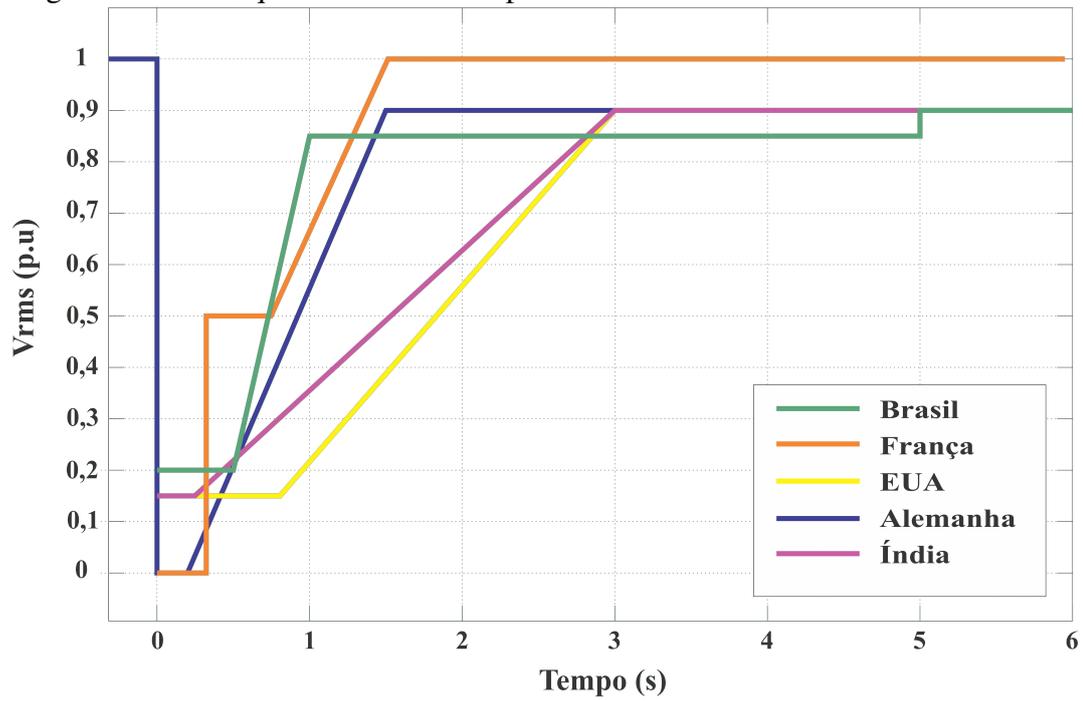


Fonte: Adaptado do ONS (2019)

Embora o Módulo 3 dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST) forneça diretrizes para a conexão de geradores à rede de distribuição, não existem requisitos específicos ou exigências relacionadas à capacidade LVRT para os geradores eólicos (PRODIST, 2018).

Para fins de comparação, a Figura 16 apresenta as curvas LVRT de outros países, incluindo a curva correspondente ao Brasil. A regulação da capacidade de suportar afundamentos de tensão é de extrema importância como requisito técnico para garantir a qualidade e confiabilidade dos parques eólicos. É interessante notar que quanto maior a contribuição da energia eólica na matriz elétrica de um país, mais rigorosa é a curva de suportabilidade. Isso é evidente nos casos da França e Alemanha. Para se ter uma ideia, na Alemanha a energia eólica representou 24,4% da produção total de energia elétrica em 2019, tornando-se a fonte mais significativa do país pela primeira vez (FRAUNHOFER, 2019). Nesse contexto, os aerogeradores na Alemanha devem ser capazes de tolerar até mesmo interrupções na tensão, garantindo assim a estabilidade do sistema.

Figura 16 – Os requisitos LVRT de 5 países



Fonte: Próprio autor

É necessário um aprimoramento regulatório e o estabelecimento de requisitos específicos para os geradores eólicos no contexto da capacidade LVRT, a fim de garantir um desempenho consistente e confiável desses sistemas de energia renovável.

### 3 METODOLOGIA

#### 3.1 Considerações iniciais

Neste capítulo, apresentamos a metodologia proposta, bem como os modelos utilizados, uma breve descrição do software utilizado para simular os afundamentos de tensão resultantes de faltas de curto-circuito no sistema de distribuição, considerando a presença de um parque eólico conectado e os métodos de medições adotados. A metodologia é baseada no estudo do comportamento das tensões em um Sistema Elétrico de Potência (SEP) que possui um parque eólico com aerogeradores do tipo DFIG. A simulação dos afundamentos de tensão decorrentes de faltas de curto-circuito no sistema de distribuição tem como objetivo analisar a queda de tensão nos terminais dos aerogeradores, conhecido como Ponto de Conexão com a Rede (PCR).

#### 3.2 Parque eólico

O modelo utilizado para representar o parque eólico foi o bloco "DFIG Wind Turbine", que descreve detalhadamente um Gerador de Indução Duplamente Alimentado (DFIG) acionado por uma turbina eólica. O parque possui uma capacidade total de 1,5MW e está conectado a um sistema de distribuição de 4,16kV. No sistema de distribuição, são utilizadas principalmente linhas de curta distância, sendo o trecho mais longo com cerca de 610m.

As turbinas eólicas do parque empregam um gerador de indução duplamente alimentado (DFIG), que consiste em um gerador de indução de rotor bobinado e um conversor *Pulse Width Modulation* (PWM) baseado em IGBT Corrente alternada (CA)/Corrente contínua (CC)/CA, como mostrado na Figura 10, presente na seção 2.4. O enrolamento do estator é diretamente conectado à rede de 60 Hz, enquanto o rotor é alimentado com frequência variável por meio do conversor CA/CC/CA. A tecnologia DFIG permite extrair a máxima energia do vento mesmo em baixas velocidades, otimizando a rotação da turbina e minimizando os esforços mecânicos durante rajadas de vento.

Neste estudo, foi mantida uma velocidade constante de vento de 15 m/s. O sistema de controle utiliza um controlador de torque para manter a velocidade da turbina em 1,2 pu. A potência reativa gerada pela turbina eólica é regulada em 0 Mvar. Para uma velocidade de vento de 15 m/s, a potência de saída da turbina é de 1 pu em relação à sua potência nominal.

Além disso, o ângulo de inclinação é de 8,7 graus e a velocidade do gerador é de 1,2 pu. Esses parâmetros são fundamentais para garantir o desempenho adequado da turbina e a maximização da geração de energia a partir do vento. A Tabela 5 apresenta os principais parâmetros do bloco do aerogerador DFIG utilizado:

Tabela 5 – Parâmetros do parque eólico

Parâmetro	Valores
Potência mecânica de saída do parque eólico (W)	$1,5 \cdot 10^6$
Tensão nominal estator ( $V_{rms}$ )	575
Tensão nominal do rotor ( $V_{rms}$ )	1975
Velocidade dos ventos (m/s)	15
Ângulo de inclinação (graus)	8,7
Velocidade do gerador (pu)	1,2

Fonte: Próprio autor.

Esses parâmetros são essenciais para a caracterização e modelagem adequada do bloco DFIG, permitindo simular o comportamento do gerador de indução duplamente alimentado (DFIG) acionado pela turbina eólica. Com base nessas informações, é possível compreender e avaliar o desempenho da turbina eólica e sua contribuição para a geração de energia no sistema elétrico.

### 3.3 Sistema utilizado nas simulações

Com base nas informações fornecidas na seção anterior (3.5), podemos resumir o sistema de distribuição utilizado nas simulações, que é baseado no alimentador de teste de 13 nós do Instituto de Engenheiros Eletricistas e Eletrônicos (IEEE). O sistema de 13 barras do IEEE, também conhecido como sistema de teste de 13 nós do IEEE, é um dos sistemas elétricos de distribuição mais amplamente utilizados em estudos e pesquisas acadêmicas. Ele foi desenvolvido pelo IEEE como uma referência para análise e avaliação de algoritmos, técnicas de controle e sistemas de energia.

O sistema de 13 barras é um exemplo representativo de um sistema elétrico de distribuição de média tensão. Possui características que simulam as condições reais encontradas em redes de distribuição, tornando-o um caso de estudo prático e relevante. Além disso, sua estrutura simples facilita a compreensão e a aplicação de diferentes metodologias de análise.

Este sistema é composto por 13 barras, incluindo uma barra de referência, e conecta várias cargas e geradores. Suas principais características elétricas incluem:

- **Tensão nominal:** O sistema de 13 barras do IEEE opera em uma faixa de tensão média, geralmente entre 4 kV e 35 kV, dependendo da aplicação específica.
- **Conexões trifásicas:** A maioria das barras do sistema está conectada de forma trifásica, refletindo a configuração típica de sistemas de distribuição de energia.
- **Impedâncias de linha:** O sistema leva em consideração as impedâncias das linhas de transmissão entre as barras, que podem variar dependendo da distância, tipo de condutor e outras características técnicas.
- **Cargas e geração:** O sistema é projetado para representar cargas residenciais e comerciais, bem como fontes de geração distribuída, como geradores síncronos e unidades de energia renovável.

O sistema de 13 barras do IEEE está localizado em uma área fictícia, não correspondendo a um sistema de distribuição real. Sua criação remonta à década de 1970, e desde então tem sido amplamente utilizado como um modelo de testes para estudos de estabilidade, controle de tensão, análise de fluxo de potência e outros tópicos relacionados à distribuição de energia elétrica.

No contexto de um trabalho acadêmico, é relevante mencionar a importância do sistema de 13 barras do IEEE como uma ferramenta padrão na pesquisa e desenvolvimento de tecnologias elétricas. Sua ampla utilização proporciona uma base comum para comparação de resultados e permite a reprodução de estudos em diferentes ambientes acadêmicos e industriais. Além disso, o sistema serve como ponto de partida para estudos mais complexos, incluindo sistemas de maior porte e integração de fontes de energia renovável.

Os dados específicos referentes a esse alimentador podem ser encontrados no site oficial do IEEE e também estão disponíveis no Anexo A deste trabalho, fornecendo as informações necessárias para a modelagem e estudo detalhado desse alimentador de teste. O diagrama unifilar dessa rede é apresentado na Figura 17.

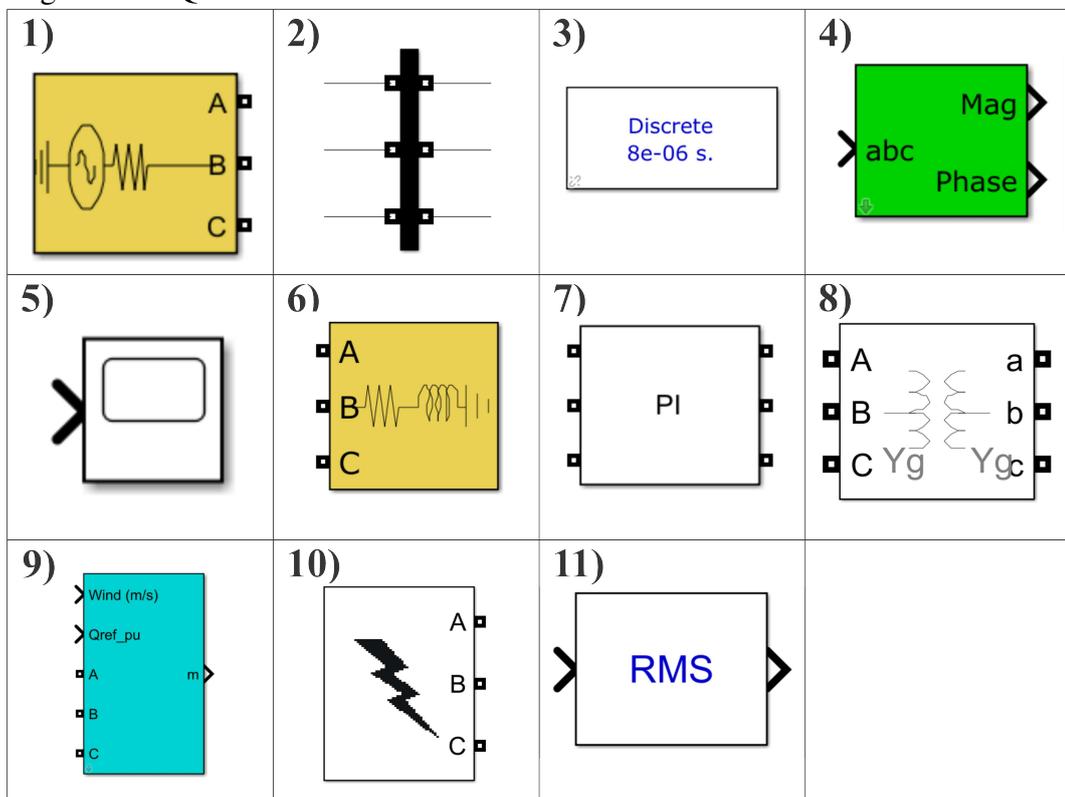


Além disso, a inclusão do parque eólico no sistema de simulações acrescentou um componente importante, permitindo investigar a integração de fontes renováveis de energia na rede elétrica.

### 3.4 Software utilizado

Neste trabalho, utilizamos o Simulink, uma ferramenta integrada no software MATLAB, desenvolvida pela MathWorks, para realizar as simulações propostas. O Simulink possui uma interface gráfica baseada em diagrama de blocos, que permite simulações, modelagens e análises de sistemas dinâmicos. Além disso, o Simulink oferece uma variedade de bibliotecas que contêm os componentes necessários para diferentes finalidades. No caso deste estudo, utilizamos a biblioteca Simscape Electrical™, que inclui modelos de semicondutores, motores, geradores, componentes para aplicações em eletrônica, mecatrônica e energia elétrica, como atuadores eletromecânicos, redes inteligentes e sistemas de energia renovável, bem como modelos de cargas trifásicas e linhas de transmissão, entre outros componentes. Para criar as simulações neste trabalho, utilizamos os componentes da biblioteca Simscape Electrical™, mostrados na Figura 19 com suas respectivas descrições em seguida.

Figura 19 – Quadro de blocos utilizados no Simulink



Fonte: Próprio autor

Os blocos utilizados, conforme mostrados na Figura 19, são:

1. *Three-Phase Source* (Fonte trifásica): Este componente representa o sistema de potência trifásico equivalente que fornece energia para a carga.
2. *Three-Phase V-I Measurement* (Medidor trifásico de tensão e corrente): É utilizado para medir a tensão e a corrente instantânea e é representado como um barramento nas figuras das simulações.
3. *PowerGui*: É necessário para o funcionamento dos demais blocos da biblioteca SimPowerSystems. Ele permite que o circuito seja calculado pela ferramenta Simulink.
4. *Discrete 3-Phase Positive-Sequence Fundamental Value* (Medidor de valor da sequência positiva): Calcula a magnitude e a fase da componente fundamental de um sinal de entrada na frequência fundamental especificada. Esse sinal de entrada pode ser composto por três sinais balanceados ou desbalanceados que podem conter harmônicos. As duas saídas do bloco fornecem a magnitude, com as mesmas unidades do sinal de entrada, e a fase, em graus, da componente fundamental.
5. *Scope*: O Scope desempenha a função de um osciloscópio em um laboratório. É usado para observar os sinais elétricos simulados.
6. *Three-Phase Series RLC Load* (Carga trifásica): Este bloco permite inserir os valores de potência ativa e potência aparente de uma carga. Também pode ser usado para exemplificar um banco de capacitores.
7. *PI section line*: Representam linhas de transmissão no modelo PI.
8. *Three-phase transformer* (Transformador trifásico): Implementa um transformador trifásico usando três transformadores monofásicos.
9. *DFIG Wind Turbine* (Turbina DFIG): Representa os aerogeradores do tipo DFIG do parque eólico.
10. *Three-Phase Fault* (Faltas): Este bloco possibilita a criação de faltas de curto-circuito trifásicas, monofásicas, bifásicas e bifásicas não aterradas.
11. *RMS* (Tensão eficaz): O bloco RMS calcula o valor eficaz (*RMS*) do sinal de entrada.

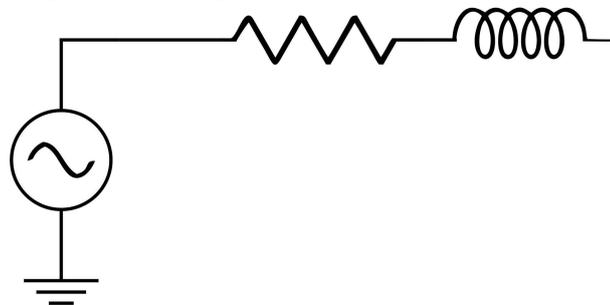
### 3.5 Modelagem dos elementos do sistema

Com base nos componentes apresentados na seção 3.4, podemos fornecer uma descrição mais detalhada a respeito dos blocos utilizados e a modelagem dos sistemas envolvidos na simulação.

### 3.5.1 Subestação

O modelo adotado para a representação da subestação foi construído utilizando um circuito simplificado composto por uma fonte de tensão ideal e uma reatância síncrona, conforme ilustrado na Figura 20. A subestação se trata de uma fonte de tensão que trabalha com nível de média tensão. Optou-se por uma abordagem simplificada na modelagem devido ao foco da análise estar nos aerogeradores, o que implica em não considerar o comportamento dinâmico dos demais geradores. Na simulação computacional, o bloco é caracterizado estabelecendo valores constantes para a potência e tensão de geração.

Figura 20 – Representação da subestação



Fonte: Próprio autor

Esse bloco conecta as três fontes de tensão em estrela (Y), com a opção de aterrар internamente a conexão neutro ou torná-lo acessível. Além disso, é possível especificar os parâmetros da fonte, como a resistência interna (R) e a indutância (L), diretamente inserindo os valores desejados. Outra opção é especificar o nível de curto-circuito indutivo da fonte e a relação X/R, o que permite um ajuste mais preciso dos parâmetros da impedância RL. Essas configurações permitem uma modelagem mais detalhada e flexível das fontes de tensão trifásicas utilizadas na simulação. A Tabela 6 fornece os parâmetros da fonte trifásica utilizada na simulação.

Tabela 6 – Parâmetros da fonte trifásica.

Parâmetro	Valores
Configuração	Estrela aterrado
Tensões de fase [ $V_{rms}$ ]	[2452,2 2502,7 2443,6]
Frequência [Hz]	60
Nível de curto-circuito trifásico [VA]	$100 \cdot 10^6$
Tensão de linha base [ $V_{rms}$ ]	$120 \cdot 10^3$
Relação X/R	10

Fonte: Próprio autor.

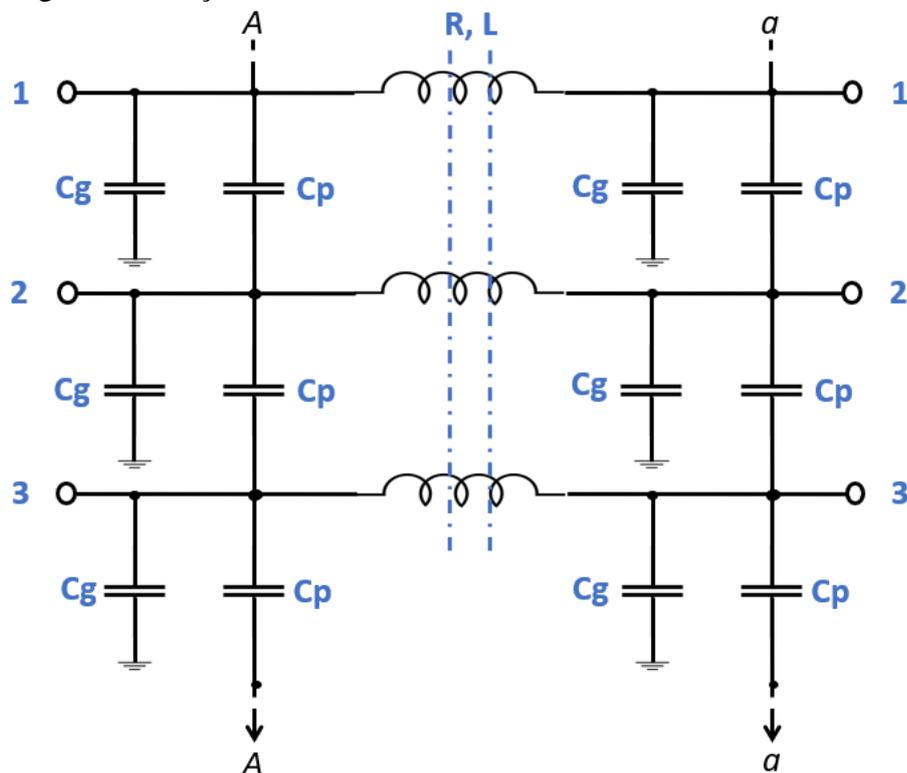
### 3.5.2 Linhas

Para modelar uma linha de N fases com parâmetros agrupados em seções PI, foi utilizado o bloco "PI Section Line". Esse bloco permite a representação de uma linha de transmissão com resistência, indutância e capacitância distribuídas uniformemente ao longo da linha. Para obter um modelo aproximado da linha com parâmetros distribuídos, utilizamos a cascata de várias seções PI idênticas.

Cada seção PI representa uma parte da linha de transmissão trifásica, onde são considerados os efeitos de resistência, indutância e capacitância. Essas seções são interconectadas em cascata para formar o modelo completo da linha. Essa abordagem permite uma modelagem mais precisa das características elétricas da linha, levando em consideração sua distribuição ao longo do comprimento.

A Figura 21 ilustra uma seção PI de uma linha de transmissão trifásica, mostrando como os parâmetros são distribuídos e conectados. Através dessa representação, é possível simular o comportamento da linha em diferentes condições de operação e analisar os efeitos das características distribuídas ao longo da transmissão.

Figura 21 – seção PI de uma linha de transmissão trifásica



Fonte: Mathwork (2006)

Quando temos um número de fases maior que 1, a resistência e a indutância em série são implementadas utilizando um dispositivo de indutância mútua definido pelas matrizes R e L. Isso permite levar em conta as interações entre as diferentes fases.

No entanto, quando o número de fases é igual a 1, a resistência e a indutância em série são modeladas por uma única resistência R e uma única indutância L. Nesse caso, os capacitores fase-fase ( $C_p$ ) não são considerados no modelo.

A capacitância shunt  $C_g$  de cada fase e a capacitância fase-fase  $C_p$  são calculadas da seguinte forma:

$$C_g = \text{soma}(C(:,p))/2 \quad (3.1)$$

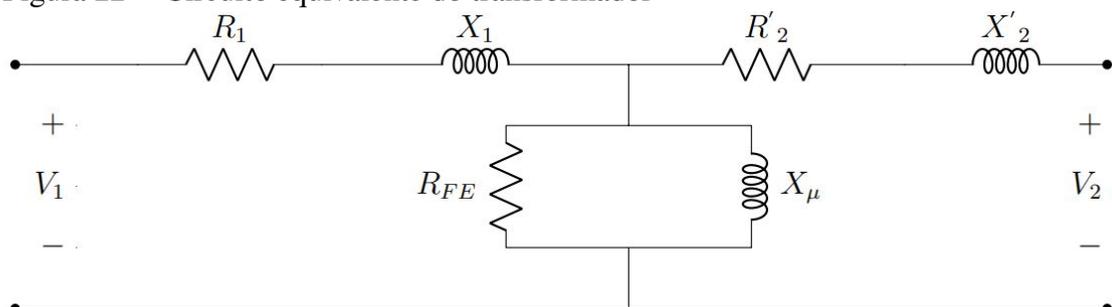
$$C_p = -C(p,k); \quad (3.2)$$

Onde C é a matriz de capacitância,  $p$  é o número de fases ao qual  $C_p$  está conectado e  $k$  é o número de fases que  $C_p$  atravessa. Dessa forma, o bloco "PI Section Line" oferece uma ferramenta útil para modelar linhas de transmissão trifásicas, permitindo uma análise mais precisa dos fenômenos elétricos que ocorrem ao longo da linha.

### 3.5.3 Transformadores

A Figura 22 ilustra o circuito equivalente convencional de um transformador referido ao primário. Nele são representados os parâmetros de resistência do enrolamento primário ( $R_1$ ), reatância de dispersão primária ( $X_1$ ), resistência do enrolamento secundário ( $R'_2$ ), reatância de dispersão secundária ( $X'_2$ ), reatância de magnetização ( $X_\mu$ ) e resistência de perdas do núcleo ( $R_{FE}$ ).

Figura 22 – Circuito equivalente do transformador



Fonte: RIBEIRO (2020)

No sistema em questão, os transformadores foram modelados utilizando o bloco "Three-Phase Transformer". Esse bloco representa um transformador trifásico que é construído a partir de três transformadores monofásicos. No sistema, foram instalados dois transformadores, cada um com dois enrolamentos. Um desses transformadores está localizado nos terminais de distribuição. Esse transformador desempenha um papel importante na distribuição de energia no sistema. Os parâmetros para este transformador são dispostos na Tabela 7:

Tabela 7 – Parâmetros do transformador 4,16kV - 480V

Parâmetro	Valores
Configuração	Estrela aterrado - estrela aterrado
Potência nominal [VA]	$5 \cdot 10^5$
Frequência [Hz]	60
Tensão de linha primário [ $V_{rms}$ ]	[4160]
Tensão de linha secundário [ $V_{rms}$ ]	[480]
Resistência do enrolamento primário [pu]	0,011
Resistência do enrolamento secundário [pu]	0
Reatância do enrolamento primário [pu]	0,02
Reatância do enrolamento secundário [pu]	0

Fonte: Próprio autor.

O outro transformador está localizado nos terminais do parque eólico. Sua função é elevar a tensão do parque no Ponto de Acoplamento Comum (PAC) para o ponto de conexão com a rede (PCR). Essa elevação de tensão é necessária para a correta integração do parque eólico com a rede elétrica. Para este segundo transformador, a tabela 8 apresenta seus parâmetros.

Tabela 8 – Parâmetros do transformador 4,16kV - 575V.

Parâmetro	Valores
Configuração	Estrela aterrado - estrela aterrado
Potência nominal [VA]	$2 \cdot 10^6$
Frequência [Hz]	60
Tensão de linha primário [ $V_{rms}$ ]	[4160]
Tensão de linha secundário [ $V_{rms}$ ]	[575]
Resistência do enrolamento primário [pu]	$8,33 \cdot 10^{-4}$
Resistência do enrolamento secundário [pu]	$8,33 \cdot 10^{-4}$
Reatância do enrolamento primário [pu]	0,025
Reatância do enrolamento secundário [pu]	0,025

Fonte: Próprio autor.

Referente a Tabela 8 a configuração utilizada é estrela aterrado - estrela aterrado para não alterar o tipo de falta entre o primário e secundário do transformador. A potência nominal de 2MVA é referente a potência do parque, que trabalha em 1,5MW.

Ao modelar os transformadores usando o bloco "Three-Phase Transformer", é pos-

sível considerar as características e propriedades desses dispositivos no sistema, permitindo uma simulação mais precisa e eficiente do comportamento do sistema de energia. Além disso também é relevante ressaltar que, no caso dos transformadores, as curvas de saturação não foram consideradas neste estudo.

### 3.5.4 Cargas

No sistema em questão, as cargas foram modeladas utilizando o bloco "Three-Phase Series RLC Load". Esse bloco é usado para representar cargas balanceadas trifásicas e consiste em uma combinação em série de elementos RLC. A carga possui uma impedância constante em uma frequência específica, e as potências ativa e reativa absorvidas pela carga são proporcionais ao quadrado da tensão aplicada.

O ícone do bloco foi projetado para exibir apenas os elementos associados a potências diferentes de zero, o que simplifica a representação visual e facilita a compreensão dos componentes relevantes para a análise da carga trifásica.

A partir das cargas utilizadas no sistema, foi calculada uma demanda total de aproximadamente 4 MVA, o que indica o consumo total de energia pelas cargas. Essa medida é importante para avaliar a capacidade e a eficiência do sistema em suprir a demanda de energia requerida pelas cargas conectadas.

### 3.5.5 Medidor de sequência

Durante as simulações no Simulink, foi utilizado o bloco denominado Sequence Analyzer, o qual é responsável por gerar a magnitude e a fase dos componentes de sequência positiva, negativa e zero de um conjunto de três sinais, seja eles balanceados ou não balanceados. O índice 1 é atribuído à sequência positiva, o índice 2 à sequência negativa e o índice 0 à sequência zero. Além disso, os sinais podem opcionalmente conter harmônicos. As três componentes de sequência de um sinal trifásico (tensões  $V_1, V_2, V_0$  ou correntes  $I_1, I_2, I_0$ ) são calculadas de acordo com as equações (3.3), (3.4) e (3.5).

$$V_1 = \frac{1}{3}(V_a + a \cdot V_b + a^2 \cdot V_c) \quad (3.3)$$

$$V_2 = \frac{1}{3}(V_a + a^2 \cdot V_b + a \cdot V_c) \quad (3.4)$$

$$V_0 = \frac{1}{3}(V_a + V_b + V_c) \quad (3.5)$$

Onde,  $V_a, V_b, V_c$  são três fasores de tensão na frequência especificada e  $a = e^{(j2\pi/3)} = 1/120^\circ$  operador complexo.

### 3.6 Cenários de simulação

Antes de prosseguir com as análises, é importante fazer algumas considerações iniciais. Serão aplicadas faltas em três pontos distintos do sistema, a fim de analisar as consequências em relação a tensão dessas faltas no Ponto de Conexão à Rede (PCR). As faltas que serão aplicadas são classificadas em faltas simétricas e faltas assimétricas.

As faltas simétricas consistem em faltas trifásicas (FFF), onde nesse estudo foram aplicadas faltas trifásicas sem contato com a terra. Por outro lado, as faltas assimétricas incluem faltas fase-terra (monofásicas, FT) nas fases *a*, *b* e *c*, faltas fase-fase (bifásicas, FF) entre as fases *ab*, *bc* e *ca*, e faltas fase-fase-terra (bifásicas-terra, FFT) entre as fases *ab-g*, *bc-g* e *ca-g*.

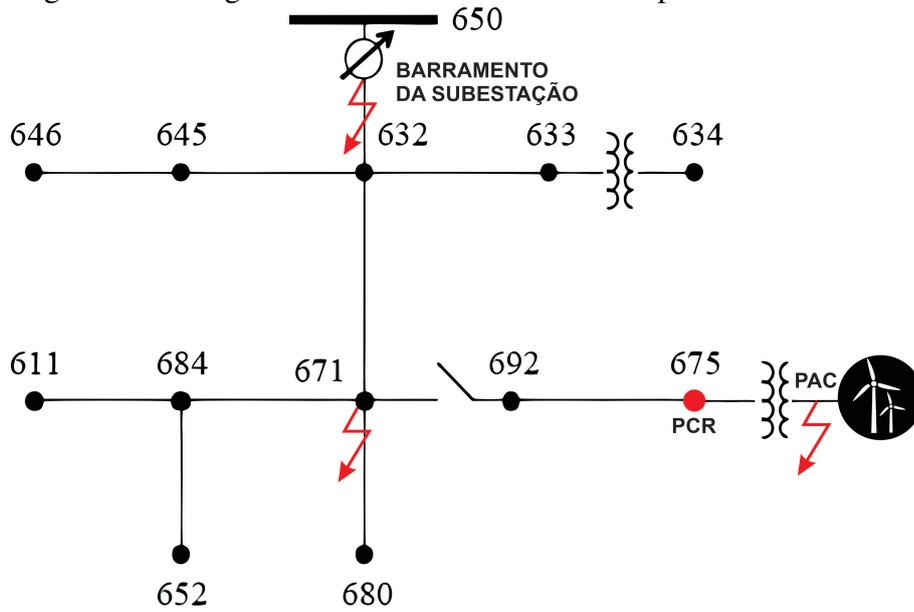
Outro aspecto relevante a ser considerado é a duração das faltas, que foi de 100 ms, o que foi adotado como um tempo adequado para medições de afundamentos de tensão. A escolha de uma duração específica é importante para capturar o comportamento dos aerogeradores durante um curto intervalo de perturbação. Como as faltas ocorrem por um curto intervalo de tempo, o período total simulado foi de 0,25 s.

Além disso, as faltas foram modeladas com impedância zero, representando o pior cenário possível para avaliar o desempenho dos aerogeradores. As faltas foram aplicadas, de forma não simultânea de modo que fosse aplicada apenas uma falta no sistema por vez, nos seguintes pontos do sistema:

- Ponto de Acoplamento Comum (PAC), onde o parque eólico está conectado ao transformador elevador;
- Barramento da subestação de 4,16 kV;
- Barramento 671.

A Figura 23 apresenta o diagrama unifilar do sistema, destacando a localização de cada falta. Esse diagrama é importante para visualizar a estrutura do sistema e compreender a localização das faltas em relação aos componentes e pontos de interesse.

Figura 23 – Diagrama unifilar do sistema com os pontos de falta



Fonte: Próprio autor.

Os pontos de falta escolhidos tratam-se de pontos específicos para que fosse realizada uma análise mais completa. A falta no PAC foi escolhido pela ligação através de um transformador entre ele e o ponto de conexão a rede (PCR), caracterizando uma falta próxima ao ponto de interesse a ser analisado, que é o PCR. A falta no barramento da subestação tem como objetivo verificar os distúrbios causados no PCR a partir da perda da alimentação da rede proveniente da subestação. Já a falta provocada no barramento 671 tem o intuito de verificar as consequências na tensão do PCR diante de uma falta com maior possibilidade de ocorrência dentro do sistema trabalhado, tratando-se de um dos pontos de distribuição de cargas.

A partir dessas faltas, foi analisado o comportamento das tensões de fase e sequência positiva no PCR (Ponto de conexão à rede) durante os períodos de pré-falta, falta e pós-falta, para que desde modo, seja possível analisar se o critério LVRT poderá ou não ser aplicado para cada caso.

### 3.7 Métodos para medição das tensões

A maioria dos estudos relacionados a este tema foca no cumprimento dos requisitos LVRT dos geradores eólicos para o sistema de transmissão, o qual abrange a rede básica. Isso pressupõe que o sistema opera com tensões e correntes balanceadas. No entanto, existem pesquisas que analisam o critério LVRT em sistemas de distribuição considerando o sistema trifásico e balanceado, mesmo sabendo que uma característica importante dos sistemas de

distribuição é o desequilíbrio entre as fases em comparação com os sistemas de transmissão. Neste trabalho, realizamos análises do cumprimento da curva LVRT para o sistema de distribuição operando com desequilíbrio de cargas.

Segundo (IOV *et al.*, 2007), a maioria dos códigos de rede abrange apenas o sistema de transmissão em países como Espanha, Itália e Canadá, enquanto poucos deles consideram o sistema de distribuição, como é o caso da Dinamarca, Irlanda e Portugal.

Em situações de tensões balanceadas, é simples determinar se a curva LVRT está sendo violada ou não, utilizando a medição da tensão nos terminais. No entanto, quando há desequilíbrio de tensões, é necessário ter uma definição clara da medição da tensão nos terminais, uma vez que diferentes esquemas de medição podem ser aplicados. Além disso, os procedimentos de rede não abordam explicitamente a exigência LVRT em condições de tensões desequilibradas.

Segundo Salim (2011), os esquemas de medição da tensão nos terminais podem variar de acordo com o transdutor utilizado pelo fabricante, sendo possível identificar três tipos distintos mostrados pelas equações (3.6) (SALIM, 2011), (3.7) (HYDRO-QUÉBEC TransÉnergie, 2006) e (3.8) (IEEE PES, 2010):

$$\text{Tipo 1 : } V_t = \frac{V_{Arms} + V_{Brms} + V_{Crms}}{3} \quad (3.6)$$

$$\text{Tipo 2 : } V_t = \frac{V_A + a \cdot V_B + a^2 \cdot V_C}{3} \quad (3.7)$$

$$\text{Tipo 3 : } V_t = \sqrt{\frac{V_{Arms}^2 + V_{Brms}^2 + V_{Crms}^2}{3}} \quad (3.8)$$

Segundo as equações apresentadas, nas de Tipo 1 e Tipo 3, as tensões são medidas em valor eficaz nas fases a, b e c. Por outro lado, a expressão Tipo 2 refere-se à tensão de sequência positiva, em que  $V_A$ ,  $V_B$  e  $V_C$  representam as componentes de tensão das fases  $a, b$  e  $c$ , respectivamente, enquanto  $a$  e  $a^2$  são operadores com valor de  $1/\underline{120^\circ}$  e  $1/\underline{-120^\circ}$ , respectivamente.

Quando o sistema opera com desequilíbrio, as metodologias de medição mencionadas podem não ser adequadas, pois elas realizam uma média das tensões de fase, o que impossibilita a avaliação individual do comportamento de cada fase diante de afundamentos de tensão. Uma

abordagem alternativa para verificar o cumprimento dos requisitos da curva LVRT em sistemas de distribuição desequilibrados é medir individualmente as tensões terminais eficazes nas três fases do sistema.

Deste modo, neste trabalho, será realizada uma análise das tensões no PCR a partir de ocorrências de faltas de curto-circuito, sendo essas medições realizadas de acordo com as equações (3.6), (3.7) e (3.8). Além disso, serão efetuadas medições individuais em cada fase para avaliar a magnitude dos afundamentos de forma individualizada para cada fase.

## 4 DISCUSSÃO DOS ESTUDOS DE CASO E RESULTADOS

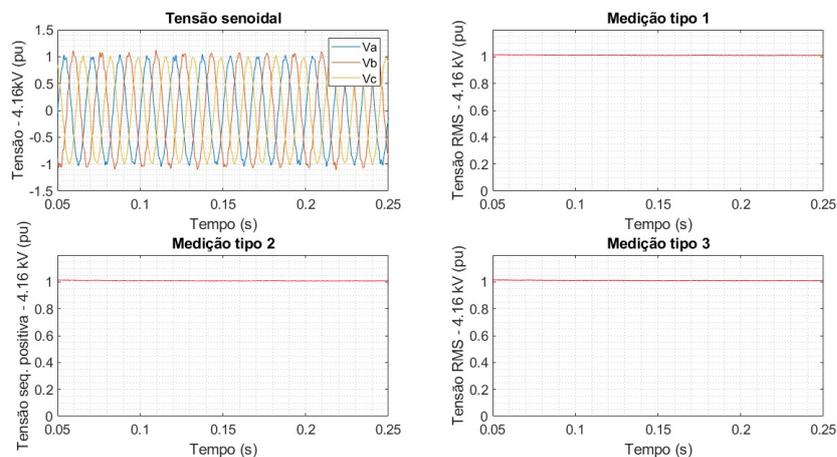
Neste capítulo, abordaremos os resultados provenientes das simulações realizadas no ambiente do Simulink. Os resultados serão apresentados e discutidos nas seções subsequentes, estabelecendo uma ligação entre os dados simulados e as teorias previamente apresentadas ao longo deste trabalho. Essa análise detalhada nos proporcionará uma compreensão mais aprofundada do sistema em estudo.

### 4.1 Simulação do sistema em condições normais de operação em regime permanente

Inicialmente, é importante apresentar os dados referentes ao sistema operando em regime permanente. Para isso, foram realizadas simulações no sistema sem a aplicação de faltas de curto-circuito, permitindo verificar os níveis de tensão de regime permanente. Nesse contexto, analisamos o comportamento do sistema em seu estado estável, considerando todas as suas partes em pleno funcionamento, onde foi verificado de forma principal o comportamento das tensões e sua estabilidade.

As Figuras 24 e 25 apresentam o comportamento das tensões medidas no PCR com o sistema em operação normal. A Figura 24 mostra as tensões de cada fase de forma senoidal no PCR, além disso também mostra as tensões do tipo 1, 2 e 3, conforme a seção 3.7, na qual oferece uma visualização clara das tensões de cada fase do sistema, onde torna-se possíveis verificar que há assimetrias entre elas, evidenciando um sistema desequilibrado, assim como o fato das tensões do tipo 1, 2 e 3 não serem exatamente 1 p.u., também evidenciando um sistema desequilibrado.

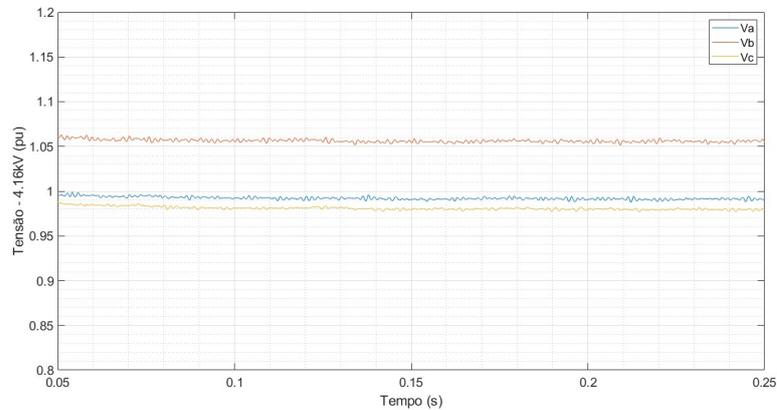
Figura 24 – Tensões medidas no PCR com o sistema em regime permanente



Fonte: Próprio autor.

Além disso, a Figura 25 mostra as tensões *rms* individuais para cada fase, que também foi medida no PCR.

Figura 25 – Tensões *rms* das fases em regime permanente



Fonte: Próprio autor.

Ao apresentar esses dados preliminares, estabelecemos uma referência para análise comparativa com os resultados das simulações posteriores, que considerarão a presença das faltas elétricas. Essa comparação nos permitirá avaliar o impacto das faltas no sistema, identificando suas consequências e quantificando o grau de perturbação causado.

## 4.2 Simulação do sistema com a ocorrência de faltas de curto-circuito

Nesta seção, serão apresentados os impactos observados nas tensões medidas no Ponto de Conexão à Rede (PCR) a partir da ocorrência de faltas de curto-circuito simétricas e assimétricas em três pontos distintos, que são: Ponto de Acoplamento comum (PAC), barramento da subestação e barramento 671, descritos de forma mais detalhada anteriormente na seção 3.6.

Além disso, é importante destacar que o sistema DFIG utilizado neste trabalho não possui o circuito *crowbar*. O circuito *crowbar* é um dispositivo de proteção comumente utilizado em sistemas DFIG, o *crowbar* protege o conversor conectado aos terminais da máquina, é ativado durante sobre-correntes nos enrolamentos do rotor e/ou sobre-tensões no barramento CC. Na maioria das vezes, esses valores atípicos aparecem após uma falta de curto-circuito próximo ao parque eólico (SALLES *et al.*, 2010).

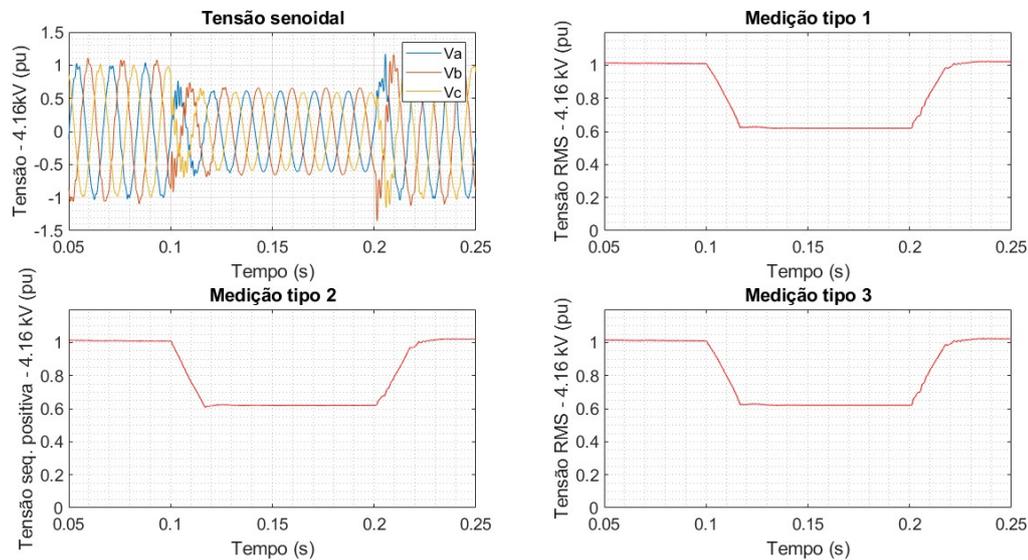
No entanto, é importante ressaltar que, no contexto deste trabalho, a ausência do circuito *crowbar* possibilitou a realização das análises realizadas. Caso o circuito *crowbar* estivesse conectado, ele desligaria quase instantaneamente o rotor do DFIG da rede, impossibilitando

observar o comportamento do controle do sistema DFIG utilizado neste trabalho frente as faltas de curto-circuito nos sinais de tensão e corrente.

#### 4.2.1 Faltas simétricas

Nesta seção, serão abordadas as faltas de curto-circuito simétricas. Foram realizadas medições da tensão no Ponto de Conexão à Rede (PCR) durante a ocorrência dessa falta. A primeira falta analisada ocorreu no Ponto de Acoplamento Comum (PAC), e na Figura 26 são apresentadas as curvas de tensões obtidas durante esse evento.

Figura 26 – Tensões medidas no PCR a partir de uma falta trifásica no PAC

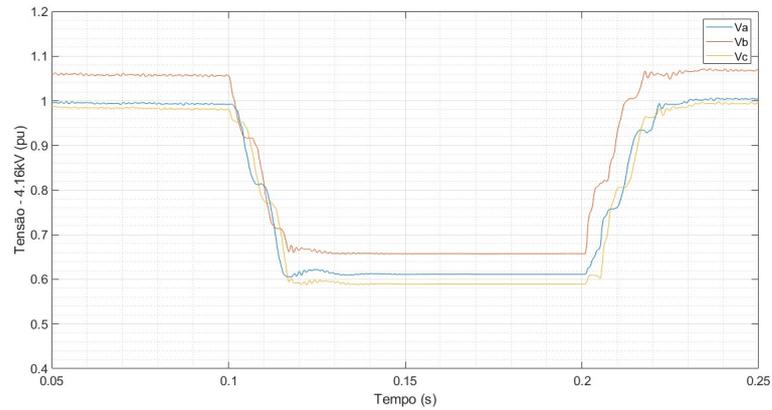


Fonte: Próprio autor.

Analisando a Figura 26, podemos observar a ocorrência de um afundamento de tensão do tipo A durante uma falta de curto-circuito trifásica. Conforme mencionado na seção 2.2.1, esse tipo de falta resulta em um afundamento simétrico do tipo A, independentemente da conexão elétrica em que a carga estivesse ligada ao transformador (delta ou estrela). Além disso, a Figura 26 mostra uma alteração também nas magnitudes das tensões do tipo 1, 2 e 3, resultando em afundamentos de tensão igual, onde foi obtido 0,619 p.u nas três medições.

Acrescentando a isso também foram feitas as medições das tensões *rms* de forma individual por fase, conforma ilustra a Figura 27, as quais as tensões obtidas das fases *a*, *b* e *c*, foram, respectivamente, 0,611 p.u, 0,657 p.u e 0,589 p.u.

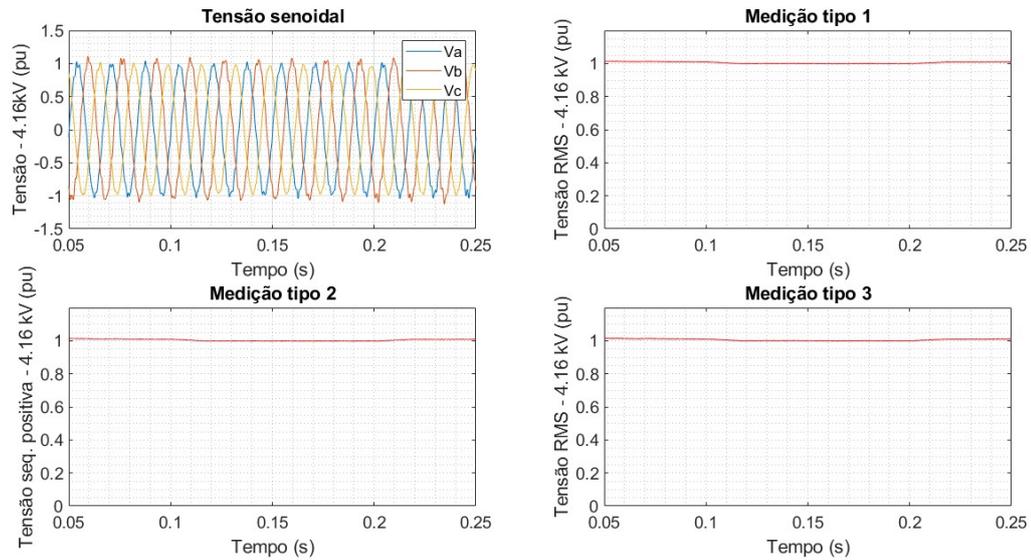
Figura 27 – Tensões *rms* das fases a partir de uma falta trifásica no PAC



Fonte: Próprio autor.

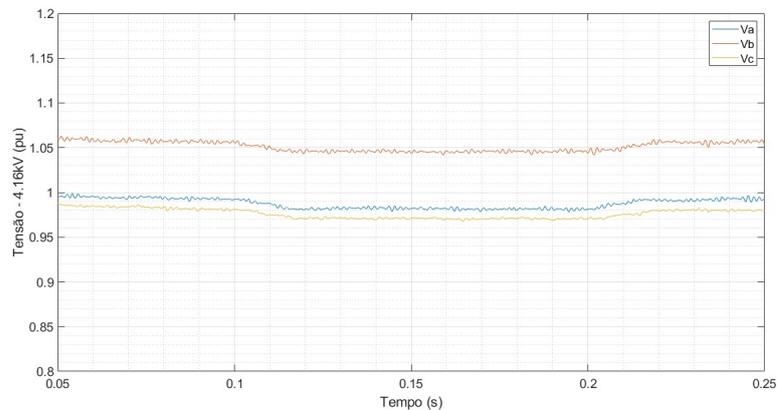
Além disso, também foram aplicadas faltas de curto-circuito trifásicas no barramento da subestação e no barramento 671. A Figura 28 mostram as tensões senoidais e tipo 1,2 e 3 para uma curto-circuito na subestação e a Figura 29 mostra as tensões *rms* em cada fase.

Figura 28 – Tensões medidas no PCR a partir de uma falta trifásica na subestação



Fonte: Próprio autor.

Figura 29 – Tensões *rms* das fases a partir de uma falta trifásica no barramento da subestação



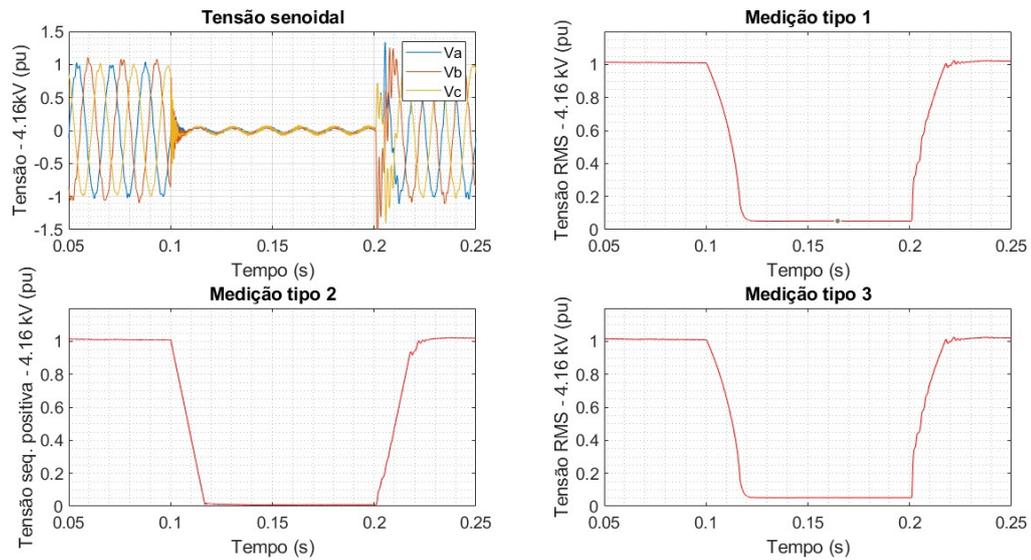
Fonte: Próprio autor.

Ao observar as Figuras 28 e 29, podemos notar que ao aplicar uma falta de curto-circuito trifásica no barramento da subestação, não há variações relevantes de tensão no PCR quando comparadas as tensões no funcionamento normal do sistema, mostradas pelas Figuras 24 e 25. A baixa variação nas tensões pode ser explicada devido a barra da subestação ser uma barra forte, isso é, ela possui alta capacidade de suportar as demandas elétricas e manter a tensão estável, mesmo diante de perturbações ou eventos anormais, como faltas de curtos-circuitos.

A "força" de uma barra está ligada, de forma principal, a sua alta potência de curto-circuito, a qual permite lidar com altas correntes sem grandes alterações de tensão, uma baixa impedância, a qual oferece uma menor resistência ao fluxo de corrente, com isso a barra pode fornecer energia de forma eficiente e minimizar as perdas de tensão ao longo da rede. Além disso, também conta com uma reserva de potência significativa, o que significa que ela pode fornecer energia adicional em momentos de demanda elevada ou em situações de emergência. Sendo assim, temos que quanto mais "forte" uma barra, maior será sua contribuição para a corrente de curto-circuito e menor será a queda de tensão na mesma (GLOVER *et al.*, 2016).

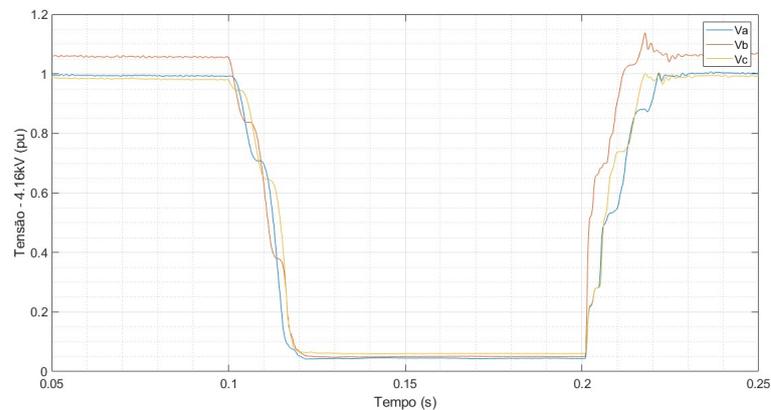
Finalizando o estudo relacionados as faltas simétricas, as Figuras 30 e 31 mostram as tensões senoidais, tipos 1,2 e 3 e individuais para cada fase.

Figura 30 – Tensões medidas no PCR a partir de uma falta trifásica no barramento 671



Fonte: Próprio autor.

Figura 31 – Tensões *rms* das fases a partir de uma falta trifásica no barramento 671



Fonte: Próprio autor.

Ao analisar as Figuras 30, podemos observar a ocorrência de uma falta trifásica do tipo A, conforme esperado. Além disso, é possível notar um significativo afundamento de tensão a partir das Figuras 30 e 31, onde as tensões do tipo 1, 2 e 3 foram, respectivamente, 0,052 p.u, 0,009 p.u e 0,052 p.u e as tensões individuais nas fases a, b e c foram, respectivamente, 0,044 p.u, 0,051 p.u e 0,060 p.u. Esse afundamento de tensão mais severo pode ser explicado com base nos princípios similares ao caso da falta aplicada na subestação, relacionados à impedância do sistema.

Cada componente do sistema elétrico possui uma determinada impedância e, quando ocorre uma falta de curto-circuito, uma corrente extremamente alta é gerada, causando uma

queda de tensão proporcional à impedância do sistema. A queda de tensão é mais significativa nos pontos com maior carga, uma vez que a corrente flui de maneira mais intensa por esses pontos. Isso resulta em uma maior perda de tensão nesses locais.

#### 4.2.2 *Faltas assimétricas*

No caso das faltas assimétricas, foi realizada uma análise das tensões em todas as fases. Foram aplicados nove tipos diferentes de faltas, além da falta trifásica. Esses tipos de faltas incluem:

- **Monofásica:** Foram aplicadas faltas individuais entre cada uma das fases ( $a$ ,  $b$  e  $c$ ) e a terra.
- **Bifásica:** Foram aplicadas faltas entre as combinações de duas fases, como  $ab$ ,  $bc$  e  $ca$ .
- **Bifásica-terra:** Foram aplicadas faltas entre as combinações de duas fases e o terra, como  $ab-g$ ,  $bc-g$  e  $ca-g$ .

Essa análise abrangente dos diferentes tipos de faltas nos permitirá compreender melhor o comportamento das tensões no PCR diante dessas situações. Conforme mencionado previamente, o sistema em análise trata-se de um sistema desequilibrado. No entanto, nas próximas seções, serão apresentadas somente algumas figuras como exemplos ilustrativos de cada falta, não extendendo as ilustrações de todas as faltas de curto-circuito aplicadas, enquanto todos os dados obtidos serão disponibilizados ao final da exposição dos resultados.

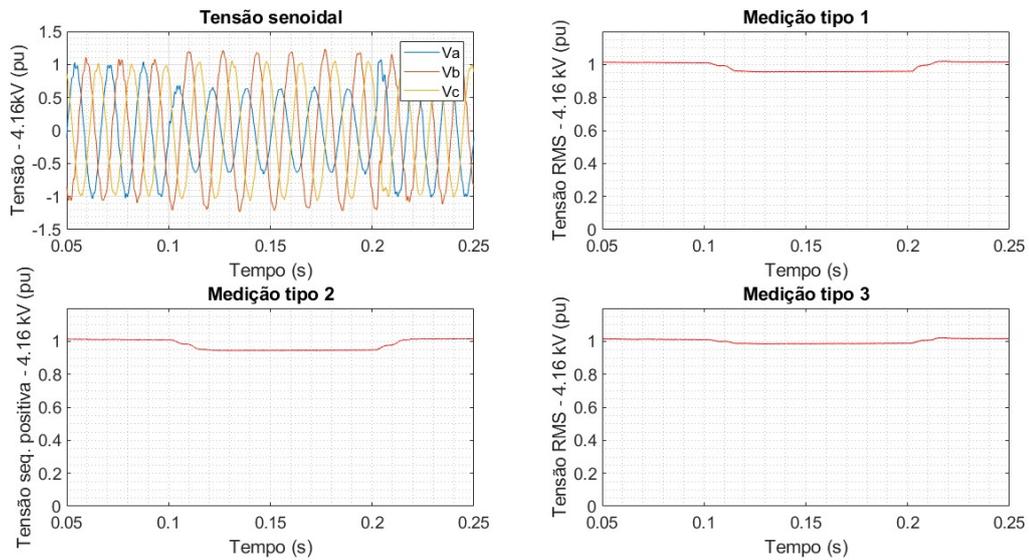
##### 4.2.2.1 *Faltas monofásicas*

Conforme mencionado, foram aplicadas faltas monofásicas em todas as fases do sistema, considerando sua natureza desequilibrada, conforme demonstrado na seção 4.1. Essas faltas foram implementadas nos três pontos previamente definidos na seção 3.6.

A aplicação das faltas monofásicas permitirá avaliar o comportamento do sistema diante de desequilíbrios e identificar impactos nas tensões do PCR. Essa análise é fundamental para compreender as vulnerabilidades do sistema em situações de falta monofásica e contribuirá para o aprimoramento das estratégias de proteção e controle do sistema.

Deste modo, as figuras 32, 33 e 34 mostram as tensões senoidais, tipo 1, 2 e 3 obtidas no PCR a partir das faltas monofásicas aplicadas na fase  $a$  do PAC, barramento da subestação e do barramento 671, respectivamente.

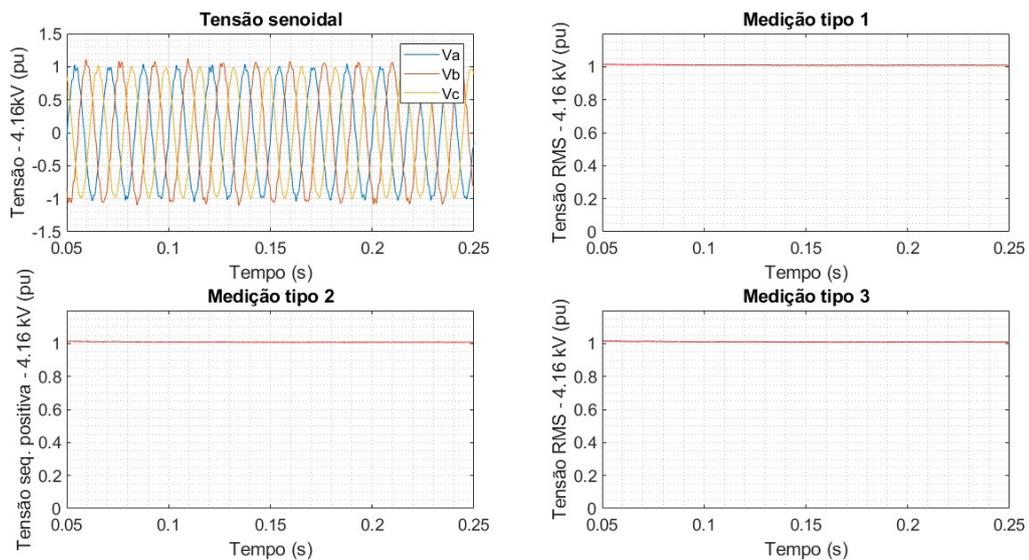
Figura 32 – Tensões medidas no PCR a partir de uma falta na fase *a* do PAC



Fonte: Próprio autor.

Ao analisar as figuras 32, 33 e 34, podemos observar que todas as faltas analisadas são do tipo B. Em relação à falta no PAC, é possível notar uma leve queda de tensão, evidenciada pelo decréscimo na curva senoidal e um afundamento de baixa magnitude mostrados nas medições do tipo 1, 2 e 3, resultando em uma tensão durante a falta de, respectivamente 0,955 p.u, 0,944 p.u e 0,984 p.u.

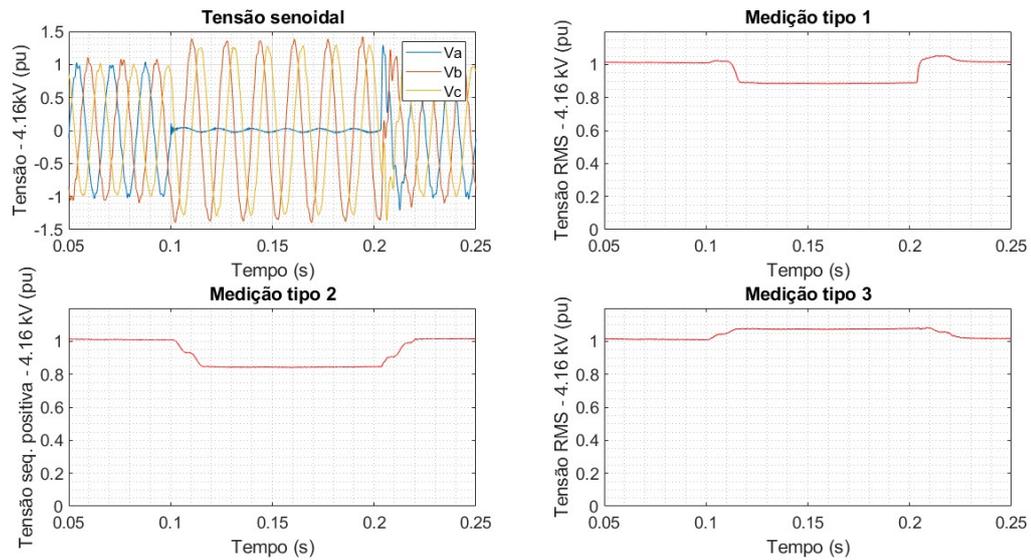
Figura 33 – Tensões medidas no PCR a partir de uma falta na fase *a* no barramento da subestação



Fonte: Próprio autor.

Por outro lado, para a falta ocorrida na subestação como mostrado na Figura 33, a queda de tensão vista no PCR é desprezível devido à força do referido barramento.

Figura 34 – Tensões medidas no PCR a partir de uma falta na fase *a* no barramento 671



Fonte: Próprio autor.

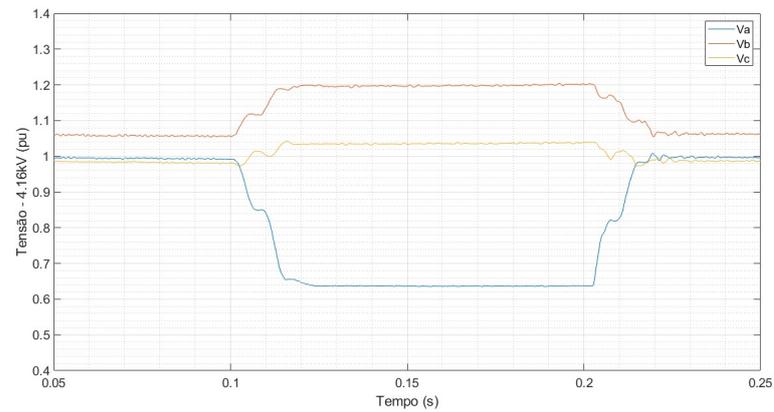
No entanto, o impacto mais significativo no sistema ocorre com a falta no barramento 671, conforme ilustrado na Figura 34. Nessa situação, podemos observar que a tensão da fase *a* se aproxima de zero, indicando a ocorrência de uma falta monofásica. Além disso, é perceptível um aumento nas tensões das fases *b* e *c*, conhecido como elevação das magnitudes ou sobretensão de fase. Esse fenômeno ocorre devido ao desequilíbrio gerado no sistema devido à falta.

Quando ocorre uma falta monofásica, a corrente de falta flui predominantemente pela fase afetada, enquanto as outras fases praticamente não apresentam corrente. Esse desequilíbrio de corrente resulta em um desequilíbrio nas tensões das fases. Devido às características da rede elétrica e à interação entre as fases, a falta na fase *a* pode causar um aumento temporário nas magnitudes das tensões nas fases *b* e *c*.

Entretanto, é importante ressaltar que essa elevação das magnitudes é transitória e de curta duração. Assim que a falta é corrigida ou removida, o sistema elétrico tende a retornar ao seu estado de equilíbrio normal, com as tensões das fases *b* e *c* voltando aos seus níveis adequados. Em relação ao afundamento de tensão evidenciado pela tensão do tipo 1, 2 e 3, temos que a magnitude deste afundamento resultou em uma tensão durante o afundamento, respectivamente, 0,885 p.u, 0,842 p.u e 1,070 p.u.

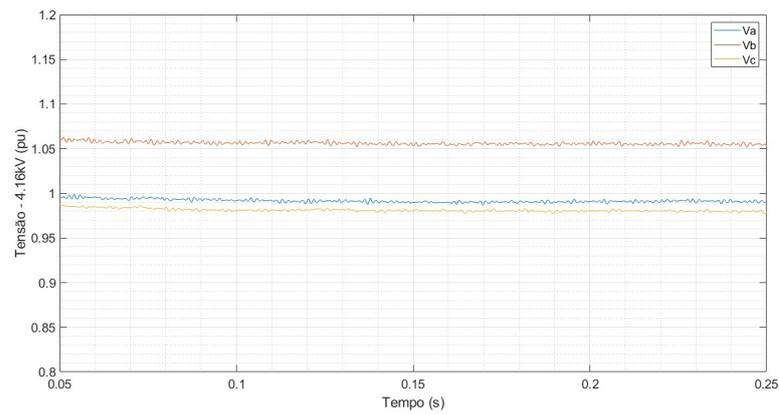
Além disso, as Figuras 35, 36 e 37 mostram as tensões *rms* individuais por fase medidas no PCR a partir das faltas no PAC, subestação e barramento 671, respectivamente.

Figura 35 – Tensões *rms* das fases a partir de uma falta na fase *a* do PAC



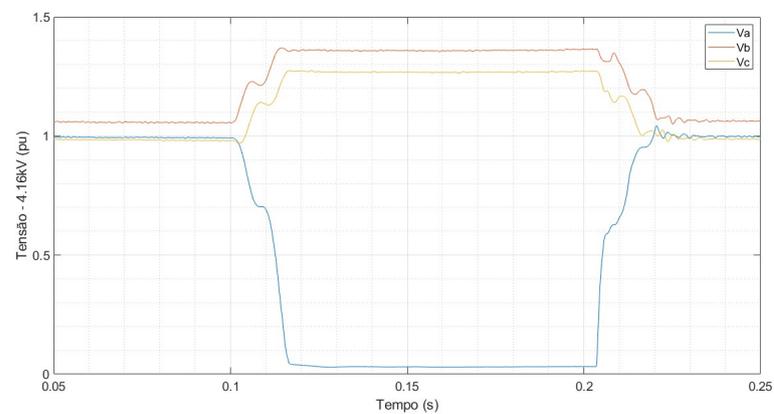
Fonte: Próprio autor.

Figura 36 – Tensões *rms* das fases a partir de uma falta na fase *a* do barramento da subestação



Fonte: Próprio autor.

Figura 37 – Tensões *rms* das fases a partir de uma falta na fase *a* do barramento 671



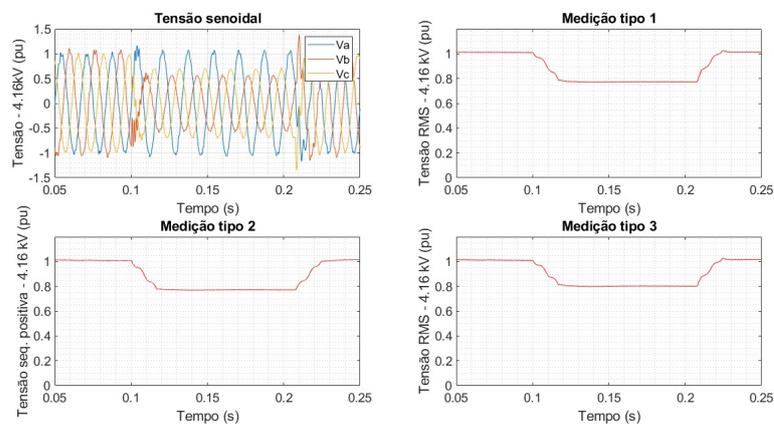
Fonte: Próprio autor.

A partir da Figuras 35 e 37 é possível notar também o fenômeno de elevação das tensões, onde as fases  $b$  e  $c$  se elevam durante uma falta na fase  $a$ .

#### 4.2.2.2 Faltas bifásicas

De maneira similar, foram aplicadas as faltas bifásicas para os três pontos em questão. As Figuras 38, 39 e 40 mostram as tensões obtidas a partir das falta de curto-circuito bifásicas entre as fases  $b$  e  $c$  para os três pontos estudados do sistema (PAC, barramento da subestação e barramento 671).

Figura 38 – Tensões medidas no PCR a partir de uma falta entre as fases  $b$  e  $c$  do PAC

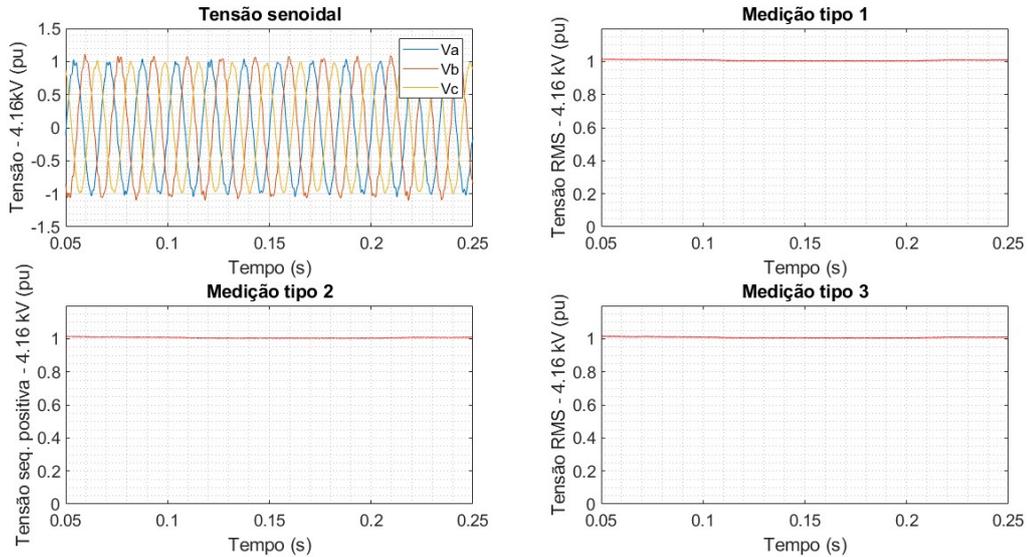


Fonte: Próprio autor.

A partir da figura 38, podemos notar que há um afundamento de tensão do tipo C, assim como nos outros exemplos bifásicos. Além disso, também é possível notar através da curva senoidal da figura 38, que há um afundamento similar nas fases  $b$  e  $c$  em relação a fase  $a$ .

Já em relação ao afundamento de tensão mostrado pelas medições dos tipos 1, 2 e 3, temos que as tensões para estes casos foram respectivamente 0,773 p.u, 0,772 p.u e 0,801 p.u durante o momento de ocorrência da falta.

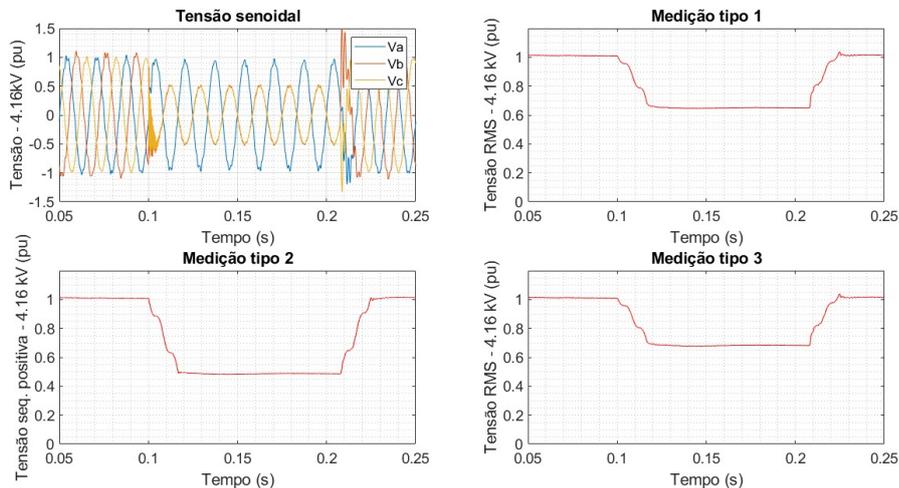
Figura 39 – Tensões medidas no PCR a partir de uma falta entre as fases *b* e *c* do barramento da subestação



Fonte: Próprio autor.

Referente a Figura 39, apesar de se tratar de uma falta bifásica, não há grande relevância vista pelo PCR na falta aplicada ao barramento da subestação, tendo em vista suas características de barra forte, onde mesmo com a falta, consegue manter o sistema estável.

Figura 40 – Tensões medidas no PCR a partir de uma falta entre as fases *b* e *c* do barramento 671



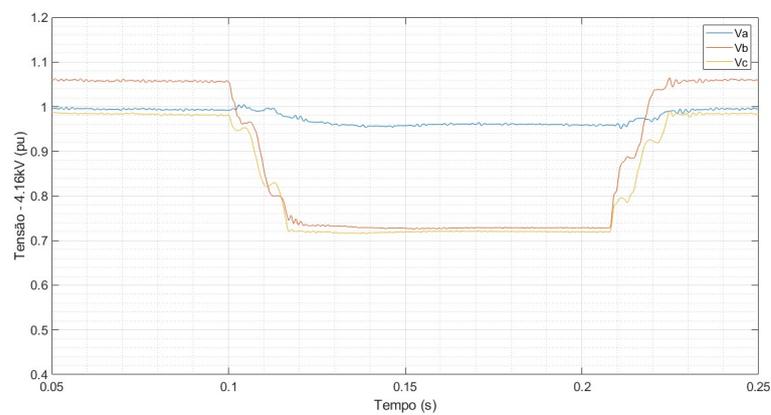
Fonte: Próprio autor.

Na Figura 40 podemos ver o maior impacto considerável sobre as tensões *b* e *c*, onde é nítido que há um decréscimo considerável entre as fases nas fases *b* e *c*, que são as duas envolvidas diretamente nessa falta. Além disso, também ocorreu um maior afundamento de tensão visto do PCR, tendo em vista que se trata de um local mais carregado, onde a tensão durante o período de

falta para as medições do tipo 1, 2 e 3 foram, respectivamente de 0,649 p.u, 0,485 p.u e 0,680 p.u.

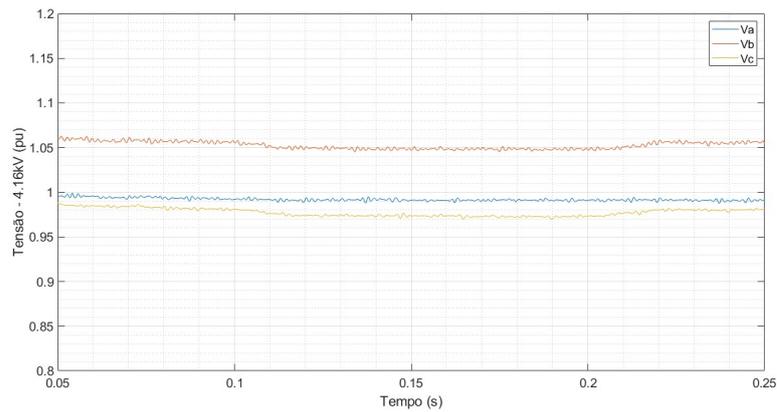
Complementando as faltas de curto-circuitos bifásicas, podemos ver nas Figuras 41, 42 e 43 as tensões de cada fase para os casos de falta entre as fases *b* e *c* no PAC, subestação e barramento 671, onde fica mais evidente um afundamento de tensão nas fases *b* e *c*, principalmente nas Figuras 41 e 43.

Figura 41 – Tensões *rms* das fases a partir de uma falta entre as fases *b* e *c* do PAC



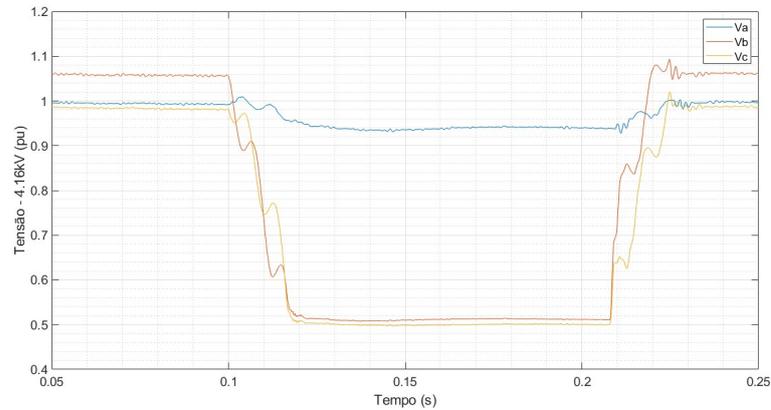
Fonte: Próprio autor.

Figura 42 – Tensões *rms* das fases a partir de uma falta entre as fases *b* e *c* do barramento da subestação



Fonte: Próprio autor.

Figura 43 – Tensões *rms* das fases a partir de uma falta entre as fases *b* e *c* do barramento 671

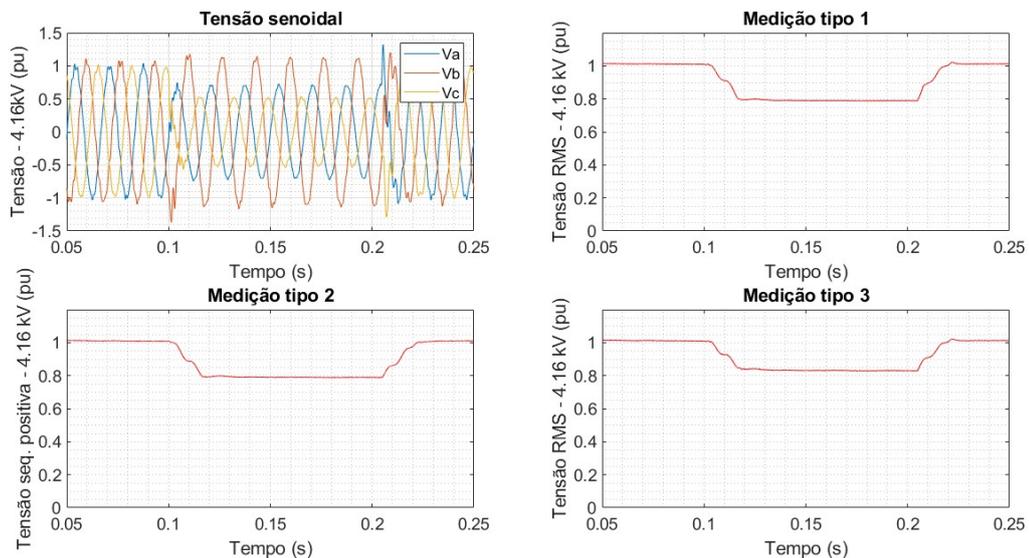


Fonte: Próprio autor.

#### 4.2.2.3 Faltas bifásicas-terra

Concluindo a análise das faltas aplicadas, foram simuladas faltas bifásicas-terra, que são as faltas mais severas depois da trifásica, nos três pontos em questão. As Figuras 44, 45 e 46 ilustram essas faltas bifásicas-terra entre as fases *c*, *a* e terra nos três pontos do sistema estudados (PAC, barramento da subestação e barramento 671).

Figura 44 – Tensões medidas no PCR a partir de uma falta entre as fases *a*, *c* e terra do PAC

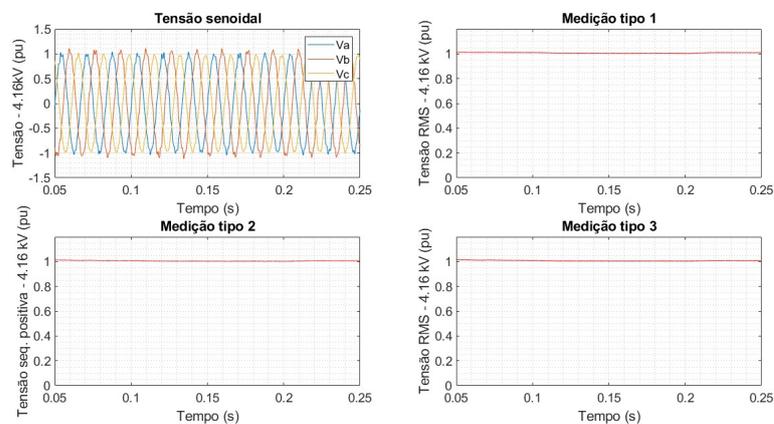


Fonte: Próprio autor.

Analisando a Figura 44, podemos notar que em uma falta bifásica terra envolvendo as fases *c*, *a* e a terra, a fase *c* pode ter uma redução mais significativa em sua tensão em comparação com as fases *b* e *c*, quando há uma distribuição desigual das correntes durante a falta.

Durante a ocorrência da falta, as correntes de curto-circuito fluem pelos caminhos disponíveis, incluindo o caminho da fase *a* para a terra. Devido às características da rede elétrica, é possível que a fase *c* apresente uma menor impedância de curto-circuito em comparação com as fases *a* e *b*, resultando em uma maior corrente de falta nessa fase. Como a tensão é diretamente proporcional à corrente em um sistema elétrico, a maior corrente de falta na fase *c* leva a uma queda de tensão mais acentuada nessa fase em relação às fases *a* e *b*. Para as tensões de medição dos tipos 1, 2 e 3, podemos notar que houve uma resultante na tensão durante o intervalo de falta para os três casos de, respectivamente 0,791 p.u, 0,788 p.u e 0,831 p.u.

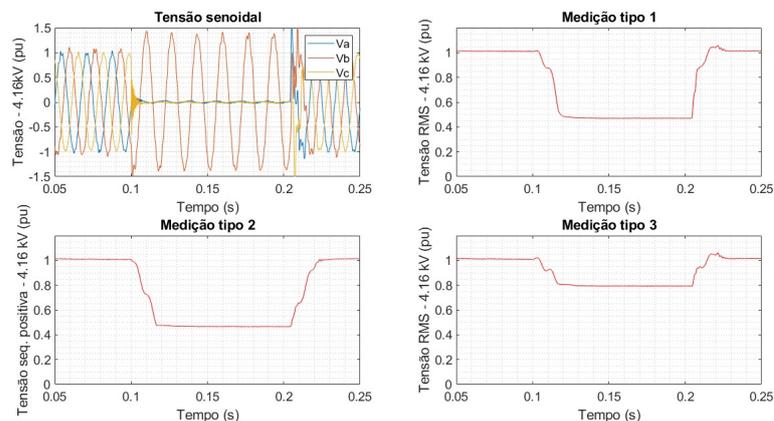
Figura 45 – Tensões medidas no PCR a partir de uma falta entre as fases *a*, *c* e terra do barramento da subestação



Fonte: Próprio autor.

Seguindo a mesma linha de raciocínio das faltas anteriores aplicadas ao barramento da subestação, a figura 45 mostra que, devido a sua robustez, houveram variações de tensão pouco relevante.

Figura 46 – Tensões medidas no PCR a partir de uma falta entre as fases *a*, *c* e terra do barramento 671

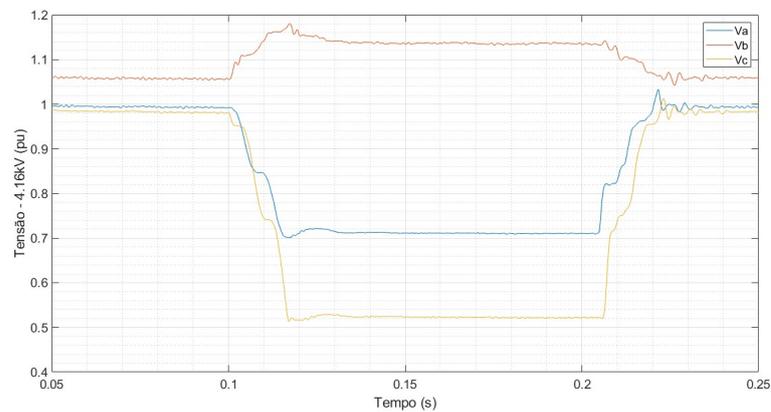


Fonte: Próprio autor.

Para a Figura 46, podemos observar que há um considerável decréscimo nas tensões nas fases *c* e *a*, levando-as praticamente a zero. Além disso, seguindo o fenômeno da elevação de fase, há um ligeiro aumento na fase *b*, durante a falta. Ao observar a tensões do tipo 1, 2 e 3, podemos constatar que, durante o período da falta, atingiram, respectivamente 0,469 p.u, 0,467 p.u e 0,735 p.u.

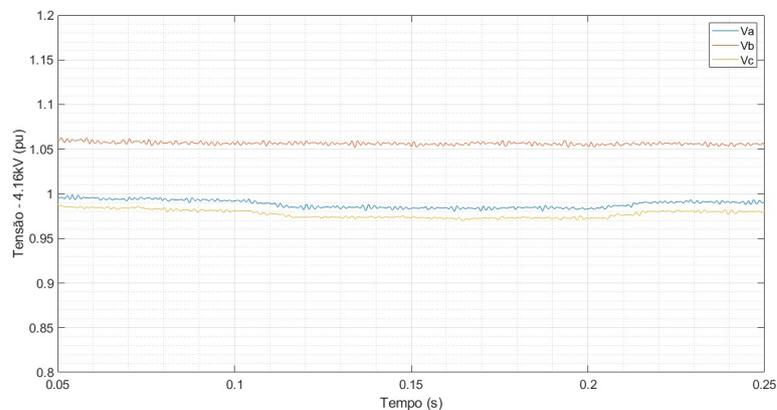
No que diz respeito às tensões eficazes individuais de cada fase para a falta de curto-circuito entre as fases *c* e *a* nos três pontos de medição atribuídos, as mesmas são representadas nas Figuras 47, 48 e 49, onde é possível notar afundamentos de tensão consideráveis, inclusive na 49, onde as tensões *c* e *a* são levadas a praticamente zero.

Figura 47 – Tensões medidas no PCR a partir de uma falta entre as fases *a*, *c* e terra do PAC



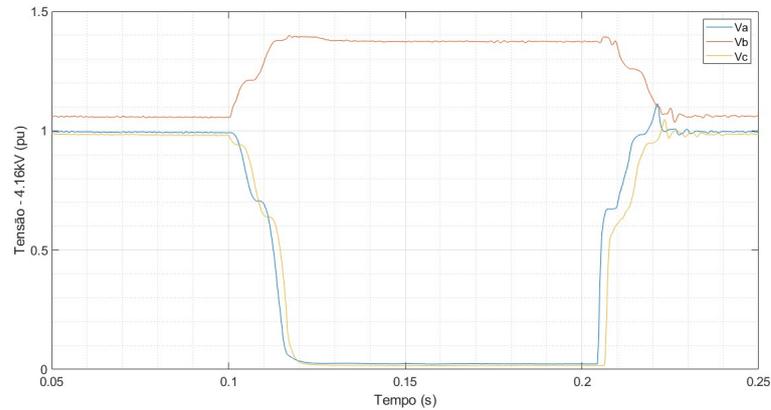
Fonte: Próprio autor.

Figura 48 – Tensões medidas no PCR a partir de uma falta entre as fases *a*, *c* e terra do barramento da subestação



Fonte: Próprio autor.

Figura 49 – Tensões medidas no PCR a partir de uma falta entre as fases *a*, *c* e terra do barramento 671



Fonte: Próprio autor.

#### 4.2.3 Resumo dos dados

A seção 4.2 proporcionou a realização de simulações para analisar os afundamentos de tensão no PCR decorrentes de faltas de curto-circuito. A obtenção dos dados desses afundamentos foi realizada com base nas tensões medidas nos tipos 1, 2 e 3, como mencionado na seção 3.7. Além disso, foram feitas medições individuais das tensões eficazes em cada fase durante cada falta de curto-circuito. Os pontos de estudo incluíram faltas no PAC, no barramento da subestação e no barramento 671. Os resultados resumidos dos dados referentes as medições de tensão dos tipos 1, 2 e 3 podem ser observados na Tabela 9.

Tabela 9 – Resumo de dados de medições de tensão dos tipos 1, 2 e 3 para cada ponto

Tipos de faltas	PAC			Subestação			Barra 671		
	Tipo 1	Tipo 2	Tipo 3	Tipo 1	Tipo 2	Tipo 3	Tipo 1	Tipo 2	Tipo 3
<i>ag</i>	0,955	0,944	0,984	1,009	1,008	1,009	0,885	0,842	1,070
<i>bg</i>	0,942	0,928	0,959	1,010	1,000	1,010	0,848	0,806	1,028
<i>cg</i>	0,956	0,940	0,980	1,000	1,000	1,010	0,867	0,822	1,049
<i>ab</i>	0,817	0,803	0,822	1,007	1,002	1,007	0,644	0,485	0,680
<i>bc</i>	0,773	0,772	0,801	1,004	1,003	1,003	0,649	0,485	0,680
<i>ca</i>	0,820	0,807	0,835	1,002	1,003	1,005	0,681	0,524	0,735
<i>abg</i>	0,785	0,782	0,812	1,000	1,000	1,000	0,419	0,415	0,702
<i>bcg</i>	0,775	0,771	0,801	1,000	1,000	1,000	0,437	0,427	0,728
<i>cag</i>	0,791	0,788	0,831	1,003	1,003	1,003	0,469	0,467	0,793
<i>abc</i>	0,619	0,619	0,619	0,998	0,998	1,001	0,052	0,009	0,052

Fonte: Próprio autor.

Pela tabela 9, caso fossem respeitados os critérios LVRT a níveis de transmissão

do Brasil, a qual permite que o parque seja desconectado para afundamentos inferiores a 0,2 p.u, a tensão medida no PCR a partir da falta trifásica no barramento 671 teria a permissão pra desconexão, esses níveis de tensão da falta estão destacados em vermelho, representando cerca de 6% dos casos, os outros 94% o parque deveria se manter conectado a rede.

Acrescentando a isso, são apresentados os resultados de uma abordagem alternativa para avaliar a conformidade com os requisitos da curva LVRT em um sistema de distribuição desbalanceado, que consiste na medição individual das tensões terminais RMS nas três fases do sistema, esses dados estão presentes na Tabela 10.

Tabela 10 – Resumo de dados de medição de tensões *RMS* por fase

Tipos de faltas	PAC			Subestação			Barra 671		
	<i>a</i>	<i>b</i>	<i>c</i>	<i>a</i>	<i>b</i>	<i>c</i>	<i>a</i>	<i>b</i>	<i>c</i>
<i>ag</i>	0,634	1,190	1,030	0,990	1,050	0,976	0,030	1,355	1,260
<i>bg</i>	1,030	0,674	1,106	0,990	1,050	0,981	1,300	0,032	1,213
<i>cg</i>	1,110	1,110	0,629	0,992	1,050	0,980	1,247	1,317	0,029
<i>ab</i>	0,703	0,797	0,949	0,988	1,050	0,970	0,489	0,481	0,950
<i>bc</i>	0,964	0,727	0,721	0,991	1,048	0,973	0,939	0,513	0,498
<i>ca</i>	0,739	1,044	0,673	0,986	1,050	0,972	0,475	1,074	0,487
<i>abg</i>	0,539	0,762	1,050	0,987	1,050	0,981	0,016	0,021	1,210
<i>bcg</i>	1,050	0,562	0,699	0,992	1,048	0,972	1,266	0,018	0,023
<i>cag</i>	0,711	1,130	0,524	0,984	1,055	0,972	0,220	1,372	0,016
<i>abc</i>	0,611	0,657	0,589	0,980	1,045	0,971	0,044	0,051	0,060

Fonte: Próprio autor.

Para a tabela 10 tem-se que, caso fossem consideradas a medições das tensões em cada fase para a avaliação do requisito LVRT se pelo menos uma da fases tivesse tensão inferior a 0,2 p.u, temos que em cerca de 24% dos casos analisados o parque teria a permissão de se desconectar da rede, os quais estão descatados em vermelho, enquanto os 76% restante o parque deveria se manter conectado.

No Brasil, atualmente, não existem requisitos específicos de LVRT para geração eólica em níveis de distribuição estabelecidos pelas normas e regulamentações vigentes (PRO-DIST, 2018). No entanto, é importante mencionar que a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) é responsável pela regulamentação do setor elétrico e pode estabelecer diretrizes e requisitos técnicos para a conexão de usinas de geração, incluindo as eólicas, ao sistema de distribuição.

## 5 CONCLUSÕES

Ao concluir este trabalho, foi possível realizar uma análise dos requisitos de LVRT em níveis primários de distribuição de um parque eólico com tecnologia DFIG. Através das simulações computacionais realizadas no Simulink®, foram investigadas as consequências das faltas de curto-circuito na rede elétrica no ponto de conexão com o parque eólico.

Observou-se que as faltas de curto-circuito simétricas foram as que causaram os afundamentos de tensão mais severos, enquanto as faltas monofásicas tiveram um impacto menor no desempenho do parque eólico. No entanto, mesmo diante dessas perturbações, foi constatado que o requisito de LVRT foi atendido em aproximadamente 96% dos casos simulados utilizando uma médias das tensões através das medições dos tipo 1, 2 e 3. Já para o método onde se mede as tensões de fase de modo individual, aproximadamente, 76% dos casos o requisito LVRT foi cumprido. Englobando todos os caso o requisito LVRT foi cumprido em aproximadamente 94% dos casos analisados. Isso significa que o parque eólico seria capaz de continuar operando durante a ocorrência da maioria desses eventos, independente do método de medição utilizado, demonstrando sua capacidade de integração eficiente e confiável ao sistema elétrico.

Esses resultados reforçam a importância da avaliação e análise dos requisitos de LVRT em parques eólicos, especialmente em níveis primários de distribuição. Através desses estudos, é possível entender melhor as características e comportamento dos parques eólicos com tecnologia DFIG diante de perturbações elétricas, contribuindo para aprimorar as práticas e os critérios de avaliação de LVRT.

Além disso, considerando o crescente papel da energia eólica na matriz elétrica global e a necessidade de transição para uma matriz energética mais sustentável, é fundamental garantir a eficiência e confiabilidade dessas fontes de energia renovável.

Espera-se que este trabalho contribua para o avanço do conhecimento sobre a integração de parques eólicos com tecnologia DFIG ao sistema elétrico, fornecendo subsídios para aprimorar as práticas e os critérios de avaliação de LVRT em níveis primários de distribuição. Com isso, busca-se promover uma maior eficiência e confiabilidade na geração de energia eólica, impulsionando a transição para uma matriz energética mais sustentável.

## REFERÊNCIAS

- ABAD; LÓPEZ; RODRÍGUEZ; MARROYO; IWANSKI. Doubly fed induction machine. IEEE Press, 2011.
- ABEEÓLICA. **Boletim de geração eólica 2021**. 2021. Disponível em: <https://abeeolica.org.br/energia-eolica/dados-abeeolica/>. Acesso em: 21 de maio 2023.
- ANEEL. : Módulo 8 – Qualidade de Energia Elétrica. Revisão 4 **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional**. Brasília: [S. n.], 2012.
- ARGENTA, T. L. B.  
**Afundamentos de tensão provenientes de faltas no sistema elétrico de potência: Um estudo de caso** – Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2013.
- BARBOSA, G. V. D. **Técnicas de localização de faltas em linhas de transmissão empregando o método dos mínimos quadrados e o método de Takagi: análise comparativa**. Dissertação (Mestrado) – Universidade Federal de Minas Gerais. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Belo Horizonte, 10 2018.
- BOLLEN, M. H. J. **Understanding Power Quality Problems: Voltage sags and interruptions**. [S. l.]: Wiley-IEEE Press, 2000. v. 1ª Ed.
- BOSE, B. Modern power electronics and ac drives. Prentice Hall PTR, 2001.
- CARPINELLI, G.; PERNA, C. D.; CARAMIA, P.; VARILONE, P.; VERDE, P. Methods for assessing the robustness of electrical power systems against voltage dips. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 24, n. 1, p. 43–51, 2009.
- COSTA, C. F. D. **Estudo da capacidade LVRT de sistemas eólicos com DFIG durante a ocorrência de faltas elétricas**. Dissertação (Mestrado) – Universidade estadual paulista "Júlio de Mesquita Filho. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Bauru, 6 2020.
- DIUANA, F. A. **Estudo do impacto da penetração eólica no subsistema do Brasil**. Dissertação (Dissertação de Mestrado) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2017.
- DUGAN, R. C. **Electrical Power Systems Quality**. New York: The McGraw-Hill Companies, 2004. v. 2ª Ed.
- FRAUNHOFER. **Public net electricity generation in Germany 2019: Share from renewables exceeds fossil fuels**. 2019. Disponível em: <https://www.ise.fraunhofer.de/en/press-media/news/2019/Public-net-electricity-generation-in-germany-2019.html>. Acesso em: 2 de junho 2023.
- GANDRA, A. **Capacidade de geração de energia eólica deve bater recorde neste ano**. 2023. Disponível em: <https://agenciabrasil.ebc.com.br/economia/noticia/2023-04/capacidade-de-geracao-de-energia-eolica-deve-bater-recorde-neste-ano>. Acesso em: 21 de maio 2023.
- GLOVER, J. D.; OVERBYE, T. J.; SARMA, M. S. **Power system analysis and design**. Boston: Cengage Learning, 2016. v. 6ª Ed.
- GOMEZ, J.; MORCOS, M.; REINER, C.; CAMPETELLI, G. Behavior of induction motor due to voltage sags and short interruptions. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 17, n. 2, p. 434–440, 2002.

GOSWAMI, A. K.; GUPTA, C. P.; SINGH, G. K. Area of vulnerability for prediction of voltage sags by an analytical method in indian distribution systems. In: **2008 Annual IEEE India Conference**. [S. l.: s. n.], 2008. v. 2, p. 406–411.

GWEC. **Global Wind Report 2023**. 2023. Disponível em: <https://gwec.net/globalwindreport2023/>. Acesso em: 20 de maio 2023.

HANSEN, A. D. Initialisation of grid-connected wind turbine models in power-system simulations. *Wind Engineering*, 2003.

HANSEN, M. O. L. **Aerodynamics of Wind Turbines**. [S. l.]: Sterling, VA: Earthscan Publications Ltd., 2008. v. 2nd Ed.

HYDRO-QUÉBEC TransÉnergie. **Transmission Provider Technical Requirements for the connection of power plants to the Hydro-Québec Transmission System**. 2006. Hydro-Québec.

IEEE. **IEEE pes test feeder**. 2017. Disponível em: <https://cmte.ieee.org/pes-testfeeders/resources/>. Acesso em: 7 de abril 2022.

IEEE PES. **IEEE Std 1459-2010 - IEEE Standard Definitions for the Measurement of Electric Power Quantities Under Sinusoidal, Nonsinusoidal, Balanced, or Unbalanced Conditions**. 2010. New York: IEEE Power & Energy Society.

IOV, F.; HANSEN, A. D.; SORENSEN, P.; CUTULULIS, N. A. **Mapping of grid faults and grid codes**. Roskilde, Denmark, 2007.

KEMPNER, T. R. **Análise da robustez e da sensibilidade de sistemas de distribuição para a alocação otimizada de medidores frente às variações de tensão de curta duração**. Tese (Doutorado) – Universidade de São Paulo - USP, Escola de engenharia de São, Programa de pós-graduação em engenharia elétrica, São Carlos, 2016.

KRAUSE, P. C.; WASYNCZUK, O.; SUDHOFF, S. D. **Analysis of electric machinery**. [S. l.]: New York: McGraw-Hill, IEEE PRESS., 1995. v. 1ª Ed.

LEBORGNE, R. C. **Uma contribuição à caracterização da sensibilidade de processos industriais frente a afundamentos de tensão**. Dissertação (Mestrado) – Universidade Federal de Itajubá. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Itajubá, 2003.

MARTINEZ, J.; MARTIN-ARNEDO, J. Voltage sag studies in distribution networks - part ii: voltage sag assessment. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 21, n. 3, p. 1679–1688, 2006.

MATHWORK. **PI Section Line - Implement transmission line or cable with lumped parameters**. 2006. Disponível em: <https://www.mathworks.com/help/sps/powersys/ref/pisectionline.html>. Acesso em: 2 de junho 2023.

MELO, M. S. de M. **Energia eólica: Aspectos técnicos e econômicos**. Dissertação (Mestrado) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 7 2012.

MOREIRA, P. R. J. da S. **Impacto do afundamento de tensão em acionamentos a velocidade variável**. Dissertação (Mestrado) – Pontífca Universidade Católica de Minas Gerais. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Belo Horizonte, 12 2008.

- NEOENERGIA. **Você sabe como funciona um aerogerador?** 2020. Disponível em: <https://www.neoenergia.com/pt-br/te-interessa/meio-ambiente/Paginas/como-funciona-um-aerogerador.aspx>. Acesso em: 25 de maio 2023.
- OLIVEIRA, R. A. de. **Afundamentos de tensão em consumidores industriais: uma análise baseada no fator de impacto e na severidade dos eventos considerando os efeitos de faltas elétricas em sistemas de potência.** Dissertação (Mestrado) – Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 9 2018.
- OLIVEIRA, R. G. **“Contribuição Ao Controle de Um Sistema de Geração a Velocidade Variável Utilizando Gerador de Indução Duplamente Excitado.** Tese (Doutorado) – Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte, 2009.
- ONS. **Submódulo 3.6 - Requisitos técnicos mínimos para a conexão às instalações de transmissão.** 2019. Disponível em: <http://www.ons.org.br/>. Acesso em: 29 de maio 2023.
- PINTO, M. d. O. **Energia elétrica: Geração, transmissão e sistemas interligados.** [S. l.]: LTC, 2015. v. 1ª Ed.
- PINTO, V. P. **Controladores robustos LQG/LTR com ação integral aplicados ao controle de geradores eólicos interligados ao sistema de distribuição de energia elétrica baseados em máquina de indução duplamente alimentada.** Tese (Doutorado) – Centro de Tecnologia, Universidade Federal do Ceará, Fortaleza, 2012.
- PRODIST. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional, Módulo 3 - Acesso ao Sistema de Distribuição.** Brasil: [S. n.], 2018.
- RHODE, T. **Interação dinâmica de aerogeradores de indução DFIG e FSIG conectados em um mesmo alimentador de distribuição.** 94 p. Dissertação (Mestrado) – Universidade Estadual do Oeste do Paraná, Foz do Iguaçu, 2019. Dissertação de Mestrado em Engenharia Elétrica e Computação.
- RIBEIRO, R. K. F. **Avaliação dos requisitos LVRT de parques eólicos.** Dissertação (Mestrado) – Universidade Federal do Rio Grande do Sul. Escola de engenharia. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Porto Alegre, 9 2020.
- SALIM, R. H. **Uma nova abordagem para análise da estabilidade a pequenas perturbações em sistemas de distribuição de energia elétrica com geradores síncronos distribuídos.** Tese (Doutorado) – Escola de Engenharia de São Carlos USP, São Carlos, SP, 2011.
- SALLES, M. B. C.; HAMEYER, K.; 1, J. R. C.; GRILO, A. P.; RAHMANN], C. Crowbar system in doubly fed induction wind generators. **Energias**, v. 3, n. 3, p. 738–753, 2010.
- SILVA, R. S. d. **Sistemas elétricos de potência I.** [S. l.]: Editora e Distribuidora educacional S. A., 2019. v. 1ª Ed.
- VASCONCELOS, F. M. d. **Geração, transmissão e distribuição de energia elétrica.** [S. l.]: Editora e Distribuidora educacional S. A., 2017. v. 1ª Ed.
- WINDBOX. **Componentes dos aerogeradores: conheça toda a sua estrutura.** 2020. Disponível em: <https://windbox.com.br/blog/componentes-dos-aerogeradores/>. Acesso em: 23 de maio 2023.

ZANETTA, L. C. J. **Fundamentos de sistemas elétricos de potência.** [S. l.]: Editoria Livraria da Física, 2005. v. 1<sup>a</sup> Ed.

## ANEXO A – PARÂMETROS DO SISTEMA TESTE DE 13 NÓS DO IEEE

Tabela 11 – Configuração das linhas aéreas.

Configuração	Sequência das fases	Cabo	Neutro	Espaçamento
601	B A C N	556,500 26/7	4/0 6/1	500
602	C A B N	4/0 6/1	4/0 6/1	500
603	C B N	1/0	1/0	505
603	A C N	1/0	1/0	505
605	C N	1/0	1/0	510

Fonte: Adaptada do IEEE.

Tabela 12 – Configuração das linhas subterrâneas.

Configuração	Sequência das fases	Fase ACSR	Neutro ACSR	Espaçamento ID
606	A B C N	250,000 AA, CN	Nenhum	515
607	A N	1/0 AA, TS	1/0 cu	520

Fonte: Adaptada do IEEE.

Tabela 13 – Dados dos segmentos de linha.

Nó A	Nó B	Comprimento (ft.)	Configuração
632	645	500	603
632	633	500	602
633	634	0	XMF-1
645	646	300	603
650	632	2000	601
684	652	800	607
632	671	2000	601
671	684	300	604
671	680	1000	601
671	672	0	Chave
684	611	300	605
692	675	500	606

Fonte: Adaptada do IEEE..

Tabela 14 – Dados do transformador.

	kVA	kV-high	kV-low	R-%	X-%
XMF-1	500	4.16 - Yg	0.48 - Yg	1.1	2

Fonte: Adaptada do IEEE.

Tabela 15 – Dados dos bancos de capacitores.

Nó	Fase A kVAr	Fase B kVAr	Fase C kVAr
675	200	200	200
611			100
Total	200	200	300

Fonte: Adaptada do IEEE.

Tabela 16 – Dados das cargas pontuais.

Nó	Carga Modelo	Fase A kW	Fase A kVAr	Fase B kW	Fase B kVAr	Fase C kW	Fase C kVAr
634	Y-PQ	160	110	120	90	120	90
645	Y-PQ	0	0	170	125	0	0
646	D-Z	0	0	230	132	0	0
652	Y-Z	128	86	0	0	0	0
671	D-PQ	385	220	385	220	385	220
675	Y-PQ	485	190	68	60	290	212
692	D-I	0	0	0	0	170	151
611	Y-I	0	0	0	0	170	80
	Total	1158	606	973	627	1135	753

Fonte: Adaptada do IEEE.

Tabela 17 – Dados das cargas distribuídas.

Nó A	Nó B	Carga Modelo	Fase A kW	Fase A kVAr	Fase B kW	Fase B kVAr	Fase C kW	Fase C kVAr
632	671	Y-PQ	17	10	66	38	117	68

Fonte: Adaptada do IEEE.

**Impedâncias:****Configuração 601:**

$$Z_{601}\left(\frac{\Omega}{\text{milha}}\right) = \begin{pmatrix} 0,3465 + j1,0179 & 0,1560 + j0,5017 & 0,1580 + j0,4236 \\ 0,1560 + j0,5017 & 0,3375 + j1,0478 & 0,1535 + j0,3849 \\ 0,1580 + j0,4236 & 0,1535 + j0,3849 & 0,3414 + j1,0348 \end{pmatrix}.$$

$$Y_{601}\left(\frac{S}{\text{milha}}\right) = \begin{pmatrix} j6,2998 & -j1,9958 & -j1,2595 \\ -j1,9958 & j5,9597 & -j0,7417 \\ -j1,2595 & -j0,7417 & j5,6386 \end{pmatrix}.$$

**Configuração 602:**

$$Z_{602}\left(\frac{\Omega}{\text{milha}}\right) = \begin{pmatrix} 0,7526 + j1,1814 & 0,1580 + j0,4236 & 0,1560 + j0,5017 \\ 0,1580 + j0,4236 & 0,7475 + j1,1983 & 0,1535 + j0,3849 \\ 0,1560 + j0,5017 & 0,1535 + j0,3849 & 0,7436 + j1,2112 \end{pmatrix}.$$

$$Y_{602}\left(\frac{S}{\text{milha}}\right) = \begin{pmatrix} j5,6990 & -j1,0817 & -j1,6905 \\ -j1,0817 & j5,1795 & -j0,6588 \\ -j1,6905 & -j0,6588 & j5,4246 \end{pmatrix}.$$

**Configuração 603:**

$$Z_{603}\left(\frac{\Omega}{\text{milha}}\right) = \begin{pmatrix} 0 + j0 & 0 + j0 & 0 + j0 \\ 0 + j0 & 1,3294 + j1,3471 & 0,2066 + j0,4591 \\ 0 + j0 & 0,2066 + j0,4591 & 1,3238 + j1,3569 \end{pmatrix}.$$

$$Y_{603}\left(\frac{S}{\text{milha}}\right) = \begin{pmatrix} j0 & j0 & j0 \\ j0 & j4,7097 & -j0,8999 \\ j0 & -j0,8999 & j4,6658 \end{pmatrix}.$$

**Configuração 604:**

$$Z_{604}\left(\frac{\Omega}{\text{milha}}\right) = \begin{pmatrix} 1,3238 + j1,3569 & 0 + j0 & 0,2066 + j0,4591 \\ 0 + j0 & 0 + j0 & 0 + j0 \\ 0,2066 + j0,4591 & 0 + j0 & 1,3294 + j1,3471 \end{pmatrix}.$$

$$Y_{604}\left(\frac{S}{\text{milha}}\right) = \begin{pmatrix} j4,6658 & j0 & -j0,8999 \\ j0 & j0 & j0 \\ j0 & j0 & j4,7097 \end{pmatrix}.$$

**Configuração 605:**

$$Z_{605}\left(\frac{\Omega}{\text{milha}}\right) = \begin{pmatrix} 0 + j0 & 0 + j0 & 0 + j0 \\ 0 + j0 & 0 + j0 & 0 + j0 \\ 0 + j0 & 0 + j0 & 1,3292 + j1,3475 \end{pmatrix}.$$

$$Y_{605}\left(\frac{S}{\text{milha}}\right) = \begin{pmatrix} j0 & j0 & j0 \\ j0 & j0 & j0 \\ j0 & j0 & j4,5193 \end{pmatrix}.$$

**Configuração 606:**

$$Z_{606}\left(\frac{\Omega}{\text{milha}}\right) = \begin{pmatrix} 0,7982 + j0,4463 & 0,3192 + j0,0328 & 0,2849 - j0,0143 \\ 0,3192 + j0,0328 & 0,7891 + j0,4041 & 0,3192 + j0,0328 \\ 0,2849 - j0,0143 & 0,3192 + j0,0328 & 0,7982 + j0,4463 \end{pmatrix}.$$

$$Y_{606}\left(\frac{S}{\text{milha}}\right) = \begin{pmatrix} j96,8897 & j0 & j0 \\ j0 & j96,8897 & j0 \\ j0 & j0 & j96,8897 \end{pmatrix}.$$

**Configuração 607:**

$$Z_{607}\left(\frac{\Omega}{\text{milha}}\right) = \begin{pmatrix} 1,3225 + j0,5124 & 0 + j0 & 0 + j0 \\ 0 + j0 & 0 + j0 & 0 + j0 \\ 0 + j0 & 0 + j0 & 0 + j0 \end{pmatrix}.$$

$$Y_{607}\left(\frac{S}{\text{milha}}\right) = \begin{pmatrix} j88,9912 & j0 & j0 \\ j0 & j0 & j0 \\ j0 & j0 & j0 \end{pmatrix}.$$