



UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA
CENTRO TECNOLÓGICO
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

Eduardo von Linsingen Carrer

LOCALIZAÇÃO DE FALTAS EM SISTEMAS ELÉTRICOS DE USINAS EÓLICAS

Florianópolis

2024

Eduardo von Linsingen Carrer

LOCALIZAÇÃO DE FALTAS EM SISTEMAS ELÉTRICOS DE USINAS EÓLICAS

Dissertação submetida ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Santa Catarina como requisito parcial para a obtenção do título de Mestre em Sistemas de Energia Elétrica.

Orientador: Prof.(a) Miguel Moreto, Dr.

Florianópolis

2024

Ficha catalográfica gerada por meio de sistema automatizado gerenciado pela BU/UFSC.
Dados inseridos pelo próprio autor.

Carrer, Eduardo von Linsingen
Localização de Faltas em Sistemas Elétricos de Usinas
Eólicas / Eduardo von Linsingen Carrer ; orientador, Miguel
Moreto, 2024.
78 p.

Dissertação (mestrado) - Universidade Federal de Santa
Catarina, Centro Tecnológico, Programa de Pós-Graduação em
Engenharia Elétrica, Florianópolis, 2024.

Inclui referências.

1. Engenharia Elétrica. 2. Localização de Faltas. 3.
Geração Eólica. 4. Estimação de Fasores. 5. Takagi. I.
Moreto, Miguel. II. Universidade Federal de Santa
Catarina. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica.
III. Título.

Eduardo von Linsingen Carrer

LOCALIZAÇÃO DE FALTAS EM SISTEMAS ELÉTRICOS DE USINAS EÓLICAS

O presente trabalho em nível de Mestrado foi avaliado e aprovado, em 03 de dezembro de 2024, pela banca examinadora composta pelos seguintes membros:

Prof. Miguel Moreto, Dr.

Universidade Federal de Santa Catarina

Prof. Antonio Simões Costa, Dr.

Universidade Federal de Santa Catarina

Prof. Ghendy Cardoso Junior, Dr.

Universidade Federal de Santa Maria

Certificamos que esta é a versão original e final do trabalho de conclusão que foi julgado adequado para obtenção do título de Mestre em Sistemas de Energia Elétrica.

Insira neste espaço a
assinatura digital

Coordenação do Programa de Pós-Graduação

Insira neste espaço a
assinatura digital

Prof. Miguel Moreto, Dr.

Orientador(a)

Florianópolis, 2024.

Este trabalho é dedicado à minha família.

AGRADECIMENTOS

À Andrea von Linsingen por ser a maior fonte de amor e inspiração que tenho em minha vida.

À Oneide Klas Passos pelo carinho, suporte e cuidado ao longo de toda a minha caminhada.

À Gabriele von Linsingen Carrer que sempre esteve ao meu lado me apoiando durante toda a minha trajetória, sobretudo nos momentos mais difíceis.

Ao Vladimir Albino Martins pelo carinho, apoio e ensinamentos que serviram de base para todas as minhas realizações.

À Victória Schmidt Faria por todo amor, apoio, carinho, companheirismo e por me ensinar tanto que meus agradecimentos ultrapassam os motivos que cabem apenas a este trabalho. Estendo meus agradecimentos a Zilda, Guilherme, Gabriela e Bernardo, que foram essenciais para meu crescimento pessoal e profissional durante todo esse tempo.

Ao meu professor orientador, Miguel Moreto, por todo conhecimento compartilhado e contribuições durante toda minha trajetória acadêmica e profissional.

RESUMO

O trabalho proposto investiga metodologias de localização de faltas em sistemas elétricos de parques eólicos, com ênfase na análise crítica de métodos práticos e economicamente viáveis aplicáveis ao contexto da geração eólica. A expansão dessa fonte de energia, especialmente no Brasil, reforça a importância de melhorar a confiabilidade e a rapidez na identificação de faltas, que podem comprometer a geração e aumentar os custos de manutenção devido a longos tempos de inatividade. Para a análise, foi selecionado o Conjunto Eólico Campo Largo Fase 2 (CECL2), no qual são recorrentes os eventos de falta nos alimentadores de média tensão que interligam os aerogeradores à subestação. A simplicidade dos métodos escolhidos contribui para sua implementação econômica, sem a necessidade de dispositivos de medição avançados. Foram realizadas simulações no software EMTP (Programa de Transientes Eletromagnéticos), permitindo replicar cenários de falta e analisar o comportamento das grandezas elétricas. Os sinais de tensão e corrente elétrica foram processados para estimação de fasores, tornando viável a aplicação dos métodos de localização de faltas selecionados. A validação foi feita ao comparar os resultados simulados com registros reais obtidos pelos Registradores de Perturbação (RDPs) instalados no CECL2. Os resultados das localizações de faltas encontradas indicam que os métodos de Takagi e Reatância Simples conseguem estimar com precisão satisfatória a localização de faltas, com uma média de 1% de erro nos casos analisados, reduzindo o tempo de indisponibilidade dos aerogeradores e, conseqüentemente, os custos operacionais.

Palavras-chave: Localização de Faltas; Geração Eólica; Estimação de Fasores; Takagi; Reatância Simples.

ABSTRACT

The proposed work investigates fault location methodologies in electrical systems of wind farms, emphasizing the critical analysis of practical and economically feasible methods applicable to the wind generation context. The expansion of this energy source, especially in Brazil, highlights the importance of improving reliability and speed in fault identification, as faults can compromise generation and increase maintenance costs due to prolonged downtime. For the analysis, the Campo Largo Wind Farm Phase 2 (CECL2) was selected, where fault events are recurrent in the medium-voltage feeders connecting wind turbines to the substation. The simplicity of the chosen methods contributes to their economical implementation, without the need for advanced measuring devices. Simulations were carried out using EMTP software (Electromagnetic Transients Program), enabling the replication of fault scenarios and the analysis of electrical quantities' behavior. Voltage and current signals were processed for phasor estimation, making it feasible to apply the selected fault location methods. Validation was performed by comparing simulated results with real records obtained from the Disturbance Recorders (RDPs) installed at CECL2. The fault locations found indicate that the Takagi and Simple Reactance methods can estimate fault locations with satisfactory accuracy, averaging a 1% error in analyzed cases, thus reducing downtime for wind turbines and, consequently, operational costs.

Keywords: Fault Location; Wind Generation; Phasor Estimation; Takagi; Simple Reactance.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 Parque Eólico Onshore.....	17
Figura 2 Parque Eólico Offshore.....	17
Figura 3 Zonas de Proteção em Conjuntos Eólicos.....	18
Figura 4 Diagrama de Bewley para Análise de Ondas Viajantes	23
Figura 5 Rede Neural Artificial.....	26
Figura 6 Perceptron Simples	26
Figura 7 Perceptron Multicamadas.....	27
Figura 8 Representação de um Circuito em Falta	32
Figura 9 Diagrama unifilar de CECL2	38
Figura 10 Parâmetros da rede de CECL2	38
Figura 11 Circuito representativo da linha de transmissão curta	40
Figura 12 Circuito π -Nominal da linha de transmissão.....	41
Figura 13 Especificação técnica aerogerador V150-4,2MW.....	42
Figura 14 Potência teórica aerogerador V150-4,2MW.....	42
Figura 15 Modelo de Aerogerador Full Converter no EMTP.....	43
Figura 16 Modelagem Elétrica do Aerogerador Full Converter e seus Blocos de Controle.....	44
Figura 17 Representação de Fasor	46
Figura 18 Distribuição Normal ou Gaussiana	48
Figura 19 Fluxograma da Metodologia Utilizada	50
Figura 20 Modelagem de Operação Normal do Parque 14 no EMTP	51
Figura 21 Comportamento das Grandezas Elétricas Durante Operação Normal do Parque 14 Com Geração Elevada	52
Figura 22 Comportamento das Grandezas Elétricas na Simulação de Operação Normal do Parque 14 Com Geração Elevada no EMTP.....	52
Figura 23 Comportamento das Grandezas Elétricas Durante Operação Normal do Parque 14 Com Geração Reduzida	53
Figura 24 Comportamento das Grandezas Elétricas na Simulação de Operação Normal do Parque 14 Com Geração Reduzida no EMTP	53
Figura 25 Fasores de Corrente Elétrica Durante Curto-circuito Trifásico no Parque 14 Medida na Subestação	55

Figura 26 Comportamento das Correntes Elétricas Durante Curto-circuito Trifásico do Parque 14 no EMTP Medida na Subestação	55
Figura 27 Parque 22 modelado na ferramenta EMTP	56
Figura 28 Curto-Circuito Trifásico no Circuito 1 do Parque EC08	59
Figura 29 Curto-Circuito Trifásico no Circuito 1 do Parque EC08 Com Ruído	59
Figura 30 Sinais Elétricos no Alimentador Durante Curto-Circuito no Circuito 1 do Parque 22.....	63
Figura 31 Fasores de Corrente e Tensão do Curto-Circuito Monofásico no Circuito 1 do Parque 22.....	64
Figura 32 Resultados da Análise de Localização da Falta no Circuito 1 do Parque 22.....	65
Figura 33 Sinais de Tensão e Corrente Durante Curto-Circuito no Circuito 1 do Parque 19.....	66
Figura 34 Fasores de Corrente e Tensão do Curto-Circuito Bifásico no Circuito 1 do Parque 19.....	66
Figura 35 Resultados da Análise de Localização da Falta Bifásica no Circuito 1 do Parque 19.....	67
Figura 36 Fasores de Corrente e Tensão do Curto-Circuito Trifásico no Circuito 1 do Parque 19.....	68
Figura 37 Resultados da Análise de Localização da Falta Trifásica no Circuito 1 do Parque 19.....	69
Figura 38 Sinais de Tensão e Corrente Durante Curto-Circuito no Circuito 1 do Parque 14.....	70
Figura 39 Fasores de Corrente e Tensão do Curto-Circuito Trifásico no Circuito 1 do Parque 14.....	70
Figura 40 Resultados da Análise de Localização da Falta Trifásica no Circuito 1 do Parque 14.....	71

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 Assertividade das Simulações Realizadas no EMTP	57
Tabela 2 Erros Percentuais na Localização de Falhas nas Simulações de Curto-Circuito Bifásico no Circuito 1 do Parque EC08 com Geração Alta.....	60
Tabela 3 Erros Percentuais na Localização de Falhas nas Simulações de Curto-Circuito Monofásico com Impedância de Falta de 20Ω no Circuito 3 do Parque EC22 com Geração Alta.....	60
Tabela 4 Erros Percentuais na Localização de Falhas nas Simulações de Curto-Circuito Monofásico com Impedância de Falta de 10Ω no Circuito 1 do Parque EC08 com Geração Baixa	61
Tabela 5 Erros Percentuais na Localização de Falhas nas Simulações de Curto-Circuito Trifásico no Circuito 3 do Parque EC22 com Geração Baixa	61

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CECL2	Conjunto Eólico de Camplo Largo Fase 2
IED	Intelligent Electronic Devices
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
RTC	Relação de Transformação de Corrente
SCADA	Supervisory Control and Data Acquisition
SE	Subestações
SIN	Sistema Interligado Nacional
TC	Transformador de Corrente
TP	Transformador de Potencial
O&M	Operação e Manutenção
PMU	Phasor measurement unit
EMTP	Electromagnetic Transients Program
GPS	Global Positioning System
RNA	Rede Neural Artificial
RDP	Registradores Digitais de Perturbações
CECL2	Conjunto Eólico de Campo Largo Fase 2
RMT	Rede de Média Tensão

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	16
1.1	OBJETIVOS DO TRABALHO	20
1.1.1	Objetivo Geral	21
1.1.2	Objetivos Específicos	21
2	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	22
2.1	METODOLOGIAS DE LOCALIZAÇÃO DE FALTAS.....	22
2.1.1	Ondas Viajantes	22
2.1.2	Métodos Baseados em Aprendizado de Máquina	25
2.1.3	Métodos Baseados em Estimação de Estados	29
2.1.4	Métodos Baseados na Impedância	30
2.2	CONSIDERAÇÕES ACERCA DAS METODOLOGIAS UTILIZADAS.....	35
3	MODELAGEM	37
3.1	SISTEMA ELÉTRICO DE POTÊNCIA DE CAMPO LARGO II.....	37
3.2	MODELAGEM ELÉTRICA NO SOFTWARE EMTP	39
3.2.1	Barra Infinita	39
3.2.2	Condutores dos Circuitos dos Alimentadores	40
3.2.3	Aerogerador	42
4	METODOLOGIA	45
4.1	ESTIMAÇÃO DE FASORES.....	45
4.2	PROBABILIDADE E ESTATÍSTICA.....	47
4.3	FLUXOGRAMA DO MÉTODO.....	48
5	RESULTADOS	51
5.1	SIMULAÇÕES DE FALTA	56
5.2	RESULTADOS DAS SIMULAÇÕES	57
5.3	APLICAÇÃO EM CASOS REAIS	62
5.3.1	Análise das Oscilografias Reais de Curto-Circuito	63
5.3.1.1	<i>Curto-circuito monofásico no Circuito 1 do Parque 22</i>	63
5.3.1.2	<i>Curto-circuito bifásico no Circuito 1 do Parque 19</i>	66
5.3.1.3	<i>Curto-circuito trifásico no Circuito 1 do Parque 19</i>	68
5.3.1.4	<i>Curto-circuito trifásico no Circuito 1 do Parque 14</i>	69
6	CONCLUSÃO	72
	REFERÊNCIAS	73

1 INTRODUÇÃO

A rápida expansão demográfica global e sua correspondente demanda por energia elétrica em âmbito global, juntamente com a disparidade na distribuição de recursos entre os países, os impactos econômicos de larga escala e os efeitos ambientais decorrentes da dependência contínua de combustíveis fósseis e não renováveis, bem como sua progressiva escassez, têm contribuído para intensificar a busca por soluções sustentáveis na esfera da geração de energia elétrica. Dentro deste contexto, os sistemas de conversão de energia eólica têm experimentado um notável crescimento nos últimos anos (TAMER; NAEMA; TAALAB, 2010).

Segundo dados do relatório da Global Wind Report, a capacidade total de energia eólica terrestre em todo o mundo atingiu 906 GW em 2022, registrando um aumento de 9% em comparação com o ano anterior. Esse crescimento expressivo foi impulsionado pela expansão na China, Estados Unidos, Brasil, Alemanha e Suécia. Em 2022, foram adicionados globalmente 68,8 GW de capacidade eólica terrestre (GWEC, 2023). Destaca-se ainda a contribuição do Brasil, que viu sua capacidade instalada crescer 9% em 2023.

Devido a esse crescimento, grandes parques eólicos estão sendo construídos no Brasil e conectados à rede elétrica ampliando sua presença no Sistema Interligado Nacional (SIN). Portanto a energia elétrica gerada por esses parques eólicos agora é alvo de análises na área de otimização da geração, transmissão e proteção elétrica, uma vez que todos os sistemas elétricos se defrontam com perturbações e anomalias de funcionamento.

Parques, ou fazendas eólicas, são usinas desenhadas para a produção e injeção de energia elétrica no sistema elétrico de potência. Alimentadores de média tensão interligam os diversos aerogeradores e conectam-se à subestação elevadora de tensão. Para conexão do parque ao SIN (Sistema Interligado Nacional) utilizam-se transformadores de potência, que elevam a tensão para níveis de transmissão, comumente 230kV (GUERRA, 2020).

A Figura 1 e Figura 2 ilustram alguns parques eólicos instalados em diferentes regiões.

Figura 1 Parque Eólico Onshore



Fonte: CUSTÓDIO (2009)

Figura 2 Parque Eólico Offshore

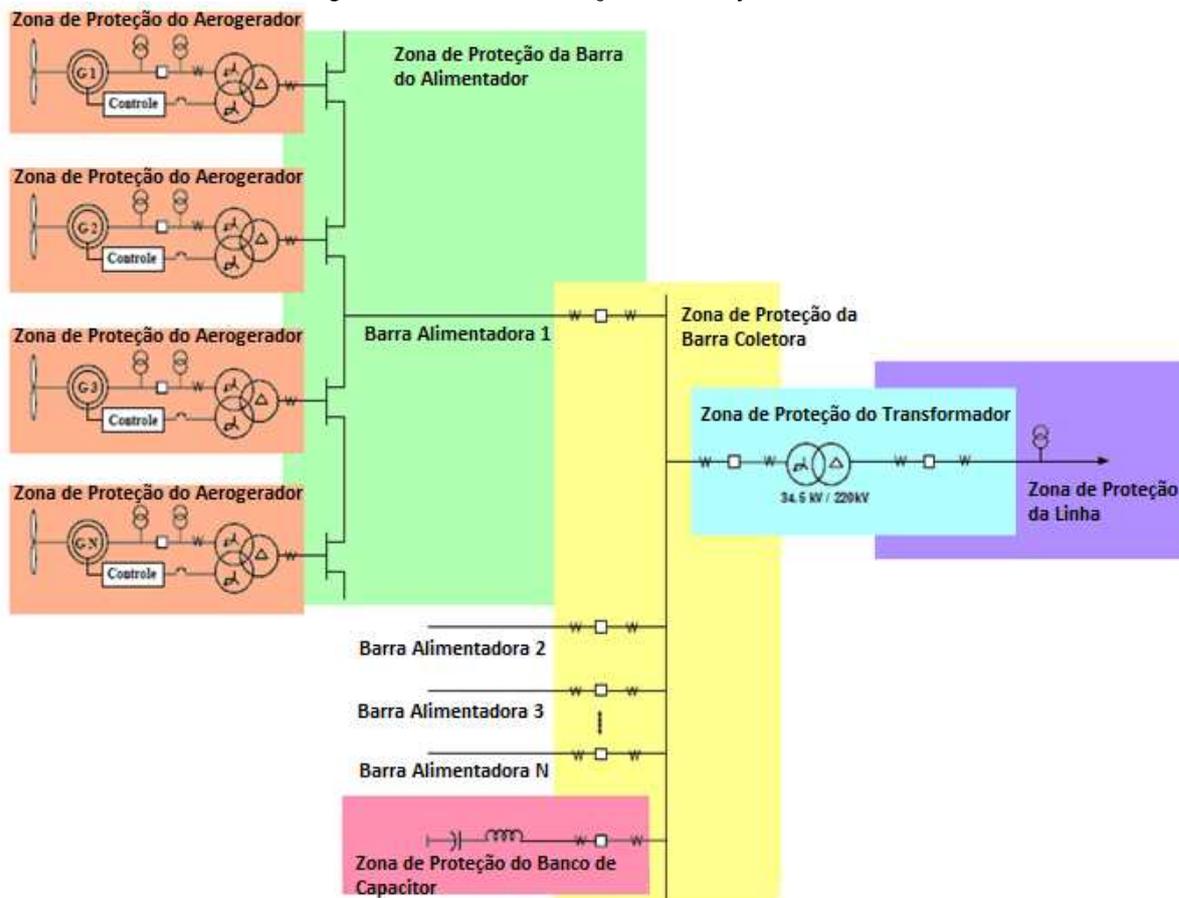


Fonte: CUSTÓDIO (2009)

A produção de energia elétrica nos aerogeradores geralmente opera em uma faixa de tensão entre 380V e 690V. Para atender a essa necessidade, é necessário instalar um transformador elevador na saída de cada aerogerador. Esses transformadores são então conectados a um barramento dentro de uma subestação dedicada ao parque eólico. Essa subestação, comumente chamada de subestação coletora, desempenha o papel de conectar os aerogeradores do parque e interligá-los com um ou mais transformadores, cuja função é elevar a tensão até o nível requerido para a transmissão, a fim de conectar-se ao sistema elétrico (CUSTÓDIO, 2009).

A Figura 3 ilustra o arranjo convencional de um parque eólico conectado ao sistema elétrico, composto por N aerogeradores. Neste esquema, é evidente que a proteção elétrica do sistema é organizada em zonas distintas, abrangendo todos os componentes, desde os geradores eólicos até a linha de transmissão, passando pelos transformadores elevadores e barras. Cada zona de proteção é equipada com um ou mais relés de proteção, e em parques de maior porte ou com arranjos elétricos mais complexos, outros dispositivos de proteção, como fusíveis, também podem ser empregados. Esse arranjo de proteção por zonas é comumente adotado tanto em parques eólicos terrestres quanto em parques instalados em alto-mar (CARDENAS; MUTHUKRISHNAN; MCGINN; HUNT, 2010).

Figura 3 Zonas de Proteção em Conjuntos Eólicos



Fonte: CARDENAS; MUTHUKRISHNAN; MCGINN; HUNT (2010)

A proteção do aerogerador, geralmente um gerador indutivo, é gerenciada pelo seu sistema de controle, que abrange as funções de sub e sobretensão, sub e sobre frequência, e monitoramento da temperatura do enrolamento do gerador. O transformador conectado à saída do gerador é tipicamente protegido por fusíveis. Quando o transformador está localizado dentro da nacelle do aerogerador, um disjuntor é adicionado ao sistema, juntamente com relés de proteção de corrente de terra e de fase temporizadas. A proteção da zona da barra do alimentador é realizada por relés de proteção de sobrecorrente (50/51). Por outro lado, a proteção da barra e do transformador de alta tensão (conectado ao sistema de transmissão) é composta por várias funções numéricas de relés de proteção, incluindo proteção diferencial para transformadores de alta tensão, reserva de sobrecorrente para o transformador, proteção diferencial da barra da subestação e detecção de falha de abertura. Devido à natureza radial da distribuição das conexões na zona de proteção da barra do alimentador, é comum que os problemas de proteção nessa área sejam mais frequentes (TAMER; NAEMA; TAALAB, 2010).

Um dos principais desafios enfrentados pelas equipes de manutenção e operação em usinas eólicas está ligada à logística de atuação em campo. Isso se deve às grandes distâncias entre os equipamentos e à difícil acessibilidade a eles (CHIARADIA, 2017). Como os alimentadores que conectam os aerogeradores às subestações de transmissão estão suscetíveis a curtos-circuitos, sua manutenção exige um planejamento dedicado devido às distâncias e às dificuldades de acesso. Esses curtos-circuitos podem resultar na indisponibilidade dos aerogeradores por períodos prolongados, pois a localização da falta nos circuitos dos alimentadores pode ser desafiadora. Nesse cenário é possível haver impactos financeiros significativos aos agentes de geração de energia devido ao tempo prolongado em que a sua geração fica comprometida.

Métodos para otimização de logística de acesso em usinas eólicas (BLUHM, 2020) estão em constante desenvolvimento (O.; A., 2022) visando o planejamento das estruturas para reduzir as dificuldades encontradas tanto na implantação como a manutenção dos equipamentos. Sendo assim, obter uma estimativa do local de ocorrência de falta antes do envio das equipes de manutenção representa uma etapa importante no processo de redução de tempo de interrupção de energia. Sua importância é ressaltada em sistemas rurais, onde os alimentadores são de grande extensão e percorrem longos trechos (LEE et al., 2004).

Portanto, considerando as longas distâncias e a difícil acessibilidade aos alimentadores que conectam os aerogeradores na subestação coletora, além de os desligamentos serem mais frequentes nessas áreas, é essencial desenvolver uma metodologia ágil para estimar com confiabilidade a localização de faltas em sistemas elétricos de geração eólica. Isso visa agilizar as atividades das equipes de manutenção e operação, reduzindo o tempo de inatividade dos equipamentos afetados pelas faltas já que não se faz necessário realizar uma inspeção em todo o alimentador.

No contexto exposto, esse trabalho propõe a utilização de métodos de localização de faltas em conjunto com algoritmos computacionais e ferramentas de probabilidade e estatística utilizando-se de dados de Registradores de Perturbação (RDPs) da corrente elétrica dos alimentadores e tensão da barra da subestação coletora. Sua estruturação compreende essencialmente três fases distintas. A primeira consiste na análise dos métodos de localização de faltas da atualidade, abordando individualmente suas vantagens e desvantagens. A segunda fase envolve a elaboração do modelo do sistema elétrico do parque eólico Campo Largo Fase 2 (CECL2), utilizando o Software EMTP (Programa de Transientes Eletromagnéticos), que servirá de base para simulações e testes das metodologias selecionadas. Por fim, o método definido será aplicado em todas as simulações realizadas e em três eventos de curto-circuito reais registrados pelos RDPs instaladas no parque eólico CECL2. Estas etapas foram conduzidas com o suporte do software EMTP, cuja licença foi cedida pela Universidade Federal de Santa Catarina, do software ANALISE para análise das oscilografias reais em CECL2, e da ferramenta Excel da Microsoft, ambas licenciadas pela Engie Brasil Energia. Além disso, será utilizada a ferramenta e linguagem de programação Python, que dispensa licenciamento para sua utilização.

1.1 OBJETIVOS DO TRABALHO

Nas seções abaixo estão descritos o objetivo geral e os objetivos específicos deste trabalho.

1.1.1 Objetivo Geral

O propósito principal deste trabalho é realizar uma análise crítica, fundamentada em simulações e oscilografias reais, das metodologias empregadas na localização de faltas, propondo uma abordagem para resolver o problema de localização de faltas em sistemas elétricos de geração eólica, com base em medições de tensão e corrente obtidas por RDPs posicionadas em pontos distintos da rede.

1.1.2 Objetivos Específicos

- Examinar as metodologias empregadas na resolução de problemas de localização de faltas em sistemas elétricos;
- Analisar as principais vantagens e desvantagens que influenciam na eficácia das metodologias;
- Realizar simulações das grandezas elétricas durante eventos de curto-circuito utilizando o software EMTP e compará-las com oscilografias de ocorrências reais;
- Avaliar a efetividade do método selecionado por meio das simulações realizadas;
- Propor uma metodologia que forneça uma estimativa confiável para o problema de localização de faltas em sistemas elétricos de geração eólica.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Devido aos recentes estímulos voltados ao progresso das tecnologias de geração sustentável de energia, o setor da energia eólica está experimentando um crescimento substancial. Por ser uma tecnologia relativamente recente, a área de pesquisa dedicada à localização de faltas nesse tipo de geração não foi adequadamente desenvolvida. Isso se deve ao fato de que, em fontes mais tradicionais de geração de energia, como as hidrelétricas e termelétricas, a proximidade entre as máquinas geradoras e as subestações coletoras reduz a importância da localização de faltas, fazendo essas pesquisas não serem amplamente aplicadas para os sistemas de geração como um todo. Historicamente, a ênfase na pesquisa de métodos de localização de faltas estava voltada principalmente para sistemas de transmissão e distribuição de energia, dado que a indisponibilidade das linhas e alimentadores em ambos os sistemas também acarretam impactos financeiros significativos. No entanto, apesar da predominância desses estudos para os sistemas de transmissão e distribuição, é possível adaptar algumas metodologias de localização de faltas para sistemas de geração elétrica em usinas eólicas, devido às semelhanças elétricas existentes entre esses sistemas.

2.1 METODOLOGIAS DE LOCALIZAÇÃO DE FALTAS

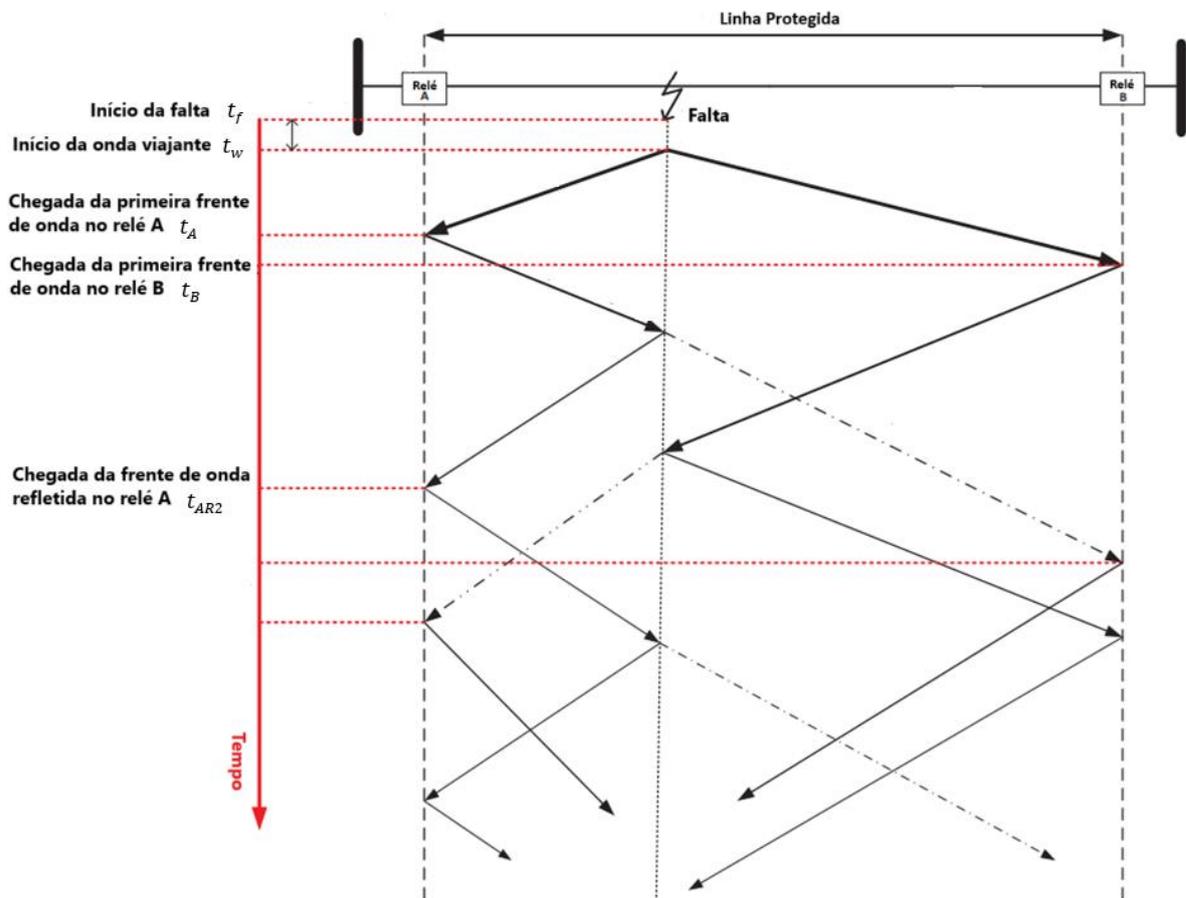
Os métodos de localização de falta são em sua maioria divididos em 4 grupos, sendo eles o de ondas viajantes, algoritmos baseados em aprendizados de máquina, baseados em estimação de estados e baseados no conceito de impedância (MIRSHEKALI; DASHTI; HANDRUP; SHAKER, 2021).

2.1.1 Ondas Viajantes

Métodos baseados em ondas viajantes utilizam-se de dispositivos com alta taxa de amostragem e a velocidade da onda na linha ou alimentador para determinar o ponto de falta na rede. Uma revisão abrangente dos algoritmos de localização de faltas baseados em ondas viajantes para redes de energia, com gerações distribuídas de alta penetração, é apresentada por Aftab, Hussain, Ali e Ustun (2020).

De acordo com os autores essa metodologia funciona no cenário em que, quando ocorre uma falta, transientes eletromagnéticos se propagam ao longo da linha como ondas viajantes em ambas as direções. Essas ondas se movem próximas à velocidade da luz e carregam informações valiosas sobre a localização da falta. A propagação das ondas viajantes pode ser representada usando o diagrama de grade de Bewley, ilustrando várias chegadas de tempo de frentes de onda refletidas e refratadas. Em cenários de falta, as ondas viajantes se propagam a partir do ponto de falta com velocidades comparáveis à velocidade da luz. A diferença de tempo entre a origem da falta e a origem da onda viajante considera a resposta do sistema. As informações coletadas das frentes de onda viajantes são utilizadas para detectar e localizar faltas.

Figura 4 Diagrama de Bewley para Análise de Ondas Viajantes



Fonte: AFTAB; HUSSAIN; ALI; USTUN (2020)

Fazendo referência à Figura 4, no contexto em que apenas o relé posicionado na barra A está presente, observa-se que o momento de chegada da primeira frente de onda ao terminal A é denotado por t_A , enquanto a chegada de sua reflexão a partir do ponto de falta ocorre no instante t_{AR2} . Caso a velocidade da onda viajante seja representada por u em metros por segundo, e a localização da falta a partir do terminal A seja designada por x , essa localização pode ser determinada por meio da equação (1).

$$x = \frac{(t_{AR2} - t_A) \cdot u}{2} \quad (1)$$

Por outro lado, considerando a configuração na qual relés estão posicionados em ambas as barras (A e B) e sincronizados temporalmente por meio de GPS (Global Positioning System), conforme descrito na Figura 4 tem-se que o momento de chegada da primeira frente de onda ao relé A é t_A , enquanto na extremidade distante, no relé B, é t_B . O comprimento da linha é denotado por L , e a localização da falta a partir da barra A é representada por x , conforme indicado pela equação (2).

$$x = \frac{(t_A - t_B) \cdot u}{2} + \frac{L}{2} \quad (2)$$

Xie, Luo, Li, Zhang e Cao (2020) propõem um algoritmo de localização de faltas baseado em ondas viajantes é apresentado para redes de distribuição. Primeiro, antes da ocorrência da falta, de acordo com a topologia da rede e a característica da dispersão da onda, é criada a matriz de diferença de distância inerente. Após a ocorrência de uma falta, uma nova matriz de diferença de distância de falta é gerada com a ajuda do tempo de chegada das ondas viajantes de falta e do algoritmo de ondas viajantes de dupla extremidade. Para apoiar completamente todas as seções da rede, é vital instalar dispositivos de alta taxa de amostragem no final de todas as últimas seções da rede. Isso significa que cada nó conectado à rede com apenas uma linha precisa de uma medição. Nesse método todos os dispositivos de medição devem registrar a forma de onda de tensão e corrente. O método requer dispositivos de alta taxa de amostragem. A precisão do método pode diminuir drasticamente para aquelas redes com distâncias menores entre nós devido à velocidade da onda na rede.

Um método mais simples é apresentado por Shi, Zheng e Yang (2020) para localizar faltas em uma rede de distribuição de múltiplos ramos. Este método utiliza ondas viajantes e suas reflexões em uma única extremidade da rede. As penetrações de geração distribuída, múltiplos ramos de redes de distribuição e os erros de tempo de chegada afetam adversamente os métodos de localização de faltas. Já Qiao, Yin, Wang, Xu e Tan (2021) apresentam um novo método de localização de faltas baseado em uma clusterização de ondas viajantes para superar essa dificuldade. Um modelo de otimização é definido para cada seção da rede, com base no tempo de chegada da onda viajante. A função de minimização da soma dos quadrados de erro é introduzida com relação à distância da falta e à velocidade da onda.

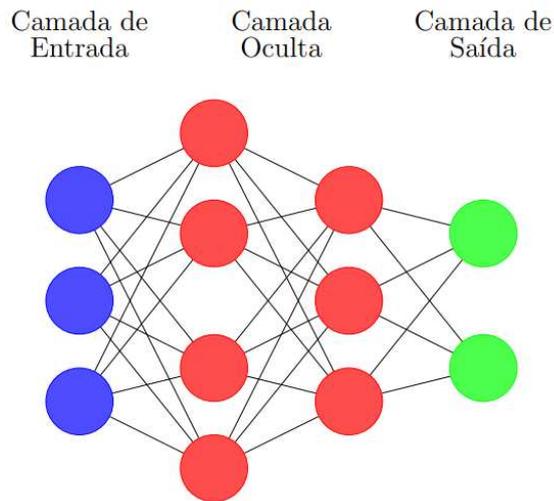
2.1.2 Métodos Baseados em Aprendizado de Máquina

Algoritmos de localização de faltas baseados em aprendizado de máquina são procedimentos bastante utilizados para determinar pontos de falta em redes de distribuição. Esses métodos utilizam algoritmos baseados em redes neurais como perceptron simples ou multicamadas (MPL) e máquina de aprendizado extremo (ELM).

Uma rede neural artificial (RNAs) é uma estrutura de camadas, onde a camada de entrada recebe um sinal que passa por unidades de processamento na camada oculta. Essas unidades são chamadas neurônios artificiais. Em seguida, a camada de saída transmite um sinal de resposta (PINHEIRO, 2021).

As redes neurais contam com dados de treinamento para aprender e melhorar sua precisão ao longo do tempo. Sendo assim, uma vez que esses algoritmos de aprendizagem são ajustados para aumentar a precisão, eles se tornam ferramentas poderosas de ciência da computação.

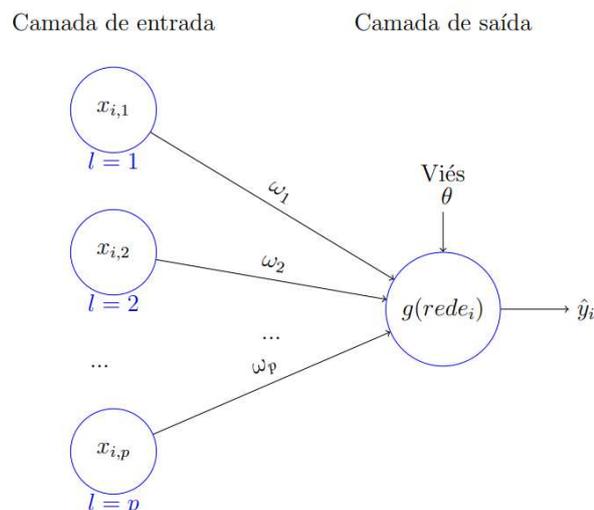
Figura 5 Rede Neural Artificial



Fonte: PINHEIRO (2021)

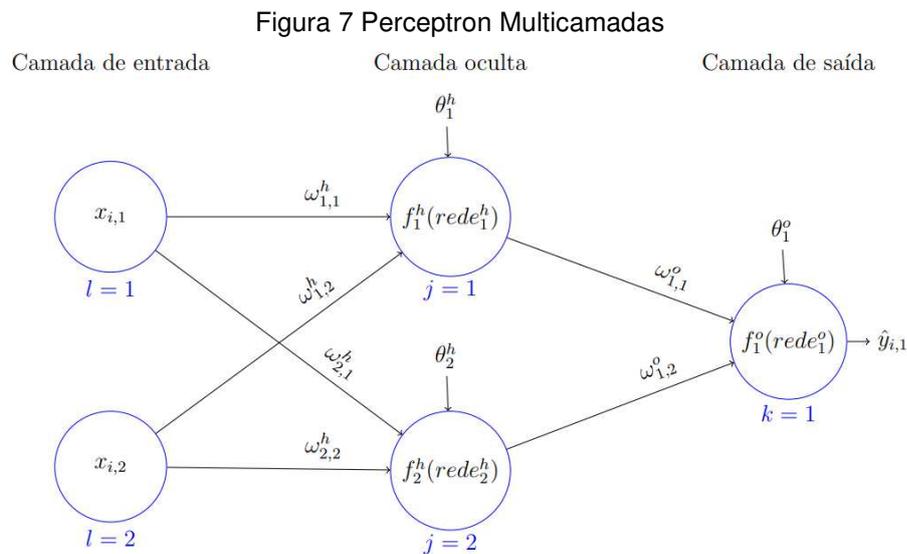
O algoritmo de perceptron é basicamente uma rede neural de um único neurônio, usado para problemas linearmente separáveis. Seu funcionamento consiste em as entradas (x_i) representarem as informações do processo que desejamos mapear, sendo que cada uma das entradas terá um peso ponderado (ω_i) que representa a importância de cada entrada em relação ao valor de saída desejado (y_i). O resultado da somatória das entradas ponderadas será somado ao limiar de ativação (θ) e então repassado como argumento da função de ativação (g_i), a qual terá como resultado a saída desejada. Normalmente a função de ativação costuma ser do tipo função degrau (PALMIERE, 2016).

Figura 6 Perceptron Simples



Fonte: PINHEIRO (2021)

Já quando se é necessário lidar com problemas que não são linearmente separáveis foi criado o algoritmo perceptron multicamadas (MLP). O MLP é uma rede neural semelhante ao perceptron simples, porém possui mais de uma camada de neurônios. O aprendizado nesse tipo de rede é geralmente feito através de um algoritmo de retropropagação do erro, mas existem outros algoritmos para este fim. Cada camada da rede tem uma função específica. A camada de saída recebe os estímulos da camada intermediária e constrói a resposta (PINHEIRO, 2021).



Ainda dentro da área de estudo das RNAs, uma área tem atraído a atenção da comunidade acadêmica: as Máquinas de Aprendizado Extremo – Extreme Learning Machines (ELMs). Diferentemente de outros algoritmos para treinamento de RNAs, que fazem o ajuste dos parâmetros da rede por meio da apresentação iterativa dos padrões de treinamento, as ELMs fazem uma projeção aleatória na camada escondida, a qual possui, em geral, alta dimensionalidade. Portanto o ELM é uma maneira diferente de treinar uma rede neural artificial (SILVESTRE, 2015).

No contexto exposto, utilizando-se de dados de entrada de perturbações em um sistema elétrico específico (simulados ou reais), é possível treinar redes neurais para se obter as localizações de faltas nesses sistemas com as características das grandezas elétricas registradas em cada falta.

Mamuya, Lee, Shen, Shafiullah e Kuo (2020) investigam a aplicação de aprendizado de máquina na classificação e localização de faltas em redes elétricas radiais. Neste trabalho, primeiro, o sinal de corrente registrado é submetido a uma decomposição de transformada discreta de wavelet para extrair as principais características. Em seguida, é utilizado o método perceptron multicamadas (MLP) para detectar se a falta ocorreu na rede ou não. No próximo passo, a falta é classificada usando o MLP. Finalmente, utilizando MLP ou extreme learning machine (ELM), a localização da falta é estimada. Neste trabalho, é vital treinar os modelos com dados ricos o suficiente para obter os parâmetros precisos dos modelos.

Shafiullah, Abido e Al-Hamouz (2017) apresentam uma nova abordagem baseada em aprendizado de máquina para localizar a falta nas redes de distribuição, que utiliza a corrente registrada a montante e a jusante (através da transformada de wavelet) para coletar características aplicáveis. Todos os dados coletados são submetidos ao ELM para o processo de aprendizado. Os métodos de regressão da rede neural artificial também são aplicados. Os resultados revelaram que o ELM opera melhor em termos de desempenho e tempo de treinamento. Já Liang, Jing, Niu e Wang (2020) propõem um algoritmo de localização da falta baseado em rede neural de convolução adaptativa para uma rede de distribuição de dois terminais. Este método melhora a capacidade de extração de características e tem um desempenho superior, em comparação com os anteriores.

Dashtdar e Dashtdar (2020) apresentam um novo método de localização da falta baseado em rede neural artificial para a rede de distribuição radial. Perfis de corrente de pré e pós-falta são usados para treinar um modelo de rede neural artificial para identificar e localizar faltas de curto-circuito. A principal desvantagem deste método é que ele precisa ser treinado em qualquer circunstância da rede, o que aumenta a complexidade e, como resultado, reduz a precisão. Shafiullah, Abido e Abdel-Fattah (2018) propuseram um novo método de localização da falta para identificar a seção defeituosa das redes de distribuição, usando a transformada de Stockwell para extrair características das correntes de falta. As características são usadas como entradas para vários métodos inteligentes, como MLP, regressão de vetor de suporte, rede neural artificial e ELM. Os principais parâmetros dos métodos inteligentes foram otimizados usando um algoritmo de otimização de enxame de partículas com fator de restrição. Este método precisa de um banco de dados para o processo de treinamento.

2.1.3 Métodos Baseados em Estimação de Estados

Os métodos de localização de faltas baseados em estimação de estado são boas opções para evitar o uso de métodos complexos que demandam uma carga de cálculo pesada (necessitam de um banco de dados e de uma topologia precisa da rede), com valores de carga principalmente conhecidos.

A estimação de estados tem como objetivo o cálculo do valor mais aproximado possível das variáveis de estado do sistema a partir da informação disponível obtida pelas diferentes medidas em campo. A operação e condução de um sistema elétrico obriga à obtenção de informações sobre o sistema, sendo que a estimação de estados obtém bases de dados com precisão onde nas mesmas constam os valores complexos das tensões nos barramentos da rede, os fluxos de potências ativas e reativas nas linhas bem como as potências geradas nos diferentes barramentos. Através das medidas obtidas (recorrendo a Sistemas SCADA na sua grande maioria e a PMU's mais recentemente), os estimadores de estado permitem obter uma base de dados completa, coerente e confiável, que disponibilizará aos operadores do sistema elétrico em questão, uma estimativa fiável do estado do sistema, permitindo a condução segura do mesmo (NUNO, 2018).

Portanto, é possível empregar técnicas de estimação de estados para determinar a localização de faltas no sistema com base nas características das grandezas elétricas registradas durante cada falta.

Jamali, Bahmanyar e Bompard (2017) sugerem um novo método baseado em estimação de estado para determinar a localização de uma falta em uma rede de distribuição equipada com medidores inteligentes, tecnologia recente que grava o consumo de energia elétrica comumente instaladas em redes de distribuição. O procedimento de localização da falta é realizado definindo o conceito de erros grotescos como a localização da falta na rede (que pode ser considerada como uma carga temporária conectada à rede) e determinando seu local com o uso da abordagem de identificação de erros grotescos por meio de uma matriz de ponderação. Este método é robusto contra erros de medição e não precisa do tipo de falta, mas necessita de dispositivos de medição adequados na rede que a tornem totalmente observável. Com o avanço da tecnologia, o uso de unidades de PMUs nas redes de distribuição aumentou significativamente, favorecendo a utilização desse método.

No trabalho de pesquisa de Gholami, Abbaspour, Moeini-Aghtaie, Fotuhi-Firuzabad e Lehtonen (2020), é proposto um método de localização de faltas baseado em estimação de estado, que pode detectar e localizar faltas de curto-circuito em redes de distribuição ativas. Ele utiliza a estimação de estado revisada e os resultados da estimação de estado pré-falta, bem como a tensão e corrente registradas pós-falta para detectar a seção com falta. O procedimento consiste em dois passos principais, o primeiro passo envolve diagnosticar a zona com falta e o segundo passo envolve detectar a seção com falta. Este método, assim como o trabalho de Jamali, Bahmanyar e Bompard (2017), necessita de um número específico de medições e não é capaz de localizar exatamente a localização da falta na seção.

Jamali e Bahmanyar (2016) apresentam outro método baseado em estimação de estado iterativo para detectar a linha com falta. Este método tem dois passos. Primeiro, utiliza um método de estimação de estado de maneira iterativa para determinar o barramento mais próximo ao ponto de falta. Em segundo lugar, examinando todas as seções conectadas ao nó identificado, a seção com falta pode ser especificada. Ghaedi, Golshan e Sanaye-Pasand (2020) propuseram um novo método de localização de faltas baseado em estimador de estado de área ampla ou *Wide Area State Estimator* (WASE). Este método também pode identificar a fase com falta e seu tipo. Uma nova versão estendida e modificada do método de estimação de estado com mínimos quadrados ponderados é usada para diminuir o efeito do erro de medição. Faltas de alta impedância têm corrente de falta baixa, o que torna o procedimento de localização de faltas uma tarefa desafiadora. Langeroudi e Abdelaziz (2020) propõem um método baseado em estimação de estado para detectar e localizar as faltas de alta impedância nas redes de distribuição. Neste trabalho, é necessário ter medição adequada na rede.

2.1.4 Métodos Baseados na Impedância

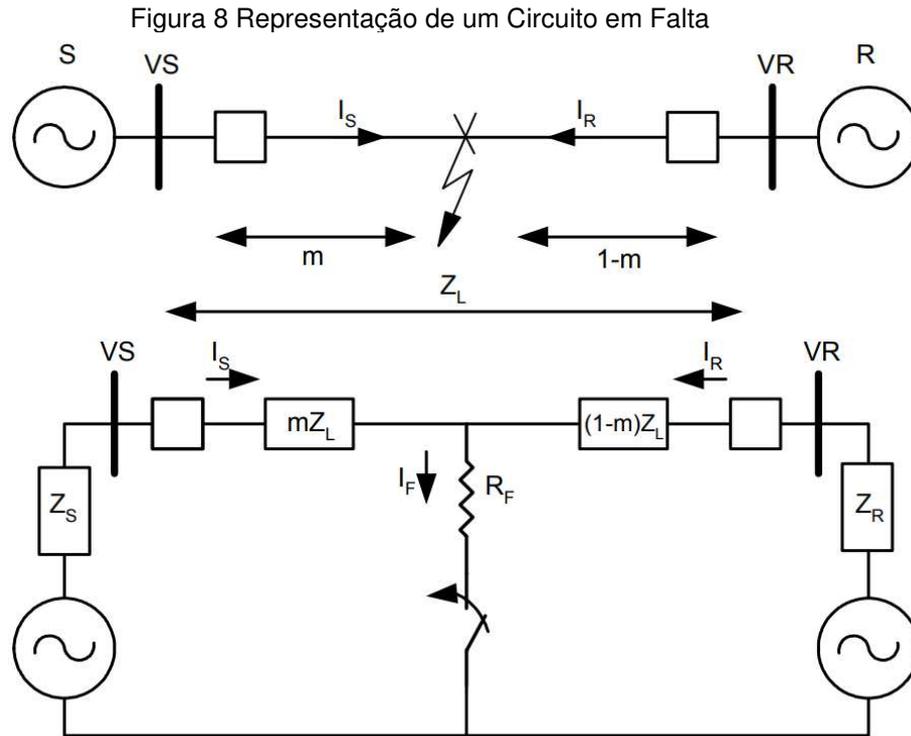
Métodos baseados em impedância utilizam informações registradas no domínio da frequência, em vez das informações no domínio de tempo, o que torna o procedimento de localização de faltas mais econômico do que métodos complexos como os métodos baseados em aprendizado de máquina e de ondas viajantes.

Dashti e Sadeh (2012) apresentam um método de localização de faltas baseado em impedância para redes de distribuição, utilizando parâmetros de linha distribuídos (DLPs). Dois tipos de fórmulas algébricas de quinta ordem são obtidos para faltas de curto-circuito e faltas de fase para fase. Este método utiliza apenas a corrente e tensão registradas na subestação e o valor de carga de cada nó. O método proposto pode fornecer vários pontos de falta para redes com muitos ramos. Mirshekali, Dashti, Keshavarz, Torabi e Shaker (2021) propõem novo método de localização de faltas é sugerido para as redes de distribuição inteligentes que utiliza dados registrados presentes e históricos de medidores inteligentes, bem como PMUs. Como os métodos baseados em impedância precisam dos dados de carga de cada nó da rede, este trabalho apresenta um novo algoritmo para estimar o valor de carga nas ocorrências de tempo de falta.

Por outro lado, métodos mais antigos, que serviram de base para a maioria dos métodos descritos anteriormente, ainda podem ser eficazes e apresentar baixo custo, dependendo das circunstâncias específicas de sua aplicação. São eles o método de Reatância Simples, descrito por Sant e Paithankar (1979), e o método de Takagi, descrito por Takagi, Yamakoshi, Yamaura, Kondow e Matsushima (1982). Ambos os métodos utilizam apenas dados de corrente e tensão elétrica de apenas um terminal.

Uma vez conhecida a impedância da linha de transmissão, a distância em por unidade para a falta pode ser facilmente obtida. Para Ajenikoko e Segun (2016) as vantagens de se usar o método de um terminal, além da necessidade de dados de apenas uma extremidade da linha, é a eliminação da necessidade de comunicação remota.

O método da reatância simples calcula a parte imaginária da impedância vista até o ponto de falta e determina a relação entre a reatância calculada e a reatância total da linha. Essa razão é proporcional à localização da falta. É importante observar que essa técnica considera que a corrente através da resistência da falta está em fase com a corrente medida no terminal da instalação onde se quer encontrar a localização da falta. Uma vantagem deste método é que ele mede apenas a reatância até o ponto de falta, compensando o efeito da resistência da falta, que pode causar erros na estimativa do ponto de falta (RAMOS; SANTOS; SANTOS; PIZZOLATO; FAGUNDES; ITCZAK; SANTOS; MARQUES, 2020).



Fonte: ZIMMERMAN; COSTELLO (2010)

Segundo Zimmerman e Costello (2010), analisando a Figura 8 tem-se que a tensão entre o ponto S e a falta segue a equação (3).

$$V_S = m \cdot Z_L \cdot I_S + R_F \cdot I_F \quad (3)$$

Como o objeto é minimizar o efeito da resistência de falta (R_F), o método da reatância simples divide a equação (3) por I_S e utiliza apenas a parte imaginária dela, conforme equação (4).

$$\text{Im} \left(\frac{V_S}{I_S} \right) = \text{Im} \left(\frac{m \cdot Z_L \cdot I_S}{I_S} \right) + \text{Im} \left(\frac{R_F \cdot I_F}{I_S} \right) \quad (4)$$

Como uma das premissas do método da reatância simples é considerar que a corrente I_S é muito maior que I_R e que I_S está em fase com I_F , o termo que possui a resistência de falta é puramente real e é retirado da equação (4), resultando na localização de falta (m) descrita na equação (5).

$$m = \frac{\text{Im}(V_S/I_S)}{\text{Im}(Z_L)} \quad (5)$$

Como já descrito nos equacionamentos acima, o método da reatância simples resultará em erros iguais a zero se I_S for igual I_F ou se a resistência de falta (R_F) for igual a zero.

Para faltas monofásicas, como os circuitos equivalentes de sequência positiva, negativa e zero são envolvidos, a equação (5) deve ser corrigida pelo fator k_0 em função da corrente residual (I_R). Segundo Kinderman (1999) para que o relé de distância, utilizado na proteção de sistemas elétricos, seja sensibilizado pela impedância de sequência positiva decorrente a um curto-circuito é necessário inserir na corrente utilizada pelo relé um fator de compensação. Já que para faltas monofásicas os três circuitos de sequências são conectados em série, o relé de distância verá uma impedância muito maior que a do trecho da linha correspondente à falta. Para fazer este relé ser sensibilizado apenas pela impedância do trecho correspondente da linha até o ponto da falta é necessário utilizar o fator k_0 . Ambas as variáveis estão descritas nas equações (6) e (7) e, de acordo com Zimmerman e Costello (2010), utilizando-as para o método de localização de faltas é possível chegar na equação do método da reatância simples para faltas monofásicas, descrito em (8).

$$k_0 = \frac{Z_{0L} - Z_{1L}}{3 \cdot Z_{1L}} \quad (6)$$

$$I_R = I_A + I_B + I_C = 3 \cdot I_0 \quad (7)$$

$$m = \frac{\text{Im}(V_A/(I_A + k_0 \cdot I_R))}{\text{Im}(Z_L)} \quad (8)$$

Já o método de Takagi necessita de dados da pré-falta além dos dados pós-falta. Ele melhora o método da reatância simples reduzindo o efeito da carga e minimizando os efeitos da resistência de falta (ZIMMERMAN; COSTELLO, 2010).

Analisando a Figura 8 podemos utilizar a equação (3), também utilizada para descrever o método de reatância simples anteriormente. É necessário substituir I_F pela corrente de superposição (I_{sup}), ou também denominada de corrente puramente faltosa, conforme equação (9), onde I é a corrente pós-falta e I_{pre} é a corrente pré-falta.

$$I_{sup} = I - I_{pre} \quad (9)$$

Multiplicando os 2 lados da equação (3) pelo complexo conjugado da corrente de superposição (I_{sup}^*) e retirando a parte real temos as equações (10) e (11) abaixo.

$$Im(V_S \cdot I_{sup}^*) = m \cdot Im(Z_L \cdot I_S \cdot I_{sup}^* + R_F \cdot I_{sup} \cdot I_{sup}^*) \quad (10)$$

$$m = \frac{Im(V_S \cdot I_{sup}^*)}{Im(Z_L \cdot I_S \cdot I_{sup}^*)} \quad (11)$$

No caso de um curto-circuito bifásico as correntes e tensões elétricas utilizadas na metodologia de Takagi são as diferenças das fases envolvidas na falta. Portanto, em um cenário de um curto-circuito entre as fases A e B, a equação (11) deve ter sua tensão da fonte (V_S), corrente da fonte (I_S) e corrente de superposição (I_{sup}) reescritas da seguinte forma.

$$V_S = V_{sA} - V_{sB} \quad (12)$$

$$I_S = I_{sA} - I_{sB} \quad (13)$$

$$I_{sup} = (I_{FA} - I_{FB}) - (I_{préA} - I_{préB}) \quad (14)$$

A chave para o sucesso do método de Takagi é que o ângulo de fase de I_S deve ser o mesmo que o ângulo de I_F . Para um sistema homogêneo ideal, esses ângulos são idênticos. À medida que o ângulo entre I_S e I_F aumenta, o erro na estimativa da localização da falta aumenta (ZIMMERMAN; COSTELLO, 2010).

2.2 CONSIDERAÇÕES ACERCA DAS METODOLOGIAS UTILIZADAS

Cada método apresenta suas vantagens e desvantagens, e a escolha entre eles depende das características específicas do sistema elétrico, das condições operacionais, dos requisitos de precisão para a localização de faltas e recursos financeiros.

Para os métodos baseados em ondas viajantes, como são exigidas informações precisas de tempo de viagem das ondas que se propagam no condutor para determinar a localização da falta, é exigido um investimento alto na instalação e configuração de dispositivos com alta taxa de amostragem que consigam medir as reflexões das ondas após a ocorrência de uma falta.

No caso dos métodos baseados em aprendizado de máquina é necessário que eles aprendam com dados históricos e adaptem-se as condições variáveis do sistema. Nesse contexto, é necessário obter um banco de dados grande de faltas reais no sistema elétrico em análise, já que esses métodos necessitam de treinamento. Portanto, pode haver erros na localização de faltas ao treinar esses métodos, já que, em um primeiro momento, a única fonte de dados de faltas que temos é oriunda de simulações computacionais, que podem acabar não representando o sistema elétrico real fielmente.

Os métodos baseados na estimação de estados utilizam-se de vários dados de entrada, sendo eles de PMU, RDP ou dos sistemas SCADA dos sistemas elétricos de potência para fornecer a localização da falta. Portanto são altamente sensíveis à qualidade e quantidade dos dados de entrada disponíveis. Se os dados de medição forem imprecisos ou insuficientes, os resultados da estimação de estados podem ser imprecisos. Sendo assim, é necessário um investimento alto para a possível obtenção de todos os dados necessários pelos métodos, além de uma base de dados relativamente grande para o teste desta metodologia e uma análise complexa dos dados de entrada.

Por outro lado, os métodos baseados em impedância não exigem grandes investimentos em equipamentos de medição, nem a necessidade de um amplo banco de dados de faltas no sistema elétrico, nem uma grande quantidade de variáveis de entrada. É necessário apenas que um registrador digital de perturbações (RDP) armazenem os dados elétricos da falta.

No caso dos métodos de Takagi e Reatância Simples é necessário apenas os dados de corrente e tensão de um terminal, diminuindo a quantidade de dados que o RDP precisa registrar. Esses métodos mais antigos foram desenvolvidos para sistemas de transmissão, portanto ao serem aplicados em sistemas de distribuição de energia, onde existem cargas desconhecidas ao longo da rede, apresentam erros elevados. Porém, no contexto de usinas eólicas não existem cargas intermediárias nos alimentadores, apenas a geração de cada um deles que varia de acordo com a velocidade do vento, portanto isso possibilita a utilização desses métodos na área de geração de energia para usinas eólicas.

Embora esses métodos possam ser afetados por imprecisões nos parâmetros da linha e nos instrumentos de medição, como todos os outros métodos citados, considerando o custo-benefício para os sistemas elétricos de potência, essas metodologias são as que podem ser aplicadas em larga escala para os sistemas elétricos de usinas eólicas.

Portanto, com base na revisão descrita anteriormente, este trabalho apresenta uma análise crítica da utilização dos métodos de Takagi e Reatância simples voltados para o contexto de geração de energia em sistemas elétricos de usinas eólicas, fundamentada em simulações e oscilografias reais.

3 MODELAGEM

A análise dos métodos de localização de faltas comentados anteriormente foi realizada na Rede de Média Tensão (RMT) do conjunto eólico de Campo Largo Fase 2 (CECL2), por ser um sistema eólico que possui um histórico de ocorrência com diversas faltas em sua rede de média tensão que interliga os aerogeradores com a subestação. Os métodos de Takagi e Reatância Simples podem ser aplicados nessa usina eólica por conta do sistema elétrico de CECL2 possuir dados de RDPs das correntes nos alimentadores e tensão elétrica nas barras da subestação, ou seja, dados de um terminal, que são necessários para os métodos citados.

O Conjunto Eólico Campo Largo II, localizado no norte da Bahia, no município de Sento Sé, foi a segunda etapa do Projeto Campo Largo. Esse Conjunto possui 361,2 MW de capacidade instalada, dividida entre 86 aerogeradores de 4,2 MW. Para que se tenha uma ideia melhor da sua dimensão, o diâmetro dos rotores dos aerogeradores é de 150 metros, suas torres têm 120 metros de altura e suas pás 72,5 metros de comprimento. A construção teve início em 2019 e foi finalizada com a entrada em operação do último parque, em setembro de 2021. A autorização para operação desses parques eólicos é válida até 2054. Em 2021, o Conjunto Eólico Campo Largo II iniciou sua operação remotamente a partir do Centro de Operação da Geração (COG), localizado na sede da ENGIE em Florianópolis - SC (ENGIE, 2024).

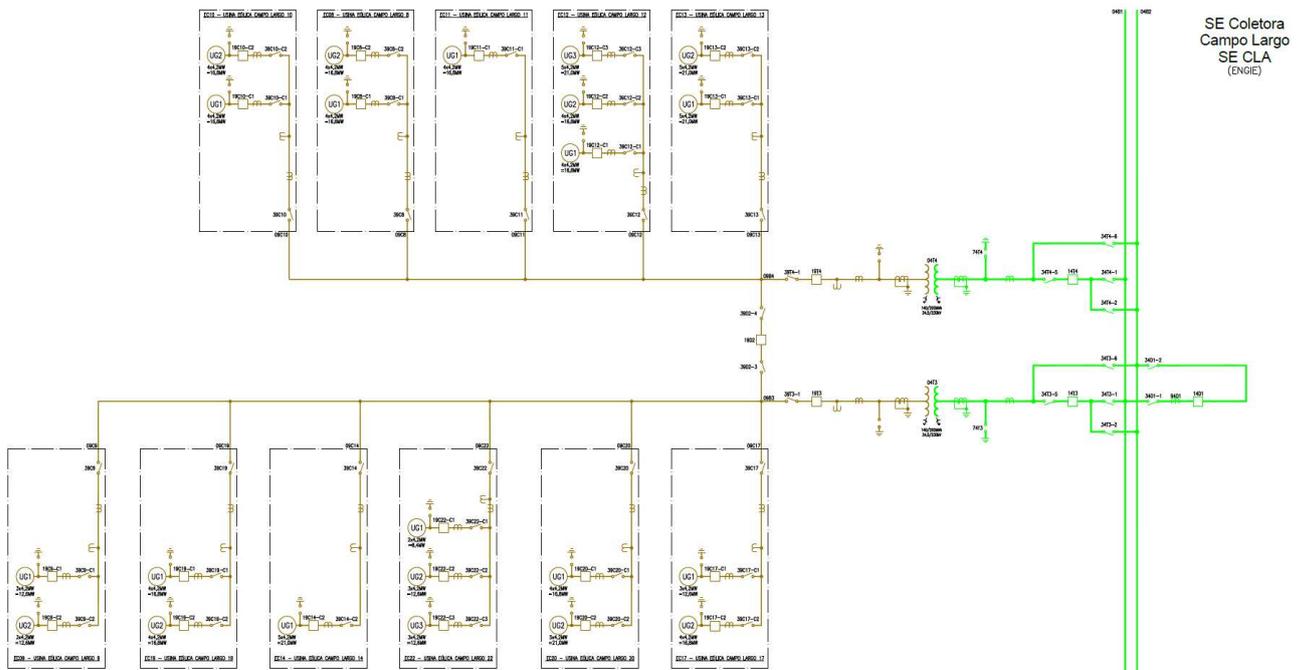
Desde sua implantação, CECL2 apresenta um histórico de faltas em sua RMT, o que acarreta uma geração menor de energia elétrica em razão de desligamentos de circuitos dos alimentadores que poderiam ter sua normalização acelerada pela localização da falta. Consequentemente há uma menor lucratividade para empresa devido a indisponibilidades na geração.

3.1 SISTEMA ELÉTRICO DE POTÊNCIA DE CAMPO LARGO II

O Conjunto Eólico de Campo Largo II, Figura 9, é alimentado eletricamente por 11 usinas eólicas, somando um total de 22 circuitos que percorrem cerca de 225km de linha até a subestação coletora. Os aerogeradores são do tipo Full Converter e possuem tensão nominal de 0,72kV que, após passar pelo transformador elevador individual de cada aerogerador, é elevada para 34,5kV, e depois ligada à

barra principal da subestação de Campo Largo. Depois de conectados à barra de Campo Largo, a tensão é elevada para 230kV para percorrer uma linha de transmissão até a subestação de Ourolândia 2 da CIMY.

Figura 9 Diagrama unifilar de CECL2



Fonte: ENGIE (2024)

Segundo o memorial de cálculo do estudo de curto-circuito de Campo Largo 2, CLW2-E-E-GD-SB-GE-E-ES-0001, os cabos utilizados na construção da RMT foram o DAFFODIL, ORCHID, MARIGOLD e MAGNOLIA, cujo parâmetros de impedâncias estão descritos na Figura 10.

Figura 10 Parâmetros da rede de CECL2

Cabos de CECL2						
Cabo	R1 (Ω/km)	X1 (Ω/km)	B1 (μS/km)	R0 (Ω/km)	X0 (Ω/km)	B0 (μS/km)
DAFFODIL	0,177	0,404	0,227	0,335	1,859	-
ORCHID	0,098	0,38	0,213	0,263	1,837	-
MARIGOLD	0,058	0,358	0,199	0,225	1,844	-
MAGNOLIA	0,067	0,364	0,203	0,234	1,821	-

Fonte: Do Autor (2024)

3.2 MODELAGEM ELÉTRICA NO SOFTWARE EMTP

Analisando a Figura 9 é possível verificar que para a modelagem do sistema elétrico da RMT da usina eólica de Campo Largo Fase 2 é necessário modelar basicamente a subestação como barra infinita, para ela se comportar como o sistema interligado nacional, os cabos dos alimentadores que conectam a subestação com os aerogeradores e o aerogerador, junto com seu transformador elevador.

3.2.1 Barra Infinita

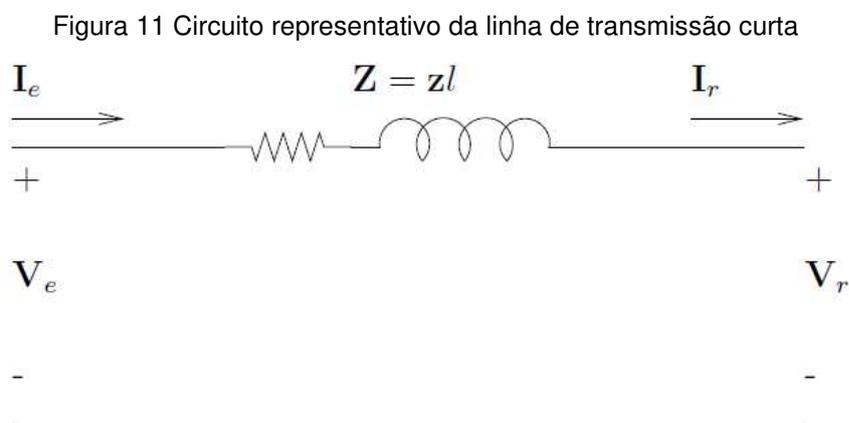
Barra infinita é uma situação ideal, em que a tensão e a frequência são mantidas constantes independentemente da potência da carga, ou seja, não há perdas no sistema. O barramento infinito tem capacidade ideal de suprir qualquer potência requerida pela carga. É importante lembrar que, muitas vezes, o simples fato de se adotar impedância zero para a impedância do sistema nem sempre é suficiente (MARDEGAN, 2014).

Portanto, em estudos de conexão de uma usina geradora à rede de energia elétrica, na maioria dos casos, pode-se supor que esta não afetará a rede quanto aos parâmetros de tensão e frequência, e, portanto, que seu efeito é desprezível. Isso acontece devido à quantidade de energia gerada localmente na usina em questão ser supostamente muito inferior a energia disponível na rede.

No contexto exposto, para a modelagem do sistema em questão, as barras das subestações foram modeladas conectadas a uma fonte de tensão de 34,5kV com uma impedância em série. A tensão utilizada foi de 34,5kV já que todos os RDPs estão ligados apenas na rede de média tensão, ou seja, é desnecessária a modelagem dos Transformadores de 230/34,5 kV no sistema. Já a impedância em série foi escolhida utilizando o arquivo BR2403.ANA (base de dados de operação para estudos de curto-circuito), disponibilizado pelo ONS, e comparando os resultados das simulações com os valores registrados em casos reais de faltas no sistema elétrico em questão. Portanto, em conjunto com os valores de tensão e corrente elétricas encontrados nas simulações e casos reais o valor utilizado foi de 0,368 pu.

3.2.2 Condutores dos Circuitos dos Alimentadores

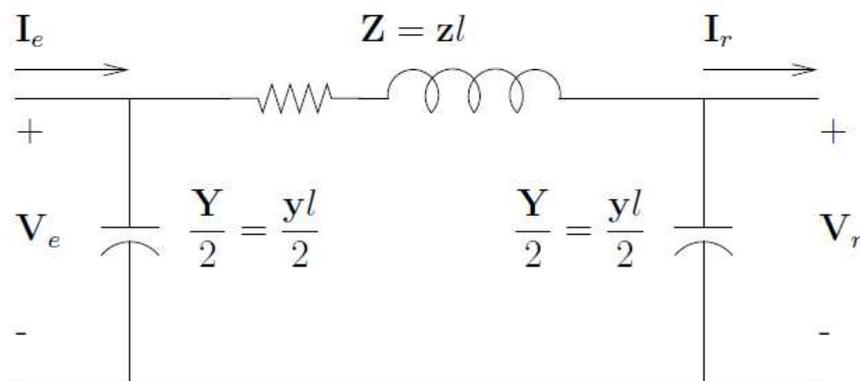
As equações gerais que relacionam tensão e corrente em uma linha de transmissão partem do princípio de que os quatro parâmetros da linha, que são a resistência, indutância, capacitância e condutância, são distribuídos ao longo da linha. Se uma linha aérea é classificada como curta, a capacitância e a condutância em derivação são tão pequenas que podem ser inteiramente desprezadas sem perda apreciável de precisão, e é suficiente considerar apenas a resistência em série (R) e a indutância em série (L) para todo o comprimento da linha. Uma linha média pode ser representada com precisão suficiente por parâmetros de resistência e impedância em série concentrados e com metade da capacitância ao neutro por fase concentrada em cada extremidade do circuito equivalente. A condutância em derivação (G) é usualmente desprezada no cálculo de corrente e de tensão em linhas aéreas de transmissão de potência. No que se refere à consideração da capacitância, as linhas aéreas de até 80 km são linhas curtas e as linhas de 80 km até 240 km são consideradas médias. Para estudos de curtos-circuitos também é avaliada a relação entre a reatância equivalente do sistema e a reatância da linha. Quando a reatância equivalente do sistema é significativamente maior que a da linha, esta pode ser tratada como curta para fins de esquemas de proteção. Por outro lado, quando a reatância da linha é predominante, a linha é considerada longa. Além disso, nesses estudos, as capacitâncias shunt são geralmente desprezadas, pois a queda de tensão pós-falta reduz o fluxo de potência reativa, tornando seu impacto irrelevante para a análise (Stevenson, 1982).



Fonte: SALGADO (2016)

Neste trabalho todas as linhas modeladas são menores que 80km, ou seja, todas são curtas. Mesmo sabendo que as linhas curtas não necessitam da modelagem da sua capacitância e que para estudos de curto-circuito ela não precisa ser considerada, foi-se utilizado o modelo PI ou π – *Nominal* de linhas de transmissão, conforme Figura 12.

Figura 12 Circuito π -Nominal da linha de transmissão



Fonte: SALGADO (2016)

No modelo π – *Nominal* a capacitância é considerada na modelagem dos cabos dentro da EMTP, assim como o cálculo de acoplamento indutivo entre as fases, já que esses cálculos estão inseridos dentro desse modelo de linhas de transmissão quando é realizada a simulação.

Como a formulação é fasorial, a utilização desse modelo é adequada já que ao calcular os fasores de tensão e corrente, todos os componentes de alta frequência são "filtrados" pelo estimador que calcula a frequência fundamental. Ou seja, para o sistema em análise, é desprezível o que ocorre nos instantes logo após o chaveamento (as componentes de alta frequência), já que precisamos dos dados que ocorrem após alguns ciclos (tempo de atuação da proteção).

Portanto, para a modelagem dos condutores, foi utilizado o modelo PI de linhas curtas com as distâncias descritas segundo o memorial de cálculo do estudo de curto-circuito de Campo Largo 2, CLW2-E-E-GD-SB-GE-E-ES-0001, e os parâmetros de impedância dos cabos, conforme Figura 10.

3.2.3 Aerogerador

O aerogerador utilizado no conjunto eólico de Campo Largo II é o V150-4,2MW, fornecido pela empresa VESTAS. Segundo as especificações técnicas desse modelo na Figura 13, pode-se obter os dados de potência nominal, velocidades de vento de operação, frequência e tipo do aerogerador.

Figura 13 Especificação técnica aerogerador V150-4,2MW

Especificações Técnicas

Dados operacionais de regulação de potência

Potência nominal	4.000/4.200 kW
Velocidade mínima do vento (Cut-in)	3 m/s
Velocidade máxima do vento (Cut-out)	22,5 m/s
Velocidade de reentrada do vento	20 m/s
Classe de vento	IEC IIIB
Faixa de temperatura operacional padrão	-20°C a +45°C com redução acima de 30°C

Regulado por pitch com velocidade variável

ELÉTRICA

Frequência	50/60 Hz
Conversor	Conversão Eletrônica Total

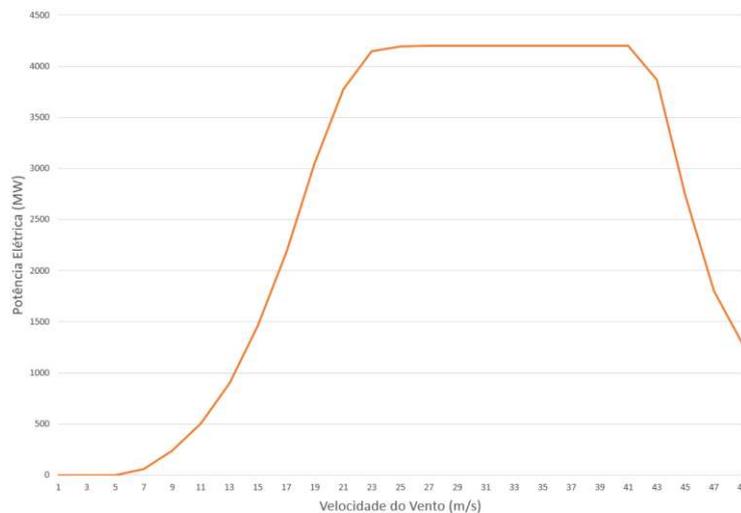
Caixa de Engrenagens

Tipo	dois estágios planetários e um estágio helicoidal
------	---

Fonte: VESTAS (2024)

A função da potência de acordo com a velocidade do vento foi fornecida pela VESTAS em testes laboratoriais e segue a curva da Figura 14.

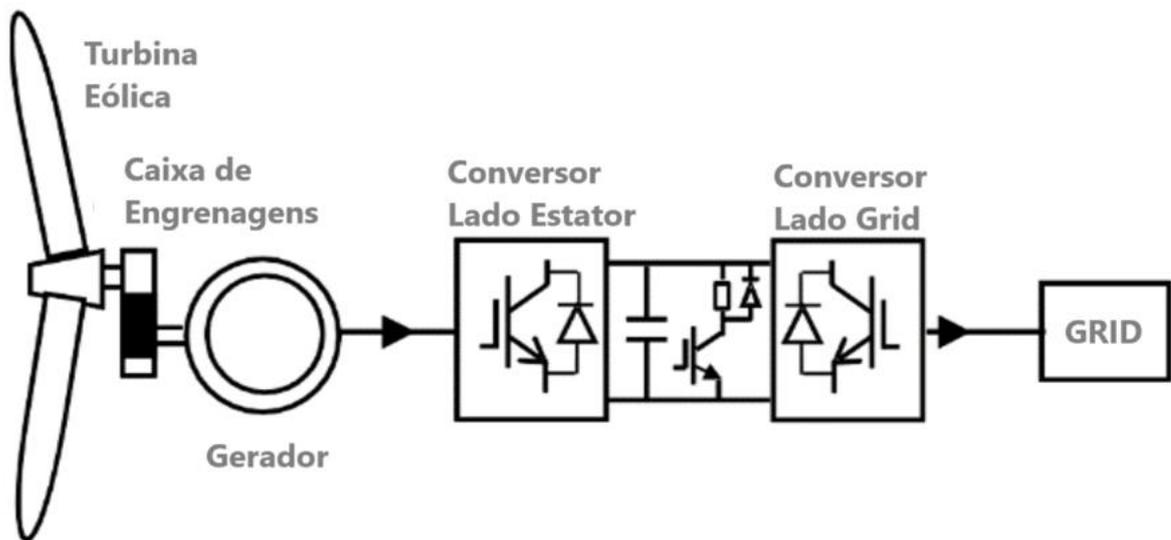
Figura 14 Potência teórica aerogerador V150-4,2MW



Fonte: Do Autor (2024)

Dados mais específicos como impedância dos filtros de dentro do aerogerador, assim como as impedâncias dos transformadores de cada aerogerador foram fornecidos no documento 0082-5609 V00, que contém dados sigilosos de fabricação e funcionamento do aerogerador em questão e, portanto, não podem ser divulgados neste trabalho. De qualquer modo, todos os dados necessários para a configuração do parque Full Converter dentro do EMTP foram inseridos consultando o documento mencionado anteriormente em conjunto com o modelo deste aerogerador que consta na Figura 15.

Figura 15 Modelo de Aerogerador Full Converter no EMTP

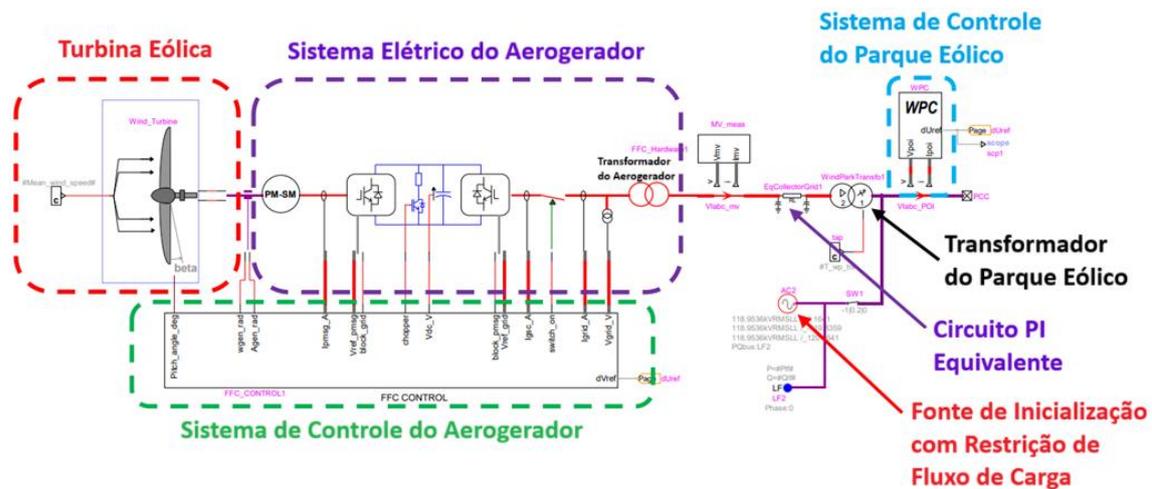


Fonte: Ulas Karaagac (2017)

De acordo com Ulas Karaagac (2017), o aerogerador FSC (Full Converter) possui toda a potência transferida por meio de um sistema de conversor AC-DC-AC, onde as características específicas e dinâmicas do gerador elétrico são efetivamente isoladas da rede. É possível analisar com mais detalhes a modelagem desse aerogerador na Figura 16 onde o parque eólico baseado em aerogeradores Full Converter (FSC) é mostrado sendo composto pelos seguintes blocos: Turbina Eólica Sistema Elétrico do Aerogerador, Sistema de Controle do Aerogerador, Sistema de Controle do Parque Eólico, circuito PI que representa a rede coletora equivalente, transformador do parque eólico e uma fonte de inicialização com restrição de fluxo de carga (LF). O bloco Turbina Eólica inclui a aerodinâmica da turbina eólica. A fonte de inicialização contém a restrição de fluxo de carga e evita grandes transitórios na rede externa durante a inicialização dos sistemas elétrico e de controle do aerogerador. A função do Sistema de Controle do Parque Eólico (WPC) é ajustar a referência de

tensão do controlador do aerogerador para atingir a potência reativa desejada. O diagrama do Sistema Elétrico do Aerogerador é composto por um gerador síncrono de ímã permanente (PMSM), sistema de conversor AC-DC-AC, filtro de estrangulamento (choke), filtros harmônicos shunt AC e transformador do aerogerador.

Figura 16 Modelagem Elétrica do Aerogerador Full Converter e seus Blocos de Controle



Fonte: Ulas Karaagac (2017)

Em cenários de falta, com os aerogeradores FSC utilizam um sistema de conversor AC-DC-AC, que isola as características do gerador da rede elétrica, isso permite um maior controle das correntes durante eventos de curto-circuito. Em situações de faltas, o controle do conversor no lado da rede (GSC) prioriza a injeção de corrente reativa para sustentar a tensão no ponto de conexão. Durante curtos-circuitos, o controle do GSC limita as correntes de sequência positiva e negativa, de modo a proteger os dispositivos semicondutores. Essas limitações são configuradas de acordo com parâmetros operacionais ajustáveis no modelo, com configuração padrão de 1,5 a 2 vezes a corrente nominal do sistema. Além disso, o GSC implementa funções de suporte a falha, ou Fault Ride Through (FRT), para garantir que o aerogerador continue operando em condições de tensão reduzida, ajustando dinamicamente as correntes para mitigar oscilações e estabilizar o barramento DC. Os estudos e simulações do modelo mostram que, sob condições de curto-circuito, as correntes totais são mantidas dentro de limites seguros, com suporte reativo adequado e controle eficaz das oscilações harmônicas (KARAAGAC, 2017).

4 METODOLOGIA

Já que as simulações executadas pelo EMTP são realizadas no domínio do tempo e os métodos de localização de falta seleccionados para esse trabalho necessitam dos fasores das grandezas elétricas, faz-se necessário a utilização de métodos de estimação de fasores para ser factível a aplicabilidade dos métodos citados anteriormente.

4.1 ESTIMAÇÃO DE FASORES

Dentre os algoritmos criados para a Estimação de fasores o de Fourier de um ciclo é um dos mais comumente utilizados para a estimação de componentes fundamentais (YU, 2006). Sua denominação refere-se à utilização de uma janela de dados com duração de um ciclo de amostras dos sinais.

Segundo Phadke e Thorp (2008) um sinal senoidal $x(t)$ com frequência kf_0 pode ser escrito em função do seu respectivo termo na série de Fourier conforme (15).

$$x(t) = a_k \cdot \cos(2\pi k f_0 t) + b_k \cdot \text{seno}(2\pi k f_0 t) \quad (15)$$

Fazendo algumas operações trigonométricas podemos reformular a equação acima utilizando a variável \emptyset conforme (16) e (17).

$$x(t) = \left\{ \sqrt{a_k^2 + b_k^2} \right\} \cdot \cos(2\pi k f_0 t + \emptyset) \quad (16)$$

$$\emptyset = \arctan \frac{-b_k}{a_k} \quad (17)$$

Sua representação fasorial na forma polar é igual a (18) e na forma retangular é igual a (19).

$$X_k = \frac{1}{\sqrt{2}} \left\{ \sqrt{a_k^2 + b_k^2} \right\} e^{j\phi} \quad (18)$$

$$X_k = \frac{1}{\sqrt{2}} (a_k - jb_k) \quad (19)$$

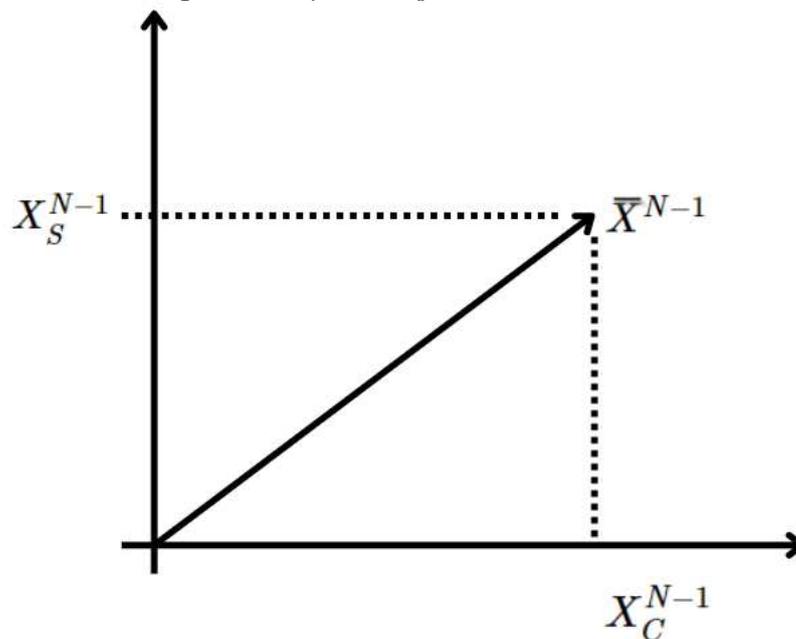
Usando as expressões dos coeficientes da série, pode-se obter o fasor da harmônica k em função do conjunto de amostras em (20) e depois separar as somas dos cossenos e senos em (21) e (22), conforme Figura 17 (PHADKE; THORP, 2008).

$$X = \frac{\sqrt{2}}{N} \sum_{n=0}^{N-1} x_n \{ \cos(kn\theta) - j \cdot \text{sen}(kn\theta) \} \quad (20)$$

$$X_c = \frac{\sqrt{2}}{N} \sum_{n=0}^{N-1} x_n \cdot \cos(kn\theta) \quad (21)$$

$$X_s = \frac{\sqrt{2}}{N} \sum_{n=0}^{N-1} x_n \cdot \text{sen}(kn\theta) \quad (22)$$

Figura 17 Representação de Fasor



Fonte: Do Autor (2024)

Sendo assim, com os coeficientes é possível encontrar o módulo e ângulo do sinal conforme (23) e (24), respectivamente.

$$X = \sqrt{(X_C)^2 + (X_S)^2} \quad (23)$$

$$\varnothing = \arctan\left(\frac{X_C^{N-1}}{X_S^{N-1}}\right) \quad (24)$$

O método descrito anteriormente se chama Fourier não recursivo, ou seja, são analisados todos os dados da série do sinal senoidal para se tirar o módulo e ângulo de cada um deles. Isso é possível já que as características do sinal (frequência e amplitude) durante a falta nas simulações não mudam, então a análise global do sinal é suficiente, sem necessidade de janelamento do sinal. Todas as simulações foram realizadas em um período de 2 segundos, sendo o primeiro segundo contendo os sinais de pré-falta e o segundo seguinte contendo os sinais de falta. Portanto, para obter os fasores de pré-falta foram utilizadas todas as amostras do primeiro segundo, já os fasores durante a falta foram utilizadas todas as amostras do segundo seguinte.

Após a execução de todas as simulações de curto-circuito, todas elas foram lidas por um script em linguagem de programação Python para a estimação de fasores e assim calcular efetivamente a localização da falta pelos métodos de Takagi e Reatância simples.

4.2 PROBABILIDADE E ESTATÍSTICA

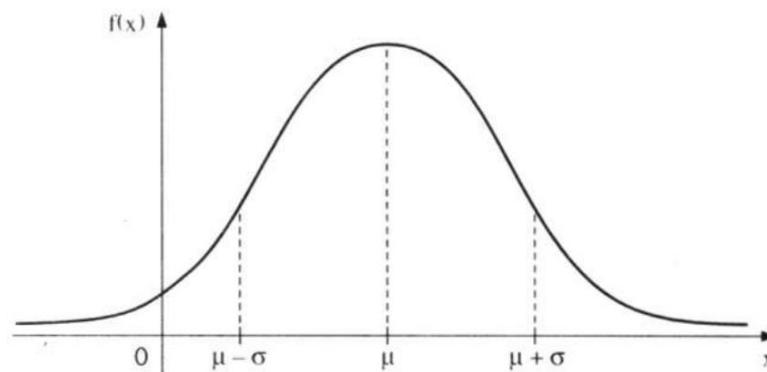
Já que os métodos escolhidos se utilizam de fasores para a execução dos cálculos, e como as oscilografias reais registradas por PMUs ou RDPs armazenam diversos fasores a uma taxa de amostragem de cerca de 30 medições por segundo, é possível retirar mais de um fasor espaçado por milissegundos na duração da falta para se obter resultados diferentes de localização de falta para cada caso real registrado pelos RDPs. Com esses resultados diferentes, é possível aplicar cálculos probabilísticos e estatísticos como o histograma, estimativa de densidade kernel (KDE) e distribuição normal (gaussiana).

De acordo com Marshall (2006) o histograma é um gráfico de barras que utiliza as variações de dados de uma determinada pesquisa ou processo, dividindo e mostrando a distribuição deles por categorias, evidenciando mais clara e precisamente a informação real da atual condição da variável em um determinado instante.

Já a KDE, segundo Węglarczyk (2018), é uma técnica para a estimativa da função densidade de probabilidade que permite uma análise melhor da distribuição de probabilidade estudada do que ao usar um histograma tradicional. Ao contrário do histograma, a técnica de kernel produz uma estimativa suave da função de densidade de probabilidade. Em outras palavras, ele cria uma curva suave que tenta representar a distribuição dos seus dados. É uma alternativa ao histograma, já que oferece uma visualização mais suave e contínua.

A distribuição normal, também conhecida como curva de Gauss, é um modelo probabilístico descrito por uma curva simétrica em forma de sino que representa variáveis contínuas cujos valores tendem a se concentrar ao redor de uma média (μ), com dispersão definida pelo desvio padrão (σ). Sua função densidade de probabilidade é ilustrada na Figura 18, onde $f(x)$ é a densidade de probabilidade, x é a variável contínua, μ é a média e σ é o desvio padrão. Essa distribuição é amplamente utilizada em estatística devido à sua capacidade de descrever fenômenos naturais e sociais, como altura, peso e erros em medições (BUSSAB; MORETTIN, 2010).

Figura 18 Distribuição Normal ou Gaussiana



Fonte: BUSSAB; MORETTIN (2010)

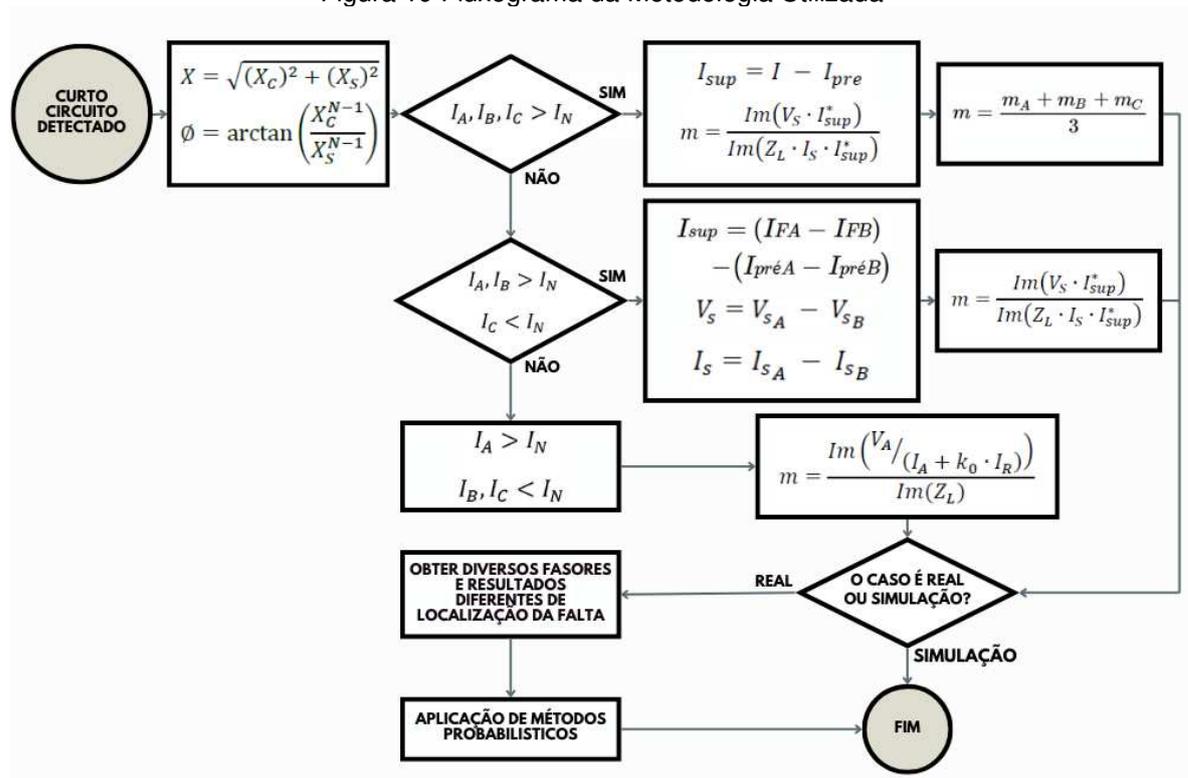
4.3 FLUXOGRAMA DO MÉTODO

No contexto exposto, é possível traçar um fluxograma do método descrito nesse trabalho, utilizando os métodos de localização de falta escolhidos em conjunto com as equações de Estimação de fasores e cálculos de probabilidade e estatística.

Na Figura 19 foi ilustrado o fluxograma do método utilizado no presente trabalho. Basicamente para se iniciar o método é necessário detectar um curto-circuito no sistema e retirar das oscilografias de falta os fasores de corrente e tensão elétrica. Após isso é necessário distinguir qual tipo de curto-circuito ocorreu. Caso as três fases possuam a corrente de falta acima do valor nominal do circuito (I_N), é porque a falta foi trifásica. Nesse cenário o método de Takagi é aplicado em cada uma das fases, resultando em 3 localizações de faltas que podem ser iguais ou distintas. Sendo assim, faz-se uma média simples desses valores para se obter o valor da localização de falta final. Caso a falta seja bifásica, é necessário selecionar quais foram as fases faltantes para se aplicar as diferenças das grandezas de corrente e tensão elétrica das fases faltantes, e, após isso, aplicar os valores encontrados no método de Takagi, obtendo assim um valor de localização de falta. Na Figura 19 no bloco de faltas bifásicas foram selecionadas as fases A e B como faltantes meramente para exemplificar o método. Caso a falta seja monofásica, é necessário verificar qual a fase faltante e aplicar o método de reatância simples, resultando em uma localização de falta como resultado. Do mesmo modo que para falta bifásicas, na Figura 19 foi selecionada a fase A como faltante apenas para exemplificar o método.

Se o método estiver sendo aplicado para curtos-circuitos reais encontrados no sistema elétrico, já que é possível retirar fasores espaçados por 2 milissegundos no tempo da falta devido a taxa de amostragem dos RDPs, pode-se obter mais de um valor de localização de falta para o mesmo curto-circuito. Nesse caso aplicam-se os métodos de probabilidade e estatísticas apresentados anteriormente para se analisar a variação dos resultados e encontrar qual a localização mais provável que tenha ocorrido. Caso contrário, se está sendo verificado apenas dados oriundos de simulações, a localização encontrada já é o resultado, não sendo necessário buscar mais fasores do mesmo sinal já que as características do sinal (frequência e amplitude) durante a falta nas simulações não mudam.

Figura 19 Fluxograma da Metodologia Utilizada



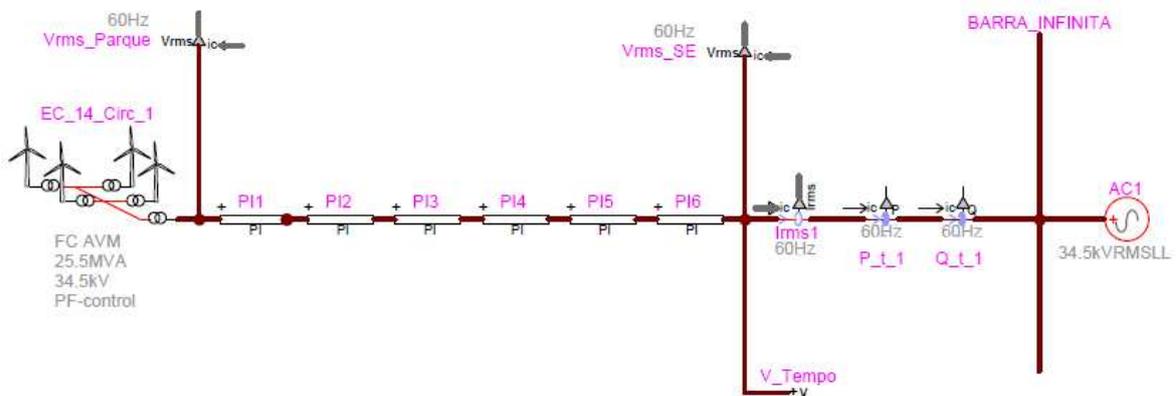
Fonte: Do Autor (2024)

5 RESULTADOS

Para a validação do sistema modelado na ferramenta EMTP, foram considerados cenários de operação normal em alguns parques, variando os dados de número de aerogeradores em operação e a velocidade de vento. Nesses casos nenhuma falta foi aplicada, apenas analisados os dados de corrente e tensão nos alimentadores e subestação. Com esses dados simulados, é possível compará-los com os dados reais nos sistemas SCADA de CECL2 ou do Centro de Operação da Engie (COG), já que esses dados são armazenados com um período de amostragem de cerca de 4 segundos. Essa taxa de amostragem atende a análise em questão por ser apenas a verificação de grandezas que não possuem uma considerável variação no tempo.

Um dos parques modelados para a realização das simulações para a comparação com o cenário de operação normal foi o parque 14, conforme Figura 20.

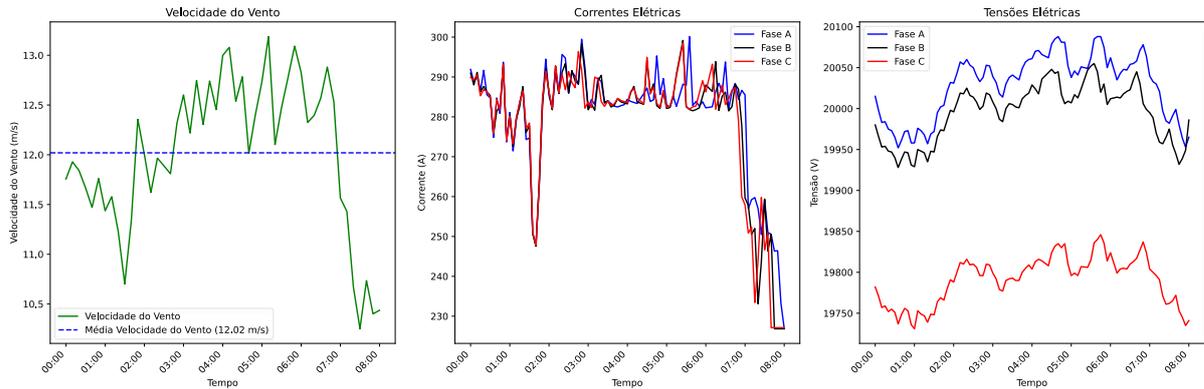
Figura 20 Modelagem de Operação Normal do Parque 14 no EMTP



Fonte: Do Autor (2024)

Buscando no banco de dados do sistema SCADA do COG da Engie conseguimos verificar o comportamento das variáveis de tensão e corrente elétrica de acordo com a variação da velocidade do vento e quantidade de aerogeradores em operação na Figura 21. As medições foram realizadas no alimentador do parque 14, ou seja, no ponto de conexão do circuito 1 do parque 14 com a barra da subestação.

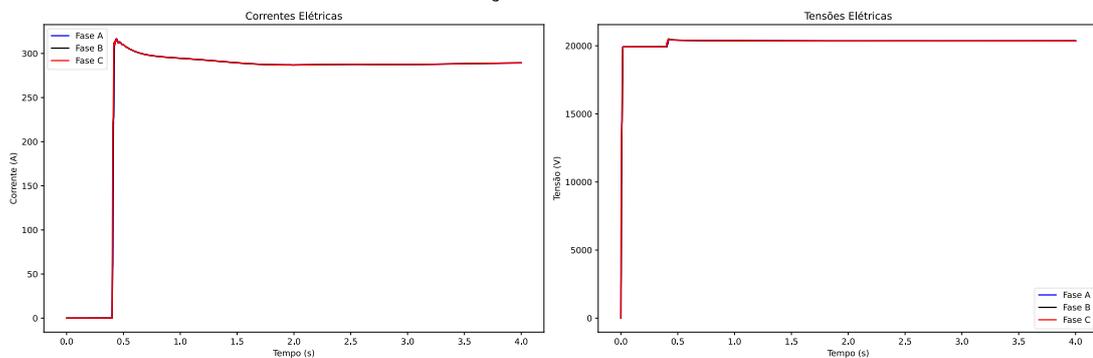
Figura 21 Comportamento das Grandezas Elétricas Durante Operação Normal do Parque 14 Com Geração Elevada



Fonte: Do Autor (2024)

É possível verificar na figura acima que a velocidade do vento variou entre 10,5m/s a 13m/s, com uma média de 12 m/s durante o período todo. Já as correntes variaram entre 280A e 300A na maior parte do tempo e as tensões elétricas variaram entre 19,750kV a 20,1kV, além de um desequilíbrio entre as fases, já que se trata de uma medição real. Portanto, assumindo essa média na velocidade do vento para a simulação do parque 14, temos os seguintes valores das grandezas elétricas analisadas na Figura 22.

Figura 22 Comportamento das Grandezas Elétricas na Simulação de Operação Normal do Parque 14 Com Geração Elevada no EMTP

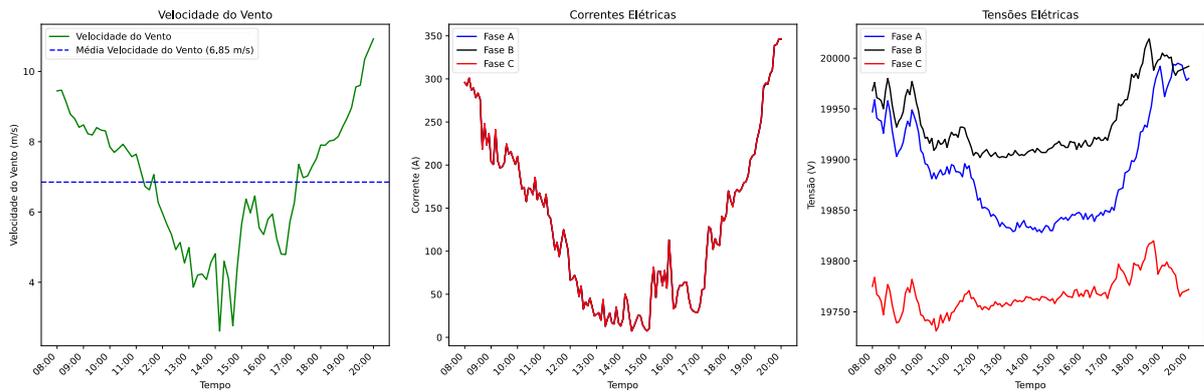


Fonte: Do Autor (2024)

Aqui vale ressaltar que dentro dos scripts de simulação do EMTP existe uma temporização de 0,4 segundos para a inicialização completa dos módulos de controle dos aerogeradores, por esse motivo as correntes e tensões elétricas chegam em seus valores nominais apenas depois desse tempo. Além disso, como na simulação a velocidade do vento é fixada em um valor apenas (nesse caso 12m/s, que foi a média encontrada), as correntes e tensões se mantêm constantes após a inicialização dos módulos de controle dos aerogeradores. Os valores das correntes elétricas se mantiveram numa magnitude de 285A e os valores de tensão elétrica em 19,9kV.

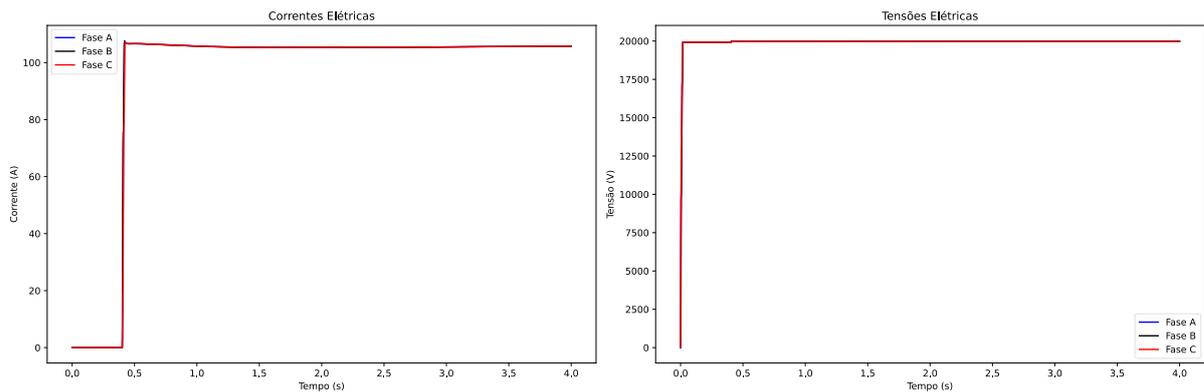
Fazendo a mesma simulação, porém para uma geração menor, ou seja, uma velocidade de vento menor que 12m/s, temos na Figura 23 a operação normal do parque 14 em um período em que a média do vento foi próxima a 7m/s, com dados retirados do sistema SCADA do COG da Engie, e na Figura 24 os resultados da simulação para essa mesma velocidade de vento.

Figura 23 Comportamento das Grandezas Elétricas Durante Operação Normal do Parque 14 Com Geração Reduzida



Fonte: Do Autor (2024)

Figura 24 Comportamento das Grandezas Elétricas na Simulação de Operação Normal do Parque 14 Com Geração Reduzida no EMTF



Fonte: Do Autor (2024)

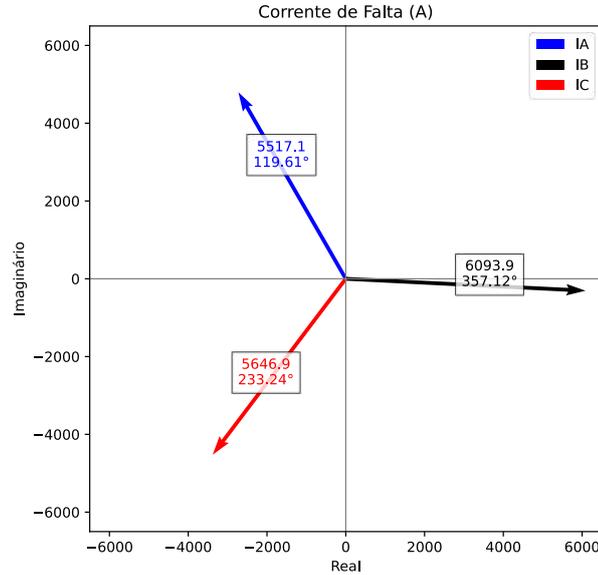
É possível verificar que os valores das correntes elétricas se mantiveram numa magnitude de 105A, medida na saída dos aerogeradores e os valores de tensão elétrica em 19,9kV, medidas na barra da subestação, ou seja, muito próximos dos valores reais coletados do sistema SCADA.

Após a comparação das grandezas elétricas com os casos normais de operação dos parques eólicos, os dados de corrente elétrica nos alimentadores foram comparados com dados reais de operação em cenários de curto-circuito registrados pelos RDPs. Para Campo Largo II não é possível realizar comparação com as potências elétricas, já que os RDPs estão configurados apenas para registrar os dados de corrente dos circuitos dos alimentadores da rede de média tensão e de tensão elétrica na barra da subestação. Como a corrente elétrica nos alimentadores é diretamente afetada pela localização das faltas, para fazermos a comparação desses cenários reais e simulados, é necessário conhecer a localização exata da falta em cada curto-circuito registrado, fazendo a simulação ser o mais fiel possível ao caso real. Devido a localização da falta não ser uma atividade executada com frequência na usina em questão, há apenas 3 casos de curto-circuito com localização sabida pela operação devido defeito nos isoladores dos postes da rede de média tensão.

O primeiro é um curto-circuito monofásico que ocorreu no Circuito 1 do Parque 22 em aproximadamente de 8 km de distância da subestação. O segundo é um curto-circuito que iniciou bifásico e depois evoluiu para trifásico antes de ser interrompido pelos relés de proteção. Ele ocorreu no Circuito 1 do Parque 19 numa distância de 14 km da subestação. O terceiro foi um curto-circuito trifásico que ocorreu no Circuito 1 do Parque 14 numa distância de 6 km da subestação. Todos os curtos-circuitos mencionados foram registrados em livros de turno da operação do COG da Engie Brasil Energia e sua localização foi realizada devido a equipe de manutenção da usina eólica encontrar isoladores com defeito durante o percurso do circuito elétrico, porém nenhuma foto foi registrada.

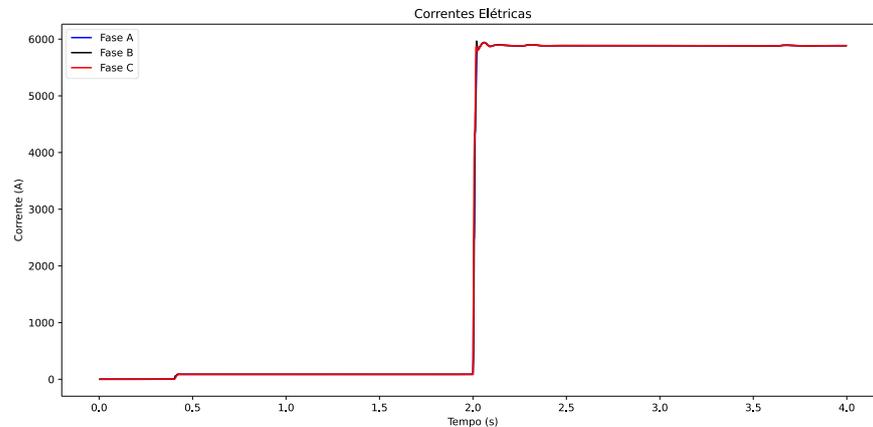
Para a validação do modelo dos parques eólicos no cenário de curto-circuito foi aplicado uma falta trifásica na localização repassada nos livros de turno no parque 14 em 6km da subestação, ou seja, logo depois dos aerogeradores da Figura 20. Os fasores de corrente elétrica durante a falta foram registrados pelos RDPs do conjunto eólico em questão e constam na Figura 25, já o valor eficaz das correntes elétricas na simulação realizada no EMTP constam na Figura 26.

Figura 25 Fasores de Corrente Elétrica Durante Curto-circuito Trifásico no Parque 14 Medida na Subestação



Fonte: Do Autor (2024)

Figura 26 Comportamento das Correntes Elétricas Durante Curto-circuito Trifásico do Parque 14 no EMTTP Medida na Subestação



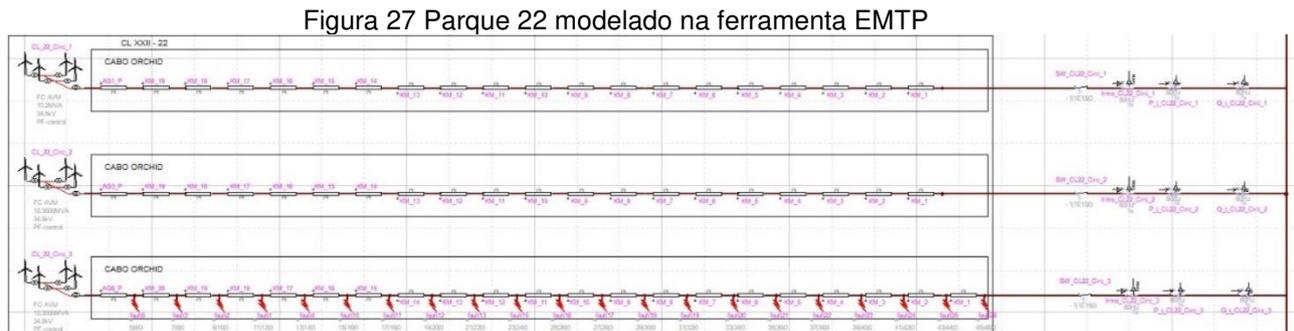
Fonte: Do Autor (2024)

É possível verificar nas imagens que as correntes elétricas durante a falta real permaneceram em valores entre 5500A e 6100A, e na simulação realizada elas permaneceram em valores iguais e 5800A.

Portanto, como em ambos os cenários, tanto de operação normal como em operação em falta, as grandezas elétricas simuladas se comportaram de maneira similar às reais, o sistema foi validado para a etapa das simulações de faltas e todos os outros 10 parque eólicos foram modelados conforme o parque 14.

5.1 SIMULAÇÕES DE FALTA

Para a realização das simulações de faltas, como estamos procurando a localização de cada curto-circuito na rede de média tensão, todos os circuitos dos alimentadores foram divididos em modelos PI em série de 1km cada, até chegar na distância total que o alimentador possui. É possível verificar na Figura 27 o parque 22 modelado no EMTP.



Fonte: Do Autor (2024)

No caso da Figura 27 o circuito 1 possui 19,4km, portanto ele foi separado em 19 modelos PI idênticos de 1km cada e um último modelo PI de 0,4km. Além disso, a simulação de curto-circuito é realizada em cada um desses modelos PI de 1km espaçadas no tempo por 1 segundo, ou seja, ocorre um curto-circuito em um instante inicial em 19km do circuito e depois de 1 segundo que ele é extinguido ocorre um outro curto-circuito em 18km, e assim sucessivamente até o 0km, que é na barra da subestação. Essa metodologia foi utilizada para se maximizar o número de faltas realizadas por simulação, já que cada simulação levou cerca de 20 minutos para ser executada.

No contexto exposto foram realizadas simulações de curto-circuito em cada modelo PI de 1km considerando faltas trifásicas, bifásicas e monofásicas com resistência de aterramento iguais a 0, 10 e 20. Todas essas simulações foram realizadas em um cenário de vento alto e outro cenário de vento baixo, resultando em um total de 2350 localizações de faltas analisadas. Além disso também foram realizadas simulações inserindo ruídos nos sinais de corrente e tensão elétrica para verificar a efetividade dos métodos, já que o ruído é inevitável em sistemas de energia.

Em todas as simulações o resultado analisado é o erro na localização da falta calculada, de acordo com a equação (25) abaixo, onde é calculado o erro relativo em % baseado no comprimento da linha (L), localização real da falta (m_{real}) e localização calculada da falta ($m_{calculada}$).

$$e_l = \frac{|m_{real} - m_{calculada}|}{L} \quad (25)$$

5.2 RESULTADOS DAS SIMULAÇÕES

Analisando a aplicação dos métodos e os resultados das simulações foi possível verificar que o método de Takagi funciona bem apenas para os curtos-circuitos trifásicos e bifásicos. Isso se deve ao fato de que as componentes de sequência não são utilizadas na equação para esse método.

Por outro lado, o método de reatância simples em conjunto com a utilização do termo k_0 funciona melhor para os casos de faltas monofásicas.

Sendo assim, todos os resultados de faltas trifásicas e bifásicas foram obtidos aplicando o método de Takagi. Já para as faltas monofásicas foram obtidos aplicando o método de Reatância Simples.

No caso dos curtos-circuitos trifásicos, já que teoricamente as correntes e tensões das três fases são iguais em módulo e defasadas de 120 graus, foi aplicado o método de Takagi em cada fase e feito uma média simples com os três valores encontrados de localização da falta para se obter um resultado apenas.

No contexto exposto, a Tabela 1 abaixo foi construída levando em conta que faltas com uma localização com erro maior que 15% é considerado que o método foi falho, e para erros menores que 15% a localização da falta foi bem-sucedida. Esse critério de 15% se trata de um valor escolhido arbitrariamente. É importante lembrar que cada tipo de falta possui 235 simulações ao todo.

Tabela 1 Assertividade das Simulações Realizadas no EMTP

<i>Geração</i>	<i>Tipo de Falta</i>	<i>Assertividade</i>
<i>Alta</i>	Trifásico	100%
	Bifásico	79,15%
	Monofásico $R_F = 0\Omega$	100%
	Monofásico $R_F = 10\Omega$	82,13%
	Monofásico $R_F = 20\Omega$	37,45%
<i>Baixa</i>	Trifásico	99,57%
	Bifásico	42,13%
	Monofásico $R_F = 0\Omega$	100%
	Monofásico $R_F = 10\Omega$	80,0%
	Monofásico $R_F = 20\Omega$	38,3%

Fonte: Do Autor (2024)

É possível observar que para faltas bifásicas, no cenário de geração baixa, e monofásicas com a resistência de falta acima de 10Ω os resultados não foram satisfatórios quando comparados aos outros cenários de curtos-circuitos. Para os casos de erros devido ao crescimento na resistência de falta esse problema já era esperado, já que na descrição de todos os métodos os autores pontuam que essa grandeza acentuada pode alterar significativamente os resultados. Para o caso das faltas bifásicas com geração baixa o resultado está relacionado com a simulação da geração dos aerogeradores, já que a potência gerada é proporcional ao cubo da velocidade do vento, essa relação não é linear e pode afetar nos resultados da simulação para esse tipo de falta como para as outras.

Já para os casos de testes com inserção de ruído, segundo Lopes (2014), como a presença de ruído implica em variações nas frequências dos sinais medidos, testar esses algoritmos em condições de ruído é essencial para técnicas de proteção com uso real.

Devido à natureza dinâmica do sistema de energia, o ruído é inevitável. A mudança contínua dos requisitos dos consumidores domésticos e industriais é responsável pela interferência de diferentes frequências e, por sua vez, gera ruído (SARANGI, 2022).

De acordo com Couto (2023), uma medida da intensidade de um sinal medido em relação à intensidade do ruído de fundo é conhecida como SNR. É uma razão entre a potência do sinal e do ruído, expressa em decibéis (dB), que é calculada utilizando (26).

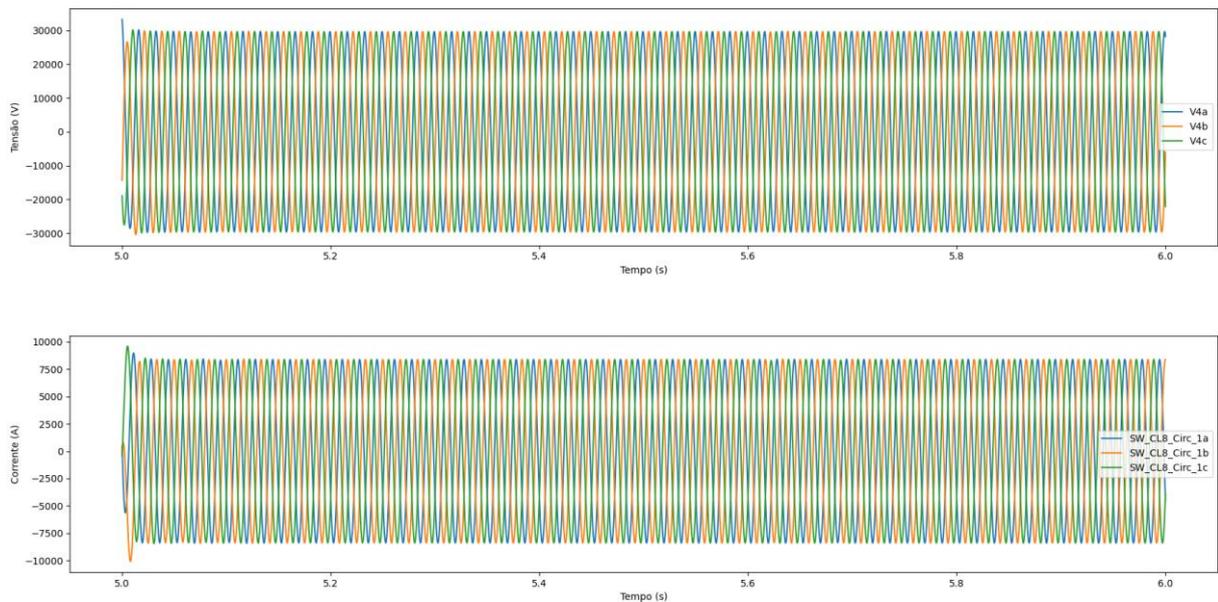
$$SNR = 10 \log_{10} \left(\frac{P_{Sinal}}{P_{Ruído}} \right) \quad (26)$$

P_{Sinal} é a potência do sinal desejado, $P_{Ruído}$ é a potência do ruído. Uma relação SNR mais elevada indica uma melhor qualidade do sinal. Por exemplo, uma SNR de 20 dB significa que a potência do sinal é 100 vezes superior à potência do ruído.

De acordo com Ribeiro (2014), os valores típicos de SNR são maiores que 27 dB para testes de ruído, e na prática o valor mais utilizado é 40 dB. Sendo assim, para a simulação com ruído foram selecionados 2 casos de cada tipo de falta nos cenários de geração alta como no de baixa aplicando um SNR de 10dB, garantindo uma inserção de ruído acima das estabelecidas na literatura para testes.

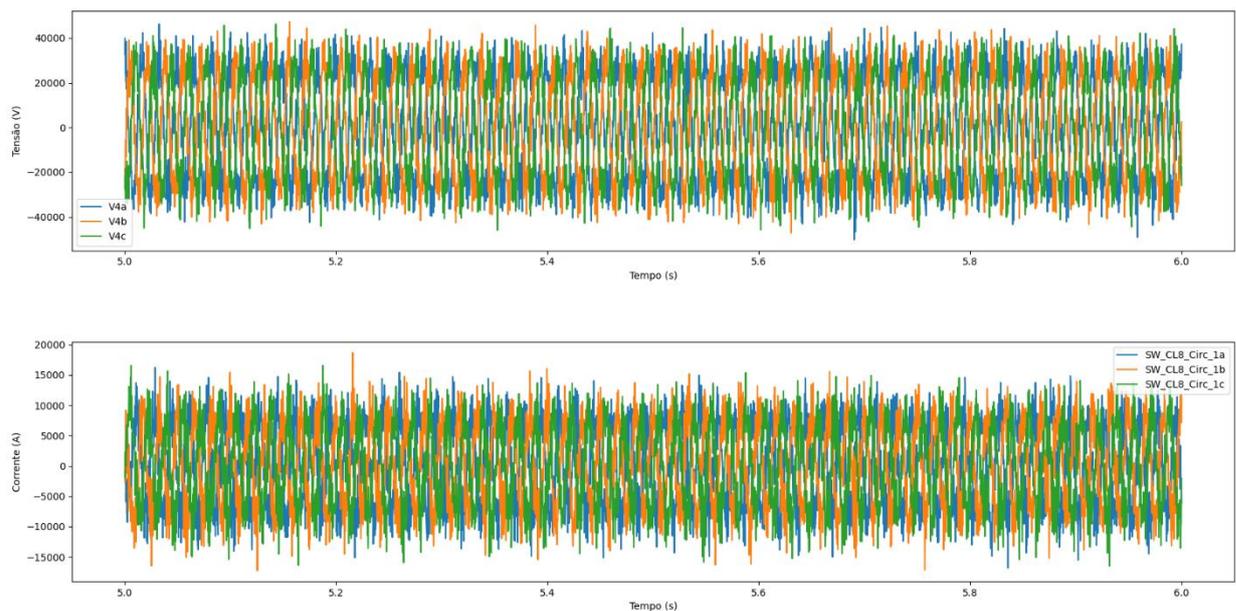
Para demonstrar visualmente a amplitude do ruído inserido, na Figura 28 temos os sinais de tensão e corrente puros oriundos da simulação de curto-circuito trifásico no circuito 1 do parque EC08 da usina de CECL2 realizada na ferramenta EMTP. Já na Figura 29 tem-se os sinais do mesmo curto-circuito realizado no mesmo local, porém com a inserção de ruído, conforme a equação de SNR descrita anteriormente.

Figura 28 Curto-Circuito Trifásico no Circuito 1 do Parque EC08



Fonte: Do Autor (2024)

Figura 29 Curto-Circuito Trifásico no Circuito 1 do Parque EC08 Com Ruído



Fonte: Do Autor (2024)

Portanto, as tabelas a seguir apresentam a comparação dos erros nos resultados obtidos nas simulações aplicadas aos sinais de corrente e tensão com e sem ruídos. A Tabela 2 refere-se aos curtos-circuitos bifásicos do circuito 1 do parque EC08, enquanto a Tabela 3 refere-se aos curtos-circuitos monofásicos com impedância de falta de 20Ω do circuito 3 do parque EC22, ambos para o cenário de geração alta.

Tabela 2 Erros Percentuais na Localização de Falhas nas Simulações de Curto-Circuito Bifásico no Circuito 1 do Parque EC08 com Geração Alta

<i>Local da Falta</i>	<i>Sinal Puro</i>	<i>Ruído na Corrente</i>	<i>Ruído na Tensão</i>	<i>Ruído na Corrente e Tensão</i>
<i>0m</i>	52,89%	53,89%	53,79%	50,61%
<i>1000m</i>	0,36%	1,48%	1,30%	1,38%
<i>2000m</i>	36,93%	21,17%	36,33%	39,19%
<i>3000m</i>	16,91%	7,82%	15,34%	16,46%
<i>4000m</i>	3,05%	4,71%	1,97%	1,16%
<i>5000m</i>	12,06%	12,57%	11,90%	12,49%
<i>6000m</i>	5,61%	5,82%	5,62%	5,66%
<i>7000m</i>	3,07%	2,99%	3,19%	3,00%
<i>8000m</i>	3,35%	3,26%	3,54%	3,54%
<i>9000m</i>	0,00%	0,01%	0,09%	0,05%

Fonte: Do Autor (2024)

Tabela 3 Erros Percentuais na Localização de Falhas nas Simulações de Curto-Circuito Monofásico com Impedância de Falta de 20Ω no Circuito 3 do Parque EC22 com Geração Alta

<i>Local da Falta</i>	<i>Sinal Puro</i>	<i>Ruído na Corrente</i>	<i>Ruído na Tensão</i>	<i>Ruído na Corrente e Tensão</i>
<i>0m</i>	8,25%	6,95%	8,16%	8,35%
<i>1000m</i>	2,54%	2,66%	3,79%	4,81%
<i>2000m</i>	2,12%	1,60%	2,84%	3,17%
<i>3000m</i>	1,70%	0,79%	0,90%	1,21%
<i>4000m</i>	35,99%	35,69%	35,07%	36,00%
<i>5000m</i>	32,85%	31,64%	32,73%	32,03%
<i>6000m</i>	32,26%	32,50%	31,46%	32,11%
<i>7000m</i>	18,50%	18,00%	18,09%	18,18%
<i>8000m</i>	20,35%	19,32%	20,87%	20,35%
<i>9000m</i>	1,86%	2,05%	3,72%	2,10%
<i>10000m</i>	1,67%	2,09%	1,67%	1,50%
<i>11000m</i>	3,82%	3,71%	3,93%	3,82%
<i>12000m</i>	26,73%	26,64%	26,55%	25,24%
<i>13000m</i>	25,97%	26,46%	27,50%	25,38%
<i>14000m</i>	25,13%	24,50%	24,54%	24,33%
<i>15000m</i>	18,58%	19,22%	18,41%	17,24%
<i>16000m</i>	9,13%	8,73%	8,66%	7,35%

17000m	4,00%	4,28%	3,60%	3,19%
18000m	4,10%	4,74%	4,67%	4,56%
19000m	4,27%	4,31%	4,31%	3,97%
20000m	19,26%	19,20%	20,43%	19,85%

Fonte: Do Autor (2024)

Já as tabelas a seguir apresentam a comparação dos mesmos resultados, porém para o cenário de geração baixa onde no parque EC08 circuito 1 constam os valores de erro na localização de um curto-circuito monofásico com impedância de falta igual a 10Ω e no parque EC22 circuito 3 constam os valores para um curto-circuito trifásico.

Tabela 4 Erros Percentuais na Localização de Faltas nas Simulações de Curto-Circuito Monofásico com Impedância de Falta de 10Ω no Circuito 1 do Parque EC08 com Geração Baixa

<i>Local da Falta</i>	<i>Sinal Puro</i>	<i>Ruído na Corrente</i>	<i>Ruído na Tensão</i>	<i>Ruído na Corrente e Tensão</i>
0m	18,16%	19,09%	18,06%	19,31%
1000m	16,25%	17,31%	16,65%	16,71%
2000m	12,16%	12,68%	12,94%	12,01%
3000m	11,70%	11,31%	11,33%	12,35%
4000m	11,57%	11,40%	12,01%	10,96%
5000m	7,26%	7,72%	7,37%	6,85%
6000m	7,96%	8,11%	8,89%	7,26%
7000m	13,13%	12,79%	12,71%	13,92%
8000m	6,71%	6,65%	7,21%	6,67%
9000m	10,21%	10,50%	11,05%	11,20%

Fonte: Do Autor (2024)

Tabela 5 Erros Percentuais na Localização de Faltas nas Simulações de Curto-Circuito Trifásico no Circuito 3 do Parque EC22 com Geração Baixa

<i>Local da Falta</i>	<i>Sinal Puro</i>	<i>Ruído na Corrente</i>	<i>Ruído na Tensão</i>	<i>Ruído na Corrente e Tensão</i>
0m	3,88%	5,06%	3,86%	4,92%
1000m	4,10%	3,68%	4,30%	3,43%
2000m	3,58%	3,73%	3,42%	4,43%
3000m	3,21%	4,24%	3,07%	4,29%
4000m	2,96%	3,20%	2,94%	2,69%
5000m	2,60%	3,33%	2,58%	2,73%
6000m	1,69%	1,25%	1,91%	1,40%
7000m	2,52%	2,15%	2,76%	3,16%
8000m	3,20%	3,49%	3,35%	3,66%
9000m	1,66%	1,43%	1,74%	1,70%

10000m	1,61%	1,77%	1,58%	1,88%
11000m	1,86%	1,57%	1,82%	1,79%
12000m	1,55%	1,33%	1,38%	1,44%
13000m	1,01%	0,91%	0,93%	0,82%
14000m	1,19%	1,12%	1,18%	0,97%
15000m	1,09%	1,08%	1,14%	1,01%
16000m	0,53%	0,50%	0,54%	0,46%
17000m	0,77%	0,79%	0,70%	0,75%
18000m	11,98%	11,98%	11,96%	11,94%
19000m	2,90%	2,89%	2,95%	2,95%
20000m	0,00%	0,00%	0,02%	0,02%

Fonte: Do Autor (2024)

Analisando as tabelas verificamos que os métodos de localização de faltas apresentaram bons resultados, mesmo com o valor exagerado de ruído atribuído de 10 dB nos sinais de corrente e tensão, demonstrando a robustez dos métodos. É possível verificar que em alguns casos o sinal puro teve desempenho menor que os com ruídos. Um dos motivos disso é que como a obtenção de fasores é realizada durante 1 segundo inteiro de falta, o método de Fourier tem uma quantidade de amostras muito grande com bons valores prevalecendo os valores fundamentais do sinal e minimizando os com ruído. Outro ponto que é possível observar na Tabela 5, onde temos os resultados do erro para faltas trifásicas no circuito 3 do parque 22, é uma uniformidade nos resultados. Isso decorre principalmente pela ausência da resistência de falta, que melhora muito os resultados.

5.3 APLICAÇÃO EM CASOS REAIS

Como já foi comentado, há apenas 3 casos de curto-circuito com localização conhecida pela operação, que foram localizadas devido defeito nos isoladores dos postes da rede de média tensão.

O primeiro é um curto-circuito monofásico que ocorreu no Circuito 1 do Parque 22 em aproximadamente de 8 km de distância da subestação. O segundo é um curto-circuito que iniciou bifásico e depois evoluiu para trifásico antes de ser interrompido pelos relés de proteção. Ele ocorreu no Circuito 1 do Parque 19 numa distância de 14 km da subestação. O terceiro é um curto-circuito trifásico que ocorreu no Circuito 1 do Parque 14 numa distância de 6 km da subestação. Todos os curtos-circuitos foram originados devido descargas atmosféricas na região. Nas oscilografias todas as correntes elétricas são medidas no início do alimentador (ligado a barra da subestação) e as tensões elétricas na barra da subestação.

5.3.1 Análise das Oscilografias Reais de Curto-Circuito

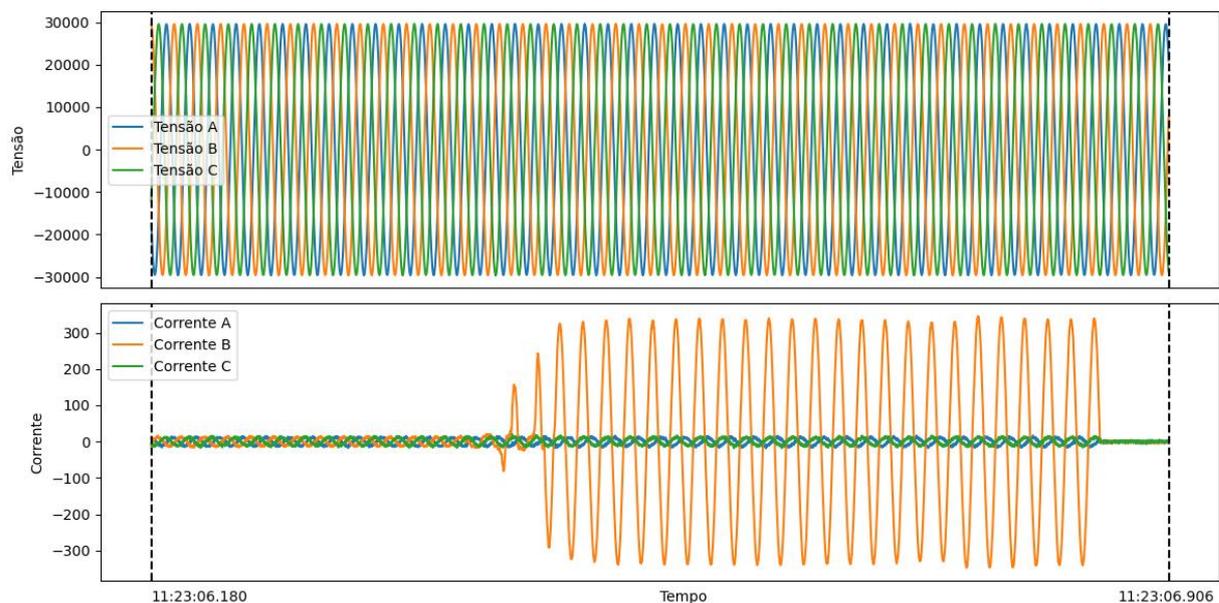
Para a realização dos cálculos da localização de falta para cada um dos casos reais foi utilizada a metodologia de Reatância Simples para as faltas monofásicas e para as demais o método de Takagi.

Nas seções seguintes, as técnicas de probabilidade e estatísticas previamente abordadas, juntamente com as metodologias de localização de faltas, são aplicadas aos casos reais de curto-circuito registrados pela operação local da usina de Campo Largo Fase 2. Importante ressaltar que para a aplicação desses métodos de probabilidade e estatística, foram separados 50 fasores diferentes espaçados no tempo que a falta durou para se obter diferentes resultados de localização de falta, sendo possível a aplicação dos cálculos para se retirar qual localização teve a maior probabilidade de ser a faltosa. Como os RDPs da usina analisada nesse trabalho possuem uma taxa de amostragem de 256 amostras por ciclo, é possível retirar esses 50 fasores durante a mesma falta.

5.3.1.1 Curto-circuito monofásico no Circuito 1 do Parque 22

No caso de curto-circuito monofásico a metodologia da reatância simples foi utilizada, de acordo com a equação (8) descrita na etapa da revisão bibliográfica. A duração da falta foi aproximadamente 0,6 segundos e seu registro foi plotado na Figura 30.

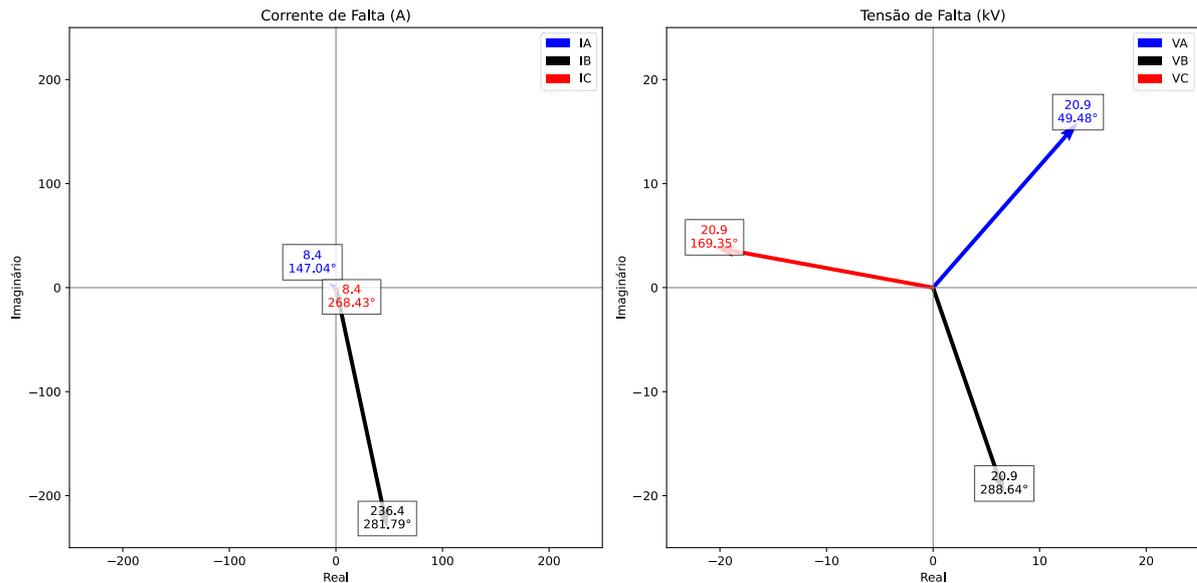
Figura 30 Sinais Elétricos no Alimentador Durante Curto-Circuito no Circuito 1 do Parque 22



Fonte: Do Autor (2024)

A ferramenta ANALISE permite calcular automaticamente os fasores sincronizados no tempo em cada ponto do gráfico. Portanto, na Figura 31 pode-se verificar a magnitude dos fasores de corrente elétrica em amperes e de tensão elétrica em quilovolts durante um período específico da falta mostrada na Figura 30.

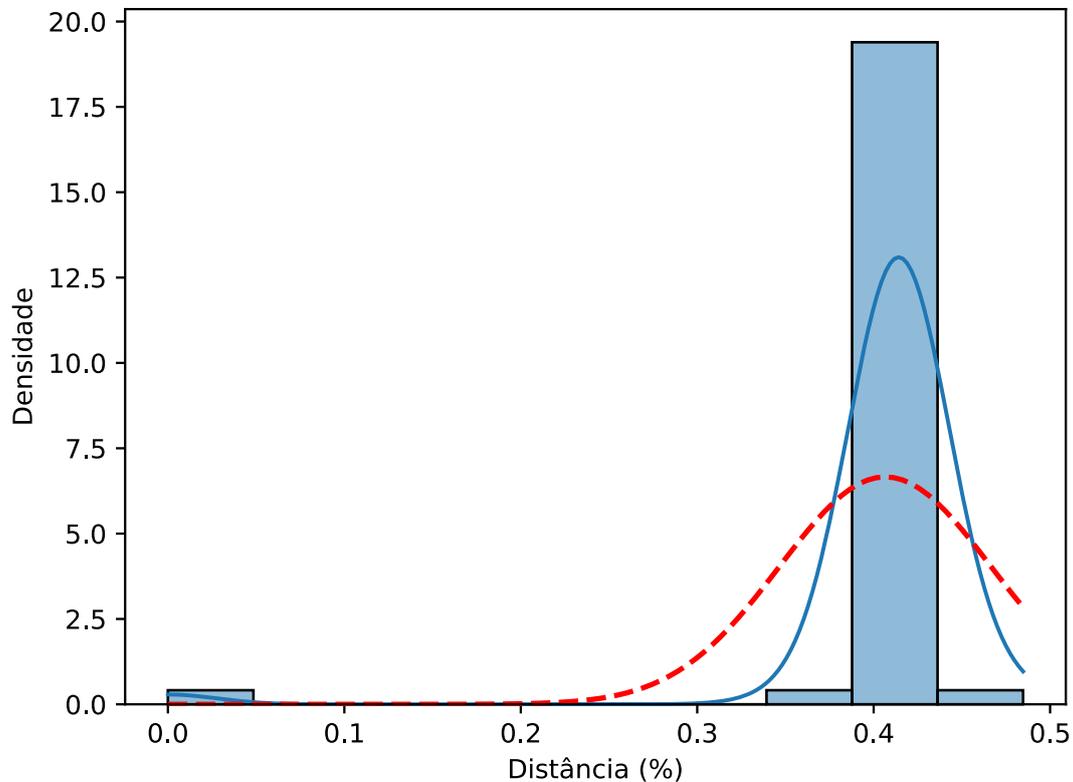
Figura 31 Fasores de Corrente e Tensão do Curto-Circuito Monofásico no Circuito 1 do Parque 22



Fonte: Do Autor (2024)

Separando 50 registros desses fasores de corrente e tensão sincronizados no tempo e utilizando a metodologia da reatância simples, juntamente com as ferramentas de probabilidade e estatística apresentados anteriormente, é possível verificar na Figura 32 o comportamento dos resultados encontrados. Vale destacar que a separação de 50 registros foi realizada para obtenção de diversos resultados diferentes e aplicá-los a equações de probabilidade e estatística para encontrar o resultado mais confiável. Sendo assim, para retirar 50 registros de fasores foi encontrada a janela total de tempo da falta e pré-falta (para faltas bifásicas e trifásicas) e dividido pelo número de registros desejáveis, ou seja, 50. Portanto, o resultado é o acréscimo de tempo que deve ser inserido desde o tempo inicial do sinal para ser retirando um total de 50 registros até o tempo final do sinal em análise.

Figura 32 Resultados da Análise de Localização da Falta no Circuito 1 do Parque 22



Fonte: Do Autor (2024)

No gráfico gerado a partir dos resultados de localização de falta encontrados temos o histograma com as barras azuis mostrando a contagem dos resultados em intervalos específicos. A linha em azul é a KDE, que mostra uma estimativa suave da densidade dos dados. Ela ajuda a ver a distribuição dos dados de forma contínua. Já a Curva Gaussiana, linha vermelha tracejada, mostra a distribuição normal baseada na média e no desvio padrão dos seus dados.

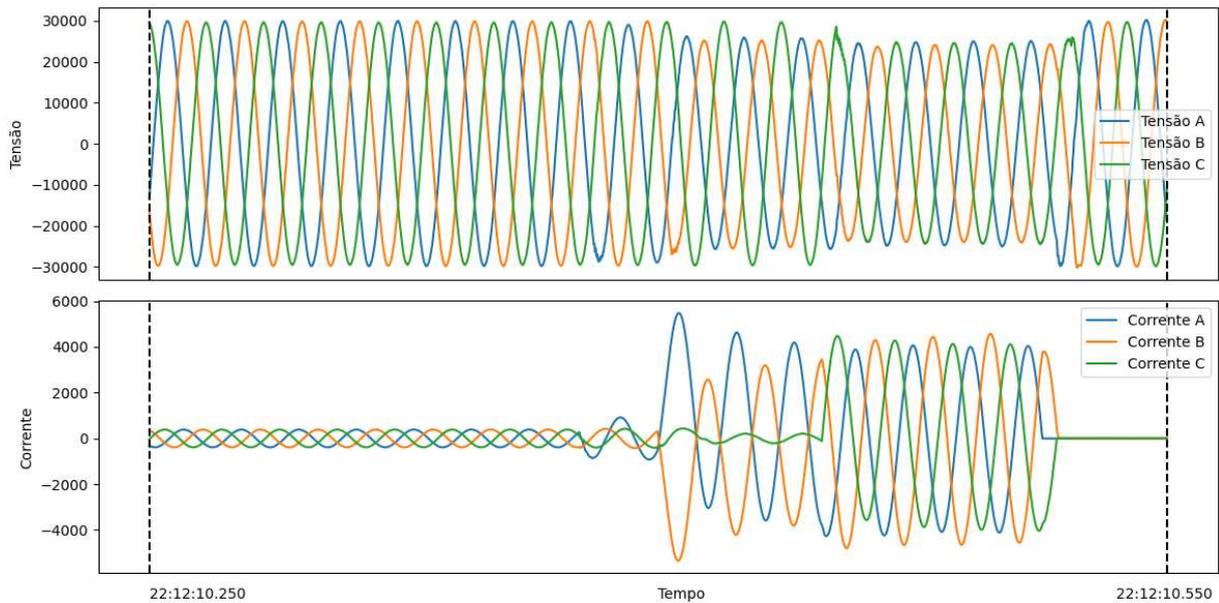
Usar o KDE e a curva gaussiana juntos mostra uma visão completa da distribuição dos seus dados. O KDE mostra a distribuição real de maneira suave, enquanto a curva gaussiana permite comparar essa distribuição com uma distribuição normal teórica.

Portando, verificando as curvas apresentadas é possível verificar que a falta ocorreu em aproximadamente de 40% da linha, ou seja, 7,88 km da subestação. Como o registro pela operação da usina em questão foi especificado em 8 km da subestação, aplicando (25) temos o erro de 0,6%.

5.3.1.2 Curto-circuito bifásico no Circuito 1 do Parque 19

No caso de curto-circuito bifásico o método de Takagi foi utilizado, de acordo com a equação (11) descrita na etapa da revisão bibliográfica, e seu registro foi plotado na Figura 33.

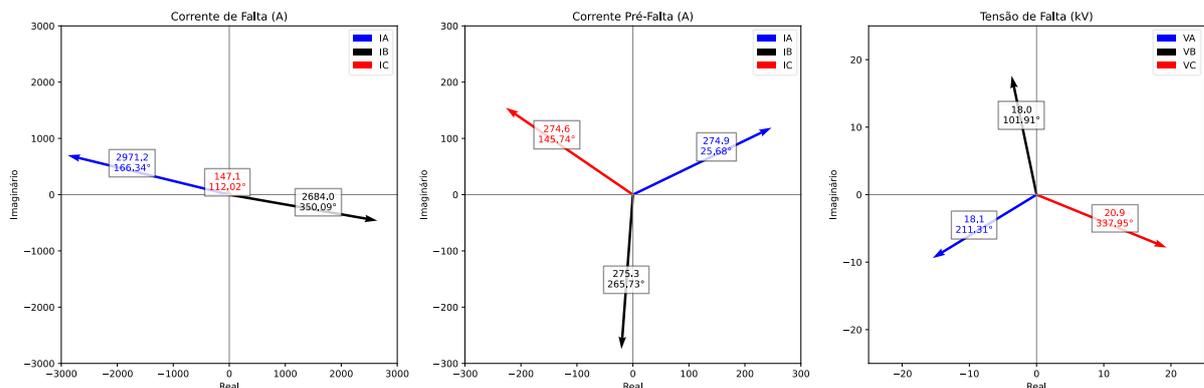
Figura 33 Sinais de Tensão e Corrente Durante Curto-Circuito no Circuito 1 do Parque 19



Fonte: Do Autor (2024)

Na Figura 34 pode-se verificar a magnitude dos fasores de corrente durante a falta, corrente no pré-falta e de tensão em quilovolts durante um período específico da falta bifásica mostrada na Figura 33.

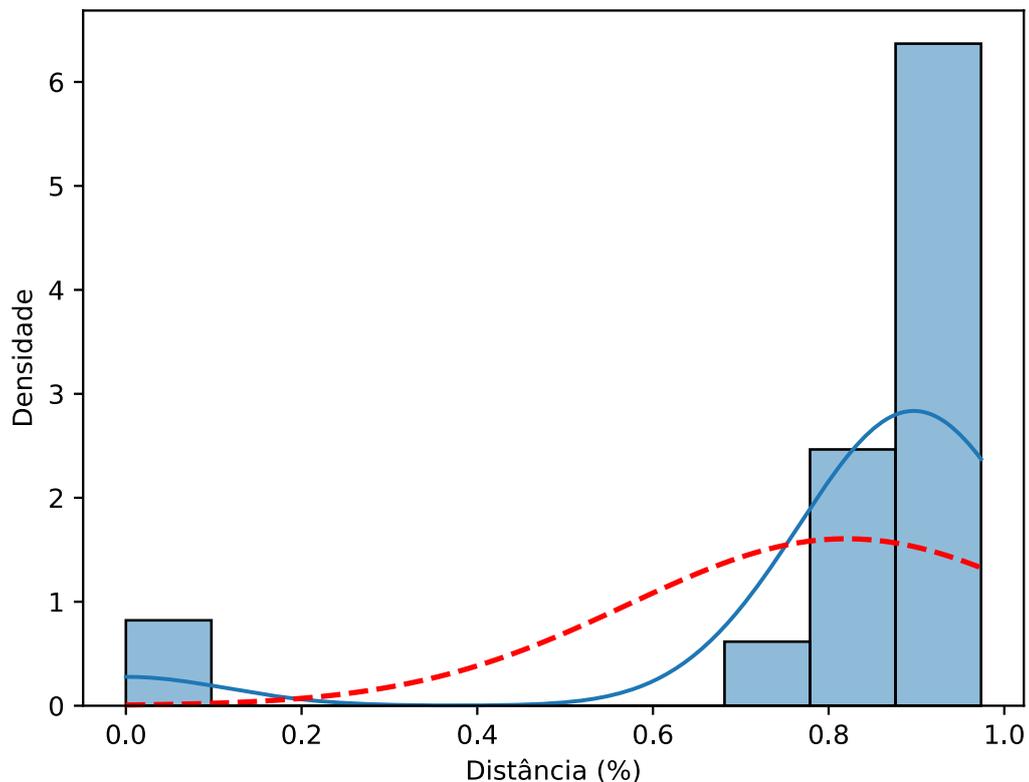
Figura 34 Fasores de Corrente e Tensão do Curto-Circuito Bifásico no Circuito 1 do Parque 19



Fonte: Do Autor (2024)

Separando os 50 registros desses fasores de corrente e tensão sincronizados no tempo e utilizando o método de Takagi, juntamente com as ferramentas de probabilidade e estatística, da mesma forma que foi realizado na análise da falta monofásica do parque 22 circuito 1, é possível verificar na Figura 35 o comportamento dos resultados encontrados.

Figura 35 Resultados da Análise de Localização da Falta Bifásica no Circuito 1 do Parque 19



Fonte: Do Autor (2024)

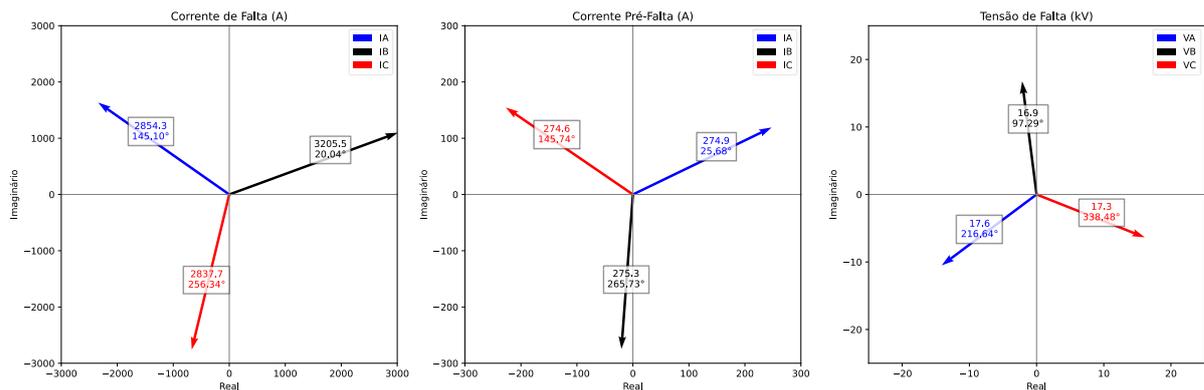
Pode-se observar na Figura 35 que os picos da curva gaussiana e da KDE apresentam uma leve discrepância. Para este estudo, foi selecionado o valor estimado pela KDE como resultado, uma vez que a maior concentração de dados se encontra nessa região, conferindo maior representatividade estatística à estimativa. Portanto, verificando as curvas apresentadas é possível verificar que a falta ocorreu em aproximadamente de 90% da linha, ou seja, 13,95 km da subestação. Como o registro pela operação da usina em questão foi especificado em 14 km da subestação, aplicando (25) temos o erro de 0,3%.

5.3.1.3 Curto-circuito trifásico no Circuito 1 do Parque 19

Como o curto-circuito da Figura 33, analisado na seção anterior, evoluiu para um curto-circuito trifásico, nessa mesma falta foi-se aplicada a metodologia de Takagi, porém nesse caso para faltas trifásicas. Portanto, a equação (11) foi aplicada sem a subtração dos sinais de fase que estavam em falta, mas sim com a utilização de cada uma das fases, já que em uma falta trifásica o sistema é, teoricamente, equilibrado.

Na Figura 36 pode-se verificar a magnitude dos fasores de corrente elétrica e de tensão elétrica em quilovolts durante o curto-circuito trifásico mostrado na Figura 33. As correntes na pré-falta são iguais aos apresentados na seção da análise da falta bifásica.

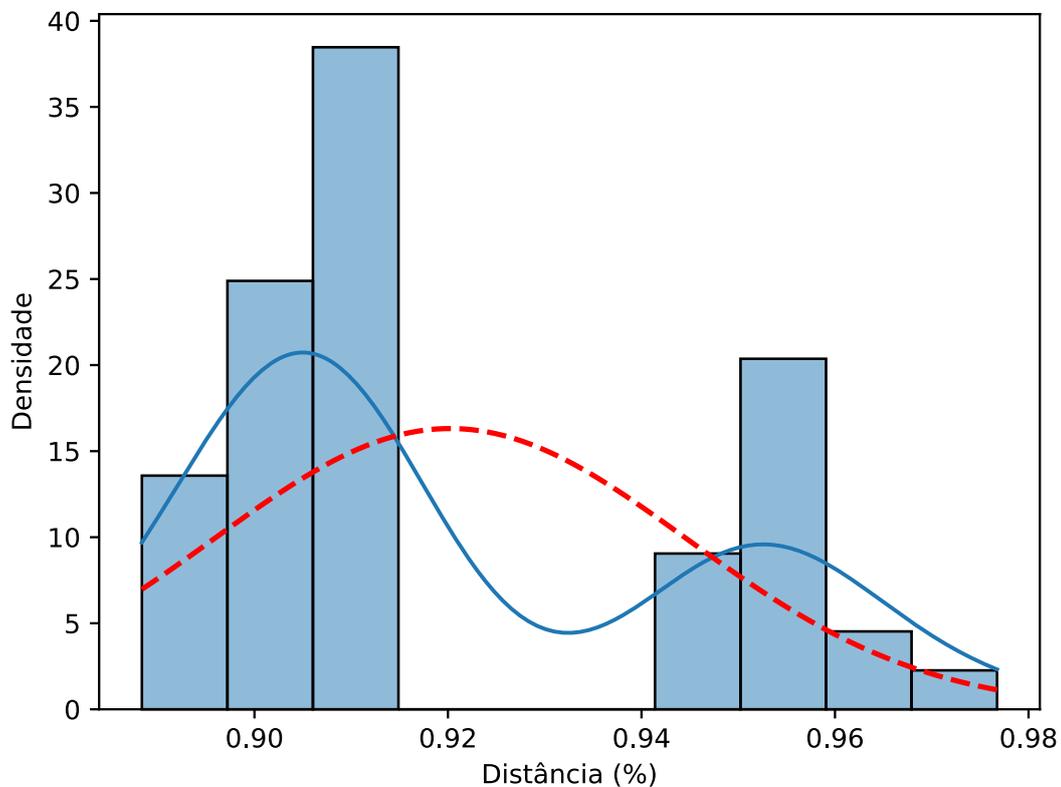
Figura 36 Fasores de Corrente e Tensão do Curto-Circuito Trifásico no Circuito 1 do Parque 19



Fonte: Do Autor (2024)

Utilizando o método de Takagi, juntamente com as ferramentas de probabilidade e estatística, da mesma forma que foi realizado na análise das faltas anteriores é possível verificar na Figura 37 o comportamento dos resultados encontrados.

Figura 37 Resultados da Análise de Localização da Falta Trifásica no Circuito 1 do Parque 19



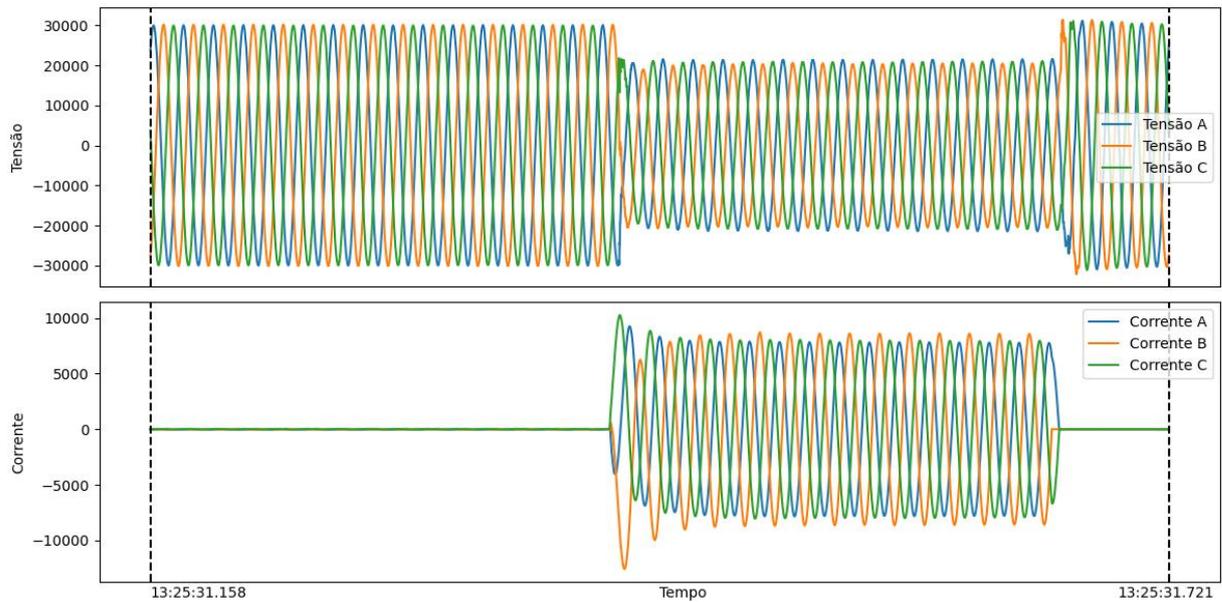
Fonte: Do Autor (2024)

Portando, verificando as curvas apresentadas é possível verificar que a falta ocorreu em aproximadamente de 91% da linha, ou seja, 14,1 km da subestação, resultando em um erro de 0,6%. Nesse caso também foi utilizada a curva KDE como resultado, da mesma forma que na análise anterior. Comparando com os resultados apresentados na seção anterior, onde o curto-circuito foi bifásico, é possível verificar que em ambos os casos a localização de falta foi praticamente igual, confirmando que os métodos funcionam.

5.3.1.4 Curto-circuito trifásico no Circuito 1 do Parque 14

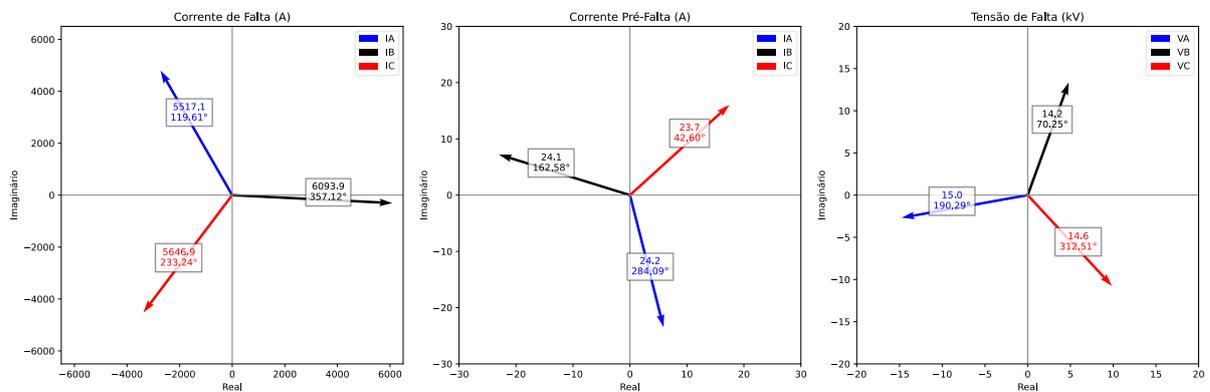
Para o curto-circuito trifásico no circuito 1 do parque 14 foi utilizado a mesma metodologia de cálculo utilizada na seção anterior. Seu registro foi plotado na Figura 38 e seus fasores de corrente e tensão constam na Figura 39.

Figura 38 Sinais de Tensão e Corrente Durante Curto-Circuito no Circuito 1 do Parque 14



Fonte: Do Autor (2024)

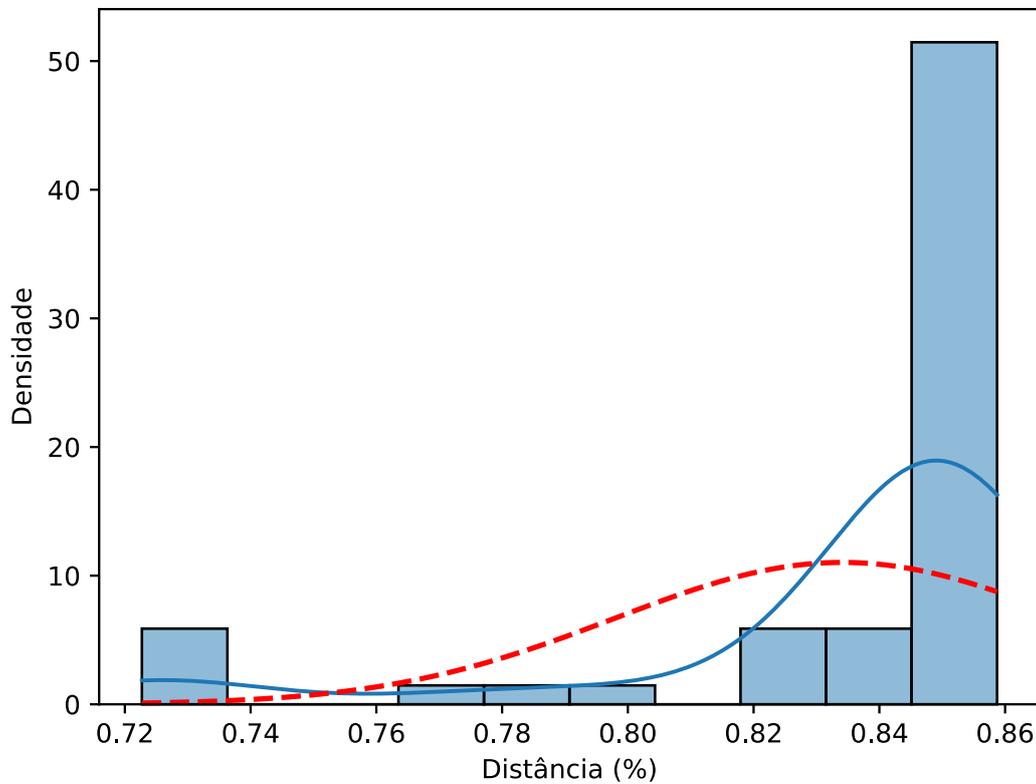
Figura 39 Fasores de Corrente e Tensão do Curto-Circuito Trifásico no Circuito 1 do Parque 14



Fonte: Do Autor (2024)

Utilizando o método de Takagi, juntamente com as ferramentas de probabilidade e estatística, da mesma forma que foi realizado na análise das faltas anteriores, é possível verificar na Figura 40 o comportamento dos resultados encontrados.

Figura 40 Resultados da Análise de Localização da Falta Trifásica no Circuito 1 do Parque 14



Fonte: Do Autor (2024)

Portanto, verificando as curvas apresentadas e com base principalmente na KDE, é possível verificar que a falta ocorreu em aproximadamente de 85% da linha, ou seja, 6,08 km da subestação. Como o registro pela operação da usina em questão foi especificado em 6 km da subestação, aplicando (25) temos o erro de 1,07%.

6 CONCLUSÃO

Os métodos de localização de falta visam reduzir os tempos de restauração do serviço a fim de manter a disponibilidade alta no fornecimento de energia. Métodos tradicionais de localização de faltas sempre foram aplicados em cenários de transmissão de energia elétrica.

O método proposto foi aplicado e testado em sistemas de geração elétrica, no caso especificamente a eólica, por se assemelhar em partes com sistemas de transmissão de energia. Ele foi validado utilizando 2350 cenários de curtos-circuitos diferentes simulados no software de simulações EMTP e em quatro casos reais de curto-circuito que foram encontradas as localizações de falta devido a defeitos nos isoladores da rede aérea de média tensão na usina de Campo Largo Fase 2.

Foi verificado que o aumento da resistência de falta tende a aumentar os erros obtidos na estimativa da localização de faltas, além de que em faltas bifásicas seu resultado não foi tão satisfatório quanto para faltas trifásicas e monofásicas com resistência de falta medianas. Porém, para o caso real analisado no circuito 1 do parque 19, comparando com os resultados encontrados no período em que o curto-circuito foi bifásico e trifásico é possível verificar que, em ambos os casos, a localização de falta foi praticamente igual, confirmando que os métodos funcionam.

Os desafios para a precisão da localização de falhas de um terminal são bem conhecidos e descritos na literatura. Para resumir, as seguintes condições podem causar erros para os métodos de localização de faltas baseados em impedância de um terminal: efeito da resistência da falta; erros de modelagem de sequência zero; não homogeneidade do sistema; alimentações do sistema; alimentação remota ou de terceiro terminal; carga derivada com fonte de sequência zero; medição imprecisa do relé, transformador de instrumento ou parâmetros de linha.

Entre as principais melhorias possíveis neste trabalho estão: (i) desenvolver um método específico para curtos-circuitos bifásicos, com ou sem envolvimento da terra, suprimindo a lacuna na literatura que se concentra em faltas trifásicas e monofásicas; e (ii) explorar estratégias práticas para mitigar os efeitos das resistências de falta, buscando avanços incrementais por meio de combinações de métodos existentes, dado que soluções baseadas em impedância têm limitações práticas. Essas iniciativas podem contribuir para aprimorar a precisão e a robustez na localização de faltas em sistemas elétricos.

REFERÊNCIAS

- A., Tamer; M., Naema; I., Abdel-Maksoud. **Wind Farm Protection Systems: state of the art and challenges**. Distributed Generation, [S.l.], p. 265-288, 1 fev. 2010. InTech. <http://dx.doi.org/10.5772/8882>.
- A.G. Phadke and J.S. Thorp. **Synchronized Phasor Measurements and Their Applications**. ISBN 978-0-387-76535-8, 2008.
- AFTAB, Mohd Asim; HUSSAIN, S.M. Suhail; ALI, Iqbal; USTUN, Taha Selim. Dynamic protection of power systems with high penetration of renewables: a review of the traveling wave based fault location techniques. **International Journal Of Electrical Power & Energy Systems**, [S.L.], v. 114, p. 105410, jan. 2020. Elsevier BV. <http://dx.doi.org/10.1016/j.ijepes.2019.105410>.
- Ajenikoko, G.A. and Segun, O.S. (2016). An overview of impedance-based fault location techniques in electrical power transmission network. **International Journal of Advanced Engineering Research and Applications (IJAERA)**, 2(3), 2454-2377.
- ANEEL. **CD-ROM - Atlas de Energia Elétrica do Brasil - 2ª edição** Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/atlas/sumario/sumario.htm>. Acesso em: 20 jul. 2020.
- BLUHM, Bruno Bezerar et al. **OTIMIZAÇÃO DE ATIVIDADES CRÍTICAS DE PARQUES EÓLICOS: REDUÇÃO DE CUSTOS ATRAVÉS DE MODELAGEM DE LOGÍSTICA, PAVIMENTAÇÃO, CONCRETAGEM E MANUTENÇÃO**. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE ENERGIA SOLAR, 8., 2020, Fortaleza. Anais [...]. Fortaleza: Congresso Brasileiro de Energia Solar, 2020. p. 1-10.
- BUSSAB, W. O.; MORETTIN, P. A. **Estatística Básica**. 6. ed. São Paulo: Saraiva, 2010.
- CARDENAS, J.; MUTHUKRISHNAN, V.; MCGINN, D.; HUNT, R.. Wind farm protection using an IEC 61850 process bus architecture. **10Th IET International Conference On Developments In Power System Protection (Dpsp 2010). Managing The Change**, [S.L.], p. 1-5, 2010. IET. <http://dx.doi.org/10.1049/cp.2010.0285>.
- CHIARADIA, Elinton André. **Operação e Manutenção de Usinas Eólicas**. Florianópolis: Brazil Windpower Conference & Exhibition, 2017. 32 p.
- COUTO, Vitor Fernando. **Detecção de Falhas de Alta Impedância em Microrredes Considerando a Influência de Geração Conectada via Conversores Estáticos**. 2023. 71 f. Tese (Doutorado) - Curso de Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2023.
- CUSTÓDIO, Ronaldo dos Santos. **Energia Eólica para Produção de Energia Elétrica**. Rio de Janeiro: Eletrobrás, 2009.

DASHTI, Rahman; SADEH, Javad. Accuracy improvement of impedance-based fault location method for power distribution network using distributed-parameter line model. **International Transactions On Electrical Energy Systems**, [S.L.], v. 24, n. 3, p. 318-334, 25 out. 2012. Hindawi Limited. <http://dx.doi.org/10.1002/etep.1690>.

Embarcados. **Rede Perceptron de uma única camada**. Disponível em: <<https://embarcados.com.br/rede-perceptron-de-uma-unica-camada///>>. Acesso em: 12 abr. 2024.

ULAS KARAAGAC. **SIMULATION MODELS FOR WIND PARKS WITH VARIABLE SPEED WIND TURBINES IN EMTP**. Disponível em: <https://www.emtp.com/documents/EMTP%20Documentation/doc/advanced/WP_documentation.pdf>. Acesso em: 27 apr. 2024.

ENGIE. **Conjunto Eólico Campo Largo II**. Disponível em: <<https://www.engie.com.br/usinas/conjunto-eolico-campo-largo-2/>>. Acesso em: 27 mar. 2024.

GHAEDI, Alireza; GOLSHAN, Mohammad Esmail Hamedani; SANAYE-PASAND, Majid. Transmission line fault location based on three-phase state estimation framework considering measurement chain error model. **Electric Power Systems Research**, [S.L.], v. 178, p. 106048, jan. 2020. Elsevier BV. <http://dx.doi.org/10.1016/j.epsr.2019.106048>.

GlobalWindReportCouncil. **The definitive status report for the global wind industry has been published**. Disponível em: <<https://gwec.net/globalwindreport2023//>>. Acesso em: 18 mar. 2024.

GUERRA, Alexandre Specialski. **Seletividade Lógica em Usinas Eólicas**. 2020. 71 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Itajubá, Itajubá, 2020.

JAMALI, Sadegh; BAHMANYAR, Alireza; BOMPARD, Ettore. Fault location method for distribution networks using smart meters. **Measurement**, [S.L.], v. 102, p. 150-157, maio 2017. Elsevier BV. <http://dx.doi.org/10.1016/j.measurement.2017.02.008>

KINDERMANN, Geraldo. **Proteção de Sistemas Elétricos de Potência**. Florianópolis: UFSC EEL-LABPLAN, 1999.

LANGEROUDI, Adel T.; ABDELAZIZ, Morad M.A.. Preventative high impedance fault detection using distribution system state estimation. **Electric Power Systems Research**, [S.L.], v. 186, p. 106394, set. 2020. Elsevier BV. <http://dx.doi.org/10.1016/j.epsr.2020.106394>.

LEE, S. J. et al. An Intelligent and Efficient Fault Location and Diagnosis Scheme for Radial Distribution Systems. **IEEE Transactions on Power Delivery**, USA, v.4, n.3, p.810-817, July 1997.

LOPES, Gabriela Nunes; LACERDA, Vinicius Albernaz; VIEIRA, Jose Carlos Melo; COURY, Denis Vinicius. Analysis of Signal Processing Techniques for High Impedance Fault Detection in Distribution Systems. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 36, n. 6, p. 3438–3447, 2021. DOI: 10.1109/TPWRD.2020.3042734.

MAMUYA, Yordanos Dametw; LEE, Yih-Der; SHEN, Jing-Wen; SHAFIULLAH, Md; KUO, Cheng-Chien. Application of Machine Learning for Fault Classification and Location in a Radial Distribution Grid. *Applied Sciences*, [S.L.], v. 10, n. 14, p. 4965, 19 jul. 2020. MDPI AG. <http://dx.doi.org/10.3390/app10144965>.

MARDEGAN, Cláudio. **Fontes de Curto-Circuito**. Revista digital - O Setor Elétrico. Ed. 130, Maio, 2014. Disponível em: < [https://www.osetoreletrico.com.br/wp-content/uploads/documentos/fasciculos/Ed-130-CapXI-Fascículo_Curto-circuito para a seletividade.pdf/](https://www.osetoreletrico.com.br/wp-content/uploads/documentos/fasciculos/Ed-130-CapXI-Fascículo_Curto-circuito_para_a_seletividade.pdf/)>. Acesso em: 24 mar. 2024.

MIRSHEKALI, Hamid; DASHTI, Rahman; HANDRUP, Karsten; SHAKER, Hamid Reza. Real Fault Location in a Distribution Network Using Smart Feeder Meter Data. *Energies*, [S.L.], v. 14, n. 11, p. 3242, 1 jun. 2021. MDPI AG. <http://dx.doi.org/10.3390/en14113242>.

MIRSHEKALI, Hamid; DASHTI, Rahman; KESHAVARZ, Ahmad; TORABI, Amin J.; SHAKER, Hamid Reza. A Novel Fault Location Methodology for Smart Distribution Networks. *Ieee Transactions On Smart Grid*, [S.L.], v. 12, n. 2, p. 1277-1288, mar. 2021. Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE). <http://dx.doi.org/10.1109/tsg.2020.3031400>.

MARSHALL, Isnard; CIERCO, Agliberto Alves; ROCHA, Alexandre Varanda; MOTA, Edmarson Bacelar; LEUSIN, Sérgio. *Gestão da Qualidade*. 8. ed. Rio de Janeiro: FGV, 2006.

NUNO, Tiago de Souza Ribeiro Pereira. **Estimação de Estados em Sistemas de Energia**. 2018. 279 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Engenharia Eletrotécnica, Instituto Superior de Engenharia do Porto, Porto, 2018.

OLIVEIRA, Fellipe A. L.; BRAZ, Helon D. M.. Otimização de Redes Coletoras de Parques Eólicos Utilizando Programação Binárias. In: SIMPÓSIO BRASILEIRO DE SISTEMAS ELÉTRICOS, 4., 2022, Parnaíba. **Otimização de Redes Coletoras de Parques Eólicos Utilizando Programação Binárias**. Parnaíba: Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos, 2022. p. 1-6.

PINHEIRO, Maquise De Medeiros. **Perceptron Multicamadas: uma ferramenta de aprendizado supervisionado**. 2021. 44 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação de Estatística) - Instituto de Matemática e Estatística, Universidade Federal Fluminense, Niterói, 2021.

QIAO, Jian; YIN, Xianggen; WANG, Yikai; XU, Wen; TAN, Liming. A multi-terminal traveling wave fault location method for active distribution network based on residual clustering. *International Journal Of Electrical Power & Energy Systems*, [S.L.], v. 131, p. 107070, out. 2021. Elsevier BV. <http://dx.doi.org/10.1016/j.ijepes.2021.107070>.

RAMOS, Fernanda Cazabonet; SANTOS, Júlio César Castelhana dos; SANTOS, Eduardo Machado dos; PIZZOLATO, Gabrieli Pinarello; FAGUNDES, Arian Rodrigues; ITCZAK, Alex; SANTOS, Jefferson Oliveira dos; MARQUES, Paulo Ricardo Fiuza. ANALYSIS OF THE TRANSIENT RESPONSE OF FAULT LOCATORS BASED ON ONE-END DATA APPLIED TO ELECTRICAL POWER SYSTEMS / ANÁLISE DA RESPOSTA TRANSITÓRIA DE LOCALIZADORES DE FALTA BASEADOS EM DADOS DE UM TERMINAL APLICADOS À SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA. **Brazilian Journal Of Development**, [S.L.], v. 6, n. 9, p. 65322-65343, 2020. Brazilian Journal of Development. <http://dx.doi.org/10.34117/bjdv6n9-096>.

RIBEIRO, Paulo Fernando; DUQUE, Carlos Augusto; RIBEIRO, Paulo Marcio; CERQUEIRA, Augusto Santiago. Power systems signal processing for smart grids. [S.I.]: John Wiley & Sons, set. 2014. ISBN 978-1-118-63923-8.

ROSAS, Pedro André Carvalho; ESTANQUEIRO, Ana Isabel. **Guia de Projetos Elétricos de Centrais Eólicas – Volume 1: Projeto Elétrico e Impacto de Centrais Eólicas na Rede Elétrica**, Centro Brasileiro de Energia Eólica. 2003.

SALGADO, Roberto de Souza. **INTRODUÇÃO AOS SISTEMAS DE ENERGIA ELÉTRICA**. Florianópolis: UFSC, 2016.

SANT, M.T.; PAITHANKAR, Y.G.. Online digital fault locator for overhead transmission line. **Proceedings Of The Institution Of Electrical Engineers**, [S.L.], v. 126, n. 11, p. 1181, 1979. Institution of Engineering and Technology (IET). <http://dx.doi.org/10.1049/piee.1979.0201>.

SARANGI, Swetalina; SAHU, Binod Kumar; ROUT, Pravat Kumar. High-impedance fault identification and location by using mode decomposition integrated adaptive multi-kernel extreme learning machine technique for distributed generator-based microgrid. *Electrical Engineering*, Springer, p. 1–24, nov. 2022. DOI: <https://doi.org/10.1007/s00202-022-01658-6>.

SILVESTRE, Leonardo José. **Regularização de Extreme Learning Machines : uma abordagem com matrizes de afinidade**. 2015. 84 f. Tese (Doutorado) - Curso de Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte, 2015.

STEVENSON, William. **Elementos de Análise de Sistemas de Potência 4ª ed**. São Paulo: McGraw-Hill, 1982.

TAKAGI, T.; YAMAKOSHI, Y; YAMAURA, M.; KONDOW, R.; MATSUSHIMA, T.. Development of a New Type Fault Locator Using the One-Terminal Voltage and Current Data. **IEEE Transactions On Power Apparatus And Systems**, [S.L.], v. - 101, n. 8, p. 2892-2898, ago. 1982. Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE). <http://dx.doi.org/10.1109/tpas.1982.317615>.

TASHAKKORI, Ali; WOLFS, Peter J.; ISLAM, Syed; ABU-SIADA, Ahmed. Fault Location on Radial Distribution Networks via Distributed Synchronized Traveling Wave Detectors. **IEEE Transactions On Power Delivery**, [S.L.], v. 35, n. 3, p. 1553-1562, jun. 2020. Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE). <http://dx.doi.org/10.1109/tpwrd.2019.2948174>.

UFSC. **Distribuição Normal**. Disponível em: <https://www.inf.ufsc.br/~andre.zibetti/probabilidade/normal.html>. Acesso em: 08 jun. 2024.

VESTAS. **V150-4.2 MW**. Disponível em: <https://www.vestas.com/en/products/4-mw-platform/V150-4-2-MW/>. Acesso em: 27 mar. 2024.

WęGLARCZYK, Stanisław. Kernel density estimation and its application. **Itm Web Of Conferences**, [S.L.], v. 23, p. 00037, 2018. EDP Sciences. <http://dx.doi.org/10.1051/itmconf/20182300037>.

XIE, Liwei; LUO, Longfu; LI, Yong; ZHANG, Yu; CAO, Yijia. A Traveling Wave-Based Fault Location Method Employing VMD-TEO for Distribution Network. **IEEE Transactions On Power Delivery**, [S.L.], v. 35, n. 4, p. 1987-1998, ago. 2020. Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE). <http://dx.doi.org/10.1109/tpwrd.2019.2959188>.

YU, C.-S. **A discrete fourier transform-based adaptative mimic phasor estimator for distance relaying applications**. IEEE Transactions on Power Delivery, v. 21, n. 4, p. 1836-1846, oct. 2006. ISSN 0885-8977.

ZIMMERMAN, Karl; COSTELLO, David (org.). Impedance-Based Fault Location Experience. **IEEE Journal Of Reliable Power**, Pullman, USA, v. 1, n. 1, p. 1-28, 1 jul. 2010.