

UNIVERSIDADE FEDERAL FLUMINENSE ESCOLA DE ENGENHARIA PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA E DE TELECOMUNICAÇÕES

PAULO HENRIQUE BARBOSA DE SOUZA PINHEIRO

Desenvolvimento de Amplificador de Potência para Testes de Proteção Fasorial de Sistema de Potência Trifásico

NITERÓI 2021

UNIVERSIDADE FEDERAL FLUMINENSE ESCOLA DE ENGENHARIA PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA E DE TELECOMUNICAÇÕES

PAULO HENRIQUE BARBOSA DE SOUZA PINHEIRO

Desenvolvimento de Amplificador de Potência para Testes de Proteção Fasorial de Sistema de Potência Trifásico

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e de Telecomunicações da Universidade Federal Fluminense como requisito parcial para a obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica e de Telecomunicações. Área de concentração: Sistemas de Energia Elétrica.

Orientador: Bruno Wanderley França, D.Sc.

> Co-orientador: Rainer Zanghi, D.Sc.

> > NITERÓI

2021

Ficha catalográfica automática - SDC/BEE Gerada com informações fornecidas pelo autor

| | P654d | Pinheiro, Paulo Henrique Barbosa de Souza Desenvolvimento de Amplificador de Potência para Testes de Proteção Fasorial de Sistema de Potência Trifásico / Paulo Henrique Barbosa de Souza Pinheiro ; Bruno Wanderley França, |
|-----|-------|---|
| | | orientador ; Rainer Zanghi, coorientador. Niterói, 2021. 175 f. : il. |
| | | Dissertação (mestrado)-Universidade Federal Fluminense, Niterói, 2021. |
| | | DOI: http://dx.doi.org/10.22409/PPGEET.2021.m.13249527769 |
| | | Proteção de Sistema Elétrico. 2. Eletrônica de Potência. 3. Transitório Elétrico. 4. Transmissão de Energia. 5. Produção intelectual. I. França, Bruno Wanderley, orientador. II. Zanghi, Rainer, coorientador. III. Universidade Federal Fluminense. Escola de Engenharia. IV. Título. |
| | | CDD - |
| | | |
| - 1 | | |

Bibliotecário responsável: Debora do Nascimento - CRB7/6368

PAULO HENRIQUE BARBOSA DE SOUZA PINHEIRO

Desenvolvimento de Amplificador de Potência para Testes de Proteção Fasorial de Sistema de Potência Trifásico

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e de Telecomunicações da Universidade Federal Fluminense como requisito parcial para a obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica e de Telecomunicações. Área de concentração: Sistemas de Energia Elétrica.

Aprovada em 31 de Maio de 2021.

BANCA EXAMINADORA

Prof. Bruno Wanderley França, D.Sc. – Orientador, UFF lu riner Prof. Rainer Zanghi, D.Sc. – UFF Prof^a. Yona Lopes, D.Sc. – UFF

Minaro

 $\operatorname{Prof}^{\underline{a}}.$ Maria Cristina Dias Tavares, D.Sc. – UNICAMP

Niterói 2021

Dedico este trabalho aos meus pais e a minha irmã.

Agradecimentos

Primeiramente a Deus, por me dar a oportunidade de estudar e condições para que todos os obstáculos fossem superados.

Aos meus pais José Waltenci Carvalho Pinheiro e Ilma Barbosa de Souza Pinheiro, a minha irmã Ana Cristina Barbosa de Souza Pinheiro, a minha tia Rosalina Carvalho Pinheiro e ao meu cunhado Edvar Harbache por todo apoio e incentivo, mesmo com toda distância que se fez necessária para atingir meus objetivos, vocês sempre estiveram presentes em pensamento e em coração.

A todos os amigos que pude conhecer desde o meu tempo de graduação e durante a pós-graduação, onde sempre pude contar com a ajuda de todos quando necessário, juntos conseguimos ir mais longe.

Aos professores da Universidade Federal Fluminense, pessoas incríveis, sempre acolhedoras e dispostas a ensinar.

Aos amigos dos laboratórios FRIENDS Lab e NITEE, pessoas únicas que tornaram meus dias na universidade bem mais confortáveis.

A empresa Transmissora Aliança de Energia Elétrica - TAESA pelo fornecimento de dados importantes para o desenvolvimento deste trabalho e apoio financeiro durante o projeto de Pesquisa e Desenvolvimento Teleproteção em IEC 61850, código ANEEL PD-07130-0053/2018.

A Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior (CAPES), pelo apoio financeiro durante o tempo de pós-graduação.

Resumo

Sistemas elétricos complexos, tal como o brasileiro, necessitam de uma operação segura garantindo o maior tempo de disponibilidade de energia possível. Para garantia de tal requisito, são necessários sistemas de proteção, controle e comunicação robustos. Para garantir o correto funcionamento de tais sistemas, são realizados diversos testes nos dispositivos que os compõem. Para os sistemas de proteção, são realizados testes em etapas de comissionamento de subestação e também durante a vida útil dos dispositivos que estão sendo implementados. Esses testes também conhecidos como testes de aceitação em fábrica e testes de aceitação em campo, são feitos normalmente com dispositivos comerciais robustos e de custo elevado. Para aplicações específicas, é possível o desenvolvimento de ferramentas alternativas para a realização de determinados testes. Essa dissertação de mestrado apresenta uma proposta de um dispositivo de testes de proteção para relés fasoriais. Esse dispositivo utiliza conversores eletrônicos de potência, com topologia fonte de tensão, para reprodução de sinais elétricos de tensão e corrente de referência. Os sinais de referência são obtidos através de simulações de faltas em uma linha de transmissão modelada a partir de parâmetros reais de uma linha em estudo. Com a utilização de técnicas de controle adequadas para os conversores eletrônicos de potência, é possível reproduzir os sinais de referência gerados. A técnica *pulse-width modulation* foi utilizada para reprodução dos sinais de referência de tensão, e a técnica de controle por banda de histerese foi utilizada para reprodução dos sinais de referência de corrente. A validação da ferramenta proposta é feita em duas etapas: a primeira comparando a ferramenta proposta com uma mala de testes real, Omicron CMC 356. Essa comparação analisa o erro médio quadrático entre os sinais de referência e os sinais reproduzidos por esses dois dispositivos, levando em consideração a componente de frequência fundamental desses sinais. A segunda etapa consiste de testes verificando a atuação de um relé de proteção simulado diante dos sinais reproduzidos pela ferramenta proposta. Os resultados demonstram que a ferramenta proposta pode ser utilizado para reprodução do sinais transitórios desejados, permitindo verificar a correta parametrização de relés de proteção fasoriais e também verificar possíveis atuações indevidas desses dispositivos. Através dos resultados gerados em simulação, é possível uma continuidade da pesquisa com uma possível prototipagem da ferramenta para testes reais em laboratório.

Palavras-chave: Sistemas Elétricos, Relés Fasoriais, *Pulse-Width Modulation*, Banda de Histerese, Eletrônica de Potência.

Abstract

Complex power systems like the Brazilian need a safe operation, granting the highest level of energy disponibility. To reach such a requirement, it is necessary robust protection, control, and communication systems. In order to guarantee the correct operation of such systems, several tests are carried out on the devices that compose them. These tests, for protection systems, are made during the commissioning step and the operational lifetime of the device. These tests, also known as factory acceptance tests and field acceptance tests, are commonly executed using commercial robust and expensive test devices. For specific applications, it is possible to develop alternative tools for the execution of certain tests. This master thesis presents a protection test device focused on phasor protection relays. This device uses electronic power converters, with voltage source topology, for reproducing voltage and current reference signals. Reference signals are obtained through fault simulations on a modeled transmission line with real parameters from a test system. Using proper control techniques to the electronic power converters, it is possible to replay the generated reference signals. The pulse-width modulation technique is applied for replaying the reference voltage signals, and the fixed-band hysteresis control for the reference current signals. The test device is validated in two steps: first comparing the proposed device with a real test case, Omicron CMC 356. This comparison analyzes the root mean square error between the reference and replayed signals using these two devices, taking into account the fundamental frequency component of these signals. The second step consists of tests verifying the response of a simulated protection relay facing the reproduced signals using the proposed tool. Results show that the proposed tool can be used to replay desired transient signals, allowing to check correct settings of phasor protection relays and also to check undue actions of these devices. Through these results, it is possible to continue this research with a future practical implementation of this tool for real tests in a laboratory.

Keywords: Electric Systems, Phasor Relays, Pulse-Width Modulation, Hysteresis Band Control, Power Electronics.

Lista de Figuras

| 1.1 | Extensão da rede básica do SIN | 2 |
|------|--|----|
| 1.2 | Sistema interligado nacional [7] | 3 |
| 2.1 | Modelo π para linha de transmissão monofásica | 10 |
| 2.2 | Tipos de características de relés de distância | 19 |
| 2.3 | Elemento mho auto-polarizado. | 20 |
| 2.4 | Linha de transmissão trifásica balanceada. | 23 |
| 2.5 | Condições de operação da característica mho. | 25 |
| 2.6 | Elemento mho com polarização cruzada. | 28 |
| 2.7 | Característica mho com polarização de sequência positiva | 29 |
| 2.8 | Característica quadrilateral. | 30 |
| 2.9 | Fluxograma para seleção de elementos direcionais, modificado de $[39]$ | 38 |
| 3.1 | Linha de transmissão Serra da Mesa - Samambaia C3 [47] | 45 |
| 3.2 | Torre predominante | 46 |
| 3.3 | Esquema de transposição. | 47 |
| 3.4 | Diagrama unifilar LT Serra da Mesa - Samambaia C3 | 49 |
| 3.5 | Banco de capacitor subestação Samambaia | 50 |
| 3.6 | Diagrama de operação gap de disparo forçado | 52 |
| 3.7 | Diagrama de operação do disjuntor de <i>bypass</i> | 52 |
| 3.8 | Modelo do sistema de transmissão desenvolvido | 53 |
| 3.9 | Modelo de Torre Desenvolvida no PSCAD | 54 |
| 3.10 | Banco de capacitor série em ambiente PSCAD | 54 |
| 4.1 | Zonas de proteção. | 55 |

| 4.2 | Etapas de modelagem do relé de distância | 56 |
|---|--|--|
| 4.3 | Etapa de amostragem de sinais | 57 |
| 4.4 | Esquema transferência de disparo permissivo por sobreal cance - POTT | 61 |
| 4.5 | Esquemático para envio de <i>trip</i> | 61 |
| 4.6 | Característica mho do SEP em estudo. | 64 |
| 5.1 | Topologia da ferramenta de testes | 67 |
| 5.2 | Etapas de simulação para testes de proteção com ferramenta proposta. $\ .$. | 69 |
| 5.3 | Equivalente monofásico do conversor fonte de tensão | 71 |
| 5.4 | Controlador de histerese | 73 |
| 5.5 | Controlador de histerese com implementação do Latch D | 74 |
| 5.6 | Filtro LCL | 77 |
| 5.7 | Circuito para modelagem da função de transferência do filtro LCL. \ldots . | 78 |
| 5.8 | Gráfico de resposta em frequência filtro LCL | 79 |
| | | |
| 5.9 | Filtro LC | 80 |
| 5.9 5.10 | Filtro LC Gráfico da resposta em frequência filtro LC. | 80 83 |
| 5.9 5.10 5.11 | Filtro LC | 80 83 84 |
| 5.9 5.10 5.11 5.12 | Filtro LC | 80 83 84 85 |
| 5.9 5.10 5.11 5.12 5.13 | Filtro LC | 80 83 84 85 86 |
| 5.9 5.10 5.11 5.12 5.13 5.14 | Filtro LC | 80 83 84 85 86 86 |
| 5.9 5.10 5.11 5.12 5.13 5.14 6.1 | Filtro LC | 80 83 84 85 86 89 |
| 5.9 5.10 5.11 5.12 5.13 5.14 6.1 6.2 | Filtro LC | 80 83 84 85 86 89 93 |
| 5.9 5.10 5.11 5.12 5.13 5.14 6.1 6.2 6.3 | Filtro LC | 80 83 84 85 86 86 89 93 94 |
| 5.9 5.10 5.11 5.12 5.13 5.14 6.1 6.2 6.3 6.4 | Filtro LC | 80 83 84 85 86 89 93 94 95 |
| 5.9 5.10 5.11 5.12 5.13 5.14 6.1 6.2 6.3 6.4 6.5 | Filtro LC | 80 83 84 85 86 89 93 94 95 96 |
| 5.9 5.10 5.11 5.12 5.13 5.14 6.1 6.2 6.3 6.4 6.5 6.6 | Filtro LC | 80 83 84 85 86 89 93 94 95 96 97 |

| 6.8 | Comparação da magnitude de sinais medidos com sinais de referência 100 |
|------|---|
| 6.9 | Comparação do ângulo de sinais medidos com sinais de referência 101 |
| 6.10 | Comparação da magnitude de sinais medidos com sinais de referência 102 |
| 6.11 | Comparação do ângulo de sinais medidos com sinais de referência 103 |
| 6.12 | Comparação de sinais da ferramenta proposta com sinais de referência 104 |
| 6.13 | Comparação da magnitude de sinais medidos com sinais de referência 105 |
| 6.14 | Comparação do ângulo de sinais medidos com sinais de referência 106 |
| 6.15 | Comparação da magnitude de sinais medidos com sinais de referência 107 |
| 6.16 | Comparação do ângulo de sinais medidos com sinais de referência 108 |
| 6.17 | Comparação de sinais da ferramenta proposta com sinais de referência. . . 109 |
| 6.18 | Comparação da magnitude de sinais medidos com sinais de referência 110 |
| 6.19 | Comparação do ângulo de sinais medidos com sinais de referência 111 |
| 6.20 | Comparação da magnitude de sinais medidos com sinais de referência 112 |
| 6.21 | Comparação do ângulo de sinais medidos com sinais de referência 113 |
| 6.22 | RMSE médio da magnitude de tensão e corrente |
| 6.23 | RMSE médio para ângulo de tensão e corrente |
| 6.24 | Atuação de trip falta AG em zona 1 |
| 6.25 | Verificação do caminho de impedância do loop AG |
| 6.26 | Atuação de trip para a falta AB em zona 1 |
| 6.27 | Verificação do caminho da impedância do loop AB |
| 6.28 | Atuação de trip para a falta ABG em zona 1 |
| 6.29 | Verificação do caminho da impedância do loop AB |
| 6.30 | Atuação de $trip$ para a falta ABC em zona 1 \ldots \ldots \ldots \ldots \ldots \ldots \ldots 121 |
| 6.31 | Verificação do caminho da impedância dos <i>loops</i> AB, BC e CA |
| 6.32 | Atuação de trip falta AG em zona 2 |
| 6.33 | Verificação do caminho da impedância do <i>loop</i> AG |

| 6.34 | Atuação de trip falta AB em zona 2 |
|------|---|
| 6.35 | Verificação do caminho da impedância do <i>loop</i> AB |
| 6.36 | Atuação de trip falta ABG em zona 2 |
| 6.37 | Verificação do caminho da impedância do <i>loop</i> AB |
| 6.38 | Atuação de <i>trip</i> falta ABC em zona 2 |
| 6.39 | Verificação do caminho da impedância dos <i>loops</i> AB, BC e CA 126 |
| 6.40 | Atuação de trip falta AG em zona 2 |
| 6.41 | Verificação do caminho da impedância do <i>loop</i> AG |
| 6.42 | Atuação de trip falta AB em zona 2 |
| 6.43 | Verificação do caminho da impedância do <i>loop</i> AB |
| 6.44 | Atuação de <i>trip</i> falta ABG em zona 2 |
| 6.45 | Verificação do caminho da impedância do <i>loop</i> AB |
| 6.46 | Atuação de <i>trip</i> falta ABC em zona 2 |
| 6.47 | Verificação do caminho da impedância dos <i>loops</i> AB, BC e CA |

Lista de Tabelas

| 2.1 | Tipos de Falta em Sistema Trifásico | 21 |
|-----|---|----|
| 2.2 | Loops de Falta | 21 |
| 2.3 | Mho Auto-polarizado. | 27 |
| 2.4 | Mho com Polarização Cruzada Sem Memória. | 27 |
| 2.5 | Mho com Polarização Cruzada de Memória | 28 |
| 2.6 | Mho com Polarização de Sequência Positiva de Memória | 29 |
| 3.1 | Característica Geométrica da Torre Predominante | 46 |
| 3.2 | Dados de Condutores e Cabos Para-Raios | 47 |
| 3.3 | Efeitos do Capacitor Série no SEP | 49 |
| 3.4 | Componentes do Banco de Capacitor | 50 |
| 3.5 | Dados de Componentes do Banco de Capacitor | 51 |
| 3.6 | Atrasos de Tempo de Comunicação (s) | 53 |
| 4.1 | Especificações de Filtro Anti-aliasing e Conversor A/D | 57 |
| 4.2 | Configurações do Filtro Butterworth | 57 |
| 4.3 | Configuração do Componente Transformada Rápida de Fourier | 59 |
| 4.4 | Loops de Falta para Cálculo de Impedância de Sequência Positiva | 60 |
| 4.5 | Relação de Transformação de TPC e TC | 62 |
| 4.6 | Impedâncias de Sequência Positiva e Zero em Níveis Secundários | 63 |
| 4.7 | Ajuste de Zonas de Proteção | 63 |
| 5.1 | Especificações de Conversores cc/ca | 67 |
| 5.2 | Tensão CC dos Conversores | 68 |
| 5.3 | Tabela Verdade Latch D | 74 |

| 5.4 | Parâmetros Filtro LCL |
|------|--|
| 5.5 | Dados para Dimensionamento do Filtro LC |
| 6.1 | Validação do Modelo |
| 6.2 | Valores de Base |
| 6.3 | Tipos de Faltas |
| 6.4 | RMSE para Sinais de Tensão Falta Fase-Terra |
| 6.5 | RMSE para Sinais de Corrente Falta Fase-Terra |
| 6.6 | RMSE para Sinais de Tensão Falta Bifásica |
| 6.7 | RMSE para Sinais de Corrente Falta Bifásica |
| 6.8 | RMSE para Sinais de Tensão Falta Bifásica-Terra |
| 6.9 | RMSE para Sinais de Corrente Falta Bifásica-Terra |
| 6.10 | RMSE para Sinais de Tensão Falta Trifásica |
| 6.11 | RMSE para Sinais de Corrente Falta Trifásica |
| 6.12 | Casos de Faltas Simuladas |
| 6.13 | Estados de Simulação de Faltas |
| 6.14 | Verificação de Atuação do Trip Falta Fase-Terra Zona 1 |
| 6.15 | Verificação de Atuação do Trip Falta Bifásica Zona 1 |
| 6.16 | Verificação de Atuação do Trip Falta Bifásica-Terra Zona 1 |
| 6.17 | Verificação de Atuação do Trip Falta Trifásica Zona 1 |
| 6.18 | Verificação de Atuação do Trip Falta Fase-Terra Zona 2 Temporizada 123 |
| 6.19 | Verificação de Atuação do Trip Falta Bifásica Zona 2 Temporizada 124 |
| 6.20 | Verificação de Atuação do Trip Falta Bifásica-Terra Temporizada $\ .\ .\ .\ .$ 125 |
| 6.21 | Verificação de Atuação do Trip Falta Trifásica Zona 2 Temporizada 126 |
| 6.22 | Verificação de Atuação do Trip Falta Fase-Terra Zona 2 com POTT \ldots . 128 |
| 6.23 | Verificação de Atuação do Trip Falta Bifásica Zona 2 com POTT $\ \ldots \ \ldots \ 129$ |
| 6.24 | Verificação de Atuação do Trip Falta Bifásica-Terra Zona 2 com POTT $$. 130 |

| 6.25 | Verificação de Atuação do Trip Falta Trifásica Zona 2 com POTT $\ . \ . \ . \ .$ 132 |
|------|---|
| 6.26 | Tempos de Atuação do Trip (ms) |
| A.1 | Curva VxI do MOV, Tensão de Base = 183,8477 k V $.$. $.$. $.$. $.$. $.$.141 |
| B.1 | Unidades de Geração |
| B.2 | Transformadores Conectados à Unidades de Geração |
| B.3 | Fontes Equivalentes Thévenin |
| B.4 | Linhas de Transmissão |
| B.5 | Reatores de Linha de Transmissão |
| B.6 | Compensador Estático |
| B.7 | Capacitores Série |
| B.8 | Reatores de Barra |
| B.9 | Capacitor de Barra |
| B.10 | Transformadores |
| B.11 | Impedância de Transferência |
| B.12 | Transformadores de Transferência |
| B.13 | Impedância de Transferência Conectado aos Transformadores de Transfe- |
| | rência |

Lista de Abreviaturas e Siglas

| ATCC | Alta Tensão em Corrente Contínua | 1 |
|-------------|--|----|
| SIN | Sistema Interligado Nacional | 1 |
| CA | Corrente Alternada | 2 |
| CC | Corrente Contínua | 2 |
| CEMIG | Centrais Elétricas de Minas Gerais | 2 |
| CESP | Companhia Energética de São Paulo | 2 |
| PSCAD/EMTDC | Power Systems Computer Aided Design/Electromagnetic Transients including Direct Current | 6 |
| LT | Linha de Transmissão | 2 |
| SEP | Sistema Elétrico de Potência | 4 |
| IED | Intelligent Electronic Device | 4 |
| COMTRADE | Common Format for Transient Data Exchange | 41 |
| EMT | Electromagnetic Transients | 41 |
| ATP | Alternative Transients Program | 41 |
| TAF | Testes de Aceitação em Fábrica | 41 |
| TAC | Testes de Aceitação em Campo | 41 |
| ONS | Operador Nacional do Sistema Elétrico | 17 |
| PR | Procedimentos de Rede | 17 |
| GPS | Global Positioning System | 18 |
| TC | Transformador de Corrente | 35 |
| MOV | Metal Oxide Varistor | 49 |
| ANAFAS | Análise de Falhas Simultâneas | 88 |
| TPC | Transformador de Potencial Capacitivo | 62 |
| POTT | Transferência de Disparo Permissivo por Sobrealcance | 60 |

| PWM | Pulse-Width Modulation |
|---------------|--------------------------------------|
| IGBT | Insulated Gate Bipolar Transistor |
| SE | Subestação de Energia |
| EAT | Extra-Alta Tensão |
| RMSE | Erro Médio Quadrático |
| \mathbf{FT} | Fonte de Tensão |
| FC | Fonte de Corrente |
| FPGA | Field-Programmable Gate Array |
| ANEEL | Agência Nacional de Energia Elétrica |
| SDN | Software-Defined Network |
| RTDS | Real-Time Digital Simulator |

Sumário

| 1 Introdução | | | |
|--------------|-----------------------------------|--|----|
| | 1.1 | Objetivo do Trabalho | 5 |
| | 1.2 | Trabalhos Relacionados | 6 |
| | 1.3 | Lista de Publicações | 8 |
| | 1.4 | Estrutura da Dissertação | 8 |
| 2 | Proteção de Linhas de Transmissão | | 9 |
| | 2.1 | Linhas de Transmissão | 9 |
| | 2.2 | Funções de Proteção Utilizadas em Linhas de Transmissão | 17 |
| | | 2.2.1 Proteção de Distância (21) | 18 |
| | | 2.2.1.1 Característica de Admitância | 20 |
| | | 2.2.1.2 Característica Quadrilateral | 30 |
| | 2.3 | Testes de Proteção de Distância | 39 |
| 3 | Sist | ema de Transmissão de Estudo | 43 |
| | 3.1 | Modelagem Computacional do SEP | 43 |
| | | 3.1.1 Linha de transmissão Serra da Mesa - Samambai a $\operatorname{C3}$ | 45 |
| | | 3.1.2 Modelo do Banco de Capacitor Série | 49 |
| | 3.2 | Modelo Completo do SEP no PSCAD/EMTDC | 53 |
| 4 | Mo | delo do Relé de Distância Digital | 55 |
| | 4.1 | Unidade de Amostragem de Sinais | 56 |
| | 4.2 | Unidade de Processamento de Dados | 58 |

| | 4.3 | Cálcul | o de Impedância | 59 |
|----------|----------------|---------|---|-----|
| | 4.4 | Detec | ção de Falta | 60 |
| | 4.5 | Carac | terística de Admitância | 63 |
| 5 | Feri | rament | ta Proposta | 66 |
| | 5.1 | Esque | mas de Controle dos Conversores | 68 |
| | | 5.1.1 | Controlador Pulse-Width Modulation (PWM) | 69 |
| | | 5.1.2 | Controlador de Banda de Histerese | 72 |
| | 5.2 | Filtros | s Passivos | 74 |
| | | 5.2.1 | Filtro LCL | 75 |
| | | 5.2.2 | Filtro LC | 80 |
| | 5.3 | Esque | ma Completo | 84 |
| 6 | \mathbf{Sim} | ulaçõe | s e Resultados | 88 |
| | 6.1 | Comp | aração de Sinais Simulados com Sinais Reais | 89 |
| | | 6.1.1 | Falta Fase-Terra | 92 |
| | | 6.1.2 | Falta Bifásica | 98 |
| | | 6.1.3 | Falta Bifásica-Terra | 104 |
| | | 6.1.4 | Falta Trifásica | 109 |
| | | 6.1.5 | Considerações Finais Sobre Comparação dos Sinais $\ .\ .\ .\ .$. | 114 |
| | 6.2 | Estud | os de Falta com Ferramenta Proposta | 115 |
| | | 6.2.1 | Falta Fase-Terra em Zona 1 | 116 |
| | | 6.2.2 | Falta Bifásica em Zona 1 | 118 |
| | | 6.2.3 | Falta Bifásica-Terra em Zona 1 | 119 |
| | | 6.2.4 | Falta Trifásica em Zona 1 | 120 |
| | | 6.2.5 | Falta Fase-Terra em Zona 2 Temporizada | 122 |
| | | 6.2.6 | Falta Bifásica em Zona 2 - Temporizada | 123 |

| | | 6.2.7 | Falta Bifásica-Terra em Zona 2 Temporizada | 124 |
|---------------------------|--------|---------|--|-----|
| | | 6.2.8 | Falta Trifásica em Zona 2 Temporizada | 125 |
| | | 6.2.9 | Falta Fase-Terra em Zona 2 com POTT | 126 |
| | | 6.2.10 | Falta Bifásica em Zona 2 com POTT | 128 |
| | | 6.2.11 | Falta Bifásica-Terra em Zona 2 com POTT | 129 |
| | | 6.2.12 | Falta Trifásica em Zona 2 com POTT | 130 |
| | | 6.2.13 | Considerações Finais do Estudo de Faltas | 132 |
| 7 | Con | clusão | e Trabalhos Futuros | 133 |
| Re | eferêr | ncias | | 135 |
| Aj | pêndi | ice A - | · Banco de Capacitor | 141 |
| | A.1 | Metal | Oxide Varistor (MOV) | 141 |
| $\mathbf{A}_{\mathbf{j}}$ | pêndi | ice B – | · Dados Sistema de Transmissão | 143 |
| | B.1 | Unidad | les de Geração | 143 |
| | B.2 | Transfe | ormadores Conectados à Geração | 144 |
| | B.3 | Fontes | Equivalentes | 144 |
| | B.4 | Linhas | de Tranmissão | 146 |
| | B.5 | Reator | es de Linha de Transmissão | 148 |
| | B.6 | Compe | ensador Estático | 149 |
| | B.7 | Capaci | tores Série | 149 |
| | B.8 | Reator | de Barra | 150 |
| | B.9 | Capaci | tor de Barra | 151 |
| | B.10 | Tansfo | rmadores | 151 |
| | B.11 | Impeda | ância de Transferência | 152 |
| | B.12 | Transfe | ormadores de Transferência | 153 |

| B.13 | Impedância | ı de | Г | Γra | ns | fer | ên | cia | Co | ne | ect | a | lo | a | \mathbf{OS} | Tì | ar | nsf | or | ma | ad | or | es | d | le | Т | ra | ns | sf€ |) - | |
|------|------------|------|---|-----|----|-----|----|-----|----|----|-----|---|----|---|---------------|----|----|-----|----|----|----|----|----|---|----|---|----|----|-----|----------------|-----|
| | rência | | | • | | • | • | | | • | • | • | | • | | • | | | | | • | • | | • | | | | | | | 154 |

Capítulo 1

Introdução

Os sistemas elétricos de potência, em sua estrutura mais convencional, são compostos de grandes plantas de geração de energia, sistemas de transmissão e, na sua última etapa, em sistemas de distribuição. O sistema elétrico brasileiro é constituído principalmente de um sistema de produção e transmissão de energia hidro-termo-eólico de grande porte [1]. Uma característica relevante do sistema elétrico do Brasil é a sua interligação entre subsistemas, o que permite a transferência de energia entre estes, além de ganhos sinérgicos.

O sistema elétrico brasileiro, com sua matriz de geração de energia bastante diversificada e sua característica de interligação entre subsistemas, apresenta grandes desafios em relação ao seu planejamento e operação. Em [2] é possível ver que no ano de 2020 83% da matriz elétrica do país é originada de fontes de energia renovável, sendo responsável por essa matriz renovável os tipos de geração hidráulica (63,8%), geração eólica (9,3%), biomassa e biogás (8,9%), e solar centralizada (1,4%). A energia gerada tanto nas grandes hidrelétricas existentes, quanto em outros sistemas de geração são entregues aos centros de cargas através do sistema de transmissão existente. O Brasil possui grande parte do seu sistema elétrico interligado, compondo assim o Sistema Interligado Nacional (SIN). Entretanto, segundo informações de 25 de Março de 2021, ainda existem 212 localidades isoladas no Brasil, sendo a maior parte localizada na região Norte do país [3].

O sistema de transmissão de energia elétrica no Brasil é definido como rede básica de transmissão a partir da classe de tensão de 230 kV. A rede básica é composta pelas classes de tensão de 230, 345, 440, 500, 600, 750 e 800 kV, sendo que para as classes de 600 e 800 kV a transmissão de energia elétrica é realizada através de sistemas Alta Tensão em Corrente Contínua (ATCC). A extensão da rede básica no ano de 2019 era de 141.756 km, com previsão de aumento para 181.528 km para o ano de 2024 [4]. A Figura 1.1 mostra

em percentual os níveis de tensão operativos do SIN segundo detalhado em [5] para o ano de 2021.



Figura 1.1: Extensão da rede básica do SIN.

Um sistema elétrico robusto e complexo como o sistema elétrico brasileiro necessita de tecnologias de ponta para realizar a operação segura e proteger seus equipamentos. Os primeiros sistemas de geração e transmissão de energia foram concebidos em sistemas Corrente Contínua (CC) de curtas distâncias. No entanto, atualmente há a predominância dos sistemas de geração e transmissão em Corrente Alternada (CA), dada a maior facilidade de alteração dos níveis de tensão para redução de perdas na transmissão de energia desse tipo de sistema. No Brasil, a partir das décadas de 1950 e 1960 é de onde se data a evolução do sistema para um grande sistema interligado, possuindo sistemas elétricos interestaduais diferentes ligados através da utilização de Linhas de Transmissão (LTs).

No Brasil, a primeira interligação entre sistemas elétricos distintos, os sistemas Rio Light e São Paulo Light, ocorreu entre os anos de 1945 e 1947. Inicialmente operando em 170 kV, a partir de 1950 o sistema começou a operar com nível de tensão de 230 kV. Posterior a isso, houve o rápido surgimento de outras LTs em níveis de tensão maiores, como o de 345 kV das Centrais Elétricas de Minas Gerais (CEMIG), o 460 kV da Companhia Energética de São Paulo (CESP), além de outras linhas de 500 kV e 765 kV do sistema de Furnas [6]. O rápido avanço dos sistemas de transmissão em CA se deve principalmente a questões de viabilidade econômica, onde para determinados níveis de tensão e distâncias, a transmissão em corrente alternada possui uma melhor relação custo/benefício. Apesar de atualmente (i.e., 2021), a eletrônica de potência permitir a transmissão de energia elétrica em níveis de Extra-Alta Tensão (EAT) em longas distâncias através de sistemas ATCC. Toda essa expansão da rede elétrica brasileira que ocorreu ao longo do tempo nos leva à configuração atual de um sistema com grandes centrais geradoras de energia, subsistemas interligados por LTs e centros de cargas onde é consumida a energia elétrica.

Devido a essa interligação entre subsistemas no Brasil que se constitui o SIN. O SIN, mostrado na Figura 1.2, consiste da interligação entre quatro subsistemas principais, que são:

- Sudeste/Centro-Oeste;
- Sul;
- Norte;
- Nordeste.



Figura 1.2: Sistema interligado nacional [7].

A Figura 1.2 mostra LTs em operação e também em planejamento de entrada em operação no SIN, considerando o horizonte de 2024 [7]. Uma rede de transmissão com a complexidade do SIN necessita de sistemas de proteção que garantam rápida eliminação de faltas para uma operação segura, evitando problemas como os de estabilidade, desligamentos indesejados e danos a equipamentos conectados à rede.

Sistemas de proteção são sistemas que não atuam durante a operação normal de sistemas elétricos de potência, mas apenas caso ocorra algum evento indesejado e sua função primária é proteger o equipamento ou componente do Sistema Elétrico de Potência (SEP) para o qual esses sistemas foram desenvolvidos. O objetivo primário de todos os SEPs é manter um elevado nível de continuidade de serviço e, quando condições intoleráveis ocorrem, minimizar os tempos de interrupção [8]. Para manter condições desejadas de operação de um SEP é demandada uma estrutura complexa de dispositivos de proteção, de controle e de comunicações. Esses dispositivos, também conhecidos no estado da arte atual como Intelligent Electronic Devices (IEDs), vêm gradativamente substituindo relés de proteção tradicionais, medidores, chaves de controle, relés eletromecânicos e de estado sólido, indicadores de estado e anunciadores [9]. Os IEDs são dispositivos que possuem capacidade de sensoriamento, computação e de atuação, alguns exemplos incluem unidades de terminal remoto, supervisórios, e relés de proteção digital [10]. Além dessa estrutura, é necessário que todos esses dispositivos atuem corretamente, sendo necessários testes de operação, funcionalidade, testes físicos, dentre outros. Além disso, é necessário também que diversos testes sejam realizados a fim de detectar possíveis defeitos de fabricação.

Testes necessários para garantir o correto funcionamento de dispositivos de proteção consistem em testes de suas funções de proteção, onde podem ser injetados sinais de tensão e corrente nos terminais do dispositivo para verificação de disparo de *trip*, correta identificação de falta, e envio de sinais de teleproteção para dispositivos de proteção remotos. Esses testes são realizados utilizando dispositivos e instrumentação que podem reproduzir sinais elétricos de interesse, representar diferentes estados do SEP e até reproduzir sinais de faltas reais capturados por IEDs de proteção que estão em operação.

Esses dispositivos de testes de proteção (e.g., mala de testes, simuladores digitais em tempo real) permitem a análise da resposta dinâmica dos IEDs de proteção. No caso do *Real-Time Digital Simulator* (RTDS) é possível fazer uma interação entre o dispositivo de proteção e o sistema elétrico simulado [11]. Enquanto as malas de testes abordam uma metodologia alternativa, onde ela avalia o instante do *trip* do IED e recalcula os sinais elétricos gerados por ela para simular uma condição de abertura de disjuntor. Estruturas de hardwares alternativas que executem testes específicos desejados podem ser desenvolvidas. Sendo a motivação principal dessa dissertação o estudo de funções de proteção fasoriais para fins de pesquisa e desenvolvimento, uma ferramenta alternativa para testes desses tipos de proteção é proposta. A necessidade do desenvolvimento dessa ferramenta veio através de um programa de pesquisa e desenvolvimento Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) para estudo da utilização de redes *Software-Defined Network* (SDN) em conjunto com protocolos de comunicação previstos norma IEC-61850 para teleproteção de LTs (i.e., P&D ANEEL PD-07130-0053/2018 - Teleproteção em IEC-61850). Onde o objetivo final da ferramenta é a reprodução de sinais transitórios de tensão e corrente característicos de curto-circuito em linhas de transmissão para sensibilização de relés de proteção. Além disso, a ferramenta proposta deve propiciar a reprodução dos sinais elétricos provenientes de simulações computacionais de sistemas elétricos prévias para estudos com relés de proteção.

1.1 Objetivo do Trabalho

O objetivo desta dissertação é o desenvolvimento de amplificador de potência para testes de proteção fasorial em relés digitais. O amplificador deve ser capaz de testar algoritmos de proteção fasoriais em relés de proteção digitais através da reprodução de sinais de tensão e corrente gerados em simulações de transitórios eletromagnéticos.

Nessa dissertação é apresentado um estudo de caso de utilização do amplificador proposto testando o algoritmo da função de proteção de distância (21/21N), já que essa função de proteção é bastante empregada para proteção de LTs, além dessa função de proteção ter sido foco de estudo no projeto de P&D apresentado anteriormente. O desenvolvimento proposto fundamenta-se em conversores eletrônicos de potência para reproduzir sinais de tensão e corrente provenientes de simulação computacional com modelagem a partir de uma LT real. Os sinais gerados por este dispositivo proposto serão utilizados para sensibilizar um algoritmo de proteção de distância de um relé digital, permitindo verificar sua parametrização e atuação.

O desenvolvimento do amplificador se daria através da prototipagem em laboratório utilizando conversores de potência topologia fonte de tensão. A etapa de validação ocorreria posteriormente com testes utilizando um relé de proteção digital real. Entretando devido a pandemia do COVID-19, foi necessário a modificação do desenvolvimento da ferramenta para um ambiente de simulação computacional. Nesse caso as simulações foram feitas utilizando o programa Power Systems Computer Aided Design/Electromagnetic Transients including Direct Current (PSCAD/EMTDC).

Pontos relevantes para o desenvolvimento dessa ferramenta são: esquemas de controle dos conversores simples e que atendam aos requisitos de reprodutibilidade dos sinais de referência, reprodução de diferentes tipos de faltas, baixa complexidade de implementação, e número reduzido de dispositivos utilizados para funcionamento completo da ferramenta proposta.

O estudo realizado envolvendo proteção de linhas de transmissão utilizando a função de proteção de distância, levará em consideração o circuito 3 das LTs que interligam as subestações Serra da Mesa e Samambaia, do SIN. A modelagem dessa linha de transmissão, bem como de todo o sistema de transmissão equivalente considerado foi feito utilizando o software de transitórios eletromagnéticos PSCAD/EMTDC. Todo processo de modelagem do sistema de estudo e seus respectivos dados serão detalhados no Capítulo 3.

Além de se obter um dispositivo alternativo para testes dos relés digitais, a ferramenta proposta deve propiciar a reprodução dos sinais instantâneos de corrente e tensão obtidos via simulações computacionais dos sistemas elétricos em estudo para ensaios reais dos relés. Com isso, os sinais utilizados podem reproduzir casos específicos previamente analisados no sistema simulado, permitindo uma análise criteriosa do comportamento dinâmico da atuação do relé se o mesmo estivesse atuando considerando um caso real.

1.2 Trabalhos Relacionados

Usualmente, testes de IEDs de proteção envolvem a utilização de malas de testes comerciais. Esses dispositivos são bem consolidados no mercado, e permitem ao usuário uma ampla gama de testes a se realizar. Para o desenvolvimento de uma ferramenta alternativa, foi realizada uma busca de trabalhos relacionados a utilização da eletrônica de potência para emulação de sinais analógicos, e sua aplicação para testes de proteção de distância. Os trabalhos foram selecionados com datas entre os anos de 2006 e 2021.

Em [12] é apresentado um sistema que utiliza dois conversores trifásicos para testar a característica de operação de relés de distância. Os sinais de saída de tensão e corrente são gerados através de uma interface do controlador dos conversores com uma simulação computacional em Matlab/Simulink. A simulação digital permite diversas escolhas de tipo de falta, e a partir dessas simulações são gerados os sinais de referência para o controlador dos conversores. No entanto, as técnicas de controle de modo deslizante utilizadas pelos autores são complexas de implementar, devido a modelagem necessária a ser feita e a realimentação que ocorre dos sinais analógicos de tensão e corrente. Sendo assim, apesar da efetividade da metodologia utilizada, a simplicidade de técnicas de controle que tenham resultados similares ou superiores se faz necessária.

Outra metodologia que poderia ser utilizada, é a implementação de modelos computacionais de equipamentos elétricos para emulações em *hardware* baseados em *Field-Programmable Gate Array* (FPGA). Essa proposta, descrita em [13], faz a implementação de modelos computacionais de máquina elétrica universal e linha de transmissão universal para emulações em tempo real desses equipamentos. A complexidade de implementação desse método deve ser levada em consideração, tanto devido aos modelos computacionais implementados, e também um entendimento prévio do funcionamento desses tipos de *hardwares*.

A emulação de curto-circuitos em redes elétricas baseada em conversores de potência conectados em derivação em uma rede elétrica hipotética apresentada em [14] se mostra promissora. O conversor em derivação é controlado de forma a representar uma impedância virtual entre as fases e o terra ou entre fases. As limitações desse método incluem a possibilidade de emulação de faltas apenas no nó onde o conversor está conectado, e a limitação da variação de cenários, já que é necessário a representação de uma rede elétrica hipotética com equipamentos reais.

Emuladores de redes elétricas utilizando conversores fonte de tensão são apresentados em [15] e [16]. A metodologia apresentada em [15], permite representar curto-circuito trifásico em uma única linha de transmissão ao longo de todo o seu comprimento, ou em uma das diversas linhas conectadas em paralelo. A utilização dessa metodologia permite criar uma rede elétrica de escala reduzida com diversos conversores fonte de tensão, onde cada conversor representa um equipamento específico (e.g., máquinas síncronas, cargas e linhas de transmissão). Para o caso específico de linhas de transmissão, são utilizados conversores conectados em esquema *back-to-back*. Em [16] é utilizado um modelo de linha de parâmetros distribuídos para solução no domínio do tempo das correntes em cada terminal da LT. Para a emulação da linha, também são empregados dois conversores fonte de tensão em esquema *back-to-back*. Além disso, um conversor extra é utilizado como retificador para dar suporte aos requisitos de fluxo de potência bidirecional entre os conversores *back-to-back* e manter a tensão no elo cc constante. O restante da rede são considerados como equivalentes de Thévenin, representando as tensões nos terminais da LT, onde cada fonte equivalente também é emulada por conversores fonte de tensão. As limitações dessas propostas incluem custo elevado de implementação, devido à estrutura de hardware necessária, a possibilidade de representar apenas um tipo de curto-circuito no caso de [15], e no caso de [16] a complexidade da implementação do modelo computacional de uma linha com parâmetros distribuídos no controlador dos conversores.

1.3 Lista de Publicações

Durante o desenvolvimento dessa pesquisa, foi gerado o seguinte artigo com relação a modelagem do relé de distância que foi utilizado nessa dissertação para validação da ferramenta de testes proposta:

 PINHEIRO, P. H. B. S.; SANTOS, M. H. M. N., COLOMBINI, A. C.; FRANÇA, B. W.; FORTES, M. Z. Detailed Modeling and Analysis of Digital Mho Distance Relay with Single-Pole Operation. *Acta Polytechnica*, 2021.

1.4 Estrutura da Dissertação

O desenvolvimento dessa dissertação e a validação do dispositivo proposto será feito através de modelagem computacional utilizando o software PSCAD/EMTDC. Para a validação completa, foi desenvolvido o modelo de um SEP equivalente do SIN para a simulação de faltas na linha de transmissão Serra da Mesa - Samambaia C3.

O amplificador de potência proposto, utilizando conversores cc/ca trifásico, foi modelado em ambiente PSCAD/EMTDC. Deste modo, foram reproduzidos diferentes sinais de tensão e corrente de faltas simuladas, através dos conversores para verificar os seguintes requisitos: fidelidade dos sinais de saída do inversor em comparação com os sinais de referência, resposta dos controladores de tensão e corrente para variações de estado dos sinais de tensão e corrente, e por fim a correta atuação do algoritmo de proteção de distância.

A estrutura da dissertação se dá no seguinte formato, o Capítulo 2 traz uma revisão de literatura sobre linhas de transmissão e proteção de distância. O Capítulo 3 descreve o modelo computacional do SEP desenvolvido. O Capítulo 4 descreve o modelo do relé de distância desenvolvido para testar o dispositivo proposto. O amplificador de potência é detalhado no Capítulo 5, os testes realizados e os resultados são apresentados no Capítulo 6. Conclusão e trabalhos futuros são apresentados no Capítulo 7.

Capítulo 2

Proteção de Linhas de Transmissão

As LTs são utilizadas para a transporte de energia elétrica entre a unidade geradora e o ponto de conexão da rede de distribuição, onde a energia elétrica é entregue aos consumidores finais. Os principais componentes de uma LT são: estruturas de suporte, condutores, para-raios, isoladores e ferragens [17]. As distâncias envolvidas podem ser muito longas, e as LTs podem atravessar uma grande variedade de ambientes. As linhas devem ser capazes de operar confiavelmente em todas condições ambientais que podem experimentar e devem causar o mínimo de impacto ambiental possível nesses locais [18].

Para alcançar condições adequadas de operação são necessários sistemas de proteção sofisticados. Esses devem garantir rápidas eliminações de condições indesejadas e a restauração completa da rede elétrica em pequenos intervalos de tempo.

Esse capítulo traz uma breve revisão sobre linhas de transmissão de energia elétrica na Seção 2.1. Posteriormente, a Seção 2.2 aborda o tema de proteção de LTs, focando principalmente na função de proteção de distância, 21.

2.1 Linhas de Transmissão

Para estudos em regime permanente, uma linha de transmissão genérica pode ser representada através da utilização do modelo π [19]. O modelo π para uma linha monofásica ou para um modo de propagação de onda (e.g., representação em sequência positiva), é detalhado na Figura 2.1. Os parâmetros elétricos principais desse modelo são a impedância série $Z_{série}^{1}$ e admitância shunt Y_{shunt} , sendo que esses parâmetros são distribuídos uniformemente ao longo de todo o comprimento das LTs. A impedância série $Z_{série}$ é com-

¹Formato adotado para representação de números complexos

posta de uma parte real R e uma parte imaginária X_L , conforme (2.1), ela é responsável pela queda de tensão série ao longo do comprimento da LT [20].



Figura 2.1: Modelo π para linha de transmissão monofásica.

$$Z_{s\acute{e}rie} = R + jX_L \quad (\Omega/km) \tag{2.1}$$

Onde:

R - Resistência da LT (Ω/km)

 X_L - Reatância indutiva da LT (Ω/km)

A admitância em derivação Y_{shunt} é composta de uma susceptância B em paralelo com uma condutância G, resultando em (2.2), onde a susceptância B tem relação com as correntes de carregamento da linha, e a condutância G tem relação com as perdas devido a correntes de dispersão entre condutores ou entre condutores e terra [20].

$$Y_{shunt} = G + jB \quad (S/km) \tag{2.2}$$

Onde:

G - Condutância shunt da LT (S/km)

B - Susceptância shunt (S/km)

Um detalhe a ser observado na Figura 2.1 são as tensões e correntes nos terminais da LT, onde \dot{V}_s^2 e \dot{I}_s são a tensão e corrente no terminal transmissor da linha. \dot{V}_r e \dot{I}_r são a tensão e corrente no terminal receptor. A depender do comprimento da LT analisada, podem ser adotadas algumas considerações no modelo π . Essas considerações alteram a

²Formato adotado para representação de fasores

relação entre as tensões e correntes da linha em estudo, gerando modelos distintos para linhas curtas, médias e longas. Conforme descrito em [20], linhas curtas são consideradas para distâncias de até 25 km, linhas médias entre 25 e 250 km e linhas longas são consideradas para distâncias acima de 250 km. Algumas literaturas (e.g., [6]) adotam definições de linhas curtas, médias e longas relacionando o comprimento da LT com a sua classe de tensão. As simplificações feitas para cada tipo de linha de transmissão, segundo [20], são as que seguem:

• Linhas curtas: Podem ser representadas apenas pela sua impedância série, sendo a admitância *shunt* desprezada. Neste caso, a relação entre tensão e corrente do lado transmissor e do lado do receptor são detalhadas em (2.3) e (2.4), respectivamente.

$$\dot{V}_s = \dot{V}_r + Z_{s\acute{e}rie}\dot{I}_r \quad (V) \tag{2.3}$$

Onde:

- \dot{V}_s Tensão do terminal transmissor da LT (V)
- \dot{V}_r Tensão do terminal receptor da LT (V)
- I_r Corrente do terminal receptor da LT (A)

$$\dot{I}_s = \dot{I}_r \quad (A) \tag{2.4}$$

Onde:

- \dot{I}_s Corrente do terminal transmissor (A)
- Linhas médias: Para as LTs médias na frequência fundamental, é utilizado o circuito π nominal, conforme mostrado na Figura 2.1. Dessa forma, as relações entre tensão e corrente dos terminais transmissor e receptor podem ser detalhadas por (2.5) e (2.6).

$$\dot{V}_s = \left(1 + \frac{Y_{shunt} Z_{s\acute{e}rie}}{2}\right) \dot{V}_r + Z_{s\acute{e}rie} \dot{I}_r \quad (V)$$
(2.5)

$$\dot{I}_s = Y_{shunt} \left(1 + \frac{Y_{shunt} Z_{s\acute{e}rie}}{4} \right) \dot{V}_r + \left(1 + \frac{Y_{shunt} Z_{s\acute{e}rie}}{2} \right) \dot{I}_r \quad (A)$$
(2.6)

• Linhas longas: Para linhas longas é necessário a utilização do modelo π hiberpólico. Esse modelo faz a correção hiperbólica dos seus parâmetros longitudinais e transversais (i.e., $Z_{série} \in Y_{shunt}$). Isso é feito para a correta representação dos efeitos de parâmetros distribuídos em linhas longas. Essa correção hiperbólica é detalhada em [21] da seguinte forma: primeiro é necessário calcular a impedância característica Z_c e a constante de propagação γ da LT. Sendo $Z_{s\acute{e}rie}$ e Y_{shunt} a impedância série e admitância *shunt* por unidade de comprimento, Z_c e γ podem ser calculados por (2.7) e (2.8), respectivamente.

$$Z_c = \sqrt{\frac{Z_{s\acute{e}rie}}{Y_{shunt}}} \quad (\Omega) \tag{2.7}$$

$$\gamma = \sqrt{Z_{s\acute{e}rie}Y_{shunt}} \quad (m^{-1}) \tag{2.8}$$

Nesse caso, para linhas aéreas operando na frequência fundamental, 60 Hz, G em (2.2) pode ser desprezada [20]. Em seguida, a impedância série e a admitância *shunt* total, corrigidas hiperbolicamente, podem ser calculadas usando (2.9) e (2.10), respectivamente.

$$Z'_{s\acute{e}rie} = Z_c senh(\gamma l) \quad (\Omega) \tag{2.9}$$

Onde:

 $Z_{s\acute{e}rie}'$ - Impedância série corrigida hiperbolicamente (Ω)

 Z_c - Impedância característica da LT (Ω)

 γ - Constante de propagação (m^{-1})

l - Comprimento da LT (m)

$$Y'_{shunt} = \frac{2}{Z_c} \tanh\left(\frac{\gamma l}{2}\right) \quad (S) \tag{2.10}$$

Onde:

 Y'_{shunt} - Admitância shunt corrigida hiperbolicamente (S)

Para a representação adequada de uma linha de transmissão trifásica, é necessária a obtenção de suas matrizes de impedância série e admitância em derivação. Através dessas matrizes é possível obter as impedâncias e admitâncias de cada fase em um sistema polifásico, bem como as impedâncias e admitâncias mútuas devido ao acoplamento eletromagnético existente entre as fases.

A matriz de impedância série de uma linha de transmissão aérea trifásica, que relaciona as quedas de tensão dos condutores de fase às correntes de fase, é representada por (2.11) [20], [22]. Caso a linha de transmissão em estudo não seja completamente transposta, a matriz de impedância série em (2.11) tende a ser desbalanceada, gerando desequilíbrio entre as fases do sistema.

$$[Z_{s\acute{e}rie}] = \begin{bmatrix} Z_{aa} & Z_{ab} & Z_{ac} \\ Z_{ab} & Z_{bb} & Z_{bc} \\ Z_{ac} & Z_{bc} & Z_{cc} \end{bmatrix} \quad (\Omega/km)$$
(2.11)

Para a matriz $k \times m$ em (2.11), os elementos Z_{kk} representam as impedâncias próprias por fase e os elementos Z_{km} para $k \neq m$ representam as impedâncias mútuas entre as fases do sistema. Quando ocorre um ciclo completo de transposição na linha de transmissão, são calculados os valores médios dos elementos diagonais e fora da diagonal em (2.11) para obter (2.12) [20]. Os valores médios das impedâncias próprias por fase são calculados usando (2.13), e o valor médio das impedâncias mútuas usando (2.14).

$$[\hat{Z}_{s\acute{e}rie}] = \begin{bmatrix} \hat{Z}_{aa} & \hat{Z}_{ab} & \hat{Z}_{ab} \\ \hat{Z}_{ab} & \hat{Z}_{aa} & \hat{Z}_{ab} \\ \hat{Z}_{ab} & \hat{Z}_{ab} & \hat{Z}_{aa} \end{bmatrix} \quad (\Omega/km)$$
(2.12)

$$\hat{Z}_{aa} = \frac{1}{3} \Big(Z_{aa} + Z_{bb} + Z_{cc} \Big) \quad (\Omega/km)$$
 (2.13)

$$\hat{Z}_{ab} = \frac{1}{3} \Big(Z_{ab} + Z_{ac} + Z_{bc} \Big) \quad (\Omega/km)$$
 (2.14)

A representação da matriz de admitância em derivação para uma LT aérea trifásica pode ser feita considerando uma superfície de terra, abaixo dos condutores, plana e perfeitamente condutora. Com isso, é possível adotar o método das imagens, descrito em [20], durante os cálculos de admitância, para considerar o efeito do plano de terra. Através desse método, o plano de terra é substituído por condutores imagens com cargas elétricas opostas aos condutores de fase, os quais possuem cargas elétricas positivas. A matriz resultante desse método, detalhada em (2.15), relaciona as cargas dos condutores de fase às tensões fase-neutro do sistema.

$$[C_{shunt}] = \begin{bmatrix} C_{aa} & C_{ab} & C_{ac} \\ C_{ab} & C_{bb} & C_{bc} \\ C_{ac} & C_{bc} & C_{cc} \end{bmatrix}$$
(F/km) (2.15)

 $[C_{shunt}]^3$ é a matriz de capacitâncias do sistema, sendo os termos diagonais C_{aa} , C_{bb} e C_{cc} positivos, e os termos fora da diagonal principal negativos [20]. Para um sistema completamente transposto, é necessário fazer o cálculo da média dos elementos da diagonal principal e fora da diagonal principal da matriz de potencial, dada em (2.16). O cálculo dos valores médios para os elementos da diagonal principal são descritos em (2.17). A média dos elementos fora da diagonal principal é descrita em (2.18). A partir dos valores médios calculados, obtêm-se a matriz de potêncial para uma LT completamente transposta, dado por (2.19). Invertendo a matriz de potencial em (2.19), é obtida a matriz de capacitâncias em derivação para LT transposta em (2.20) [6].

$$[P] = [C_{shunt}]^{-1} = \begin{bmatrix} P_{aa} & P_{ab} & P_{ac} \\ P_{ab} & P_{bb} & P_{bc} \\ P_{ac} & P_{bc} & P_{cc} \end{bmatrix} \quad (km/F)$$
(2.16)

$$\hat{P}_{aa} = \frac{1}{3} \Big(P_{aa} + P_{bb} + P_{cc} \Big) \quad (km/F)$$
(2.17)

$$\hat{P}_{ab} = \frac{1}{3} \Big(P_{ab} + P_{bc} + P_{ac} \Big) \quad (km/F)$$
(2.18)

$$[\hat{P}] = \begin{bmatrix} \hat{P}_{aa} & \hat{P}_{ab} & \hat{P}_{ab} \\ \hat{P}_{ab} & \hat{P}_{aa} & \hat{P}_{ab} \\ \hat{P}_{ab} & \hat{P}_{ab} & \hat{P}_{aa} \end{bmatrix} \quad (km/F)$$
(2.19)

$$[\hat{C}_{shunt}] = [\hat{P}]^{-1} = \begin{bmatrix} \hat{C}_{aa} & \hat{C}_{ab} & \hat{C}_{ab} \\ \hat{C}_{ab} & \hat{C}_{aa} & \hat{C}_{ab} \\ \hat{C}_{ab} & \hat{C}_{ab} & \hat{C}_{aa} \end{bmatrix} \quad (F/km)$$
(2.20)

Calculada as capacitâncias do sistema e desprezando as condutâncias, a matriz de admitância em derivação pode ser representada por (2.21) ou, para um sistema completamente transposto, por (2.22).

$$[Y_{shunt}] = j\omega \begin{bmatrix} C_{aa} & C_{ab} & C_{ac} \\ C_{ab} & C_{bb} & C_{bc} \\ C_{ac} & C_{bc} & C_{cc} \end{bmatrix}$$
(S/km) (2.21)

³Formato adotado para representação de matrizes

$$[\hat{Y}_{shunt}] = j\omega \begin{bmatrix} \hat{C}_{aa} & \hat{C}_{ab} & \hat{C}_{ab} \\ \hat{C}_{ab} & \hat{C}_{aa} & \hat{C}_{ab} \\ \hat{C}_{ab} & \hat{C}_{ab} & \hat{C}_{aa} \end{bmatrix}$$
(S/km) (2.22)

Onde:

f - Frequência fundamental (Hz).

Para proteção de distância, esses parâmetros elétricos são necessários para a configuração do relé que está protegendo a LT. Os parâmetros adotados para essa configuração são expressos em suas componentes de *Fortescue*, ou componentes simétricas, mais especificamente, as impedâncias de sequência positiva Z_1 , de sequência negativa Z_2 e de sequência zero Z_0 da LT. A obtenção desses parâmetros para linhas de transmissão aéreas trifásicas é feita através da transformação da matriz de impedância no domínio de fase para matriz de impedância em componentes simétricas. Como visto em [20], as matrizes de transformação necessárias para esse processo são a matriz de transformação de componentes simétricas e a matriz de transformação inversa de componentes simétricas. Essas são demonstradas em (2.23) e (2.24), respectivamente.

$$[A] = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix}$$
(2.23)
$$[A]^{-1} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix}$$
(2.24)

Onde:

 $a = 1 \angle 120^{\circ}$

A transformação para componentes simétricas de uma matriz de impedância de uma LT trifásica não transposta, detalhada em (2.11), é feita usando (2.25) [20]. Expandindo (2.25) resulta em (2.26).

$$[Z_s] = [A]^{-1} [Z_{s\acute{e}rie}] [A] \quad (\Omega/km)$$
(2.25)
$$\begin{bmatrix} Z_s \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \begin{bmatrix} Z_{aa} & Z_{ab} & Z_{ac} \\ Z_{ab} & Z_{bb} & Z_{bc} \\ Z_{ac} & Z_{bc} & Z_{cc} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix}$$

$$= \begin{bmatrix} Z_0 & Z_{01} & Z_{02} \\ Z_{10} & Z_1 & Z_{12} \\ Z_{20} & Z_{21} & Z_2 \end{bmatrix} (\Omega/km)$$
(2.26)

Em (2.26), os elementos da diagonal principal da matriz de sequência $[Z_s]$ são as impedâncias próprias das redes de sequência zero, positiva e negativa, respectivamente. Enquanto que os elementos fora da diagonal principal são as impedâncias mútuas entre as redes de sequência [20].

Para o caso da transformação da matriz de impedância no domínio de fase de uma LT completamente transposta, a matriz de impedância de sequências torna-se diagonal. Isso ocorre devido a matriz de impedância no domínio de fase pra uma LT completamente transposta, $[\hat{Z}_{s\acute{e}rie}]$, ser balanceada, como apresentado em (2.27).

$$\hat{Z}_{s}] = [A]^{-1} [\hat{Z}_{s\acute{e}rie}][A]$$

$$= \begin{bmatrix} Z_{0} & 0 & 0 \\ 0 & Z_{1} & 0 \\ 0 & 0 & Z_{2} \end{bmatrix} \quad (\Omega/km)$$

$$(2.27)$$

Uma observação importante para as matrizes de impedância de sequência em (2.26) e (2.27) é que sistemas de transmissão, em sua grande parte, são sistemas considerados equilibrados. Devido a isso, a impedância de sequência negativa Z_2 acaba possuindo o mesmo valor da impedância de sequência positiva Z_1 . Obtendo os parâmetros elétricos de impedância de sequência da LT a ser protegida é possível configurar corretamente o relé utilizado. Após essa breve revisão de parâmetros de LT, a seção 2.2 traz um detalhamento sobre as funções de proteção utilizadas em LTs.

2.2 Funções de Proteção Utilizadas em Linhas de Transmissão

O Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) é o órgão responsável pela operação do SIN. Através da consolidação de normas nacionais e internacionais, são propostas regras a serem seguidas necessárias para garantir o livre acesso às instalações de transmissão, a realização de atividades de planejamento e programação da operação eletroenergética, administração de serviços de transmissão de energia elétrica, propostas de ampliações e reforços para a rede básica, além de atividades de supervisão, coordenação e controle da operação do SIN [23]. A partir dessas regras, se constituem os Procedimentos de Rede (PR), sendo a parte responsável por requisitos mínimos para sistemas de proteção, registro de perturbações e teleproteção o submódulo 2.6 [24].

De acordo com o submódulo 2.6 dos PR [24], os sistemas de proteção de LT devem ser redundantes, ou seja, cada terminal da LT deve conter um conjunto de equipamentos de proteção principal e alternada, idênticos e independentes entre si. Esses conjuntos são compostos de dispositivos de proteção, de telecomunicações, relés auxiliares, painéis e demais acessórios.

De acordo com o ONS em [24], os sistemas de proteção de LTs devem considerar as seguintes funções de proteção:

- Função de distância (21/21N) para detecção de faltas entre fases e entre fases e terra;
- Função de sobrecorrente direcional residual (67N) e/ou de sequência negativa (67Q), com unidades instantâneas e temporizada;
- Detecção de perda de potencial para bloqueio e alarme das funções de proteção que dependem de informação de potencial;
- Detecção de falhas em eventuais zonas mortas;
- Detecção de faltas em trechos energizados de LT quando a chave isoladora estiver aberta e seus disjuntores fechados, *stub bus protection*, em terminais de LT conectados a barramentos com arranjo em anel ou disjuntor e meio;
- Energização sob falta, switch onto fault;

- Bloqueio das unidades de distância por oscilação de potência (68 OSB), de disparo por oscilação de potência (68 OST) e de perda de sincronismo (78 OST), possuindo as seguintes características:
 - a) Ajustes das unidades de impedância e dos temporizadores independentes;

b) Seleção do modo de disparo na entrada (*trip on way in*) ou na saída (*trip on way out*) da característica de medição;

c) Desbloqueio da função de bloqueio (68 OSB) para faltas assimétricas.

Para os casos de utilização de proteção diferencial de linha (87L), adiciona-se a necessidade de utilização de tecnologia de sincronização de tempo por *Global Positioning System* (GPS). Nos PR, são descritos critérios de aplicabilidade de cada função e algoritmo de proteção nos diversos tipos de LTs.

Para este trabalho, o enfoque é dado apenas para a função de proteção de distância, que será detalhada a seguir na Seção 2.2.1.

2.2.1 Proteção de Distância (21)

A função de proteção de distância é amplamente empregada para proteção de LTs. Os relés de distância comparam tensões e correntes para criar um plano de impedância e características direcionais. As técnicas numéricas são os meios mais recentes utilizados para implementar as funções de proteção em geral [25], incluindo a proteção de distância, descrita a seguir.

O princípio básico de funcionamento de um relé de distância é sua resposta à impedância medida entre a localização do relé, no terminal da LT, e a localização da falta ao longo do comprimento da linha protegida. A impedância da LT sendo razoavelmente constante, esses relés atuam caso a distância estimada durante uma falta na LT esteja abaixo de um limiar configurado [26].

Os relés de distância possuem imprecisões para detecção de faltas no terminal remoto, ou seja, não é possível proteger 100% da LT com segurança. Para superar essas limitações, são utilizadas mais de uma zona de proteção. Sendo assim, é possível proteger a linha de transmissão em sua totalidade e fornecer proteção de retaguarda para LTs adjacentes, em caso de falha do sistema de proteção principal destas.

As zonas de proteção de um relé de distância se dividem em duas categorias para faltas diretas (i.e., faltas que acontecem à frente da localização do relé): zona 1 e zona 2. Normalmente também se utiliza uma terceira zona de proteção para faltas reversas, ou seja, faltas que acontecem atrás da localização do relé. A função de proteção de distância utiliza limites para as grandezas elétricas medidas, essas definem uma região com características operacionais adequadas. Caso o limite de determinada região seja violado, o relé irá enviar o sinal de disparo para abertura do seu respectivo disjuntor, eliminando a condição de falta existente. As principais características existentes para proteção de distância são [26]:

- Relés de impedância;
- Relés de admitância;
- Relés de reatância;
- Relés quadrilaterais.

Essas características são descritas em um diagrama de coordenadas cartesianas, conhecido como diagrama R-X. Nesse diagrama, o eixo das ordenadas é referente a parte imaginária da impedância, a reatância série X, da LT, enquanto que o eixo das abscissas é referente a parte real da impedância, a resistência série R, da LT. A Figura 2.2 detalha as características mais comuns para relés de distância.



(a) Relé de impedância (b) Relé de admitância (c) Relé de reatância (d) Relé quadrilateral

Figura 2.2: Tipos de características de relés de distância.

Ressalta-se que entre os relés mostrados na Figura 2.2, atualmente nos relés digitais, as características mais utilizadas são as de admitância e quadrilateral [27], [28]. Assim, o foco se manterá nesses dois tipos de relés apenas. As Seções 2.2.1.1 e 2.2.1.2 detalham as características de admitância e quadrilateral, respectivamente.

2.2.1.1 Característica de Admitância

A característica de admitância, mostrada na Figura 2.3, também conhecida como mho, utiliza apenas um comparador por zona de proteção para detectar se há ou não uma falta na LT protegida.

Os autores em [29] detalham o funcionamento da característica de distância mho, com base no diagrama mostrado na Figura 2.3. O diâmetro da característica de admitância corresponde à impedância de sequência positiva da LT protegida, Z_{LT} , além do alcance definido para a zona de proteção específica. Esse diâmetro para um elemento mho autopolarizado parte da origem do plano de impedância e vai até o alcance configurado Z_r para localização de faltas ideais.

O alcance Z_r é definido dependendo da zona de proteção utilizada. A zona 1 de proteção, pode ser configurada com um alcance de 80% da impedância de sequência positiva da LT protegida. A zona 2 de proteção, pode ser configurada com um alcance de 120% da impedância de sequência positiva da LT protegida.

A impedância é calculada pelo relé através de fasores de tensão e corrente, e é atualizada em cada intervalo de processamento do IED de proteção. O elemento mho possui duas condições de funcionamento, condição de restrição e de operação, essas condições são detalhadas mais a frente. A condição de restrição é mantida até que a impedância medida por um dos *loops* de falta se encontre dentro da característica de operação. Os *loops* de falta são equações responsáveis pelo cálculo da impedância de sequência positiva da LT durante uma falta para cobrir os possíveis tipos de falta em um sistema elétrico, isso é descrito com mais detalhes posteriormente. Caso a impedância medida se insira dentro da característica de operação, ocorre a operação da função de distância para poder eliminar a condição de falta existente.



Figura 2.3: Elemento mho auto-polarizado.

Para um sistema trifásico, existem 11 tipos de faltas possíveis envolvendo defeitos entre fases e entre fases envolvendo a terra, sendo esses detalhados na Tabela 2.1. Devido à variedade de tipos de faltas possíveis, os relés de distância devem estar disponíveis para responder às tensões e correntes associadas a seis diferentes *loops* de falta.

Os *loops* de falta necessários para que um relé de distância consiga cobrir todos os tipos de faltas existentes são para faltas entre fases (AB, BC, CA) e para faltas envolvendo a terra (AG, BG, CG) [30].

| Tipos de Falta | Fases Envolvidas |
|----------------------------|------------------|
| Faltas Fase - Terra | AG, BG, CG |
| Faltas Fase - Fase | AB, BC, AC |
| Faltas Trifásicas | ABC |
| Faltas Fase - Fase - Terra | ABG, BCG, ACG |
| Faltas Trifásicas - Terra | ABCG |

Tabela 2.1: Tipos de Falta em Sistema Trifásico

Através da utilização desses *loops* de falta, é possível calcular a impedância de sequência positiva para um determinado tipo de falta possível em um sistema trifásico. O comparador da característica mho verifica se a impedância medida está ou não dentro da área de operação. As equações de cálculo da impedância de sequência positiva, para cada *loop* de falta, em um elemento mho auto-polarizado, são dadas na Tabela 2.2 [30].

| Loop de Falta | Equações |
|---------------|---|
| AG | $\dot{V}_A/(\dot{I}_A+K_0$. $\dot{I}_R)$ |
| BG | $\dot{V}_B/(\dot{I}_B+K_0$. $\dot{I}_R)$ |
| CG | $\dot{V}_C/(\dot{I}_C+K_0$. $\dot{I}_R)$ |
| AB | $(\dot{V}_A - \dot{V}_B)/(\dot{I}_A - \dot{I}_B)$ |
| BC | $(\dot{V}_B - \dot{V}_C)/(\dot{I}_B - \dot{I}_C)$ |
| CA | $(\dot{V}_C - \dot{V}_A)/(\dot{I}_C - \dot{I}_A)$ |

Tabela 2.2: Loops de Falta

Uma observação importante a se destacar na Tabela 2.2, é que para os *loops* de faltas envolvendo a terra, o termo \dot{I}_R se refere a corrente residual do sistema, dado em (2.28). O termo K_0 se refere ao fator de compensação de sequência zero, dado por (2.29).

$$\dot{I}_R = 3\dot{I}_0 = \dot{I}_A + \dot{I}_B + \dot{I}_C \quad (A)$$
(2.28)

Onde:

 I_0 - Corrente de sequência zero (A)

 \dot{I}_A - Corrente da fase A (A)

 \dot{I}_B - Corrente da fase B (A)

 \dot{I}_C - Corrente da fase C (A).

$$K_0 = \frac{Z_0 - Z_1}{3Z_1} \tag{2.29}$$

Onde:

 Z_0 - Impedância de sequência zero da LT (Ω)

 Z_1 - Impedância de sequência positiva da LT (Ω)

Para os *loops* de falta envolvendo a terra apresentados na Tabela 2.2, são utilizados a corrente residual e o fator de compensação de sequência zero como detalhados em (2.28) e (2.29), respectivamente. Entretanto algumas literaturas (e.g., [26]) adotam a corrente de sequência zero \dot{I}_0 , dada em (2.30), no lugar da corrente residual. Com a utilização de \dot{I}_0 , o fator de sequência zero fica é modificado para o formato dado em (2.31).

$$\dot{I}_0 = \frac{\dot{I}_R}{3}$$
 (A) (2.30)

$$K_0 = \frac{Z_0 - Z_1}{Z_1} \tag{2.31}$$

Para falta monofásica, a utilização do fator de compensação de sequência zero K_0 e da corrente residual \dot{I}_R permite que elementos de distância de terra possam medir o alcance da impedância de sequência positiva, como descrito a seguir.

A derivação do fator K_0 é feita em [31] analisando a queda tensão através do condutor da fase A de uma LT trifásica balanceada, levando em conta as impedâncias próprias e mútuas da linha, como mostrado na Figura 2.4.



Figura 2.4: Linha de transmissão trifásica balanceada.

Primeiramente é analisada a queda de tensão através do condutor da fase A, dada em (2.32). A relação da impedância de sequência positiva Z_1 com as impedâncias próprias e mútuas da LT é descrita por (2.33). A equação que descreve a impedância mútua em função das impedâncias de sequência zero Z_0 e de sequência postivia Z_1 é mostrada em (2.34).

$$\dot{V}_A = Z_{própria} \cdot \dot{I}_A + Z_{m\acute{u}tua} \cdot (\dot{I}_B + \dot{I}_C) \quad (V)$$
(2.32)

$$Z_1 = Z_{pr\acute{o}pria} - Z_{m\acute{u}tua} \quad (\Omega) \tag{2.33}$$

$$Z_{m\acute{u}tua}(Z_0, Z_1) = \frac{Z_0 - Z_1}{3} \quad (\Omega)$$
(2.34)

Adicionando e subtraindo o termo $(Z_{m\acute{u}tua}, \dot{I}_A)$ em (2.32), resulta em (2.35). É possível notar o surgimento dos seguintes termos: a corrente residual \dot{I}_R , a impedância de sequência positiva Z_1 e o fator K_0 .

$$\dot{V}_{A} = Z_{própria} \cdot \dot{I}_{A} - Z_{mútua} \cdot \dot{I}_{A} + Z_{mútua} \cdot (\dot{I}_{B} + \dot{I}_{C}) + Z_{mútua} \cdot \dot{I}_{A} \quad (V)$$

$$= (Z_{própria} - Z_{mútua}) \cdot \dot{I}_{A} + Z_{mútua} \cdot (\dot{I}_{A} + \dot{I}_{B} + \dot{I}_{C}) \quad (V) \qquad (2.35)$$

$$= (Z_{própria} - Z_{mútua}) \cdot \dot{I}_{A} + Z_{mútua} \cdot \dot{I}_{R} \quad (V)$$

Substituindo (2.33) e (2.34) em (2.35), resulta em (2.36). Dividindo todos os termos em (2.36) por Z_1 , o cálculo da impedância de sequência positiva para faltas envolvendo a

terra resulta em (2.37c).

$$\dot{V}_A = Z_1 \cdot \dot{I}_A + \left(\frac{Z_0 - Z_1}{3}\right) \cdot \dot{I}_R \quad (V)$$
 (2.36)

$$\frac{\dot{V}_A}{Z_1} = \frac{Z_1 \cdot \dot{I}_A}{Z_1} + \left(\frac{Z_0 - Z_1}{3}\right) \cdot \frac{\dot{I}_R}{Z_1} \quad (V)$$
(2.37a)

$$Z_{1} = \frac{\dot{V}_{A}}{\dot{I}_{A} + (\frac{Z_{0} - Z_{1}}{3Z_{1}}) \cdot \dot{I}_{R}} \quad (\Omega)$$
(2.37b)

$$Z_1 = \frac{V_A}{\dot{I}_A + K_0 \cdot \dot{I}_R} \quad (\Omega) \tag{2.37c}$$

A partir dessa descrição do fator de compensação K_0 , é possível concluir que esse fator faz relação com as impedâncias mútuas do sistema. Com os cálculos das impedâncias de sequência positiva detalhados, é possível determinar como ocorre a comparação no elemento mho auto-polarizado para determinar se há ou não falta na LT protegida.

Essa comparação pode ser feita através da utilização da impedância configurada, que determina o alcance de uma determinada zona de proteção, e a impedância de sequência positiva medida pelos *loops* de falta. Em [29] essa comparação é detalhada da seguinte forma: tendo a impedância de sequência positiva configurada para o alcance da zona de proteção Z_r , mostrado na Figura 2.3, e a impedância de sequência positiva, Z_1 , medida pelo relé através dos *loops* de falta, é calculado o vetor dZ, mostrado em (2.38).

$$dZ = Z_r - Z_1 \quad (\Omega) \tag{2.38}$$

A condição que determina se há falta na LT é dada por (2.39). Isso quer dizer o seguinte: se o ângulo δ , entre o vetor da impedância de sequência positiva calculado pelo IED e o vetor dZ, dado em (2.38), estiver entre -90° e $+90^{\circ}$, existe condição de falta no circuito. O ângulo δ é defindo por (2.40).

$$-90^{\circ} < \delta < +90^{\circ} \tag{2.39}$$

$$\delta = \angle dZ - \angle Z_1 \quad (^{\circ}) \tag{2.40}$$

Para um melhor entendimento, a Figura 2.5 ilustra os três casos possíveis do funcionamento da característica mho auto-polarizada.



Figura 2.5: Condições de operação da característica mho.

Essas condições podem ser resumidas como mostrado em (2.41), (2.42) e (2.43) [29].

• Condição de operação:

$$-90^{\circ} < \arg\left(\frac{dZ}{Z_1}\right) < +90^{\circ} \tag{2.41}$$

• Condição de restrição:

$$+90^{\circ} < \arg\left(\frac{dZ}{Z_1}\right) < -90^{\circ} \tag{2.42}$$

• Condição indeterminada:

$$\arg\left(\frac{dZ}{Z_1}\right) = \pm 90^{\circ} \tag{2.43}$$

O comparador da característica mho também pode ser expresso utilizando fasores de tensão e corrente. Essa comparação é feita através de um comparador cosseno com dois sinais de entrada, das quantidades de operação $(S_{OP} = \delta V)$ e de polarização $(S_{POL} = V_P)$, detalhado em (2.44) [25], [29], [30].

$$P = Re(S_{OP} \cdot S_{POL}^*) = Re[\delta V \cdot \dot{V}_P^*] = Re[(r \cdot Z_{LT} \cdot \dot{I} - \dot{V}) \cdot \dot{V}_P^*]$$
(2.44)

Onde:

$$\delta V = (r \centerdot Z_{LT} \centerdot \dot{I} - \dot{V})$$
- Tensão compensada da linha (V)

r - Alcance em por-unidade da zona de proteção (p.u.)

 Z_{LT} - Impedância de sequência positiva da linha (Ω)

I - Corrente do *loop* de falta (A)

 \dot{V} - Tensão medida do loop de falta (V)

 \dot{V}_{P}^{*} - Conjugado complexo da tensão de polarização (V)

Re - Parcela real da equação

Utilizando (2.44), caso P > 0, representa a região de operação da característica mho com alcance Z_r , caso P = 0 a impedância de falta se localiza em cima do círculo mho, por último para P < 0, a impedância medida está na região de restrição da característica mho [25].

O elemento de polarização da característica mho em (2.44) merece atenção especial. Dependendo do elemento de polarização escolhido, a proteção de distância pode ficar prejudicada considerando determinadas condições de falta. A característica mho autopolarizada, a depender da condição do fluxo de potência e elevada impedância de falta, apresenta problemas de subalcance ou problemas de sobrealcance, mais detalhes são apresentados em [30]. Além disso, esse tipo de polarização tem sua confiabilidade prejudicada durante faltas próximas ao terminal da LT. Quando são utilizadas as tensões em falta para polarização, próximo ao relé esse valor de tensão é tão pequeno que não consegue ser medido com precisão. Dessa forma, o ângulo desse termo não consegue ser mantido relativamente constante durante uma falta [29]. Para solucionar esse problema, é possível utilizar outros tipos de polarização existentes. Cada tipo de polarização possui suas vantagens específicas.

As possíveis escolhas de polarização para a característica mho, bem como comentários gerais sobre isso são detalhados em [25] e reproduzidos a seguir para um entendimento mais completo do tema.

• Característica mho auto-polarizada

Para a característica auto-polarizada, a própria tensão em falta é utilizada como quantidade de polarização. O elemento mho não possui expansão na sua característica, assim o diâmetro do círculo parte da origem e vai até o alcance configurado com relação ao comprimento da LT protegida. Sua operação não é segura para faltas com tensão zero, ou seja, faltas próximas ao relé de proteção, e possui operação insegura para faltas reversas durante condições de carregamento elevado. Necessita de um elemento direcional extra. Essa característica auto-polarizada é demonstrada na Figura 2.3. A Tabela 2.3 detalha os elementos de operação e polarização para o elemento mho auto-polarizado [32].

| Loop de Falta | Operação | Polarização |
|---------------|---|----------------|
| AG | $Z_r \cdot (\dot{I}_A + K_0 \cdot \dot{I}_R) - \dot{V}_A$ | \dot{V}_A |
| BG | $Z_r \cdot (\dot{I}_B + K_0 \cdot \dot{I}_R) - \dot{V}_B$ | \dot{V}_B |
| CG | $Z_r \cdot (\dot{I}_C + K_0 \cdot \dot{I}_R) - \dot{V}_C$ | \dot{V}_C |
| AB | Z_r . $\dot{I}_{AB} - \dot{V}_{AB}$ | \dot{V}_{AB} |
| BC | Z_r . $\dot{I}_{BC} - \dot{V}_{BC}$ | \dot{V}_{BC} |
| CA | Z_r . $\dot{I}_{CA} - \dot{V}_{CA}$ | \dot{V}_{CA} |

Tabela 2.3: Mho Auto-polarizado.

• Característica mho com polarização cruzada sem memória

Para o elemento mho com polarização cruzada sem memória, os elementos de operação e polarização são detalhados na Tabela 2.4 [32].

| <i>Loop</i> de Falta | Operação | Polarização |
|----------------------|---|----------------------|
| AG | $Z_r \cdot (\dot{I}_A + K_0 \cdot \dot{I}_R) - \dot{V}_A$ | j . \dot{V}_{BC} |
| BG | $Z_r \cdot (\dot{I}_B + K_0 \cdot \dot{I}_R) - \dot{V}_B$ | j . \dot{V}_{CA} |
| CG | $Z_r \cdot (\dot{I}_C + K_0 \cdot \dot{I}_R) - \dot{V}_C$ | j . \dot{V}_{AB} |
| AB | Z_r . $\dot{I}_{AB} - \dot{V}_{AB}$ | $-j$. \dot{V}_C |
| BC | $Z_r \cdot \dot{I}_{BC} - \dot{V}_{BC}$ | $-j$. \dot{V}_A |
| CA | Z_r . $\dot{I}_{CA} - \dot{V}_{CA}$ | $-j$. \dot{V}_B |

Tabela 2.4: Mho com Polarização Cruzada Sem Memória.

Esse tipo de polarização possui uma expansão de sua característica para faltas entre fases, porém não é seguro para faltas trifásicas, e possui problemas de segurança para faltas reversas durante condições de elevado carregamento.

Para faltas monofásicas, a polarização cruzada também expande a característica mho, além disso possui operação confiável para faltas fase-terra com tensão zero. Suas desvantagens incluem a necessidade de um elemento direcional extra, além de requerer estudos de segurança de polo aberto para aplicações de *trip* monopolar. A característica mho com polarização cruzada expandida, comparada com o elemento mho auto-polarizado é detalhada na Figura 2.6.



Figura 2.6: Elemento mho com polarização cruzada.

• Característica mho com polarização cruzada de memória

Comparado com a característica mho com polarização cruzada sem memória, as principais diferenças são: quando usada em elementos de fase, com a utilização de um filtro de memória, a operação desse elemento para faltas trifásicas com tensão zero se torna confiável até que a memória de polarização se expire. Aplicações para *trip* monopolar requerem estudos para segurança de polo aberto e a expansão da característica se dá na mesma proporção para a polarização cruzada sem memória. As quantidades de operação e polarização são detalhadas na Tabela 2.5 [32], o termo "mem" nos elementos de polarização se referem à memória.

| Loop de Falta | Operação | Polarização |
|---------------|---|--------------------------|
| AB | Z_r . $\dot{I}_{AB} - \dot{V}_{AB}$ | $-j$. $\dot{V}_{C,mem}$ |
| BC | Z_r . $\dot{I}_{BC} - \dot{V}_{BC}$ | $-j$. $\dot{V}_{A,mem}$ |
| CA | $Z_r \cdot \dot{I}_{CA} - \dot{V}_{CA}$ | $-j$. $\dot{V}_{B,mem}$ |

Tabela 2.5: Mho com Polarização Cruzada de Memória

• Polarização de sequência positiva com memória

A polarização de sequência positiva de memória é o tipo de polarização que mais expande a característa mho [29]. Sua característica possui operação confiável para faltas trifásicas com tensão zero, tanto para faltas entre fases e faltas envolvendo a terra. É também a característica que possui a melhor segurança para esquemas de *trip* monopolar. Sua desvantagem inclui requerer elemento direcional adicional, devido a problemas de segurança para faltas reversas durante períodos de carregamento elevado.

Essa expansão do elemento mho com polarização de sequência positiva , mostrada na Figura 2.7, parte do valor de impedância da fonte de tensão de Thévenin do sistema atrás da localização do relé, Z_{fonte} , até o alcance configurado no relé Z_r [29], [33]. Um dos benefícios dessa expansão dinâmica é o aumento inicial da cobertura resistiva para faltas com impedância, sem alterar o ponto de alcance configurado [29]. A Tabela 2.6 detalha os elementos de operação e polarização para os seis *loops* de falta utilizados para proteção de distância de sistemas trifásicos [33].

| Loop de Falta | Operação | Polarização |
|---------------|---|-------------------------------|
| AG | $Z_r \cdot (\dot{I}_A + K_0 \cdot \dot{I}_R) - \dot{V}_A$ | $\dot{V}_{A1,mem}$ |
| BG | $Z_r \cdot (\dot{I}_B + K_0 \cdot \dot{I}_R) - \dot{V}_B$ | $a^2 \dot{V}_{A1,mem}$ |
| CG | $Z_r \cdot (\dot{I}_C + K_0 \cdot \dot{I}_R) - \dot{V}_C$ | $a\dot{V}_{A1,mem}$ |
| AB | Z_r . $\dot{I}_{AB} - \dot{V}_{AB}$ | $-j$. $a\dot{V}_{A1,mem}$ |
| BC | Z_r . $\dot{I}_{BC} - \dot{V}_{BC}$ | $-j$. $\dot{V}_{A1,mem}$ |
| CA | Z_r . $\dot{I}_{CA} - \dot{V}_{CA}$ | $-j$. $a^2 \dot{V}_{A1,mem}$ |

Tabela 2.6: Mho com Polarização de Sequência Positiva de Memória



Figura 2.7: Característica mho com polarização de sequência positiva.

Em [29], o termo Z_P , mostrado na Figura 2.7, se refere a impedância de polarização. Esta pode ser calculada dividindo a tensão de sequência positiva $V_{1,mem}$ pela corrente do *loop* de falta. Ignorando efeitos de fluxo de carga, $V_{1,mem}$ inicialmente é igual à tensão da fonte de Thévenin do sistema. Nesse caso, Z_P é igual à impedância da fonte mais a impedância aparente medida pelo relé até a falta, Z_1 . Com o auxílio da Figura 2.7, é possível ver que a impedância da localização do relé na origem até a cauda do vetor Z_P resulta na impedância da fonte Z_{fonte} , detalhado em (2.45).

$$Z_P - Z_1 = Z_{fonte} \quad (\Omega) \tag{2.45}$$

Após essa breve revisão da característica de admitância para proteção de distância, a Seção 2.2.1.2 detalha o funcionamento da característica quadrilateral.

2.2.1.2 Característica Quadrilateral

A característica quadrilateral, diferente de outras características utilizadas para a proteção de distância, é disponível apenas em relés estáticos e nos modernos relés digitais [26]. Essa seção descreve as equações que modelam essa característica, focando em relés digitais.

A característica quadrilateral é frequentemente utilizada para proteção de faltas à terra, e também faltas entre fases de linhas curtas [34]. Essa característica requer a implementação de três elementos distintos para seu funcionamento correto. Esses elementos são os que seguem: elemento de reatância, elemento de resistência, e um elemento direcional [35]. A atuação da proteção de distância ocorre quando todos os elementos operam. A operação dos elementos de reatância e resistência é supervisionada pelo elemento direcional. Essa supervisão é utilizada para distinguir entre faltas diretas e reversas no sistema de potência protegido. A Figura 2.8 detalha a característica quadrilateral destacando cada elemento que compõe a característica.



Figura 2.8: Característica quadrilateral.

• Elemento de reatância

O elemento de reatância usa um comparador tipo seno para testar o ângulo θ entre a tensão compensada da linha δV , mostrada em (2.44), e uma corrente de polarização I_P , esse comparador é descrito em (2.46) [34].

$$Q = Im[\delta V \cdot \dot{I}_{P}^{*}]$$

= $Im[(Z_{r} \cdot \dot{I} - \dot{V}) \cdot \dot{I}_{P}^{*}]$ (2.46)

Onde:

Im - Parcela imaginária da equação

Em (2.46), as condições de operação para o elemento de reatância são definidos para Q < 0 (região acima da linha de reatância), Q = 0 (linha de reatância por si própria), e por último Q > 0 (área abaixo da linha de reatância) [25]. Também é possível usar (2.47), derivado de (2.46), para calcular a distância para a falta em por unidade (p.u.). Assim, o elemento de reatância compara m com uma configuração de alcance definida [34].

$$m = \frac{Im[\dot{V} \cdot \dot{I}_P^*]}{Im[Z_{LT} \cdot \dot{I} \cdot \dot{I}_P^*]} \quad (p.u.)$$

$$(2.47)$$

Onde:

m - Distância para a falta em p.u. da impedância de sequência positiva da LT, Z_{LT} .

Como corrente de polarização \dot{I}_P , em (2.46), podem ser utilizadas a corrente de sequência negativa \dot{I}_2 ou a corrente de sequência zero \dot{I}_0 [34]. Isso é feito para eliminar influências de fluxo de carga devido à correntes de fase ou de sequência positiva, sendo que para um fluxo de potência direto o elemento de reatância sobrealcança e para fluxo de potência reverso ele subalcança. Para faltas trifásicas, podem ser usadas correntes de fase para polarização. Isso introduz uma linha com inclinação fixa na característica de reatância para prevenir sobrealcance.

Em [34], é mostrado que sistemas de potência não homogêneos⁴ também causam erros de medição no elemento de reatância. Logo, é proposto (2.48) para introduzir uma inclinação fixa na característica de reatância e reduzir esse erro.

 $^{^4\}mathrm{Um}$ sistema é não homogêne
o quando os ângulos de impedância das fontes e da linha não são os mes
mos [36].

$$m_{(ohms)} = mZ_{LT} = \frac{Im[\dot{V} \cdot (\dot{I}_P \cdot 1 \angle T)^*]}{Im[1 \angle Z_{LT}ANG \cdot \dot{I} \cdot (\dot{I}_P \cdot 1 \angle T)^*]} \quad (\Omega)$$
(2.48)

Onde:

 $Z_{LT}ANG$ - Configuração do ângulo de sequência positiva da LT protegida

T - Configuração de ângulo que inclina a característica de reatância

• Elemento de resistência

O elemento de resistência do relé de distância quadrilateral é utilizado para dar uma melhor cobertura resistiva para faltas de impedância elevada. São utilizadas determinadas equações que fazem estimativas da resistência de falta para gerar uma condição de operação, ou também podem ser geradas condições de operação através de comparações de configuração de alcance.

Para um relé quadrilateral de terra, é apresentado um método do cálculo da resistência de falta em [25], [34] e [36] utilizando (2.49).

$$R_F = \frac{Im[\dot{V}_{\phi} \cdot \left(1 \angle Z_{LT} \cdot (\dot{I}_{\phi} + K_0 \cdot \dot{I}_R)\right)^*]}{Im[\frac{3}{2} \cdot (\dot{I}_2 + \dot{I}_0) \cdot \left(1 \angle Z_{LT} \cdot (\dot{I}_{\phi} + K_0 \cdot \dot{I}_R)\right)^*]}$$
(2.49)

Onde:

 \dot{V}_{ϕ} - Tensão de fase (V)

 $\angle Z_{LT}$ - Ângulo da impedância de sequência positiva da LT protegida (°)

 \dot{I}_{ϕ} - Corrente de fase (A)

 K_0 - Fator de compensação de sequência zero

 I_R - Corrente residual (A)

 I_2 - Corrente de sequência negativa (A)

 \dot{I}_0 - Corrente de sequência zero (A)

A derivação completa de (2.49) é dada em [25]. A principal observação indicada é que essa aproximação é minimamente dependente de condições de carga e do sistema. Essa condição é permitida através da utilização das correntes de sequência negativa \dot{I}_2 e de sequência zero \dot{I}_0 . Através da combinação das duas é possível obter toda a informação de falta disponível. Assim, a corrente de sequência positiva é ignorada, porque essa sofre fortes influências de fluxo de carga.

Uma observação aos dois elementos de resistência utilizados, lado direito e esquerdo em relação a impedância de sequência positiva da linha Z_{LT} na Figura 2.8, é que o elemento de resistência do lado direito é um valor fixado, e o elemento do lado esquerdo possui o valor negativo do elemento do lado direito [27]. A condição de operação é feita através da comparação dos valores R_F calculado em (2.49) e o valor configurado dos elementos direito e esquerdo da característica de resistência, $\pm R$.

Para os relés quadrilaterais de fase, em [37] é proposto um elemento de resistência adaptativo, de forma a melhorar a cobertura de resistência de fase. É utilizado um comparador de fase tipo seno entre a tensão compensada da linha δV e uma corrente de polarização \dot{I}_P . O elemento adaptativo utiliza uma réplica resistiva da impedância e desloca a corrente de polarização pelo ângulo de impedância da linha, para gerar a característica do lado direito. O elemento de resistência adaptativo calcula a distância para falta utilizando (2.50) [34], [37].

$$m = \frac{Im[\dot{V} \cdot \dot{I}_P^*]}{Im[\dot{I} \cdot \dot{I}_P^*]} \quad (\Omega)$$
(2.50)

Onde:

 \dot{V} - Tensão do loop de falta (V)

 \dot{I} - Corrente do *loop* de falta (A)

 I_P - Corrente de polarização (A)

As correntes de polarização que podem ser utilizadas para o elemento de resistência de fase são dadas por (2.51) e (2.52), respectivamente. A condição de operação compara os resultados do cálculo de (2.50) para as duas correntes de polarização e compara com uma configuração de alcance, o elemento opera quando qualquer um dos resultados culmina em condição de operação [34].

$$\dot{I}_P = \dot{I}_2 \cdot 1 \angle Z_{LT} \quad (A) \tag{2.51}$$

$$\dot{I}_P = \dot{I}_1 \cdot 1 \angle Z_{LT} \quad (A) \tag{2.52}$$

Onde:

 I_2 - Corrente de sequência negativa (A)

 \dot{I}_1 - Corrente de sequência positiva (A)

 $\angle Z_{LT}$ - Ângulo da impedância de sequência positiva da LT (°)

• Elemento direcional

O elemento direcional supervisiona os elementos de reatância e resistência. O principal objetivo é discriminar entre faltas diretas e reversas no sistema de potência protegido.

Em [34] é descrito que os relés de distância quadrilateral de terra usam elementos direcionais de terra 32I, 32Q e 32V. Os relés quadrilaterais de fase utilizam elementos direcionais de fase. Esses elementos são descritos a seguir.

Em [38] é apresentado um elemento direcional para proteção de faltas trifásicas. O mesmo é polarizado por tensão de sequência positiva para resolver problemas de faltas monofásicas em elementos direcionais clássicos, utilizados separadamente por fase. Esse elemento direcional, 32P, calcula o torque do elemento direcional de sequência positiva utilizando (2.53).

$$T32P = |3\dot{V}_1| \cdot |3\dot{I}_1| \cdot \cos[\angle 3\dot{V}_1 - (\angle 3\dot{I}_1 + \angle Z_{LT})]$$
(2.53)

Onde:

 \dot{I}_1 - Corrente de sequência positiva (A)

 \dot{V}_1 - Tensão de sequência positiva (V)

 $\angle Z_{LT}$ - Ângulo de sequência positiva da linha (°)

Para faltas trifásicas diretas, T32P é positivo, e para faltas trifásicas reversas seu resultado é negativo. Como uma questão adicional de segurança, a magnitude de T32P deve estar acima de um limiar antes que o elemento leve em consideração o torque calculado do elemento direcional.

Para faltas desequilibradas, é descrito em [38] a necessidade de um elemento direcional adicional. A decisão do mesmo é preferencial à do elemento 32P. O elemento direcional para faltas desequilibradas, 32Q, é baseado em tensão e corrente de sequência negativa, sendo \dot{I}_2 a quantidade de operação, e \dot{V}_2 a quantidade de polarização. O cálculo do torque do elemento 32Q é detalhado em (2.54).

$$T32Q = |3\dot{V}_2| \cdot |3\dot{I}_2| \cdot \cos[\angle - 3\dot{V}_2 - (\angle 3\dot{I}_2 + \angle Z_{LT})]$$
(2.54)

Onde:

 I_2 - Corrente de sequência negativa

 \dot{V}_2 - Tensão de sequência negativa

T32Q é declarado positivo para faltas diretas e negativo para faltas reversas. Da mesma forma que o elemento 32P, a magnitude de T32Q deve exceder um limiar mínimo [38]. Por questões adicionais de segurança, os elementos 32P e 32Q podem ser combinados e serem utilizados para supervisão direcional de todos os tipos de falta de fase [34]. Essa combinação dos elementos direcionais é detalhada em (2.55)[38].

$$T32PQ = T32Q + \frac{T32P}{4} \tag{2.55}$$

Sendo T32PQ < 0, é declarado uma condição de falta reversa, e caso T32PQ > 0, é declarado uma falta direta.

Em [39], é proposto um elemento direcional de terra que seleciona as melhores quantidades de operação e polarização para cada falta à terra, de acordo com as condições do sistema. O elemento direcional de terra consiste da combinação de três elementos direcionais. São esses, o elemento direcional polarizado por corrente de sequência zero (32I), polarizado por tensão de sequência negativa (32Q) e polarizado por tensão de sequência zero (32V).

O elemento direcional 32I é calculado usando (2.56). Esse elemento compara o resultado do cálculo do torque contra limiares configurados. Caso o torque seja positivo e acima de um limiar, o elemento declara falta direta. Se o torque for negativo e abaixo de um limiar, é declarado falta reversa [39].

$$T32I = |\dot{I}_{POL}| \cdot |3\dot{I}_0| \cdot \cos(\angle \dot{I}_{POL} - \angle 3\dot{I}_0)$$

$$(2.56)$$

Onde:

 I_{POL} - Corrente de polarização (A)

 $3\dot{I}_0$ - Corrente de operação: $3\dot{I}_0 = \dot{I}_A + \dot{I}_B + \dot{I}_C$ (A)

Em (2.56), a corrente de polarização, I_{POL} , é obtida através de um Transformador de

Corrente (TC) de aterramento de um transformador com ligação delta/estrela aterrada [40]. Para aumentar a segurança desse elemento, ele só é ativado se todas as seguintes condições forem satisfeitas:

- A corrente de sequência zero \dot{I}_0 , for maior do que a corrente de sequência positiva, \dot{I}_1 , vezes um fator a_0 , $(\dot{I}_0 > a_0 \dot{I}_1)$;
- A quantidade de operação, $3I_0$, for maior do que o limite de sensibilidade do elemento 50G;
- A quantidade de polarização, I_{POL}, é maior que o limite de sensibilidade configurado;
- A variável progamável E32IV entrar em nível lógico 1.

O elemento 50G se refere ao valor de *pickup* de sobrecorrente residual, o elemento E32IV se refere a um bit de ativação de elementos direcionais polarizados por tensão de sequência-zero, ou corrente de sequência zero [27].

O elemento direcional de sequência negativa, 32Q, utiliza as quantidades de tensão de sequência negativa \dot{V}_2 , e a corrente de sequência negativa \dot{I}_2 . Esse elemento calcula a impedância de sequência negativa, Z_2 , utilizando (2.57), e compara esse valor com limiares dos elementos Z_{2F} e Z_{2R} , sendo que esses elementos se referem a limiares para identificar se a falta está na direção direta ou reversa, respectivamente [39].

$$Z_{2} = \frac{Re[\dot{V}_{2} \cdot (1 \angle \theta_{L2} \cdot \dot{I}_{2})^{*}]}{|\dot{I}_{2}|^{2}} \quad (\Omega)$$
(2.57)

Onde:

- \dot{V}_2 Tensão de sequência negativa: $\dot{V}_2 = (\dot{V}_A + a^2 \dot{V}_B + a \dot{V}_C)/3 ~~(V)$
- \dot{I}_2 Corrente de sequência negativa: $\dot{I}_2 = (\dot{I}_A + a^2 \dot{I}_B + a \dot{I}_C)/3$ (A)

 θ_{L2} - Ângulo de impedância de sequência negativa da LT

O elemento 32Q é ativado quando as seguintes condições forem verda deiras:

- A corrente de sequência negativa, \dot{I}_2 , for maior que a corrente de sequência zero, \dot{I}_0 , vezes um fator k $(\dot{I}_2 > k\dot{I}_0)$;
- A corrente de sequência negativa, \dot{I}_2 , for maior que a corrente de sequência positiva, \dot{I}_1 vezes um fator a_2 ($\dot{I}_2 > a_2 \dot{I}_1$);

• A corrente de sequência negativa, $3\dot{I}_2$, for maior que o limite de sensibilidade dos elementos 50F ou 50R. Os elementos 50F e 50R se referem aos valores de *pickup* de sobrecorrente direcional direta e reversa, respectivamente. Por exemplo, caso $3\dot{I}_2$ seja maior que 50F, o elemento direcional pode processar uma decisão direta. [27].

O elemento direcional polarizado por tensão de sequência zero, 32V, é uma analogia do elemento 32Q. As diferenças entre eles são os valores de entrada e o fator a_0 [39]. O elemento 32V calcula uma impedância de sequência zero usando (2.58) e compara o resultado com limiares configurados para faltas diretas, Z_{0F} , e faltas reversas, Z_{0R} .

$$Z_0 = \frac{Re[3\dot{V}_0 \cdot (1 \angle \theta_{L0} \cdot 3\dot{I}_0)^*]}{|3\dot{I}_0|^2} \quad (\Omega)$$
(2.58)

Onde:

- \dot{V}_0 Tensão de sequência zero: $\dot{V}_0 = (\dot{V}_A + \dot{V}_B + \dot{V}_C)/3$ (V)
- \dot{I}_0 Corrente de sequência zero: $\dot{I}_0 = (\dot{I}_A + \dot{I}_B + \dot{I}_C)/3$ (A)

O elemento directoral 32V é ativado caso as seguintes condições sejam satisfeitas [39]:

- A corrente de sequência zero, \dot{I}_0 , for maior que a corrente de sequência positiva, \dot{I}_1 , vezes um fator a_0 , $(\dot{I}_0 > a_0\dot{I}_1)$
- A corrente residual, $3I_0$, for maior que os valores de sensibilidade dos elementos 50F ou 50R
- A variável lógica E32IV estiver em nível lógico 1

O cálculo dos elementos direcionais de terra em (2.56), (2.57) e (2.58) são ativados de acordo com o cumprimento dos requisitos já mencionados acima. Quando essas condições são satisfeitas, os *bits* de ativação de cada elemento afirmam em nível lógico 1, liberando assim cada elemento para o cálculo de direcionalidade. Os *bits* de ativação para os elementos direcionais são 32IE, 32QE e 32VE para os elementos 32I, 32Q e 32V, respectivamente.

Em [39] é explicada a sequência de processamento para escolha do elemento direcional ótimo. Essa sequência ocorre da seguinte forma, primeiro é necessário atribuir os elementos direcionais à variáveis que determinam a sequência de processamento do elemento direcional. As variáveis para a sequência de processamento são denominadas como EL1G, EL2G e EL3G, por exemplo atribuindo EL1G = 32I, EL2G = 32Q e EL3G = 32V, está definida a sequência de processamento. O algoritmo de processamento ainda permite desativar um elemento caso as entradas necessárias para o cálculo não estiverem disponíveis ou caso não se deseje utilizar o elemento. O fluxograma para a definição de utilização dos elementos direcionais é mostrado na Figura 2.9.

Na Figura 2.9, os elementos F32x e R32x, sendo x = I, Q ou V, se referem aos valores limiares para declaração de falta em direção direta ou reversa para cada elemento direcional, respectivamente. Selecionando a sequência de processamento como EL1G = 32I, EL2G = 32Q e EL3G = 32V funciona para a maioria das configurações do sistema [39]. Após a revisão sobre proteção de distância, com foco em relés de proteção digitais, a Seção 2.3 aborda o tema de testes de proteção de distância.



Figura 2.9: Fluxograma para seleção de elementos direcionais, modificado de [39]

2.3 Testes de Proteção de Distância

Esta seção tem o objetivo de apresentar o tema de testes de proteção de distância, abordando os tópicos de testes em relés de proteção, sua funcionalidade e os objetivos desses testes.

Desafios atuais envolvendo proteção de sistemas elétricos consistem em assegurar que o sistema de proteção está corretamente parametrizado, avaliação do funcionamento interno do dispositivo de proteção, análise do esquema de proteção escolhido para determinado equipamento ou sistema, além de qualificação de profissionais do setor.

Em toda indústria de energia, existe uma variedade de filosofias e normas sobre testes de relés de proteção, variando de testes básicos, simulações do sistema de potência, até testes ponto a ponto instalados [41]. Algumas normas sobre testes de relés de proteção incluem, por exemplo, o *IEEE Guide for Power System Protection Testing* [42] e a PRC-005-2 [43]. Em geral, cada tipo de teste serve para atender uma determinada necessidade, por exemplo, verificar a correta parametrização da proteção de distância. De acordo com a complexidade do teste, existe uma necessidade de metodologias e equipamentos mais sofisticados para sua realização.

Os testes de relés vão além da verificação de sua característica de operação. Por exemplo, em [41] são citados métodos de testagem de relés de proteção de linha de transmissão, onde os testes típicos englobam:

- Teste de medidores;
- Teste de contato de entrada e saída;
- Teste da característica de impedância;
- Testes direcionais;
- Lógica de teste;
- Testes de religamento;
- Testes de elementos de sobrecorrente;
- Testes de simulação de estado;
- Testes ponto a ponto;

- Testes manuais;
- Testes em serviço;
- Testes de comunicação;
- Testes estáticos versus dinâmico.

Os principais testes de interesse dessa dissertação envolvem testes manuais, testes da característica de impedância que compõem a proteção de distância, testes de simulação de estado e de simulação de sistema de potência porque através dessas metodologias, é possível fazer estudos detalhados sobre a atuação das proteções, além de verificar possíveis falhas em seu funcionamento. A principal característica desses tipos de testes são que eles dependem mais de uma manipulação manual do profissional que está realizando o teste, e tem a atenção voltada para o teste de um equipamento por vez de forma isolada. Uma observação a ser feita é que essa metodologia tende a deixar as habilidades do profissional de testes sempre atualizadas e mais sensíveis a entender o funcionamento do equipamento em teste e do equipamento utilizado para realizar os testes necessários. Caso haja a necessidade de um teste mais complexo, como testes ponto a ponto com canais de comunicação para proteção, podem ser utilizados equipamentos mais sofisticados baseados em computadores, com capacidade adequada e com possibilidade para automação dos testes.

O teste de característica de impedância se tornou um dos métodos mais comuns de testes de proteção de distância [41]. O objetivo desse teste é plotar as características utilizadas na proteção de distância, aplicando sinais de tensão e corrente correspondentes à impedância selecionada de acordo com o ponto selecionado no plano de impedância R-X. Esse teste normalmente é feito usando macros de equipamentos de testes, que permitem uma testagem mais rápida do relé de proteção e a interpretação dos resultados é simples, bastando o operador de testes interpretar a atuação ou não do relé de acordo com cada ponto escolhido na característica de impedância configurada. Esses testes devem ser realizados para relés de distância de terra e de fase, e as características mais comuns que devem ser testadas são as características mho e quadrilateral.

Uma atenção deve ser dada a esses testes, pois pode ocorrer a não atuação do relé para alguns pontos errados selecionados na plotagem da característica de impedância. Na maioria dos casos o problema está com o teste em si e não com o equipamento em teste [41]. Os testes de direcionalidade possuem um objetivo de um melhor entendimento de sua influência no elemento de impedância e elementos de sobrecorrente direcional no relé. Uma desvantagem desse teste comentado em [41] é devido a sua redundância. Na maioria dos relés de proteção, o elemento direcional faz parte da lógica de zona de distância. Para verificar o correto funcionamento de elementos direcionais, é possível representar faltas reversas, caso o objetivo seja a não atuação de elementos diretos, por exemplo, para as zonas de proteção que utilizam característica quadrilateral.

Uma metodologia de teste bastante útil e aplicada constantemente é o teste de simulação de estado. Este tipo de teste geralmente emprega três tipos de estados distintos, fáceis de configurar, que podem ocorrer em um sistema de potência: estado pré-falta, estado de falta e estado pós-falta, este último representando a abertura do disjuntor. Para testes de simulação de estado, existem equipamentos comerciais com capacidades de simulação de diferentes estados de um SEP, que atendem às expectativas dessa metodologia de teste.

Relés de proteção digitais, também conhecidos como IEDs de proteção, armazenam dados transitórios em formato *Common Format for Transient Data Exchange* (COMTRADE) durante a detecção de um estado de falta no equipamento protegido [44]. Através desses dados, e com programas de análise de oscilografias, é possível analisar o tipo de evento que ocorreu e analisar os sinais analógicos e digitais armazenados pelo IED. Esses arquivos também podem ser gerados através de simulação computacional, utilizando programas de transitórios tipo *Electromagnetic Transients* (EMT). Programas baseados em EMT conhecidos são: *Alternative Transients Program* (ATP), PSCAD/EMTDC e EMTP-RV. A reprodução de arquivos COMTRADE através de malas de testes também é uma metodologia bastante utilizada. É possível reproduzir uma oscilografia real capturada por um IED ou também reproduzir oscilografias obtidas através de simulação computacional. Através desses equipamentos é possível realizar testes de proteção considerando esquemas de teleproteção, onde seria necessário em caso de testes em subestações, duas malas de testes e controle remoto de um desses equipamentos.

Os testes em IEDs de proteção estão inseridos nos Testes de Aceitação em Fábrica (TAF) e Testes de Aceitação em Campo (TAC). Esses testes são feitos durante etapas de comissionamento de subestações e compra desses dispositivos. Além desses, existem os testes de rotina que devem ser feitos durante a vida útil do dispositivo para assegurar o seu funcionamento adequado.

O método tradicional para a realização de testes e comissionamentos em subestações é feito com a isolação dos dispositivos a serem testados. Assim, eles não irão interferir no restante do sistema [45]. Equipamentos utilizados para realização desses testes possuem custo elevado e, dependendo do teste a ser feito, é possível desenvolver dispositivos alternativos para aplicações específicas, que podem ser utilizados tanto em meio corporativo como também para fins de ensino, pesquisa e desenvolvimento.

Para aplicação específica de testes de proteção fasorial, com o objetivo de verificação de ajuste correto das funções de proteção, além de estudo de peculiaridades inerentes a cada tipo de proteção, é proposto o desenvolvimento de um amplificador utilizando conversores cc/ca trifásico que possa sensibilizar o algoritmo de proteção através da reprodução de sinais de tensão e corrente obtidos através de simulação computacional de um SEP. O modelo do sistema de potência em estudo é descrito no Capítulo 3. Para validação do dispositivo através de simulação computacional foi modelado um relé de distância, descrito no Capítulo 4 e o amplificador proposto é descrito no Capítulo 5.

Capítulo 3

Sistema de Transmissão de Estudo

Essa seção tem o objetivo de fornecer a descrição de como foi desenvolvido o modelo do sistema de transmissão em estudo no software de transitórios PSCAD/EMTDC. A Seção 3.1 introduz o modelo de transmissão desenvolvido e os requisitos utilizados para o desenvolvimento do modelo computacional. Posteriormente, é detalhado o modelo da LT que foi utilizada para simulações de faltas. Os sinais de tensão e corrente obtidos através dessas simulações são os sinais a serem reproduzidos pelo amplificador proposto, permitindo testes de proteção fasorial. Com os parâmetros elétricos dessa LT foi configurado o relé de distância simulado, sendo esse relé utilizado para validar a utilização do amplificador para os testes de proteção.

3.1 Modelagem Computational do SEP

Os requisitos para o desenvolvimento do modelo computacional do sistema de potência estudado seguem as orientações do ONS, utilizando o submódulo 23.3 dos PR. As diretrizes requeridas para modelagem do sistema para estudos em programas de transitórios eletromagnéticos são listadas a seguir [46]:

- Para a definição das barras de fronteira, devem ser escolhidos pontos da rede nos quais o circuito equivalente, representado pelas impedâncias de curto-circuito, próprias e de transferências, tenha uma influência mínima sobre o comportamento transitório do restante do sistema que é o foco do estudo;
- Entre as barras focadas no estudo e as barras de fronteira, devem existir, pelo menos, duas outras barras;

- Nos casos de utilização de equivalentes em uma única frequência (frequência fundamental), os equivalentes devem ser representados por circuitos RL mutuamente acoplados, que podem ser obtidos a partir das impedâncias de curto-circuito de sequência zero e sequência positiva;
- Deve-se modelar um componente físico ou parte do sistema elétrico, considerando a dependência da impedância do equipamento ou da rede em relação a frequência nas situações em que o fenômeno estudado, ou particularidades do sistema a ser representado impuserem tal necessidade;
- Nas simulações que incluem análise de ressonância, deve-se representar a impedância da rede elétrica por sua resposta em frequência, $Z(j\omega)$, ou por uma síntese de rede, de tal forma que a resposta em frequência do circuito equivalente seja similar à da rede elétrica original;
- A validação dos equivalentes e da própria rede representada com base na frequência fundamental deve ser realizada por comparação dos valores de correntes de curtoscircuitos monofásicos e trifásicos obtidos no programa de transitórios com os resultados do programa de cálculo do programa de curto-circuito. Os pontos de aplicação dos defeitos devem ser escolhidos de forma a abranger os barramentos de manobra e outros julgados relevantes.

No estudo presente, não há a necessidade da representação dos equivalentes da rede elétrica por sua resposta em frequência, considerando que não serão feitos estudos de análise de ressonância. Entretanto, os outros requisitos foram seguidos para uma representação adequada dos níveis de curto-circuito do sistema, além de ajuste de fluxo de potência do SEP.

A simulação de faltas em programas tipo EMT demanda um conhecimento prévio dos modelos computacionais disponíveis nesses programas, além de ser necessário obter as informações corretas do SEP a ser modelado. Esse Capítulo foca apenas na modelagem da LT em estudo. As informações para modelagem do restante do sistema elétrico estão disponíveis no Apêndice B.

Para o objeto foco de estudo, a LT Serra da Mesa - Samambaia circuito 3, foi considerado a dependência da frequência dos parâmetros elétricos para uma melhor representação de transitórios eletromagnéticos característicos de LTs. Todos os detalhes serão expostos a seguir.

3.1.1 Linha de transmissão Serra da Mesa - Samambaia C3

A linha de transmissão Serra da Mesa - Samambaia C3, destacada na Figura 3.1 [47], é o objeto foco de estudo na modelagem da rede elétrica. Para esse caso, seguindo as orientações do ONS em [46], o modelo necessita de maior precisão. Para isso, foi considerada a dependência dos parâmetros elétricos da linha com a frequência, utilizando o modelo de LT disponível no PSCAD chamado *Frequency Dependent (Phase) Model*.

Esse modelo de linha de transmissão é apresentado em [48]. Entre os modelos de LTs disponíveis no PSCAD/EMTDC (i.e., Modelo π , Bergeron e Frequency Depedent (Mode) Model) este é o modelo mais preciso e é modelado diretamente no domínio de fases. Para a modelagem da linha de estudo, foi utilizada a característica geométrica da torre de transmissão predominante utilizada ao longo de todo comprimento da LT. A característica geométrica dessa torre de transmissão é mostrada na Figura 3.2.



Figura 3.1: Linha de transmissão Serra da Mesa - Samambaia C3 [47].



Figura 3.2: Torre predominante

Os dados necessários para a modelagem dessa linha são a disposição geométrica dos condutores de fase e cabos para-raios, as características elétricas dos condutores de fase e cabos para-raios e a resistividade do solo. A Tabela 3.1 detalha a característica geométrica da torre mostrada na Figura 3.2. Os dados elétricos referente aos condutores e cabos para-raios são detalhados na Tabela 3.2. A resistividade do solo, conforme mostrado na Figura 3.2, é $\rho = 1000 \ \Omega.m.$

Tabela 3.1: Característica Geométrica da Torre Predominante

| Posição relativa em x do centro da torre | 0 m |
|--|--------|
| Altura de todos os condutores | 30 m |
| Espaçamento horizontal entre condutores | 11,5 m |
| Espaçamento entre subcondutores | 1,2 m |
| Altura dos cabos para-raios sobre o condutor | 0.25 m |
| mais baixo | 9,55 m |
| Espaçamento entre cabos para-raios | 17,6 m |
| Flecha a meio-vão condutores | 24 m |
| Flecha a meio vão para-raios | 22 m |

| Distância 0 - 12,474 km e 234,732 - 249 km | | | |
|--|----------|--------------|--------------|
| | Condutor | Para-raios 1 | Para-raios 2 |
| Nome | Rail | Dotterel | OPGW |
| Raio interno (m) | 0,003705 | - | - |
| Raio externo (m) | 0,014805 | 0,0077 | 0,0077 |
| Resistência DC (Ω/km) | 0,0599 | 0,324 | 0,429 |
| Subcondutores | 4 | - | - |
| Distância 12,474 - 234,732 km | | | |
| Condutor Para-raios 1 Para-raios | | | |
| Nome | Rail | 3/8"EHS | OPGW |
| Raio interno (m) | 0,003705 | - | - |
| Raio externo (m) | 0,014805 | 0,004572 | 0,0062 |
| Resistência DC (Ω/km) | 0,0599 | 4,1994 | 0,735 |
| Subcondutores | 4 | _ | _ |

Tabela 3.2: Dados de Condutores e Cabos Para-Raios

Utilizando os dados da característica geométrica da torre e os dados elétricos dos cabos condutores e para-raios, é possível obter a matriz de impedância e admitância da linha de transmissão através da rotina *line constants*, disponível no PSCAD/EMTDC. Essa rotina disponibiliza os dados de resistência, reatância, susceptância e impedância característica da LT em p.u., além das matrizes de impedância série e admitância shunt no domínio de fase e domínio modal.

A LT de estudo foi modelada com esquema de transposição real, considerando três trechos de transposição, como mostrado na Figura 3.3. Conforme descrito no Capítulo 2, para uma linha completamente transposta, a matriz de impedância e admitância se tornam balanceadas, resultando na matriz de impedância série em (3.1) e de admitância *shunt* em (3.2).



Figura 3.3: Esquema de transposição.

$$[\hat{Z}_{s\acute{e}rie}] = \begin{bmatrix} 0, 1284 + j0, 5258 & 0, 1122 + j0, 2579 & 0, 1122 + j0, 2579 \\ 0, 1122 + j0, 2579 & 0, 1284 + j0, 5258 & 0, 1122 + j0, 2579 \\ 0, 1122 + j0, 2579 & 0, 1122 + j0, 2579 & 0, 1284 + j0, 5258 \end{bmatrix} \quad (\Omega/km) \quad (3.1)$$

$$[\hat{Y}_{shunt}] = j \begin{bmatrix} 0,5537 & -0,0745 & -0,0745 \\ -0,0745 & 0,5537 & -0,0745 \\ -0,0745 & -0,0745 & 0,5537 \end{bmatrix} 10^{-5} \quad (S/km)$$
(3.2)

A partir de (3.1) e usando (2.27), obtêm-se a matriz de impedância no domínio modal, descrita em (3.3).

$$[Z_s] = \begin{bmatrix} 0,3528 + j1,0416 & 0 & 0\\ 0 & 0,01620 + j0,2679 & 0\\ 0 & 0 & 0,01620 + j0,2679 \end{bmatrix} \quad (\Omega/km) \quad (3.3)$$

A impedância total no domínio modal da LT em estudo é obtida multiplicando os elementos da matriz $[Z_s]$ em (3.3) pelo comprimento total da LT, que é $l = 249 \ km$, resultando em (3.4). Esses são os dados a serem usados no Capítulo 4 para parametrização do algoritmo do relé de distância.

$$\begin{bmatrix} Z_s \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 87,8551+j259,3462 & 0 & 0 \\ 0 & 4,0336+j66,7096 & 0 \\ 0 & 0 & 4,0336+j66,7096 \end{bmatrix}$$

$$= \begin{bmatrix} 273,8229\angle 71,2858^\circ & 0 & 0 \\ 0 & 66,8315\angle 86,5398^\circ & 0 \\ 0 & 0 & 66,8315\angle 86,5398^\circ \end{bmatrix}$$
(\Omega)

O diagrama unifilar da LT Serra da Mesa - Samambaia C3 é detalhado na Figura 3.4. Essa linha possui compensação de reativos em seus dois terminais, sendo um reator em derivação no terminal de Serra da Mesa, e um capacitor série no terminal Samambaia. O reator em derivação foi modelado através de um indutor concentrado com indutância L = 4,876H, nesse caso foi desprezada a resistência do reator (obtida através de seu fator de qualidade). O capacitor série necessitou de uma modelagem mais detalhada devido



suas proteções intrínsecas, essa modelagem é detalhada na Seção 3.1.2.

Figura 3.4: Diagrama unifilar LT Serra da Mesa - Samambaia C3.

3.1.2 Modelo do Banco de Capacitor Série

Para as simulações realizadas neste estudo, o capacitor série necessitou de uma modelagem mais detalhada, devido ao seu comportamento durante faltas do sistema elétrico de potência. Alguns efeitos e consequências ocasionadas pelo capacitor série no sistema de potência são descritos na Tabela 3.3 [49].

| Efeitos da compensação série | Consequências | |
|--------------------------------------|---|--|
| Bypass do capacitor por gap | Produz transitórios do baiyo froquência | |
| para proteção de sobretensão | i ioduz transitorios de baixa nequencia | |
| Bypass do capacitor por reator série | Produz transitários do alta frequência | |
| para proteção de sobretensão | i foduz transitorios de alta nequencia | |
| Combinação do capacitor série | Frequência subharmônica | |
| com reatância indutiva da LT | Frequencia subharmonica | |

Tabela 3.3: Efeitos do Capacitor Série no SEP

Além dos efeitos elétricos descritos na Tabela 3.3, os transitórios devido a compensação série afetam severamente a proteção de distância. Problemas conhecidos envolvem sobrealcance e subalcance da proteção de distância, inversão de tensão, inversão de corrente, entre outros [49]. Isso exige dos fabricantes de relés algoritmos que possam compensar a presença do capacitor série no circuito, por exemplo o algoritmo descrito em [34].

Existem alguns tipos de modelos de banco de capacitor série, desde os convencionais protegidos por *gap* e Metal Oxide Varistor (MOV), até os capacitores série controlados

a tiristor. O modelo do banco de capacitor presente na subestação de Samambaia é mostrado na Figura 3.5.



Figura 3.5: Banco de capacitor subestação Samambaia.

Os componentes incluídos no modelo do banco de capacitor da Figura 3.5 são detalhados na Tabela 3.4.

| Símbolo | Componente | |
|---------|------------------------|--|
| В | Chave de <i>bypass</i> | |
| G | Gap de disparo forçado | |
| Z | MOV | |
| С | Capacitor | |
| | Equipamento de | |
| D | descarga de corrente | |
| | do capacitor | |

Tabela 3.4: Componentes do Banco de Capacitor

Os dados do modelo do capacitor da Figura 3.5 são detalhados na Tabela 3.5. O MOV foi modelado com sua curva característica VxI para representação de sua não linearidade. Essa curva está detalhada no Apêndice A.

| Componente | Elemento | Valor |
|------------|-----------------------------|------------------------------|
| D | Resistor em série | $B = 0.01446 \Omega$ |
| D | com reator | 10 - 0.01110 32 |
| D | Reator | ${ m L}=410~\mu H$ |
| Л | Resistor em série | P = 7.6 O |
| D | com spark-gap | n = 7,0.32 |
| D | Tensão de <i>flash-over</i> | V = 12.55 W |
| D | do <i>spark-gap</i> | v = 13,35 KV |
| С | Capacitor | $\mathrm{C}=84{,}8806~\mu F$ |

Tabela 3.5: Dados de Componentes do Banco de Capacitor

As proteções que foram modeladas no banco de capacitor foram as que correspondem à corrente elevada de MOV e energia elevada de MOV. Essas proteções são descritas a seguir:

- Proteção de corrente elevada: Mede a corrente de pico através do MOV. Se a corrente excede um valor configurado, o gap de disparo forçado recebe comando de operação, de forma simultânea o comando de fechamento é enviado ao disjuntor de bypass.
- Proteção de energia elevada de MOV tipo I: Mede a energia de curta-duração no MOV. Se a energia exceder um valor pré-configurado, o gap de disparo forçado recebe comando de operação, simultaneamente o disjuntor de bypass recebe comando de fechamento.
- Proteção de energia elevada de MOV tipo II: Mede a integração da energia de curta duração com uma janela deslizante de seis ciclos. Se a energia excede um valor pré configurado, o gap de disparo forçado recebe comando de operação, de forma simultânea o disjuntor de bypass recebe comando de fechamento. Essa função é mais utilizada para ter uma ação rápida para faltas internas, o que não é possível com uma rápida detecção da proteção de energia elevada tipo I.

Os valores limiares para proteção de corrente elevada de MOV e energia elevada de MOV são $I = 10,85 \ kA_{pico}$ e $E = 27,78 \ MJ/fase$, respectivamente. O diagrama descrevendo as proteções de MOV para operação do gap de disparo forçado é detalhado na Figura 3.6, e o diagrama para operação do disjuntor de bypass na Figura 3.7.


Figura 3.6: Diagrama de operação gap de disparo forçado.

As temporizações adicionais inseridas no modelo para representar atrasos de comunicação presente no banco de capacitor são detalhadas na Tabela 3.6. Essas temporizações são utilizadas para que o modelo do banco de capacitor possa representar comportamento similar ao equipamento instalado em campo.



Figura 3.7: Diagrama de operação do disjuntor de bypass.

| Tfilt | $3,99\times10^{-5}$ |
|-------------|----------------------|
| $Tdel_CT_W$ | $1,6\times 10^{-3}$ |
| Tdel_BS_W | $1,2\times 10^{-3}$ |
| Tdel_CT_I | $1,4\times 10^{-3}$ |
| Tdel_BS_I | $1,1\times 10^{-3}$ |
| Tdel_CT | $0,8 \times 10^{-3}$ |
| Tdel_BS | 21×10^{-3} |

Tabela 3.6: Atrasos de Tempo de Comunicação (s)

3.2 Modelo Completo do SEP no PSCAD/EMTDC

Foi feito a modelagem de uma região de interesse do SIN no PSCAD/EMTDC. Uma parte desse modelo é detalhado na Figura 3.8. Foi criado um submódulo, **SMSB-C3**, para realizar a modelagem mais precisa do objeto em estudo. Para um detalhamento maior sobre o modelo do SEP desenvolvido, a Figura 3.9 detalha internamente o componente referente a um trecho de linha de transmissão de interesse, feito no PSCAD/EMTDC.



Figura 3.8: Modelo do sistema de transmissão desenvolvido.



Figura 3.9: Modelo de Torre Desenvolvida no PSCAD.

A Figura 3.10 detalha o modelo do banco de capacitor série feito dentro do *software* PSCAD/EMTDC. Os terminais do modelo do banco, em azul, nomeados como "LFT" e "RGT", representam conexões elétricas com componentes externos ao componente criado no *software* para representar o banco de capacitor série, incluindo os controles referentes as suas proteções intrínsecas. O terminal "LFT" está conectado a LT e o terminal "RGT" está conectado ao disjuntor da barra de Samambaia.



Figura 3.10: Banco de capacitor série em ambiente PSCAD.

Após o detalhamento do sistema de transmissão desenvolvido no PSCAD/EMTDC, o Capítulo 4 apresenta o modelo do relé de distância desenvolvido para poder testar o dispositivo de testes de proteção de distância.

Capítulo 4

Modelo do Relé de Distância Digital

Para poder testar o dispositivo proposto, um relé de distância digital foi modelado usando característica de admitância auto-polarizada. Foram consideradas duas zonas de proteção no modelo, zona 1 e zona 2, sendo que a zona 1 de proteção tem uma característica de atuação instantânea e com um subalcance referente a barra remota da linha de transmissão. A zona 2 de proteção tem um atraso de tempo considerado para coordenação de proteção, e possui um sobrealcance em relação a barra remota. O subalcance para a zona 1, usualmente é definido como 80% da impedância de sequência positiva da LT. O sobrealcance referente a zona 2 normalmente se utiliza 120% da impedância de sequência positiva da LT. A Figura 4.1 detalha um esquemático para a representação do subalcance e sobrealcance referente as duas zonas de proteção.



Figura 4.1: Zonas de proteção.

É possível identificar na literatura algumas etapas necessárias que descrevem um algoritmo completo de um relé digital. Em [50] e [51] essas etapas são detalhadas como seguem:

- Unidade de amostragem de sinais;
- Unidade de processamento de dados;
- Cálculo de impedância;
- Detecção de falta.

É conhecido que relés representam uma carga, também conhecidos como *burdens*, para equipamentos conectados a esses dispositivos, sendo que para relés digitais os valores de potência consumida costumam ser bem pequenos se comparados aos tradicionais relés eletromecânicos. Em [52] são detalhados valores típicos de *burdens* conectados a transformadores de corrente e de potencial. Valores típicos, fornecidos em consulta a fabricante condizentes com [52], que foram adotados nessa dissertação são:

- Impedância de entradas de terminais de leitura de sinais de tensão: $R = 120 \ \Omega$ por fase;
- Impedância de entradas de terminais de leitura de sinais de corrente: $R = 0, 2 \Omega$ por fase.

O modelo do algoritmo de proteção de distância foi desenvolvido com componentes disponíveis na biblioteca do PSCAD. As unidades contidas dentro do modelo do relé de distância são detalhadas na Figura 4.2. A Seção 4.1 detalha a etapa de amostragem de sinais do modelo do relé de distância digital.



Figura 4.2: Etapas de modelagem do relé de distância

4.1 Unidade de Amostragem de Sinais

Essa unidade é responsável pela amostragem dos sinais de tensão e corrente que são lidos pelos IEDs. A leitura e amostragem desses sinais, em conjunto com a etapa de processamento de dados, permite a execução dos diversos algoritmos de proteção existentes. No caso dessa dissertação, após a etapa de processamento de dados é executado o algoritmo da proteção de distância, utilizando a característica mho.

Em um dispostivo real, os sinais de tensão e corrente passam por um filtro analógico passa-baixa, conhecido como filtro *anti-aliasing* e, posteriormente, passam por um conversor analógico digital [53]. Os processos de filtragem dos sinais através do filtro *anti-aliasing* e de amostragem de sinais podem ser vistos na Figura 4.3.



Figura 4.3: Etapa de amostragem de sinais.

Seguindo informações de um dispositivo real, as seguintes especificações para o filtro anti-aliasing e do conversor analógico/digital são mostradas na Tabela 4.1 [27].

Tabela 4.1: Especificações de Filtro Anti-aliasing e Conversor A/D.

| Especificações | | |
|---|--------------------------------|--|
| Filtro Anti-aliasing Filtro passa-baixa analógico, frequência de co | | |
| Conversor A/D | Frequência de amostragem 8 kHz | |

Para fins de simulação computacional, para representação do filtro *anti-aliasing*, foi utilizado um filtro *butterworth* digital disponível na biblioteca do PSCAD. A escolha do filtro *butterworth* se deve principalmente à sua característica na região da banda de passagem, nas frequências de interesse [54]. As configurações do componente são detalhadas na Tabela 5.4. O amostrador de sinais, também disponível no PSCAD, foi configurado para uma frequência de amostragem f = 8kHz.

Tabela 4.2: Configurações do Filtro Butterworth

| Configurações Gerais | | |
|----------------------------------|-------------|--|
| Ordem da Função de Transferência | 1 | |
| Banda de Passagem do Filtro | Low-pass | |
| Tipo do Filtro | Butterworth | |
| Frequência de Corte | 3 kHz | |

4.2 Unidade de Processamento de Dados

Essa unidade é responsável pela estimação fasorial dos sinais instantâneos de tensão e corrente. No modelo em questão, é utilizado o componente de transformada rápida de Fourier. Esse componente inclui filtro *anti-aliasing* e a própria transformada rápida de Fourier. O componente de transformada rápida de Fourier amostra os sinais de entrada em uma frequência maior do que o dobro da maior frequência harmônica de interesse, seguindo o critério de Nyquist-Shannon [55].

O filtro *anti-aliasing* desse componente está disponível para limitar efeitos de ruídos e componentes indesejados de frequências maiores nos dados amostrados [56], entretanto nesse caso não foi utilizado, já que o filtro *anti-aliasing* foi representado pelo filtro *butterworth*, conforme descrito anteriormente. A transformada rápida de Fourier, descrita por (4.1) [57], é utilizada para estimação da magnitude e ângulo dos sinais de tensão e corrente na frequência frequência fundamental. A equação da transformada rápida de Fourier é descrita em (4.1).

$$X(k) = \sum_{n=0}^{N/2-1} x(2n) W_{N/2}^{nk} + W_N^k \sum_{n=0}^{N/2-1} x(2n+1) W_{N/2}^{nk}$$
(4.1)

Onde:

X(k) - Vetor de sinal de saída

x(n) - Vetor de sinal de entrada decomposto em x(2n) e x(2n + 1)

N - Número de amostras do sinal de entrada

k - Indíce de frequência harmônica

$$W_N^k = e^{-j2\pi k/N}$$

A transformada rápida de Fourier é um sinal complexo, composto de parte real e imaginária, conforme mostrado em (4.2). O cálculo da magnitude dos sinais é dado por (4.3). A computação do ângulo de fase dos sinais de tensão e corrente é feita usando (4.4) nas respectivas frequências desejadas. As configurações adotadas no componente são descritas na Tabela 4.3.

$$X(k) = Real[X(k)] + jImag[X(k)]$$
(4.2)

$$X(k)_{mag} = \sqrt{Real[X(k)]^2 + Imag[X(k)]^2}$$
(4.3)

$$\theta(k) = atan \left(\frac{Imag[X(k)]}{Real[X(k)]}\right)(^{\circ})$$
(4.4)

| Tipo | Trifásico |
|-----------------------------|------------------|
| Número de harmônicos | n = 63 |
| Frequência base | 60 Hz |
| Magnitude de saída | rms |
| Referência de fase de saída | Onda cossenoidal |
| Filtro anti-aliasing | Não |
| Rastreio de Frequência | Não |

Tabela 4.3: Configuração do Componente Transformada Rápida de Fourier

Após a descrição da unidade de processamento de sinais, a Seção 4.3 detalha os cálculos das impedâncias.

4.3 Cálculo de Impedância

Conforme mencionado no início do capítulo, a característica utilizada é a mho autopolarizada. Para que o relé possa cobrir todos os tipos possíveis de faltas em um sistema trifásico, são realizados os cálculos da impedância de sequência positiva para os seis *loops* de faltas necessários.

Os cálculos que foram utilizados considerando o emprego da corrente de sequência zero \dot{I}_0 , substituindo a corrente residual \dot{I}_R , são detalhados aqui para maior esclarecimento do modelo. A Tabela 4.4 detalha os cálculos para os seis *loops* de falta, sendo o fator K_0 descrito em (2.31).

| AG | $\dot{V}_A/(\dot{I}_A+K_0$. $\dot{I}_0)$ |
|----|---|
| BG | $\dot{V}_B/(\dot{I}_B+K_0$. $\dot{I}_0)$ |
| CG | $\dot{V}_C/(\dot{I}_C+K_0$. $\dot{I}_0)$ |
| AB | $(\dot{V}_A - \dot{V}_B)/(\dot{I}_A - \dot{I}_B)$ |
| BC | $(\dot{V}_B - \dot{V}_C)/(\dot{I}_A - \dot{I}_B)$ |
| CA | $(\dot{V}_C - \dot{V}_A)/(\dot{I}_C - \dot{I}_A)$ |

Tabela 4.4: Loops de Falta para Cálculo de Impedância de Sequência Positiva

Após o detalhamento do cálculo da impedância de sequência positiva para os seis *loops* de falta, a Seção 4.4 detalha o esquema utilizado para detecção de falta e disparo de *trip*.

4.4 Detecção de Falta

A detecção de falta é baseada na condição descrita por (2.39). Essa condição é avaliada por cada *loop* de falta, considerando as duas zonas de proteção que foram modeladas. Em IEDs reais, a condição de cálculo de impedância para cada *loop* de falta é supervisionado por um *bit* de ativação de classificação de falta [27]. Esse *bit* identifica qual tipo de falta está presente no sistema e, caso a impedância do *loop* de falta medido esteja em condição de operação, é permitido o envio de sinal de *trip*. Para fins de validação do dispositivo de testes através de simulação computacional, foram consideradas condições idealizadas para o *bit* de supervisão que classifica o tipo de falta. Para cada tipo de falta simulada, foi forçada essa variável em nível lógico 1, permitindo a operação apenas do respectivo *loop* para cada tipo de evento.

A função de proteção de distância pode utilizar redes de comunicação para atingir tempos mais rápidos de operação. Essa combinação de função de proteção assistida por comunicação é conhecida como teleproteção. Um esquema bem conhecido de teleproteção utilizado com proteção de distância é o Transferência de Disparo Permissivo por Sobrealcance (POTT). O esquema POTT, mostrado na Figura 4.4, utiliza a zona 2 da proteção de distância para a sua lógica. Quando o relé localizado no terminal A detectar uma falta por zona 2, ele envia um sinal permissivo para o relé localizado no terminal B. Caso o relé do terminal B também detecte a falta por zona 2 e recebendo o sinal permissivo do relé A, abrirá o disjuntor Y e enviará um sinal permissivo para o relé A, que irá abrir o disjuntor X [58]. Para esta dissertação também foram simulados casos de falta em zona 2, considerando a recepção do sinal permissivo do esquema POTT e também a operação temporizada, sem mensagem de teleproteção.



Figura 4.4: Esquema transferência de disparo permissivo por sobrealcance - POTT.

O esquema de *trip* considerado nessa dissertação foi o esquema tripolar, ou seja, para qualquer condição de falta é enviado o sinal de abertura para os disjuntores das três fases do sistema. O esquemático descrevendo as etapas para o envio do *trip* é detalhado na Figura 4.5.



Figura 4.5: Esquemático para envio de trip.

Na Figura 4.5, o termo Z1 se refere à impedância de sequência positiva dos *loops* de falta para a zona 1 de proteção. O termo Z2 se refere a impedância de sequência positiva para a zona 2 de proteção. O termo S se refere ao *bit* de supervisão de classificação de falta. A variável RX POTT indica o *bit* de recepção do sinal permissivo de teleproteção, utilizado no esquema POTT. Para as simulações envolvendo esse *bit*, também foram consideradas condições ideais forçando a variável em nível lógico 1. Por último é utilizado um *latch* para manter o estado da variável de *trip* em nível lógico 1, em IEDs de proteção reais existem condições para resetar esse *latch* [27]. Para fins de simulação, foi considerado apenas a variação do *trip* do nível lógico 0 para 1, sem utilizar o *reset* do *latch*. Detalhada a modelagem do relé de distância digital, é necessário configurar corretamente o modelo para sua atuação adequada.

Como a condição de operação necessita do cálculo do vetor dZ, descrito em (2.38) e o cálculo de δ , conforme mostrado em (2.40), fica clara a necessidade da configuração do parâmetro da impedância de sequência positiva para as duas zonas de proteção adotadas nesse caso. Além disso, também é necessário a configuração do fator de compensação de sequência-zero K_0 . As impedâncias de sequência positiva e zero são dadas em (3.4). Entretanto, os relés medem a impedância em nível secundário. Para obter o valor das impedâncias em nível secundário, é necessário a informação de relação de transformação dos transformadores de instrumento utilizados nessa LT. As relações de transformação do Transformador de Potencial Capacitivo (TPC) e TC para a LT em estudo são detalhadas na Tabela 4.5.

Tabela 4.5: Relação de Transformação de TPC e TC

| RTP | 4500 |
|-----|------|
| RTC | 600 |

As impedâncias em nível secundário são calculadas utilizando (4.5). As impedâncias de sequência zero e de sequência positiva, dadas em (3.4), em nível secundário calculadas usando (4.5), são detalhadas na Tabela 4.6.

$$Z_{sec} = Z_{prim} \frac{RTC}{RTP} \quad (\Omega) \tag{4.5}$$

Onde:

 Z_{sec} - Impedância a nível secundário (Ω)

 Z_{prim} - Impedância a nível primário (Ω)

RTC - Relação de transformação do transformador de corrente

RTP - Relação de transformação do transformador de potencial

Tabela 4.6: Impedâncias de Sequência Positiva e Zero em Níveis Secundários

| Z_0 | $36,51\angle 71,2858^{\circ}$ |
|-------|-------------------------------|
| Z_1 | $8,91\angle 86,54^{\circ}$ |

As zonas de proteções foram configuradas da seguinte forma: a zona 1 tendo um alcance de 80 % da impedância de sequência positiva da LT e a zona 2 com 120 % da impedância de sequência positiva da LT. Esses alcances configurados para as duas zonas de proteção são utilizados para proteger a LT em todo o seu comprimento e fornecer proteção de retaguarda para a LT adjacente no caso da zona 2 [8]. Os valores configurados para as zonas 1 e 2 são dados na Tabela 4.7. O cálculo do fator de compensação de sequência zero é feito usando os valores dados na Tabela 4.6 e o resultado é detalhado em (4.6).

Tabela 4.7: Ajuste de Zonas de Proteção

| Zona 1 | $7,128\angle 86,54^{\circ}$ |
|--------|------------------------------|
| Zona 2 | $10,692\angle 86,54^{\circ}$ |

$$K_0 = \frac{Z_0 - Z_1}{Z_1} = 3,144\angle -20,06^{\circ}$$
(4.6)

4.5 Característica de Admitância

Para visualização da característica mho no plano R-X é necessário calcular dois vetores no tempo e plotar um em função do outro. Assim é possível gerar o círculo da característica de admitância. Como a característica passa pela origem, essa condição de *offset* é gerada calculando um ponto específico no eixo R usando (4.7), e um outro ponto no eixo X usando (4.8).

$$r = \frac{|Z_1|}{2} \cos(\theta_{Z_1}) \quad (\Omega) \tag{4.7}$$

$$x = \frac{|Z_1|}{2} sen(\theta_{Z_1}) \quad (\Omega) \tag{4.8}$$

Onde:

r - $O\!f\!f\!set$ do eixo real R

x - Offset do eixo imaginário X

 $|Z_1|$ - Magnitude da impedância de sequência positiva da zona de proteção desejada

 θ_{Z_1} - Ângulo de sequência positiva da LT

Por fim, os sinais para o eixo R e o eixo X são calculados usando (4.9) e (4.10), respectivamente.

$$R = \frac{|Z_1|}{2}\cos(\omega t) + r \tag{4.9}$$

$$X = \frac{|Z_1|}{2}sen(\omega t) + x \tag{4.10}$$

Onde:

- ω frequência angular (rad/s)
- t tempo de execução de simulação (s)

Com isso, a característica mho é plotada utilizando as informações do SEP em estudo, conforme mostrado na Figura 4.6. Utilizando a plotagem da característica mho e plotando a impedância aparente calculada pelo algoritmo do relé, é possível visualizar quando essa entra na zona de proteção e verificar se as condições de atuação estão de acordo com o esperado.



Figura 4.6: Característica mho do SEP em estudo.

Após o detalhamento do modelo do relé mho implementado no PSCAD/EMTDC, o Capítulo 5 apresenta o dispositivo proposto para testes de proteção de distância.

Capítulo 5

Ferramenta Proposta

Este capítulo tem o objetivo de apresentar o amplificador proposto para testes de proteção de distância. Esse amplificador é baseado em conversores cc/ca trifásico. O foco do desenvolvimento desse dispositivo é permitir que o mesmo possibilite a sensibilização de algoritmos de IEDs de proteção de linhas de transmissão, onde nesse trabalho é apresentado um estudo de caso utilizando a proteção de distância.

Os IEDs que protegem LTs utilizam sinais de tensão e corrente, provenientes dos transformadores de instrumento, para utilização em seus algoritmos internos de proteção. Para aproximar a ferramenta de testes de condições reais é necessário que esta tenha capacidade de fornecer sinais equivalentes aos fornecidos pelos transformadores de instrumento. As condições de reprodução dos sinais de tensão e corrente incluem capacidade de fornecer os sinais em valores nominais em condição de regime permanente e em condições de falta, incluindo a presença de transitórios característicos de LTs. Para atingir esses objetivos, foram necessários dois conversores cc/ca. O primeiro conversor sendo controlado como fonte de tensão, e o segundo controlado como fonte de corrente.

A topologia completa de *hardware* do amplificador proposto, conectado ao dispositivo testado (i.e., IED de proteção), é detalhada na Figura 5.1. Um ponto crítico para funcionamento adequado da ferramenta é definir os esquemas de controle dos conversores. A definição de qual esquema utilizar para os conversores foi baseada na busca por esquemas simples, com facilidade de implementação e que tenham efetividade em reproduzir o sinal de referência desejado. Outro ponto de relevância na ferramenta é o dimensionamento adequado de filtros passa-baixa para supressão de ruídos de alta frequência provenientes do chaveamento dos conversores. Os filtros, além de suprimir os sinais de frequência elevada, devem garantir a reprodução do sinal de referência em sua saída.



Figura 5.1: Topologia da ferramenta de testes.

O dimensionamento dos conversores foi baseado em valores próximos de um equipamento convencional de testes de relés de proteção. Essa etapa é importante, pois a amplitude dos sinais de tensão e corrente dos conversores deve estar adequada a níveis comumente encontrados em sinais reais de falta em LTs. Para isso, os valores de potência e amplitude dos sinais de tensão e corrente escolhidos são definidos na Tabela 5.1.

Tabela 5.1: Especificações de Conversores c
c/ca

| | Potência 1ϕ | Tensão / Corrente |
|--------------|------------------|---------------------|
| Conversor FT | 75 VA | $200 V_{\phi pico}$ |
| Converosr FC | 430 VA | $40 A_{pico}$ |

A partir das especificações dadas na Tabela 5.1 é possível dimensionar o valor da fonte de alimentação CC do conversor e também dimensionar os filtros passa-baixa. Para calcular o valor da fonte de alimentação CC, é utilizado (5.1) [59].

$$V_{cc} = \frac{V_{LL_{rms}}}{0,612m_a} \quad (V)$$
(5.1)

Onde:

 V_{cc} - Tensão de alimentação do conversor (V)

 V_{LLrms} - Tensão eficaz de linha do inversor (V)

 m_a - Relação de modulação de amplitude

O índice m_a foi considerado como 1 para ambos conversores. O cálculo de V_{cc} para o conversor utilizado como fonte de tensão é direto. Para o cálculo da alimentação para o inversor utilizado como fonte de corrente, é necessário saber qual o valor de tensão CA máximo considerando o valor máximo de corrente disponível. Nesse caso, sabendo o valor da impedância do *burden* do relé, é possível calcular esse valor através da lei de Ohm. O valor da tensão CC de alimentação para cada inversor é dado na Tabela 5.2.

| | Tensão de Alimentação CC |
|--------------|--------------------------|
| Conversor FT | 400 V |
| Conversor FC | 16 V |

Tabela 5.2: Tensão CC dos Conversores

As especificações dos conversores servem para atender a necessidade de fornecer os sinais de tensão e corrente para o relé. Além disso, essas informações também são utilizadas no controle do conversor e no desenvolvimento dos filtros passivos, ambos descritos nas Seções 5.1 e 5.2, respectivamente.

5.1 Esquemas de Controle dos Conversores

A partir do esquema de ligação mostrado na Figura 5.1, os conversores Fonte de Tensão (FT) e Fonte de Corrente (FC) controlam os sinais da tensão e corrente injetada no IED, respectivamente. Para o conversor FT foi utilizado o controlador com a técnica *Pulse-Width Modulation* (PWM) descrita na Seção 5.1.1. Já para o conversor FC foi utilizado o controlador de banda de histerese, Seção 5.1.2. Ambos os conversores FT e FC são topologia fonte de tensão, a escolha da técnica PWM para o conversor FT é devido essa ser simples e ser uma técnica de controle de tensão. A técnica de banda de histerese foi escolhida devido a sua simplicidade e essa permitir o controle de corrente em conversores topologia fonte de tensão.

Os sinais de referência foram obtidos através de simulações de faltas no SEP modelado, descrito no Capítulo 3, onde os sinais de tensão e corrente referentes ao terminal de Samambaia foram escritos em um arquivo no formato .txt, a frequência de amostragem desses sinais foi de 1 MHz. Posteriormente, os sinais de tensão e corrente, no arquivo .txt, foram lidos em outra simulação e foram inseridos no controlador dos conversores. Os sinais de tensão são implementados como referência para a técnica de controle PWM. Os sinais de corrente são implementados como referência para a técnica de controle banda de histerese. Os sinais analógicos gerados pelo chaveamento dos conversores, passam por filtros passa-baixa, e são lidos pelo IED de proteção simulado para sensibilizar o algoritmo de proteção de distância implementado. Um esquemático dessas etapas é detalhado na Figura 5.2.



Figura 5.2: Etapas de simulação para testes de proteção com ferramenta proposta.

5.1.1 Controlador Pulse-Width Modulation (PWM)

O controlador PWM utiliza a comparação entre dois sinais para gerar pulsos de chaveamento utilizados nos *gates* das chaves semicondutoras do conversor, nesse caso *Insulated Gate Bipolar Transistors* (IGBTs). Esses sinais são conhecidos como sinal de controle, e sinal portadora [59]. Quando a portadora é um sinal triangular, é comumente chamada apenas de triangular. Aqui será apresentada a característica dessa técnica aplicada a conversores cc/ca (inversores).

O sinal de controle $v_{controle}$ é o sinal de referência utilizado que se deseja obter na saída do inversor, utilizado para a modulação do chaveamento, e possui uma frequência f_1 . A frequência f_1 é a frequência fundamental da tensão de saída do inversor. O sinal triangular v_{tri} fornece a frequência de chaveamento do conversor f_s . Outras definições importantes para esse tipo de controle são a relação de modulação de amplitude, definida em (5.2) e a relação de modulação de frequência, dada em (5.3) [59].

$$m_a = \frac{\dot{V}_{controle,MAG}}{\dot{V}_{tri,MAG}} \tag{5.2}$$

Onde:

 $\dot{V}_{controle,MAG}$ - Magnitude do sinal de controle

 $V_{tri,MAG}$ - Magnitude do sinal triangular

$$m_f = \frac{f_s}{f_1} \tag{5.3}$$

Onde:

 f_s - Frequência de chaveamento do conversor

 f_1 - Frequência fundamental do sinal de controle

Nesse trabalho, para a reprodução dos sinais de referência de tensão (referência do conversor FT), foram obtidos sinais através de simulação computacional de faltas no modelo do SEP estudado, sendo esses referentes às tensões na Subestação de Energia (SE) Samambaia. Para poder comparar o sinal de controle com o sinal triangular, primeiro é necessário converter esse sinal para p.u., isso ocorre porque o sinal triangular oscila com amplitude em ± 1 . A conversão do sinal de controle para p.u. é feita utilizando (5.4). A tensão de base é o valor dado na Tabela 5.1.

$$v_{controle} = \frac{v_{simulado}}{V_{base}} \quad (p.u.) \tag{5.4}$$

Onde:

 $v_{simulado}$ - Tensão instantânea de referência (V)

 $v_{controle}$ - Tensão instantânea de referência (p.u.)

 V_{base} - Tensão de base (V)

Considerando que o caso de aplicação desse trabalho envolve sinais transitórios, é possível estabelecer um valor máximo para o termo m_a . Isso ocorre porque o sinal $v_{controle}$ possui variações em sua amplitude durante a simulação, assim definindo um valor máximo para m_a é uma forma de se conhecer valores máximos pretendidos de reprodução no conversor FT. Valores máximos de tensão a serem reproduzidos estão abaixo de 150 V de pico, considerando esse valor máximo e tendo a tensão de base do conversor, mostrado na Tabela 5.1, resulta em $m_a = 0,75$. Isso garante um faixa de trabalho segura para reprodução dos sinais de tensão, sem atingir os limites operacionais do conversor.

O termo m_f é calculado utilizando a frequência fundamental do sistema, 60 Hz, e a frequência de chaveamento do sinal triangular, $f_s = 45 \ kHz$. Um detalhe importante a ser observado no sinal de controle, é que esse sinal é representado em três estados diferentes. Esses estados são, condição de regime permanente (i.e., pré-falta), condição de falta e condição pós-falta.

A comparação da técnica de controle PWM ocorre conforme (5.5) [59]. A Figura 5.3 detalha o equivalente monofásico do conversor de tensão, destacando o *gate* de polaridade positiva e negativa, que são controlados para reprodução do sinal desejado.

$$v_{controle} > v_{tri}, \quad gate + = 1; gate - = 0$$
 (5.5a)

$$v_{controle} < v_{tri}, \quad gate + = 0; gate - = 1$$
 (5.5b)



Figura 5.3: Equivalente monofásico do conversor fonte de tensão.

No caso em estudo, como é utilizado um conversor trifásico 6 pulsos, a comparação usando PWM é feita com 3 sinais de controle distintos, cada um representando uma fase do sistema. Todos os sinais operam na região de modulação linear, $m_a \leq 1$ [59].

5.1.2 Controlador de Banda de Histerese

O conversor utilizado para fornecer os sinais de corrente ao IED, é um conversor de topologia fonte de tensão, ou seja, que possui tensão constante no seu elo de corrente contínua, controlado para operar como uma fonte de corrente nos terminais de corrente alternada. Para isso, foi escolhido o controlador de banda de histerese.

O controlador de histerese é utilizado para forçar a corrente de saída do conversor a um valor desejado. Essa ação é realizada mantendo a corrente dentro de uma banda de histerese. Em [60], são descritos dois tipos de controlador de banda de histerese, esquema de banda fixa de histerese e esquema de banda senoidal. Através da análise dos dois esquemas e tendo que o sinal de referência para esse esquema é proveniente de uma simulação computacional de faltas em LT, o esquema de banda fixa se mostra mais adequado para reproduzir os transitórios característicos contidos nos sinais de referência. As equações gerais para esse esquema são mostradas em (5.6) e (5.7) [60].

$$i_{up} = i_{ref} + H \quad (A) \tag{5.6}$$

$$i_{low} = i_{ref} - H \quad (A) \tag{5.7}$$

Onde:

 i_{ref} - Corrente de referência

 i_{up} - Banda superior

 i_{low} - Banda inferior

 ${\cal H}$ - Limite de banda de histerese

As condições de operação das chaves de acordo com o método utilizado é o que segue, se $i_a > i_{up}$, então gate + = 0 e gate - = 1, se $i_a < i_{low}$, então gate + = 1 e gate - = 0. A Figura 5.4 detalha o esquema de controle através de um equivalente monofásico para a corrente da fase A.



Figura 5.4: Controlador de histerese.

Como corrente de referência, i_{ref} , são utilizadas as correntes obtidas na simulação de faltas do SEP em estudo.

Uma limitação do esquema de comparação de histerese é que o mesmo possui frequência de chaveamento variável durante o período fundamental. As chaves semicondutoras possuem um tempo mínimo de transição de estado que limitam sua frequência de chaveamento. Dessa forma, são necessários circuitos de tempo de bloqueio para restringir a frequência de chaveamento máxima permitida. Seguindo a metodologia proposta em [61], é utilizado um *Latch* D como circuito de tempo de bloqueio. A importância desse circuito é que, para simulações computacionais, sem o circuito de bloqueio, a frequência de chaveamento do controlador de histerese se limita apenas ao passo de integração da simulação. Com o circuito de bloqueio, a frequência de chaveamento máxima é dado como em (5.8) [61].

$$f_{max} = \frac{10^{-3}}{2(tempo\ de\ bloqueio)} \quad (kHz) \tag{5.8}$$

Implementando o Latch D no controlador de histerese, a Figura 5.4 é modificada para a sua representação final mostrada na Figura 5.5. O Enable do Latch D foi implementado com um gerador de pulso utilizando uma frequência $f_{EN} = 45 \ kHz$. O controlador de histerese sem o circuito de bloqueio de tempo consegue manter a corrente medida dentro das bandas superior e inferior. Com a implementação do circuito de tempo de bloqueio, podem ocorrer overshoots da corrente medida em relação às bandas de histerese. Para amenizar ao máximo esses overshoots, as bandas de histerese foram escolhidas com um valor $H = 1 \times 10^{-6}$. Essa seleção foi feita de forma empírica, através de testes com diversos valores e verificando qual permitia uma melhor resposta do controlador. A tabela verdade do Latch D é detalhada na Tabela 5.3.



Figura 5.5: Controlador de histerese com implementação do Latch D.

| Entr | adas | Saídas |
|------|------------------|------------|
| EN | D | Q |
| 0 | \mathbf{X}^{1} | Q anterior |
| 1 | 0 | 0 |
| 1 | 1 | 1 |

Tabela 5.3: Tabela Verdade Latch D

5.2 Filtros Passivos

Para suprimir as componentes de alta frequência provenientes do chaveamento dos conversores são utilizados filtros passivos passa-baixa. A principal utilização desses filtros se justifica para poder extrair o sinal de saída de acordo com o sinal de referência desejado. Para o conversor FT foi utilizado o filtro LCL e para o conversor FC foi utilizado o filtro com topologia LC. A escolha do filtro LCL para o convertor FT foi devido sua capacidade superior ao filtro LC para filtragem dos harmônicos. No caso do conversor FC, o filtro LCL combinado ao controle de banda de histerese não funcionou, gerando um sinal completamente distorcido em relação a sua referência, logo foi utilizado o filtro LC que se adequou as necessidades de projeto. O projeto dos filtros são descritos nas Seções 5.2.1 e 5.2.2, respectivamente.

 $^{^{1}}$ Entrada Irrelevante

5.2.1 Filtro LCL

O dimensionamento do filtro LCL foi feito utilizando a metodologia descrita em [62]. O projeto inicia calculando a impedância e a capacitância de base do inversor utilizando (5.9) e (5.10), respectivamente.

$$Z_b = \frac{V_n^2}{P_n} \quad (\Omega) \tag{5.9}$$

Onde:

 Z_b - Impedância de base (Ω)

 V_n - Tensão de base (V)

 P_n - Potência de base (VA)

$$C_b = \frac{1}{\omega_g Z_b} \quad (F) \tag{5.10}$$

Onde:

 C_b - Capacitância de base (F)

 ω_q - Frequência de base (rad/s)

 Z_b - Impedância de base (Ω)

Para o cálculo da capacitância do filtro, é considerada uma variação máxima do fator de potência vista pela rede seja de 5%, indicando que impedância de base do sistema é ajustada, onde a capacitância do filtro é calculada utilizando (5.11) [62].

$$C_f = 0,05C_b \quad (F) \tag{5.11}$$

Onde:

 C_f - Capacitância do filtro (F)

 C_b - Capacitância de base (F)

O indutor L_1 do filtro é calculado utilizando (5.12). O termo ΔI_{Lmax} é descrito em (5.13). Esse termo se refere a um *ripple* de 10% da corrente nominal do conversor.

$$L_1 = \frac{VDC}{6f_{sw}\Delta I_{Lmax}} \quad (H) \tag{5.12}$$

Onde:

VDC - Tensão de alimentação do conversor (V)

 f_{sw} - Frequência de chaveamento do conversor (Hz)

 ΔI_{Lmax} - *Ripple* de corrente

$$\Delta I_{Lmax} = 0, 1 \frac{Pn\sqrt{2}}{3V_{ph}} \quad (A) \tag{5.13}$$

Onde:

Pn - Potência nominal do conversor (VA)

 V_{ph} - Tensão fase-terra r.m.s (V)

O indutor L_2 , que se conecta diretamente a impedância de entrada do relé, é calculado usando (5.14). O filtro LCL deve reduzir a corrente de *ripple* esperada em 20% [63], assim é utilizado um fator de atenuação ka = 20% no cálculo de L_2 [62].

$$L_2 = \frac{\sqrt{\frac{1}{ka^2} + 1}}{C_f \omega_{sw}^2} \quad (H)$$
 (5.14)

Onde:

ka - Fator de atenuação

 C_f - Capacitância do filtro (F)

 ω_{sw} - Frequência de chaveamento (rad/s)

A frequência de ressonância do filtro é dada por (5.15). Como boa prática de projeto, a frequência de ressonância deve satisfazer as condições dadas em (5.16) [62].

$$\omega_n = \sqrt{\frac{L_1 + L_2}{L_1 L_2 C_f}} \quad (rad/s) \tag{5.15}$$

$$10f_g < f_n < 0, 5f_{sw} \tag{5.16}$$

Onde:

- f_g Frequência fundamental do sinal 60 Hz
- f_n Frequência de ressonância do filtro (Hz)

 f_{sw} - Frequência de chaveamento do conversor

O último parâmetro a ser calculado é o resistor de amortecimento do filtro. O valor do resistor deve ser um terço da impedância do capacitor do filtro na frequência de ressonância [62]. O cálculo do resistor é descrito em (5.17).

$$R_f = \frac{1}{3\omega_n C_f} \quad (\Omega) \tag{5.17}$$

A Tabela 5.4 traz as especificações do filtro LCL. A topologia do filtro é detalhada na Figura 5.6.

| f_g | Frequência da rede | 60 Hz |
|----------|------------------------------|--------------------------|
| f_{sw} | Frequência de chaveamento | $45 \ kHz$ |
| Pn | Potência nominal | 225 VA |
| Vg | Tensão fase-terra | 141, 42 V |
| VDC | Tensão de alimentação CC | 400 V |
| L_1 | Indutor do lado do conversor | $0,0198 \ H$ |
| L_2 | Indutor do lado da carga | $1,509 \times 10^{-4} H$ |
| C_f | Capacitor do filtro | $0,49737~\mu F$ |
| R_f | Resistor de amortecimento | $5,784\ \Omega$ |

Tabela 5.4: Parâmetros Filtro LCL



Figura 5.6: Filtro LCL

A última etapa no dimensionamento do filtro é fazer a análise de sua resposta em frequência. Essa análise é utilizada para verificar o comportamento do sinal de saída em relação ao sinal de entrada em uma determinada faixa de valores de frequência. Assim é possível analisar a atenuação de sinais de frequência elevada e detectar possíveis picos de ressonâncias que devem ser atenuados. Essa análise foi feita utilizando o circuito mostrado na Figura 5.7 para determinação da função de transferência da tensão de saída do filtro em relação a tensão de entrada.



Figura 5.7: Circuito para modelagem da função de transferência do filtro LCL.

A função de transferência analisada, determina a relação entre a tensão de saída com a tensão de entrada, no formato dado em (5.18).

$$G(s) = \frac{V_3(s)}{V_1(s)}$$
(5.18)

A modelagem da função de transferência foi feita através da lei de Kirchoff das correntes, de acordo com (5.19).

$$I_1(s) = I_2(s) + I_3(s) \tag{5.19}$$

Resolvendo (5.19) em função das tensões nodais e das impedâncias conectadas aos nós, resulta em (5.20).

$$\frac{V_1(s) - V_2(s)}{sL1} = \frac{V_2(s)}{R_f + 1/sC_f} + \frac{V_2(s)}{R_L + sL2}$$
(5.20)

Considerando que a impedância de carga do relé é muito maior que a impedância do indutor de saída do filtro, $R_L >> sL_2$, é possível considerar que a tensão $V_3(s) = V_2(s)$.

Dessa forma, reescrevendo (5.18) e após de algumas manipulações matemáticas em (5.20), a função de transferência do filtro LCL resulta em (5.21).

$$G(s) = \frac{V_2(s)}{V_1(s)}$$

= $\frac{s^2 R_f L_2 C_f + s(R_f R_L C_f + L_2) + R_L}{s^3 C_f L_2 L_1 + s^2 (R_f L_2 C_f + R_f L_1 C_f + R_L C_f L_1) + s(R_f R_L C_f + L_2 + L_1) + R_L}$ (5.21)

Inserindo os valores referidos a cada componente, a função de transferência que relaciona a tensão $V_2(s)$ com a tensão $V_1(s)$ fica no formato dado em (5.22).

$$G(s) = \frac{4,341 \times 10^{-10} s^2 + 0,0004961s + 120}{1,486 \times 10^{-12} s^3 + 1,239 \times 10^{-6} s^2 + 0,0203s + 120}$$
(5.22)

O gráfico de resposta em frequência é plotado com auxílio do programa MATLAB, o resultado é mostrado na Figura 5.8.



Figura 5.8: Gráfico de resposta em frequência filtro LCL.

É possível verificar através do gráfico de resposta em frequência na Figura 5.8, que não há nenhum pico de ressonância variando a frequência, e o filtro atenua valores na sua frequência de ressonância, calculada usando (5.15).

5.2.2 Filtro LC

Para o conversor controlado como fonte de corrente, foi utilizado o filtro LC, devido a sua maior simplicidade em relação ao filtro LCL, e sua resposta dinâmica adequada para rastreamento da corrente de referência. A metodologia de projeto para o filtro LC seguiu as recomendações dadas em [64]. O equivalente monofásico do filtro passa-baixa LC é detalhada na Figura 5.9.



Figura 5.9: Filtro LC

O cálculo dos parâmetros do filtro são dados como segue: o indutor L é calculado usando (5.23).

$$L = \frac{R_L}{\omega_n} \sqrt{\omega_n^2 - \omega_1^2} \quad (H) \tag{5.23}$$

Onde:

 R_L - Impedância de carga conectada ao filtro

 ω_n - Frequência de ressonância do filtro (rad/s)

 ω_1 - Frequência fundamental do sistema (rad/s)

O capacitor do filtro é calculado utilizando a equação da frequência de ressonância. Reescrevendo para obter o valor de C, resulta em (5.24).

$$C = \frac{1}{\omega_n^2 L} \quad (F) \tag{5.24}$$

Onde:

 ω_n - Frequência de ressonância do filtro (rad/s)

L - Indutor do filtro (H)

O cálculo do resistor de amortecimento foi baseado na equação característica de um sistema de segunda ordem geral, descrito em [65] por (5.25).

$$G(s) = \frac{\omega_n^2}{s^2 + 2\zeta\omega_n s + \omega_n^2} \tag{5.25}$$

Onde:

 ω_n - Frequência natural do sistema (rad/s)

 ζ - Fator de amortecimento do sistema

A função de transferência de um filtro LC sem o resistor de amortecimento mostrado na Figura 5.9 é dada no formato descrito em (5.26). Comparando com (5.25), é possível notar que o termo que insere amortecimento no sistema não existe e só existem polos no eixo imaginário, de acordo com a função de transferência.

$$G(s) = \frac{1}{s^2 L C + 1} \tag{5.26}$$

Ao inserir o resistor de amortecimento no sistema, a função de transferência para o filtro passa-baixa da Figura 5.9 é dada em (5.27).

$$G(s) = \frac{sRC + 1}{s^2 LC + sRC + 1}$$
(5.27)

Para poder calcular o valor do resistor em função do fator de amortecimento ζ , é necessário colocar (5.27) no formato de (5.25). Analisando (5.27), é possível notar que a inserção do resistor de amortecimento no circuito insere um zero no sistema, e alteram a posição dos pólos para fora do eixo imaginário. Primeiro inserindo o zero no sistema, multiplica-se o termo em (5.28) com o numerador da função G(s) em (5.25), resultando em (5.29).

$$\frac{s}{a} + 1 \tag{5.28}$$

$$G(s) = \frac{(\frac{s}{a} + 1)\omega_n^2}{s^2 + 2\zeta\omega_n s + \omega_n^2}$$
(5.29)

Multiplicando os termos no numerador, resulta em (5.30). Colocando a função de transferência em (5.27) no mesmo formato de (5.30), primeiro analisando os numeradores das duas funções, resulta em (5.31).

$$G(s) = \frac{\omega_n^2 \frac{s}{a} + \omega_n^2}{s^2 + 2\zeta\omega_n s + \omega_n^2}$$
(5.30)

$$sRC + 1 = \frac{\omega_n^2 s}{a} + \omega_n^2 \tag{5.31}$$

Sendo $\omega_n = \frac{1}{\sqrt{LC}}$, então $\omega_n^2 = \frac{1}{LC}$. Para os termos em (5.31) estarem de acordo é necessário multiplicar o numerador de (5.27) por ω_n^2 , conforme (5.32).

$$(sRC+1) \times \frac{1}{LC} = s\frac{R}{L} + \frac{1}{LC}$$

$$(5.32)$$

Para o denominador de G(s) em (5.27), repetindo o mesmo processo feito para o numerador, primeiro igualando os denominadores de (5.27) e (5.30), resulta em (5.33).

$$s^{2}LC + sRC + 1 = s^{2} + 2\zeta\omega_{n}s + \omega_{n}^{2}$$
(5.33)

Multiplicando o denominador em (5.30) por ω_n^2 , resulta em (5.34). Com o numerador e denominador de (5.27), no mesmo formato de (5.30), é possível comparar os termos, conforme (5.35).

$$(s^{2}LC + sRC + 1) \times \frac{1}{LC} = s^{2} + s\frac{R}{L} + \frac{1}{LC}$$
 (5.34)

$$G(s) = \frac{s\frac{R}{L} + \frac{1}{LC}}{s^2 + s\frac{R}{L} + \frac{1}{LC}} = \frac{\frac{\omega_n^2 s}{a} + \omega_n^2}{s^2 + 2\zeta\omega_n s + \omega_n^2}$$
(5.35)

Em (5.35), comparando os termos, é possível notar que o termo $a = \frac{1}{RC}$, e para poder calcular o valor do resistor R do filtro, comparando os denominadores, resulta em (5.36).

$$R = 2\zeta\omega_n L \quad (\Omega) \tag{5.36}$$

Onde:

 ζ - Fator de amortecimento

 ω_n - Frequência natural do filtro

L - Indutor do filtro

O fator de amortecimento foi escolhido para que o pico de ressonância da resposta em frequência fosse o menor possível e para que permitisse uma resposta adequada da corrente de saída do controlador de histerese comparado a seu valor de referência. A adequação da resposta do filtro é avaliada no Capítulo 6, onde é comparado o erro do sinal dos conversores em relação a sua referência com um caso real, utilizando uma mala de testes, calculando o erro do sinal reproduzido com o sinal de referência. A resposta em frequência do filtro LC é detalhada na Figura 5.10. A Tabela 5.5 detalha os valores utilizados para dimensionamento do filtro LC.



Figura 5.10: Gráfico da resposta em frequência filtro LC.

| ω_n | $6283, 18 \ (rad/s)$ |
|------------|-----------------------------|
| ω_1 | $376,99 \ (rad/s)$ |
| ζ | 0,05 |
| R_L | $0,2~(\Omega)$ |
| L | $3,1774 \times 10^{-5} (H)$ |
| C | 797, 21 (μF) |
| R | $0,02~(\Omega)$ |

Tabela 5.5: Dados para Dimensionamento do Filtro LC

5.3 Esquema Completo

A topologia de testes completa, modelada no software PSCAD/EMTDC é detalhada na Figura 5.11.



Figura 5.11: Topologia dos conversores conectados ao modelo do relé de distância

Através da Figura 5.11, é possível notar a conexão dos conversores FT e FC ao IED de proteção simulado. Primeiro os terminais das fases A, B e C dos conversores são conectados aos respectivos filtros passa-baixa, e a saída dos filtros são conectados aos terminais de tensão e corrente do modelo do IED. A conexão com as impedâncias de entrada do IED, para ambas entradas de tensão e corrente, é feita em estrela, conforme mostrado na Figura 5.12.



Terminais dos Filtros LCL e LC

Figura 5.12: Conexão da ferramenta de testes com IED de proteção simulado.

Além da conexão em estrela, dos terminais do IED de proteção simulado, é possível notar que os filtros passa-baixa também são conectados em estrela, e a fonte de alimentação dos conversores estão em configuração *split* com duas fontes de tensão e um ponto de terra entre as fontes. O ponto de terra nos terminais da impedância de entrada do IED, dos filtros e da fonte de tensão é utilizado para representação que esses pontos estão no mesmo potencial elétrico. Isso permite a reprodução completa dos sinais de referência, até mesmo quando o valor de referência está em zero. Caso isso não seja utilizado, acontece um deslocamento do potencial no neutro da impedância de entrada, o que prejudica a reprodução dos sinais em relação ao seu referencial.

O controlador dos conversores foi implementado em uma rotina em FORTRAN no PSCAD/EMTDC. O componente criado para implementação dessa rotina é mostrado na Figura 5.13. O controlador lê o arquivo em formato .txt contendo as amostras dos sinais de referência de tensão e corrente, gerados nas simulações de faltas, conforme Figura 5.2. Além do arquivo .txt, outras entradas para o controlador incluem medição dos sinais de corrente reproduzidos pelo conversor FC após o filtro LC, para ser utilizado no controlador de histerese, e o sinal triangular para determinar a frequência de chaveamento do controlador PWM. As saídas do controlador são os níveis lógicos dos *gates* das chaves semicondutoras dos conversores. Um fluxograma descrevendo o funcionamento do controlador dos conversores FT e FC é detalhado na Figura 5.14.



Controle PWM e Banda de histerese

Figura 5.13: Controlador PWM e banda de histerese.



Figura 5.14: Fluxograma de funcionamento do controlador dos conversores FT e FC.

Após a descrição da implementação da ferramenta proposta, o Capítulo 6 descreve a realização dos testes para validação da mesma, e faz uma análise dos resultados.
Capítulo 6

Simulações e Resultados

Este capítulo tem o objetivo de apresentar o funcionamento do amplificador proposto, bem como realizar a sua validação para uma possível prototipagem. Conforme descrito no Capítulo 5, o amplificador utiliza sinais obtidos através de simulação de faltas em um SEP equivalente do SIN. Primeiro é necessário validar o modelo do SEP feito no PSCAD/EMTDC. Essa validação compara os níveis de corrente de curto-circuito nas barras do SEP, modelado no PSCAD/EMTDC, com valores de referência obtidos no programa Análise de Falhas Simultâneas (ANAFAS). Posteriormente, a Seção 6.1 apresenta uma metodologia para validação do amplificador, onde é feito uma análise do Erro Médio Quadrático (RMSE) entre os sinais fornecidos pelos conversores e os sinais de referência dos controladores, em relação a magnitude e fase dos mesmos. Os erros obtidos são comparados com os erros de um caso real, considerado caso padrão, para validar o amplificador. O caso padrão reproduz os mesmos sinais de falta utilizando uma mala de testes Omicron CMC 356 em um IED de proteção SEL 421-7. Por último, a Seção 6.2 apresenta testes de proteção utilizando o amplificador proposto, para verificar a atuação do IED de proteção simulado, descrito no Capítulo 4.

A Tabela 6.1 apresenta a comparação dos níveis de curto-circuito dos programas PSCAD/EMTDC e ANAFAS. O erro da corrente de curto-circuito na maioria dos casos ficou abaixo de 4%, onde apenas os curtos-circuitos monofásico aplicados na barra de Samambaia e Rio das Éguas que ficaram com valores maiores, 10,29% e 7,05%, respectivamente. Algumas discrepâncias ocorrem, devido a peculiaridades específicas de cada programa, que não serão detalhadas nesta dissertação. Foi considerado que os níveis de curto-circuito estão adequados para garantir uma robustez do modelo do SEP. Após a validação do SEP, a Seção 6.1 apresenta a análise do RMSE feito para o amplificador e compara os resultados com os casos de referência para uma validação inicial da ferramenta.

| Validação Curto - Circuito | | | | | | | |
|----------------------------|----------------------|---------|----------|--------|---------------------|----------|--|
| Donno | Curto Monofásico (A) | | | Curt | Curto Trifásico (A) | | |
| Darra | ANAFAS | PSCAD | Erro (%) | ANAFAS | PSCAD | Erro (%) | |
| S. Mesa | 24449 | 24119 | 1,35 | 26057 | 25300 | 2,91 | |
| Samambaia | 19894 | 21942 | 10,29 | 24095 | 23645 | 1,87 | |
| Luziana | 15896 | 16376,5 | 3,02 | 21895 | 22235 | 1,55 | |
| R. Éguas | 10506 | 9765,85 | 7,05 | 19168 | 19728 | 2,92 | |
| Emborcação | 23479 | 23294 | 0,79 | 25119 | 25064 | 0,22 | |
| N. Ponte | 20821 | 20806 | 0,07 | 25207 | 25459 | 1,00 | |
| Imtubiara | 30201 | 31365 | 3,85 | 30948 | 31724 | 2,51 | |

Tabela 6.1: Validação do Modelo

6.1 Comparação de Sinais Simulados com Sinais Reais

Essa seção detalha a validação do RMSE entre os sinais de falta gerados pelo amplificador ao modelo computacional do relé de distância e os sinais de referência utilizados pelos controladores. A comparação do RMSE do amplificador com o caso padrão, utilizando a mala de testes Omicron CMC 356 e um IED de proteção SEL 421-7, permite validar a reprodução das componentes de frequência fundamental dos sinais de tensão e corrente desejados. A topologia dos testes é detalhada na Figura 6.1.



Figura 6.1: Metodologia de comparação de sinais.

A comparação dos sinais considera os sinais medidos após passar pelo filtro *anti*aliasing e pelo conversor A/D. No caso do IED simulado, os sinais foram obtidos dentro do próprio software PSCAD/EMTDC em formato COMTRADE. No caso real, os sinais medidos pelo IED também foram obtidos em formato COMTRADE através do software AcSELerator Quickset [66]. Assim, tendo os sinais de referência e os sinais medidos, tanto pelo IED simulado e o IED real, na mesma frequência de amostragem, é possível fazer uma comparação precisa do RMSE. A frequência de amostragem dos sinais em formato COMTRADE é de 2 kHz, isso é devido a aquisição dos sinais capturados pelo IED real.

Considerando que a proteção de distância é uma função de proteção fasorial baseada na componente fundamental dos sinais de entrada, a comparação é feita através dos seguintes parâmetros: avaliação do RMSE da magnitude entre os sinais medidos e o seus respectivos sinais de referência, avaliação do RMSE entre os ângulos do sinais medidos e o sinal de referência na frequência fundamental.

O cálculo do RMSE é detalhado em (6.1) [67]. Esse cálculo permite medir o erro entre duas variáveis, uma variável esperada e uma medida.

$$RMSE = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{i=1}^{n} (\bar{y}_i - y_i)^2}$$
(6.1)

Onde:

RMSE - Erro Médio Quadrático

- N Número de observações
- \bar{y}_i Valores esperados
- y_i Valores medidos

A unidade de medida do RMSE é a própria unidade das variáveis utilizadas no cálculo do erro. No caso do RMSE da magnitude dos sinais, esse termo é avaliado em percentual. O valor percentual é obtido utilizando (6.2).

$$RMSE(\%) = \frac{RMSE}{Valor_{base}} \cdot 100 \tag{6.2}$$

Os valores de base para tensão e corrente da mala de testes e da ferramenta proposta são detalhados na Tabela 6.2.

| | Mala de Testes | Ferramenta Proposta |
|------------------------------|----------------|---------------------|
| Tensão de base (V_{rms}) | 212,13 | 141,42 |
| Corrente de base (I_{rms}) | 45,25 | 28,28 |

Tabela 6.2: Valores de Base

Os valores de base da mala de testes e da ferramenta proposta são referentes aos valores máximos possíveis de reprodução por esses dispositivos. Para o cálculo da magnitude, foi calculado o valor *true R.M.S.* dos sinais de tensão e corrente, permitindo assim uma comparação precisa dos sinais na frequência fundamental. Esse cálculo é realizado utilizando (6.3).

$$RMS(f(t)) = \sqrt{\frac{1}{T} \int_{t-T}^{t} f(t)^2}$$
(6.3)

Onde:

f(t) - Sinal de entrada

T - Tempo referente a um ciclo da frequência fundamental (s), $T = \frac{1}{f_0}$

 f_0 - Frequência fundamental (Hz)

O cálculo do ângulo na frequência fundamental foi realizado baseado em uma análise de Fourier descrita em [68]. A componente fundamental de um sinal pode ser expressa como mostrado em (6.4). Através do cálculo dos coeficientes a, mostrado em (6.5), e b, mostrado em (6.6), é possível calcular o ângulo na frequência fundamental usando (6.7).

$$Fundamental(f(t)) = a \cdot \cos(\omega_0 t) + b \cdot sen(\omega_0 t)$$
(6.4)

Onde:

- a Coeficiente de Fourier
- b Coeficiente de Fourier
- ω_0 Frequência fundamental (rad/s)
- t Tempo (s)

$$a = \frac{2}{T} \int_{t-T}^{t} f(t) \cdot \cos(\omega_0 t) dt$$
(6.5)

$$b = \frac{2}{T} \int_{t-T}^{t} f(t) \cdot sen(\omega_0 t) dt$$
(6.6)

$$\theta = atan\left(\frac{b}{a}\right) \quad (^{\circ}) \tag{6.7}$$

Para essa primeira validação foram simuladas quatro faltas distintas na mesma localização, referente à zona 1 da proteção de distância. Os dados referente a cada falta são descritos na Tabela 6.3. A localização é dada em função da SE Samambaia.

| Tipo de Falta | Resistência de Falta (Ohm) | Localização (km) |
|---------------|----------------------------|------------------|
| AG | 0,001 | 41,5 |
| AB | 0,001 | 41,5 |
| ABG | 0,001 | 41,5 |
| ABC | 0,001 | 41,5 |

Tabela 6.3: Tipos de Faltas

6.1.1 Falta Fase-Terra

Os sinais instantâneos de tensão e corrente para falta fase-terra (AG), fornecidos pelo conversor sobrepostos aos sinais de referência, são detalhados na Figura 6.2. Os termos v_{inv} e i_{inv} se referem aos sinais fornecidos pela ferramenta proposta, enquanto que v_{ref} e i_{ref} se referem aos sinais de referência.

As faltas foram simuladas seguindo uma sequência pré-definida, representando um caso real de falta em LTs. Foram definidos três estados para a simulação: estado préfalta, falta e pós falta. O estado pré-falta foi definido do instante t = 0 s até t = 0,1s. O estado de falta do instante t = 0,1 s até t = 0,2 s, por último o estado pós falta, representando a abertura do disjuntor, vai do instante t = 0,2 s até t = 0,35 s.

A primeira avaliação é feita para os sinais de tensão. O item (a) da Figura 6.3 detalha os sinais de tensão medido por um IED real, em valores eficazes sobrepostos aos seus respectivos sinais de referência. Já no item (b), são apresentados os sinais de tensão medidos pelo modelo de relé simulado, alimentado pela ferramenta proposta, sobrepostos aos mesmos sinais de referência do item (a), todos também em valores eficazes.



(b) Sinais de corrente.

Figura 6.2: Comparação de sinais de referência com sinais medidos.

A comparação do ângulo dos sinais medidos pelo IED real com a referência, e do ângulo dos sinais de tensão simulados com os sinais de referência, são mostrados na Figura 6.4.

Nas Figuras 6.3 e 6.4, existe uma descontinuidade inicial, destacada em cinza, nos sinais de tensão eficaz e do ângulo na frequência fundamental. Isso ocorre porque a ferramenta que foi utilizada para tratamento dos sinais, nesse caso o *software* MATLAB, só fornece os sinais de saída calculados após um ciclo da frequência fundamental. Essa descontinuidade é desprezada no cálculo do RMSE para todos os casos aqui representados.



(b) Comparação sinal da ferramenta proposta com referência.



O resultado do RMSE para a magnitude e ângulo dos sinais de tensão para a falta AG, é detalhado na Tabela 6.4. A escala de tempo considerada para esse cálculo variou de $t = 0,0165 \ s$ até $t = 0,288 \ s$. A escolha desse intervalo se deu para eliminar a fonte de erro referente ao valor inicial zero, tanto de magnitude quanto de fase. O instante $t = 0,288 \ s$ se refere ao fim da escala de tempo do sinal capturado pelo IED SEL 421-7.







(b) Comparação medição IED simulado com referência.



| | RMSE da N | Magnitude (%) | RMSE do Ângulo (°) | | |
|----|--|---------------|--------------------|----------------------|--|
| | Ref. vs. IED Real Ref. vs. Conversores | | Ref. vs. IED Real | Ref. vs. Conversores | |
| Va | 0,32 | 0,36 | 2,99 | 6,62 | |
| Vb | 0,31 | 0,35 | 2,98 | 6,59 | |
| Vc | 0,14 | 0,31 | 2,95 | 6,5 | |

Tabela 6.4: RMSE para Sinais de Tensão Falta Fase-Terra

É possível analisar na Tabela 6.4, que o RMSE para magnitude dos sinais de tensão da ferramenta proposta com os sinais de referência, estão na mesma ordem de grandeza do caso referência, utilizando a mala de testes e o IED SEL 421-7. Entretanto no RMSE da ângulo, há uma discrepância maior entre os sinais, o RMSE do ângulo do amplificador está superior ao caso de referência, fato que pode ser analisado de uma forma mais precisa analisando todos os casos considerados. A próxima análise é em relação aos sinais de corrente.

A comparação dos sinais de corrente, para os mesmo cenários de comparação tratados anteriormente, é detalhada nas Figuras 6.5 e 6.6.





(a) Comparação caso real com referência.

(b) Comparação sinal da ferramenta proposta com referência.

Figura 6.5: Comparação da magnitude de sinais medidos com sinais de referência.







(b) Comparação sinal da ferramenta proposta com a referência.

Figura 6.6: Comparação do ângulo de sinais medidos com os sinais de referência.

As mesmas considerações iniciais para os cálculos da magnitude e ângulo dos sinais de tensão, se aplicam aos sinais de corrente. Para a magnitude dos sinais de corrente, Figura 6.5, é possível notar que tanto para o caso real, quanto para o caso da ferramenta proposta, os sinais medidos conseguem reproduzir o sinal de referência. Para o ângulo dos sinais de corrente, após o instante de tempo t = 0,2115 s (destacado em cinza), ocorre um erro expressivo entre os sinais. Isso ocorre devido os sinais de corrente estarem em zero, fruto da representação da corrente pós-falta, quando ocorre a abertura do disjuntor dos terminais da LT durante a simulação. Os sinais das correntes estando em zero anula

a necessidade do cálculo do ângulo após esse instante t = 0,2115 s. Para o caso dos sinais de corrente, o cálculo do RMSE correspondem entre os instantes de tempo t = 0,0165 s e t = 0,2115 s (aplicado à todos os casos estudados). Isso é feito para eliminar as fontes de erro devido a valores iniciais e finais nulos. A Tabela 6.5 detalha os valores de erro para magnitude e fase dos sinais de corrente, comparando o caso padrão com o amplificador proposto simulado.

| | RMSE da M | Magnitude (%) | RMSE do Ângulo (°) | | |
|----|--|---------------|--------------------|----------------------|--|
| | Ref. vs. IED Real Ref. vs. Conversores | | Ref. vs. IED Real | Ref. vs. Conversores | |
| Ia | 0,24 | 0,39 | 3,20 | 3,7 | |
| Ib | 0,014 | 0,053 | 2,95 | 3,58 | |
| Ic | 0,03 | 0,3 | 3,21 | 3,55 | |

Tabela 6.5: RMSE para Sinais de Corrente Falta Fase-Terra

Para os sinais de corrente, o RMSE da magnitude ficou na mesma ordem de grandeza, atendendo as expectativas. Diferente do RMSE do ângulo dos sinais de tensão, no caso dos sinais de corrente o resultado ficou adequado, estando próximo do RMSE do caso de referência utilizando a mala de testes.

6.1.2 Falta Bifásica

A primeira comparação feita é a dos sinais instantâneos da falta bifásica (AB), sobrepondo os sinais de referência e os sinais dos conversores FT e FC, conforme mostrado na Figura 6.7. Os tempos dos estados pré-falta, de falta e pós-falta são os mesmos adotados para falta fase-terra.

É possível analisar, que as sobreposições dos sinais demonstra que os conversores atendem as expectativas no que tange a seguir os sinais de referência utilizado nos controladores PWM e de histerese. Entretanto, uma análise mais detalhada continua sendo necessária para quantificar os erros de magnitude e fase que podem ser causados pelos conversores.

A Figura 6.8 demonstra os sinais eficazes de tensão sobrepostos aos sinais de referência. A parte (a) é referente ao caso real e a parte (b) é referente aos sinais do conversor FT. A Figura 6.9 mostra a comparação dos ângulos entre os sinais medidos com os sinais de referência de tensão.



(b) Sinais instantâneos de corrente.

Figura 6.7: Comparação de sinais da ferramenta proposta com sinais de referência.

No caso dos sinais de tensão para falta bifásica (AB) obtidos da medição do IED de proteção real, é possível notar um pequeno erro no degrau inicial, em t = 0,0165 s, quando começa a aparecer os valores rms da tensão. Enquanto que no caso simulado, isso não ocorre. Durante o tempo restante de duração dos sinais, tanto o caso padrão quanto o caso utilizando o conversor FT visualmente seguem o sinal de referência.



(b) Comparação sinal da ferramenta proposta com referência.

Figura 6.8: Comparação da magnitude de sinais medidos com sinais de referência.

A Figura 6.9 detalha o ângulo dos sinais do caso real, parte (a), e do caso simulado utilizando o conversor FT na parte (b). As mesmas considerações de valores iniciais nulos, citados anteriormente, se aplicam aqui. Visualmente, ambos casos atendem as expectativas, no quesito de seguir o valor de referência. A Tabela 6.6 detalha os erros calculados para magnitude e ângulo de fase dos sinais de tensão, considerando a falta AB no sistema.







(b) Comparação sinal da ferramenta proposta com referência.



| | RMSE da M | Magnitude (%) | RMSE do Ângulo (°) | | |
|----|--|---------------|--------------------|----------------------|--|
| | Ref. vs. IED Real Ref. vs. Conversores | | Ref. vs. IED Real | Ref. vs. Conversores | |
| Va | 0,25 | 0,27 | 3,85 | 6,42 | |
| Vb | 0,24 | 0,25 | 3,93 | 6,61 | |
| Vc | 0,16 | 0,27 | 3,95 | 6,47 | |

Tabela 6.6: RMSE para Sinais de Tensão Falta Bifásica

Os resultados apresentados na Tabela 6.6 seguem a mesma tendência dos resultados apresentandos para falta fase-terra, Tabela 6.4. O RMSE para magnitude da tensão do conversor FT em relação a sua referência está na mesma ordem de grandeza do caso real, utilizando os sinais da mala de testes e um IED de proteção real. O RMSE do ângulo surge a mesma discrepância ocorrido no caso da falta fase-terra, onde o RMSE de fase dos sinais do conversor FT é maior do que o RMSE dos sinais da mala de testes.

A análise feita para os sinais de corrente, para falta bifásica é inicialmente detalhada na Figura 6.10.



Comparação I_{REF} e I_{INV} X: 0.15 Y: 16.15 20 -I_AREF I_INV 10 X: 0.05 Y: 0.4145 0 0 0.05 0.15 0.2 0.25 0.1 Corrente (A) 0 05 I_BREF IBINV X: 0.15 Y: 16.61 X: 0.05 Y: 0.4382 0 0.05 0.25 0.1 0.15 0.2 0 I_REF 20 I 10 X: 0.05 Y: 0.4329 X: 0.15 Y: 0.6427 0 0.05 0.1 0.2 0.25 0.15 Tempo (s)

(a) Comparação caso real com referência.

(b) Comparação sinal da ferramenta proposta com referência.

Figura 6.10: Comparação da magnitude de sinais medidos com sinais de referência.

Com uma análise visual prévia, para a magnitude dos sinais de corrente, Figura 6.10 é possível perceber que os sinais fornecidos pelo conversor FC seguem a sua referência. O mesmo ocorre para o caso padrão, utilizando a mala de testes.

A comparação dos ângulos para os sinais de corrente é detalhada na Figura 6.11. É possível perceber, analisando a Figura 6.11, que o ângulo dos sinais medidos comparados aos sinais de referência estão próximos, erros mais significativos aparecem na comparação do ângulo a partir do instante $t = 0,2115 \ s$. Erro devido à não existência de corrente, conforme já justificado na seção 6.1.1.



(a) Comparação caso real com referência.



(b) Comparação sinal da ferramenta proposta com referência.

Figura 6.11: Comparação do ângulo de sinais medidos com sinais de referência.

A Tabela 6.7 detalha os erros de magnitude e fase para os sinais de corrente, conside-

rando os casos com IED real e da ferramenta proposta simulada. O caso com o conversor FC ficaram próximos ao caso real, atendendo as expectativas.

| | RMSE da M | Magnitude (%) | RMSE do Ângulo (°) | | |
|----|--|---------------|--------------------|----------------------|--|
| | Ref. vs. IED Real Ref. vs. Conversores | | Ref. vs. IED Real | Ref. vs. Conversores | |
| Ia | 0,24 | 0,53 | 4,22 | 3,6 | |
| Ib | 0,39 | 0,49 | 4,16 | 3,56 | |
| Ic | 0,04 | 0,035 | 4,19 | 3,3 | |

Tabela 6.7: RMSE para Sinais de Corrente Falta Bifásica

6.1.3 Falta Bifásica-Terra

Para o terceiro caso estudado, envolvendo uma falta entre as fases A e B e o terra (falta ABG), os sinais instantâneos de tensão e corrente são detalhados na Figura 6.12.



(b) Sinais de corrente.

Figura 6.12: Comparação de sinais da ferramenta proposta com sinais de referência.

Assim como ocorreu para as faltas AG e AB, os sinais de tensão e corrente fornecidos pelos conversores FT e FC, para uma falta ABG, conseguem reproduzir os sinais de referência gerados através de estudos de falta simulada.

Para a avaliação dos parâmetros de frequência fundamental, os sinais de magnitude de tensão, são mostrados na Figura 6.13. É possível perceber na parte (a), um pequeno erro inicial quando começam aparecer os valores rms dos sinais de tensão. Para o caso simulado, na parte (b), isso não ocorre.



(a) Comparação caso real com referência.



(b) Comparação sinal da ferramenta proposta com referência.

Figura 6.13: Comparação da magnitude de sinais medidos com sinais de referência.

A comparação do ângulo entre os sinais medidos com ângulo dos sinais de referência é detalhada na Figura 6.14.



(a) Comparação caso real com referência.



(b) Comparação sinal da ferramenta proposta com referência.

Figura 6.14: Comparação do ângulo de sinais medidos com sinais de referência.

Na Figura 6.14, para ambos os casos, é possível verificar que o ângulo dos sinais medidos, seguem o sinal de referência.

A comparação do RMSE para os sinais de magnitude de tensão e ângulo de tensão, considerando o caso real com um IED de proteção e a ferramenta proposta, são dadas na Tabela 6.8. O intervalo de tempo considerado para as análises do RMSE são os mesmos adotados para as faltas AG e AB. Analisando a Tabela 6.8, observa-se uma proximidade entre o RMSE da magnitude e do ângulo. Um ponto interessante, é que para esse caso, o RMSE dos ângulos ficou mais próximo, se comparado com casos anteriores (falta AG e AB).

| | RMSE da M | Magnitude (%) | RMSE do Ângulo (°) | |
|----|--|---------------|--------------------|----------------------|
| | Ref. vs. IED Real Ref. vs. Conversores | | Ref. vs. IED Real | Ref. vs. Conversores |
| Va | 0,52 | 0,36 | 5,52 | 6,37 |
| Vb | 0,24 | 0,43 | 5,4 | 6,13 |
| Vc | 0,84 | 0,43 | 5,29 | 6,44 |

Tabela 6.8: RMSE para Sinais de Tensão Falta Bifásica-Terra

Os sinais de magnitude da corrente são detalhados na Figura 6.15.



(a) Comparação caso real com referência.



(b) Comparação sinal da ferramenta proposta com referência.

Figura 6.15: Comparação da magnitude de sinais medidos com sinais de referência.

Através de uma análise visual preliminar da Figura 6.15 é possível perceber que para ambos os casos, os sinais medidos são reproduzidos de forma satisfatória, seguindo o sinal de referência gerado por simulação computacional.

A comparação do ângulo dos sinais de corrente, para os sinais capturados pelo IED real e os sinais gerados pelo conversor FC, são detalhados na Figura 6.16. É possível verificar que, para o intervalo compreendido entre os instantes t = 0,0165 s e t = 0,2115 s, o ângulo medido segue o sinal de referência. O intervalo de tempo anterior a t = 0,0165 s é referente ao início do cálculo do ângulo, e o instante t posterior a 0,2115 s representa o instante onde os disjuntores da LT estão abertos, ou seja, não há corrente no circuito. As regiões em cinza não são computadas para o RMSE.



(a) Comparação caso real com referência.



(b) Comparação sinal da ferramenta proposta com referência.

Figura 6.16: Comparação do ângulo de sinais medidos com sinais de referência.

O RMSE da amplitude e ângulo de corrente, entre os sinais capturados pelo IED real e referência, e os sinais gerados pela ferramenta proposta e referência são detalhados na Tabela 6.9.

| | RMSE da M | Magnitude (%) | RMSE do Ângulo (°) | |
|----|--|---------------|--------------------|----------------------|
| | Ref. vs. IED Real Ref. vs. Conversores | | Ref. vs. IED Real | Ref. vs. Conversores |
| Ia | 0,34 0,72 | | 5,74 | 5,65 |
| Ib | 0,43 | 0,73 | 5,71 | 5,57 |
| Ic | 0,081 | 0,059 | 5,72 | 6,05 |

Tabela 6.9: RMSE para Sinais de Corrente Falta Bifásica-Terra

Analisando a Tabela 6.9, é possível quantificar a proximidade da ferramenta proposta, comparado com o caso real, utilizando a mala de testes e o IED real.

6.1.4 Falta Trifásica

O último caso avaliado é para uma falta trifásica (falta ABC). Os sinais dos conversores, sobrepostos aos sinais de referência, são detalhados na Figura 6.17.





(b) Sinais instantâneos de corrente.

Figura 6.17: Comparação de sinais da ferramenta proposta com sinais de referência.

Assim como para os outros tipos de falta, a ferramenta proposta consegue seguir os sinais instantâneos para a reprodução dos sinais de falta.

A magnitude r.m.s. e ângulo dos sinais de tensão, comparando os sinais do caso real com a referência e os sinais da ferramenta proposta com a referência, são detalhados nas Figuras 6.18 e 6.19, respectivamente.



(a) Comparação caso real com referência.



(b) Comparação sinal da ferramenta proposta com referência.



Analisando as Figuras 6.18 e 6.19, é possível notar que os parâmetros de frequência fundamental gerados pela ferramenta estão adequados em relação aos valores de referência.







(b) Comparação sinal da ferramenta proposta com referência.

Figura 6.19: Comparação do ângulo de sinais medidos com sinais de referência.

Para uma análise mais detalhada dos sinais de tensão, a Tabela 6.10 detalha o RMSE para os sinais de magnitude e ângulo, tanto do caso real, quanto do caso simulado através do amplificador proposto. É possível perceber a adequação do amplificador para reprodução dos sinais de tensão em relação a mala de testes. Apenas no RMSE do ângulo, ocorre uma diferença mais significativa em relação ao caso real, fato a ser detalhado mais à frente. A próxima análise para a falta trifásica, é para os sinais de corrente, onde a Figura 6.20 detalha a comparação da magnitude entre os sinais medidos e os de referência.

| | RMSE da M | Magnitude (%) | RMSE do Ângulo (°) | | |
|----|--|---------------|--------------------|----------------------|--|
| | Ref. vs. IED Real Ref. vs. Conversores | | Ref. vs. IED Real | Ref. vs. Conversores | |
| Va | 0,39 | 0,34 | 4,29 | 6,39 | |
| Vb | 0,22 | 0,39 | 4,34 | 6,44 | |
| Vc | 0,104 | 0,31 | 4,23 | 6,62 | |

Tabela 6.10: RMSE para Sinais de Tensão Falta Trifásica



(a) Comparação caso real com referência.



(b) Comparação sinal da ferramenta proposta com referência.

Figura 6.20: Comparação da magnitude de sinais medidos com sinais de referência.

Para os sinais de corrente da falta ABC, é possível ver que a magnitude foi reproduzida conforme esperado. Uma comparação entre algumas amostras entre os casos com a ferramenta proposta e o caso real pode ser visto na Figura 6.20.

Os sinais do ângulo para as correntes são mostrados na Figura 6.21. Até o instante considerado t = 0,2115 s, é possível notar a precisão dos sinais, onde o ângulo medido segue a sua referência. No caso do conversor, parte (b) da Figura 6.21 é possível notar a imprecisão que ocorre quando o valor da corrente é nulo. Justificando a não inclusão desse intervalo para o cálculo do RMSE.



(a) Comparação caso real com referência.



(b) Comparação sinal da ferramenta proposta com referência.

Figura 6.21: Comparação do ângulo de sinais medidos com sinais de referência.

O RMSE de magnitude e ângulo, para o caso real e da ferramenta proposta, para os sinais de corrente são detalhados na Tabela 6.11.

| | RMSE da M | Magnitude (%) | RMSE do Ângulo (O) | |
|----|--|---------------|---------------------------|----------------------|
| | Ref. vs. IED Real Ref. vs. Conversores | | Ref. vs. IED Real | Ref. vs. Conversores |
| Ia | 0,75 | 0,58 | 4,51 | 6,23 |
| Ib | 1,50 | 0,6 | 4,42 | 6,15 |
| Ic | 0,75 | 0,70 | 4,44 | 6,05 |

Tabela 6.11: RMSE para Sinais de Corrente Falta Trifásica

Novamente, é confirmado a adequação do amplificador proposto, tomando como caso de referência o RMSE avaliado para mala de testes, conforme demonstrado na Tabela 6.11. Após a demonstração dos casos estudados nessa primeira etapa de validação do amplificador, a Seção 6.2.13 traz considerações finais sobre os testes.

6.1.5 Considerações Finais Sobre Comparação dos Sinais

A partir do exposto nas Seções 6.1.1 até 6.1.4, é possível notar que o amplificador consegue reproduzir os sinais de referência desejados. A comparação com a mala de testes permite avaliar e validar o amplificador proposto, tendo como ponto de observação que os testes com os conversores foram feitos em ambiente de simulação computacional. Para todos os casos, o RMSE avaliado entre os casos simulados e real, demonstra a capacidade do amplificador de reproduzir os sinais desejados, validando as expectativas. As Figuras 6.22 e 6.23, mostram graficamente comparações para valores médios do RMSE da magnitude e ângulo dos sinais.



Figura 6.22: RMSE médio da magnitude de tensão e corrente.

Analisando a Figura 6.22, é evidente a proximidade do RMSE médio da magnitude entre o amplificador e a mala de testes utilizada em um caso real. Entretanto, para o RMSE médio dos ângulos de tensão e corrente, na Figura 6.23, é possível notar uma diferença maior no caso do ângulo de tensão. Essa diferença se justifica devido a utilização do filtro LCL e o procedimento de dimensionamento do mesmo. O RMSE médio para o ângulo dos sinais corrente atende as expectivaas, quando comparado com a mala de testes.



Figura 6.23: RMSE médio para ângulo de tensão e corrente

A próxima etapa de validação do amplificador é verificar a atuação de *trip* do modelo do relé simulado quando este recebe os sinais de falta fornecidos pelos conversores FT e FC.

6.2 Estudos de Falta com Ferramenta Proposta

A avaliação de atuação do IED de proteção simulado é feita para quatro tipos de faltas diferentes, e em duas localizações distintas. As localizações das faltas foram considerados em zona 1 (i.e., zona de atuação instantânea da proteção) e zona 2 (i.e., zona de atuação temporizada). Para os estudos de faltas em zona 2, foram simulados casos considerando a temporização dessa zona de proteção e casos considerando o esquema de teleproteção POTT. Para o caso com teleproteção, a variação do sinal permissivo é dada em condições ideais, na prática a variação desse sinal sofre atrasos dos meios de comunicação e de processamento dos equipamentos de comunicação e IEDs de proteção [69]. A linha de transmissão possui um comprimento de 249 km. Os detalhes das faltas simuladas são dados na Tabela 6.12. A localização da falta é dada em função da SE Samambaia, Figura 3.4, outros dados da LT são mostrados no Capítulo 3. As configurações das zonas

de proteção são dadas no Capítulo 4, Tabela 4.7.

O amplificador proposto funciona com o objetivo de reproduzir sinais elétricos característicos de faltas no sistema elétrico a nível secundário. Para verificar a atuação do IED de proteção simulado, foram considerados três estados distintos no sistema elétrico em estudo, são esses: pré-falta, falta, pós falta. O estado pré-falta se refere a condição de operação em regime permanente do sistema, o estado de falta representa o instante onde falta está presente, e o pós-falta representa o instante onde foi , na simulação do SEP, a abertura dos disjuntores de ambos os terminais da linha de transmissão em estudo (i.e., Terminais Serra da Mesa e Samambaia). A Tabela 6.13 detalha os tempos de duração para cada estado considerado, para cada zona de atuação.

| Tipo de Falta | Zc | ona 1 | Zo | ona 2 |
|---------------|------------------------|--------------------|------------------------|--------------------|
| | Resistência (Ω) | Localização (km) | Resistência (Ω) | Localização (km) |
| AG | 0,01 | 41,5 | 1 | 236,23 |
| AB | 0,01 | 41,5 | 1 | 236,23 |
| ABG | 0,01 | 41,5 | 1 | 236,23 |
| ABC | 0,01 | 41,5 | 1 | 236,23 |

Tabela 6.12: Casos de Faltas Simuladas

Tabela 6.13: Estados de Simulação de Faltas

| | Duração de Cada Estado (s) | | | | |
|--------|----------------------------|------|------|--|--|
| | Pré-falta Falta Pós-falta | | | | |
| Zona 1 | 0,1 | 0,1 | 0,15 | | |
| Zona 2 | 0,1 | 0,45 | 0,1 | | |

O objetivo principal dessa seção é verificar a atuação do *trip* do IED simulado, e verificar o caminho da impedância medida do *loop* de falta para cada tipo de falta simulada, permitindo identificar possíveis atuações indevidas. Todos os dados a serem detalhados foram obtidos através do *software* PSCAD/EMTDC. Os primeiros casos a serem avaliados serão as faltas em zona 1 de proteção.

6.2.1 Falta Fase-Terra em Zona 1

A Figura 6.24 detalha as oscilografias de tensão e corrente, fornecidas pelos conversores, e os sinais digitais de atuação de zona 1, zona 2 e *trip*. A Figura 6.25 detalha o caminho da impedância de sequência positiva medido pelo *loop* de falta fase-terra (*loop* AG).

É possível perceber, analisando as Figuras 6.24 e 6.25, que o relé simulado operou corretamente para a falta AG com os sinais fornecidos pela ferramenta proposta. Essa análise é validada através dos seguintes aspectos: verificação do caminho da impedância na zona de proteção esperada, atuação da variável da zona de proteção e tempo do envio do sinal de *trip* a partir do início da falta. A Tabela 6.14 detalha essas informações.



Figura 6.24: Atuação de *trip* falta AG em zona 1.



Figura 6.25: Verificação do caminho de impedância do loop AG.

Através da análise das Figuras 6.24 e 6.25, em conjunto com a Tabela 6.14, é possível

concluir que houve a correta atuação do trip para a falta fase-terra, com os sinais fornecidos pelos conversores FT e FC. A atuação ocorreu em zona 1, com tempo de atuação de 9,1 ms.

| Tabela 6.14: | Verificação | de Atua | ção do | Trip | Falta | Fase-7 | Ferra | Zona | 1 |
|--------------|-------------|---------|--------|------|-------|--------|-------|------|---|
| | | | | | | | | | |

| | Detecção de Zona | Impedância Medida Dentro da Zona de Proteção | Tempo de Envio de <i>Trip</i> (s) |
|-------------|------------------|--|--------------------------------------|
| Verificação | Zona 1 | Z_{AG} | 0,0091 |

6.2.2 Falta Bifásica em Zona 1

Para a falta bifásica (falta AB) em zona 1, os sinais de tensão e corrente fornecidos pelos conversores, medidos pelo IED simulado, são detalhados na Figura 6.26. O caminho da impedância, traçado pelo *loop* de falta AB até a região de operação da zona 1 de proteção, é detalhado na Figura 6.27. A Tabela 6.15 detalha de forma resumida a atuação do IED de proteção simulado.



Figura 6.26: Atuação de trip para a falta AB em zona 1.

Conforme mostrado na Figura 6.26, é possível confirmar a atuação do *trip* pela zona 1 de proteção. Com auxílio da Figura 6.27, é possível confirmar o caminho traçado pela impedância do *loop* de falta AB, certificando a atuação do IED simulado em zona 1 de proteção. O tempo de atuação do *trip*, contado a partir do início da falta, foi de t = 0,0103 s.



Figura 6.27: Verificação do caminho da impedância do loop AB.

Tabela 6.15: Verificação de Atuação do Trip Falta Bifásica Zona 1

| | Detecção de Zona | Impedância Medida Dentro da Zona de Proteção | Tempo de Envio de <i>Trip</i> (s) |
|-------------|------------------|--|--------------------------------------|
| Verificação | Zona 1 | Z_{AB} | 0,0103 |

6.2.3 Falta Bifásica-Terra em Zona 1

Para a falta bifásica-terra (falta ABG) em zona 1, os sinais de tensão e corrente, medidos pelo IED simulado, junto com os sinais digitais de zonas de proteção e *trip*, são detalhados na Figura 6.28.



Figura 6.28: Atuação de *trip* para a falta ABG em zona 1.

A verificação da medição do *loop* de falta AB dentro da zona de proteção é detalhado na Figura 6.29.



Figura 6.29: Verificação do caminho da impedância do *loop* AB.

Para a falta ABG, com os sinais fornecidos pela ferramenta proposta, houve uma correta atuação do IED simulado, detectando adequadamente a impedância de sequência positiva dentro da zona 1 de proteção e disparando o comando de *trip*. A Tabela 6.16 detalha os parâmetros de verificação de atuação correta do relé simulado, onde o tempo de atuação do *trip* foi t = 0,0101 s.

Tabela 6.16: Verificação de Atuação do Trip Falta Bifásica-Terra Zona 1

| | Detecção de Zona | Impedância Medida Dentro da Zona de Proteção | Tempo de Envio de <i>Trip</i> (s) |
|-------------|------------------|--|--------------------------------------|
| Verificação | Zona 1 | Z_{AB} | 0,0101 |

6.2.4 Falta Trifásica em Zona 1

O último caso avaliado para zona 1 é referente a falta trifásica (falta ABC). Os sinais de tensão e corrente, junto com os sinais digitais, são detalhados na Figura 6.30. Para esse caso, são demonstrados a medição de impedância dos seguintes *loops* de falta: AB, BC e CA. Isso ocorre porque para a falta trifásica, foram habilitados os *bits* de supervisão de falta para esses três *loops*. A medição de impedância é detalhada na Figura 6.31.



Figura 6.30: Atuação de trip para a falta ABC em zona 1



Figura 6.31: Verificação do caminho da impedância dos loops AB, BC e CA.

Para falta trifásica, conforme esperado, houve atuação correta do relé simulado. Isso é confirmado analisando as varíaveis digitais na Figura 6.30 e as medições das impedâncias na Figura 6.31. A Tabela 6.17 detalha os parâmetros de verificação de atuação correta, onde o tempo de atuação do *trip* é de 0,0087 s.

Tabela 6.17: Verificação de Atuação do Trip Falta Trifásica Zona 1

| | Detecção de Zona | Impedância Medida Dentro da Zona de Proteção | Tempo de Envio de <i>Trip</i> (s) |
|-------------|------------------|--|--------------------------------------|
| Verificação | Zona 1 | Z_{AB}, Z_{BC}, Z_{CA} | 0,0087 |

6.2.5 Falta Fase-Terra em Zona 2 Temporizada

A Figura 6.32 detalha as oscilografias de tensão e corrente, fornecidos pelos conversores, e os sinais digitais da detecção de zonas de proteção e de *trip*. O diagrama mho com a verificação da medição da impedância de sequência positiva, do *loop* AG, é detalhado na Figura 6.33.

Esse caso representa a atuação do relé de proteção pela temporização da zona 2 de proteção. Como a temporização da zona 2 foi configurada em 0,4 s, a simulação do estado de falta foi mantido em um tempo de 0,45 s para garantir a atuação correta do relé.



Figura 6.32: Atuação de *trip* falta AG em zona 2.



Figura 6.33: Verificação do caminho da impedância do loop AG.

Analisando as Figuras 6.32 e 6.33, é possível verificar a correta atuação do relé, considerando a temporização da zona 2 de proteção. A Tabela 6.18 detalha os parâmetros de verificação da atuação correta, onde é confirmado a atuação pelo loop AG, com um tempo de atuação do trip de 0,4142 s.

| | Detecção de Zona | Impedância Medida Dentro da Zona de Proteção | Tempo de Envio de <i>Trip</i> (s) |
|-------------|------------------|--|--------------------------------------|
| Verificação | Zona 2 | Z_{AG} | $0,\!4142$ |

Tabela 6.18: Verificação de Atuação do Trip Falta Fase-Terra Zona 2 Temporizada

6.2.6 Falta Bifásica em Zona 2 - Temporizada

A Figura 6.34 detalha as oscilografias para a falta AB em zona 2 e os sinais digitais, de zonas de proteção e *trip*. A medição do caminho da impedância, do *loop* de falta AB, é detalhado na Figura 6.35.



Figura 6.34: Atuação de *trip* falta AB em zona 2.



Figura 6.35: Verificação do caminho da impedância do loop AB.
Analisando as Figuras 6.34 e 6.35, é possível concluir que não houve atuação dos sinais das zonas de proteção e do sinal de *trip*. O motivo da não atuação do IED simulado é o comportamento dinâmico da impedância durante a falta. Na Figura 6.35 é possível perceber que a impedância de sequência positiva entra na área de atuação da zona 2. Entretanto, essa impedância sai durante um certo período de tempo da zona de atuação antes do tempo de atuação considerado para zona 2. Isso reinicia a contagem do tempo, e o intervalo simulado não foi suficiente para gerar a atuação do IED. Problemas com a temporização são resolvidos com esquemas de teleproteção, como será mostrado mais a frente nos testes incluindo o esquema POTT. A Tabela 6.19 detalha os itens de verificação de atuação do IED. Nesse caso não houve detecção de zona nem tempo do envio do *trip*.

Tabela 6.19: Verificação de Atuação do Trip Falta Bifásica Zona 2 Temporizada

| | Detecção de Zona | Impedância Medida Dentro da Zona de Proteção | Tempo de Envio de <i>Trip</i> (s) |
|-------------|------------------|--|--------------------------------------|
| Verificação | — | Z_{AB} | Não atuou |

6.2.7 Falta Bifásica-Terra em Zona 2 Temporizada

A Figura 6.36 detalha os sinais de tensão, corrente e os sinais digitais para a falta ABG. O diagrama mho e o caminho da impedância são detalhados na Figura 6.37.



Figura 6.36: Atuação de *trip* falta ABG em zona 2.

Como é possível ver nas Figuras 6.36 e 6.37, o relé também não atuou para a falta

ABG. O motivo da não atuação é o mesmo da falta AB, descrito na seção 6.2.6. A Tabela 6.20 detalha os itens de verificação de atuação correta.



Figura 6.37: Verificação do caminho da impedância do loop AB.

Tabela 6.20: Verificação de Atuação do Trip Falta Bifásica-Terra Temporizada

| | Detecção de Zona | Impedância Medida Dentro da Zona de Proteção | Tempo de Envio de <i>Trip</i> (s) |
|-------------|------------------|--|--------------------------------------|
| Verificação | — | Z_{AB} | Não atuou |

6.2.8 Falta Trifásica em Zona 2 Temporizada

A Figura 6.38 detalha os sinais de tensão e corrente para falta ABC e os sinais digitais de detecção de zona e *trip*.



Figura 6.38: Atuação de *trip* falta ABC em zona 2.

20 Zona 1 Zona2 Z_{AB} 15 .Z_{BC} Z_{CA} (හ) 10 X 5 0 -8 -6 -2 0 2 4 6 8 10 -4 $R(\Omega)$

O diagrama mho, com a medição das impedâncias de sequência positiva, é detalhado na Figura 6.39.

Figura 6.39: Verificação do caminho da impedância dos loops AB, BC e CA.

Para a falta trifásica, houve atuação instantânea do IED simulado. Isso ocorreu porque a impedância de sequência positiva calculada do *loop* BC cruzou a área de atuação da zona 1. Na Figura 6.38, é possível ver que no instante $t = 0,5135 \ s$ ocorre a detecção de zona 2 pelos outros *loops* de falta, porém o sinal de *trip* já se encontra em nível lógico 1. A Tabela 6.21 detalha os itens de verificação de atuação correta, onde o tempo da atuação do *trip* foi de 0,0172 s.

| Tabela 6.21: | Verificação | de Atuação do | Trip Falta | Trifásica | Zona 2 | Temporizada |
|--------------|-------------|---------------|------------|-----------|----------|-------------|
|--------------|-------------|---------------|------------|-----------|----------|-------------|

| | Detecção de Zona | Impedância Medida Dentro da Zona de Proteção | Tempo de Envio de <i>Trip</i> (s) |
|-------------|------------------|--|--------------------------------------|
| Verificação | Zona 1 | Z_{BC} | 0,0172 |

6.2.9 Falta Fase-Terra em Zona 2 com POTT

Para comparar os resultados das faltas em zona 2 considerando atuação temporizada, foram reproduzidas as mesmas faltas, porém considerando o esquema de teleproteção POTT.

Para falta AG em zona 2, os sinais de tensão e corrente, e os sinais digitais, são

detalhados na Figura 6.40. A verificação do caminho da impedância é mostrada na Figura 6.41.



Figura 6.40: Atuação de *trip* falta AG em zona 2.



Figura 6.41: Verificação do caminho da impedância do loop AG.

Comparando a mesma falta, sem a utilização do esquema de teleproteção, é possível ver que utilizando o esquema POTT, o disparo de *trip* ocorre em um intervalo de tempo menor,nesse caso logo quando a impedância do *loop* de falta se insere na área de atuação da zona 2. A Tabela 6.22 detalha os itens de verificação de atuação correta, sendo que o tempo de atuação de *trip* foi de 0,0142 s.

| | Detecção de Zona | Impedância Medida Dentro da Zona de Proteção | Tempo de Envio de <i>Trip</i> (s) |
|-------------|------------------|--|--------------------------------------|
| Verificação | Zona 2 | Z_{AG} | 0,0142 |

Tabela 6.22: Verificação de Atuação do Trip Falta Fase-Terra Zona 2 com POTT

6.2.10 Falta Bifásica em Zona 2 com POTT

Os sinais de tensão e corrente, e os sinais digitais, para falta AB em Zona 2 são detalhados na Figura 6.42. A Figura 6.43 detalha o caminho da impedância para o *loop* AB.



Figura 6.42: Atuação de *trip* falta AB em zona 2.



Figura 6.43: Verificação do caminho da impedância do loop AB.

Comparando o resultado da atuação do IED com esquema de teleproteção POTT, em relação a atuação temporizada, fica demonstrado o benefício do esquema de teleproteção. O mesmo caso reproduzido para atuação temporizada, seção 6.2.6, resultou em não atuação do *trip*. Utilizando o esquema de teleproteção POTT, logo que a impedância de sequência positiva do *loop* AB entra na área de atuação da zona 2, ocorre o disparo de *trip*. Esse caso representa a atuação correta do IED para a falta simulada. A Tabela 6.23 detalha os itens de verificação de atuação correta, onde o tempo de atuação do *trip* foi de 0,0181 s.

Tabela 6.23: Verificação de Atuação do Trip Falta Bifásica Zona 2 com POTT

| | Detecção de Zona | Impedância Medida Dentro da Zona de Proteção | Tempo de Envio de <i>Trip</i> (s) |
|-------------|------------------|--|--------------------------------------|
| Verificação | Zona 2 | Z_{AB} | 0,0181 |

6.2.11 Falta Bifásica-Terra em Zona 2 com POTT

Para a falta ABG em zona 2, os sinais de tensão e corrente, e os sinais digitais, são detalhados na Figura 6.44.



Figura 6.44: Atuação de *trip* falta ABG em zona 2.

A Figura 6.45 detalha o caminho da impedância para falta ABG em zona 2. No caso da utilização do esquema de teleproteção, houve uma correta atuação do relé simulado,

utilizando os sinais fornecidos pela ferramenta proposta. Quando a impedância de sequência positiva alcança a área de atuação da zona 2, e recebe o sinal permissivo do POTT, ocorre o disparo de *trip*.



Figura 6.45: Verificação do caminho da impedância do loop AB.

A Tabela 6.24 detalha os itens de verificação de atuação correta do relé. Nesse caso o tempo de atuação do *trip* foi de t = 0,0181 s. Comparando com o caso onde foi aplicada a mesma falta, sem usar teleproteção onde não houve atuação do IED simulado, fica destacado o benefício desses esquemas, permitindo a atuação correta da proteção.

Tabela 6.24: Verificação de Atuação do Trip Falta Bifásica-Terra Zona 2 com POTT

| | Detecção de Zona | Impedância Medida Dentro da Zona de Proteção | Tempo de Envio de <i>Trip</i> (s) |
|-------------|------------------|--|--------------------------------------|
| Verificação | Zona 2 | Z_{AB} | 0,0181 |

6.2.12 Falta Trifásica em Zona 2 com POTT

Os sinais de tensão e corrente para falta ABC, e os sinais digitais de detecção de zona e *trip*, são detalhados na Figura 6.46. A verificação do caminho da impedância para os *loops* de falta AB, BC e CA são mostradas na Figura 6.47.



Figura 6.46: Atuação de trip falta ABC em zona 2.



Figura 6.47: Verificação do caminho da impedância dos loops AB, BC e CA.

Analisando as Figuras 6.46 e 6.47, é possível verificar a correta a atuação do relé, utilizando os sinais da ferramenta proposta. Uma comparação da operação em zona 2 utilizando esquema de teleproteção POTT, com a atuação temporizada, é a velocidade de atuação da proteção. No caso descrito na seção 6.2.8, houve a atuação por zona 1, nesse caso com a teleproteção, o disparo de *trip* ocorreu com tempo menor. A Tabela 6.25 detalha os itens de verificação de atuação correta. Nesse caso, a atuação da proteção em zona 2 com POTT, o tempo de envio do *trip* foi de 0,0138 s.

| | Detecção de Zona | Impedância Medida Dentro da Zona de Proteção | Tempo de Envio de <i>Trip</i> (s) |
|-------------|------------------|--|--------------------------------------|
| Verificação | Zona 2 | Z_{AB}, Z_{BC}, Z_{CA} | 0,0138 |

Tabela 6.25: Verificação de Atuação do Trip Falta Trifásica Zona 2 com POTT

6.2.13 Considerações Finais do Estudo de Faltas

Essa seção apresentou alguns casos possíveis de serem estudados utilizando a ferramenta proposta. Os estudos realizados foram feitos em um ambiente de simulação computacional utilizando o software de transitórios eletromagnéticos PSCAD/EMTDC.

Verificou-se que é possível reproduzir sinais elétricos analógicos arbitrários utilizando o amplificador proposto. Casos com operação correta e operação indevida foram demonstrados. Exemplos com falta em um sistema de energia, utilizando esquema de teleproteção foram detalhados, além de destacados seus benefícios no que tange a operação correta do relé de proteção e tempos de atuação inferiores. A Tabela 6.26 traz um resumo dos casos estudados, em relação ao tipo de falta aplicado e tempo de atuação do relé de proteção simulado.

| | Casos | | | |
|--------|--------|-------------|--------|--|
| Faltag | Zona 1 | Zona 2 | Zona 2 | |
| ranas | | Temporizada | POTT | |
| AG | 9,1 | 414 | 14,2 | |
| AB | 10,3 | Não atuou | 18,1 | |
| ABG | 10,1 | Não atuou | 18,1 | |
| ABC | 8,7 | 17,2 | 13,8 | |

Tabela 6.26: Tempos de Atuação do Trip (ms)

Após a apresentação dos resultados obtidos sobre a ferramenta de testes proposta, o Capítulo 7 traz as conclusões e sugestões de trabalhos futuros.

Capítulo 7

Conclusão e Trabalhos Futuros

As complexidades inerentes de um sistema elétrico de potência, e as mudanças que vêm ocorrendo particularmente no cenário brasileiro, evidenciam a necessidade de testes em dispositivos de proteção. Esses testes visam verificar a correta operação dos dispositivos em situações de faltas, ou alguma outra condição indesejada do sistema elétrico. Os testes de proteção utilizam dispositivos complexos e de elevado custo para reprodução de sinais elétricos de tensão e corrente, caracterizando eventos no sistema como curto-circuito, perda de sincronismo, entre outros.

Com o objetivo de desenvolver um equipamento alternativo, para atender necessidades de estudo, pesquisa e desenvolvimento, foi proposto um amplificador utilizando conversores cc/ca para realização de testes de proteção de distância. O funcionamento desse amplificador se baseia em reproduzir sinais elétricos desejados, que são utilizados como referência no controle dos conversores. Para reproduzir os sinais de referência, foram utilizados duas estratégias de controle distintas que atendem às necessidades do projeto. Para os sinais de tensão foi utilizada a estratégia de chaveamento PWM em malha aberta. Para os sinais de corrente foi utilizado o controle por banda de histerese.

Os sinais de saída dos conversores precisam passar por um filtro passa-baixa para rejeitar sinais de frequências elevadas provenientes de chaveamento. Duas topologias de filtro foram escolhidas para que os sinais de saída ficassem o mais próximo possível dos sinais de referência. Para os sinais de tensão foi utilizado filtro com topologia LCL e para os sinais de corrente foi utilizado filtro com topologia LC. A escolha das topologias se baseou nos seguintes critérios: capacidade de reproduzir os sinais de referência e capacidade de operar adequadamente com o esquema de controle utilizado.

Os primeiros resultados obtidos comparam testes com o amplificador, através de si-

mulação computacional, com casos reais utilizando uma mala de testes e um IED de proteção. Os resultados demonstraram a viabilidade de reprodução dos sinais de faltas, comparando o amplificador com a mala de testes. O cálculo do RMSE para os parâmetros de amplitude e ângulo dos sinais de tensão e corrente evidenciam a capacidade de utilizar a ferramenta para reproduzir os sinais elétricos desejados.

A segunda etapa de validação consistiu na realização de testes de atuação do modelo computacional de um relé de distância utilizando a ferramenta proposta. Foram simuladas faltas monofásicas, bifásicas, bifásicas envolvendo a terra e trifásicas, utilizando o software PSCAD/EMTDC. As faltas foram simuladas considerando as zonas 1 e 2 de atuação do relé. Os primeiros casos consistiram em faltas na zona 1 de atuação do relé, onde foi verificada a atuação correta da proteção para todos os casos. Posteriormente foram considerados faltas em zona 2 com atuação temporizada, onde não houve atuação do IED para as faltas bifásica e bifásica-terra. Para a falta trifásica, a impedância do *loop* de falta BC cruzou a zona de atuação instantânea, levando o IED a enviar sinal de *trip* para atuação em zona 1. Os últimos casos estudados, consistiram em faltas em zona 2 utilizando esquema de teleproteção POTT, onde houve a atuação correta da proteção para todos os casos, evidenciando os benefícios da teleproteção para função de proteção de distância.

Diante do exposto, conclui-se que a ferramenta proposta atende as necessidades para a qual foi desenvolvida. Sugestões de melhoria na ferramenta incluem: otimização do filtro passa-baixa LCL utilizado no conversor fonte de tensão para reduzir o RMSE do ângulo, verificação de outros métodos de controle que possam atender as necessidades do conversor utilizado como fonte de corrente, a fim de garantir uma frequência de chaveamento constante. A validação da ferramenta em ambiente de simulação computacional permite trabalhos futuros de prototipagem do dispositivo e validação em bancada de testes com dispositivos de proteção reais.

Referências

- [1] Operador Nacional do Sistema Elétrico. O Sistema Interligado Nacional. Julho 2020. Disponível em: http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/o-que-e-o-sin. Acesso em: 19 de Julho de 2020.
- Fontes [2] Governo do Brasil. deEnergia Renováveis 83% Representam Elétrica Brasileira. Janeiro da Matriz 2020.Disponível em: <https: //www.gov.br/pt-br/noticias/energia-minerais-e-combustiveis/2020/01/ fontes-de-energia-renovaveis-representam-83-da-matriz-eletrica-brasileira>. Acesso em: 18 de Julho de 2020.
- [3] Operador Nacional do Sistema Elétrico. Sistemas Isolados. Julho 2020. Disponível em: http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/sistemas-isolados. Acesso em: 25 de Março de 2020.
- [4] Operador Nacional do Sistema Elétrico. Capacidade Instalada do SIN -2020/2024. 2019. Disponível em: http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/o-sistema-em-numeros. Acesso em: 19 de Julho de 2020.
- [5] Operador Nacional do Sistema Elétrico. Sumário Executivo 2020: PAR/PEL Plano da Operação Elétrica de Médio Prazo do SIN 2021-2025. 2021. Disponível em: http://www.ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/Sum% C3%A1rio_executivo_ONS_PAR-PEL-2021-25.pdf>. Acesso em: 14 de Janeiro de 2021.
- [6] FUCHS, R. D. Transmissão de Energia Elétrica, Linhas Aéreas. 3. ed. Uberlândia, MG: EDUFU, 2015. ISBN 978-85-7078-385-1.
- [7] Operador Nacional do Sistema Elétrico. Mapa do Sistema de Transmissão Horizonte 2024. 2021. Disponível em: http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/mapas
 Acesso em: 25 de Janeiro de 2021.
- [8] BLACKBURN, J. L.; DOMIN, T. J. Protective Relaying: Principles and Applications.
 4. ed. Boca Raton, FL: CRC Press, 2014. ISBN 978-1-4398-8812-4.
- [9] WOJTOWICZ, R.; KOWALIK, R.; RASOLOMAMPIONONA, D. D. Next Generation of Power System Protection Automation—Virtualization of Protection Systems. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 33, n. 4, p. 2002–2010, 2018.
- [10] SOARES, A. A. Z.; SOARES, L. F.; MATTOS, D. P.; PINHEIRO, P. H. B. S.; QUIN-COZES, S. E.; FERREIRA, V. C.; APOSTOLO, G. H.; CARRARA, G. R.; MORAES, I. M.; ALBUQUERQUE, C.; LOPES, Y.; FERNANDES, N. C.; MUCHALUAT-SAADE, D. C. Enabling Emulation and Evaluation of IEC 61850 Networks With TI-TAN. *IEEE Access*, v. 9, p. 49788–49805, 2021.

- [11] AVALOS, A.; ZAMORA, A.; ESCAMILLA, O.; PATERNINA, M. R. A. Real-time Hardware-in-the-loop Implementation for Power Systems Protection. In: 2018 IEEE PES Transmission Distribution Conference and Exhibition - Latin America (T D-LA). Lima, PE: IEEE, 2018. p. 1–5.
- [12] MARÇAL, R.; RODRIGUES, R.; FORTUNATO, C.; MARTINS, L. S.; PIRES, V. F. A Power Amplifier System for Testing of Distance Relay Operating Characteristic. In: 2006 12th International Power Electronics and Motion Control Conference. Portoroz, Sl: IEEE, 2006. p. 1757–1761.
- [13] CHEN, Y.; DINAVAHI, V. Digital Hardware Emulation of Universal Machine and Universal Line Models for Real-Time Electromagnetic Transient Simulation. In: 2012 IEEE Power and Energy Society General Meeting. San Diego, CA: IEEE, 2012. p. 1–10.
- [14] MA, Y.; YANG, L.; WANG, F.; TOLBERT, L. M. Short Circuit Fault Emulation By Shunt Connected Voltage Source Converter. In: 2015 IEEE Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE). Montreal, QC: IEEE, 2015. p. 2622–2628.
- [15] ZHANG, S.; LIU, B.; ZHENG, S.; MA, Y.; WANG, F.; TOLBERT, L. M. Development of a converter-based transmission line emulator with three-phase short-circuit fault emulation capability. *IEEE Transactions on Power Electronics*, v. 33, n. 12, p. 10215–10228, 2018.
- [16] DUTTA, S.; MAZUMDAR, S.; BASU, K. Power Electronic Converter Based Flexible Transmission Line Emulation. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, v. 67, n. 8, p. 6195–6205, 2020.
- [17] MOURA, A. P.; MOURA, A. A. F.; ROCHA, E. P. Engenharia de Sistemas de Potência: Transmissão de Energia Elétrica em Corrente Alternada. 1. ed. Fortaleza, CE: UFC, 2019. ISBN 978-85-216-3435-5.
- [18] LINGS, E. P. R. I. R. J. EPRI AC Transmission Line Reference Book 200 kV and Above. 3. ed. Palo Alto, CA: Electric Power Research Institute, Inc, 2005. ISBN 3257227892.
- [19] MONTICELLI, A.; GARCIA, A. Introdução a Sistemas De Energia Elétrica. 2. ed. Campinas, SP: UNICAMP. ISBN 9788526809451.
- [20] GLOVER, J. D.; OVERBY, T. J.; SARMA, M. S. Power System Analysis and Design. 6. ed. Boston, MA: Cengage Learning, 2016. ISBN 978-1-305-63213-4.
- [21] VARRICCHIO, S. L.; JR., S. G.; VÉLIZ, F. C.; ALBUQUERQUE, I. F. de; ARAUJO, L. R. de. Método de Newton-Raphson para Utilização de Dados de Fluxo de Potência na Modelagem de Linhas de Transmissão para Estudos de Comportamento Harmônico de Sistemas de Potência. In: V SBQEE - Seminário Brasileiro sobre Qualidade da Energia Elétrica. Aracaju, SE: CIGRÉ, 2003.
- [22] CARSON, J. R. Wave Propagation in Overhead Wires with Ground Return. The Bell System Technical Journal, v. 5, n. 4, p. 539–554, 1926.
- [23] Operador Nacional do Sistema Elétrico. Procedimentos de Rede. 2019. Disponível em: http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-ons/procedimentos-de-rede/o-que-sao. Acesso em: 06 de Novembro de 2020.

- [24] Operador Nacional do Sistema Elétrico. Submódulo 2.6 Requisitos Mínimos para os Sistemas de Proteção, de Registro de Perturbações e de Teleproteção. Rio de Janeiro RJ, 2016.
- [25] III, E. O. S.; ROBERTS, J. Distance Relay Element Design. SEL Journal of Reliable Power, v. 1, n. 1, 7 2010.
- [26] HOROWITZ, S. H.; PHADKE, A. G. Power System Relaying. 3. ed. Chichester, WS: Wiley, 2008. ISBN 978-0-470-75878-6.
- [27] Schweitzer Engineering Laboratories. SEL 421 7 Protection, Automation, and Control System with Sampled Values. 1. ed. Pullman, WA, Março 2018.
- [28] SIEMENS. SIPROTEC 5, Distance and Line Differential Protection, Breaker Management for 1-Pole and 3-Pole Tripping. 6. ed. Germany, 2019.
- [29] FENTIE, D. D. Understanding the Dynamic Mho Distance Characteristic. In: 2016 69th Annual Conference for Protective Relay Engineers (CPRE). College Station, TX: IEEE, 2016. p. 1–15.
- [30] ROBERTS, J.; GUZMAN, A.; III, E. O. S. Z = V/I Does Not Make a Distance Relay. In: 48th Annual Georgia Tech Protective Relaying Conference. Atlanta, GA: SEL, 1994.
- [31] ZOCHOLL, S. E. Three-phase Circuit Analysis and the Mysterious k0 Factor. In: 22nd Annual Western Protective Relay Conference. Spokane, WA: SEL, 1995.
- [32] PANGOLINO, S. Basic Principles of Distance Protection Devices. Disponível em: https://pangonilo.com/index.php?sdmon=files/Basic_Principles_ of_Distance_Protection.pdf>. Acesso em: 02 de Dezembro de 2020.
- [33] III, E. O. S. New Developments in Distance Relay Polarization and Fault Type Selection. In: 16th Annual Western Protective Relay Conference. Spokane, WA: SEL, 1989.
- [34] FERRER, H. J. A.; III, E. O. S. Modern Solutions for Protection, Control, and Monitoring of Electric Power Systems. 1. ed. Pullman, WA: SEL, 2010. ISBN 9780972502634.
- [35] CALERO, F. Distance Elements: Linking Theory with Testing. In: 62nd Annual Conference for Protective Relay Engineers. Austin, TX: IEEE, 2009. p. 333–352.
- [36] MOONEY, J.; PEER, J. Application Guidelines for Ground Fault Protection. In: 1998 International Conference Modern Trends in the Protection Schemes of Electric Power Apparatus and Systems. New Delhi, IN: SEL, 1998.
- [37] CALERO, F.; GUZMAN, A.; BENMOUYAL, G. Adaptive Phase and Ground Quadrilateral Distance Elements. SEL Journal of Reliable Power, v. 1, n. 1, 2010.
- [38] ROBERTS, J.; GUZMÁN, A. Directional Element Design and Evaluation. In: proceedings of the 21st Annual Western Protective Relay Conference. Spokane, WA: SEL, 1994.

- [39] GUZMÁN, A.; ROBERTS, J.; HOU, D. New Ground Directional Elements Operate Reliably for Changing System Conditions. In: *Beijing Electric Power International Conference on Transmission and Distribution*. Beijing, CN: SEL, 1997.
- [40] LAVORIN, R.; HOU, D.; ALTUVE, H. J.; FISCHER, N.; CALERO, F. Selecting Directional Elements for Impedance-Grounded Distribution Systems. In: 34th Annual Western Protective Relay Conference. Spokane, WA: SEL, 2007.
- [41] ARAUJO, C.; HOWRVATH, F.; MACK, J. A Comparison of Line Relay System Testing Methods. In: 7th Annual CLemson University Power Systems Conference. Clemson, SC: SEL, 2008.
- [42] IEEE Guide for Power System Protection Testing. IEEE Std C37.233-2009, p. 1–124, 2009.
- [43] North American Electric Reliability Corporation. Protection system maintenance. NERC Standard PRC-005-2, 2014.
- [44] IEEE/IEC Measuring relays and protection equipment Part 24: Common format for transient data exchange (COMTRADE) for power systems. *IEEE Std C37.111-2013* (*IEC 60255-24 Edition 2.0 2013-04*), p. 1–73, 2013.
- [45] BENCZ, E.; CRUZ, I.; LEÓN, H. Facilitando as Etapas de Testes e Comissionamento em Subestações Através das Novas Metodologias Propostas pela IEC 61850. In: XXIV SNPTEE - Seminário Nacional de Produção e Trasnmissão de Energia Elétrica. Curitiba, PR: SNPTEE, 2017.
- [46] Operador Nacional do Sistema Elétrico. Submódulo 23.3 Diretrizes e Critérios para Estudos Elétricos. Rio de Janeiro RJ, 2018. v. 3.
- [47] Operador Nacional do Sistema Elétrico. Sistema Interligado Nacional Rede de Operação - Horizonte 2023. 2021. Disponível em: http://sindat.ons.org.br/SINDAT/ Home/ControleSistema. Acesso em: 5 de Maio de 2021.
- [48] MORCHED, A.; GUSTAVSEN, B.; TARTIBI, M. A Universal Model for Accurate Calculation of Electromagnetic Transients on Overhead Lines and Underground Cables. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 14, n. 3, p. 1032–1038, 1999.
- [49] VYAS, B.; MAHESHWARI, R. P.; DAS, B. Protection of Series Compensated Transmission Line: Issues and State of Art. *Electric Power Systems Research*, v. 107, p. 93 108, 2014. ISSN 0378-7796.
- [50] COSTA, C. A. B.; BRITO, N. S. D.; SOUZA, B. A. A Methodology for Distance Relay Modeling. *IEEE Latin America Transactions*, v. 16, n. 5, p. 1388–1394, 2018.
- [51] PIPALIYA, K.; MAKWANA, V. Modeling and Simulation of Digital Distance Protection Scheme for Quadrilateral Characteristic using PSCAD. International Journal of Advance Engineering and Research Development, v. 2, n. 5, 2015.
- [52] IEEE Standard Requirements for Instrument Transformers. IEEE Std C57.13-2016 (Revision of IEEE Std C57.13-2008), p. 1–96, 2016.

- [53] ZOCHOLL, S.; BENMOUYAL, G. SEL Technology Improves Relay Response Under High Fault-Current Conditions. 2009. Disponível em: http://www.selinc.com. Acesso em: 11 de Março de 2021.
- [54] Maxim Integrated. Guide To Anti-Aliasing Filter Basics. Janeiro 2002. Disponível em: https://www.maximintegrated.com/en/design/technical-documents/tutorials/9/928.html>. Acesso em: 05 de Maio de 2021.
- [55] PSCAD. On-line Frequency Scanning. Acesso em: 21 de Janeiro de 2021.
- [56] PEREZ, S. G. A.; SACHDEV, M. S.; SIDHU, T. S. Modeling relays for use in power system protection studies. In: *Canadian Conference on Electrical and Computer Engineering*, 2005. Sask, CA: IEEE, 2005. p. 566–569.
- [57] INCI, M.; BUYUK, M.; TUMAY, M. FFT Based Reference Signal Generation to Compensate Simultaneous Voltage Sag/Swell and Voltage Harmonics. In: 2016 IEEE 16th International Conference on Environment and Electrical Engineering (EEEIC). Florence, IT: IEEE, 2016. p. 1–5.
- [58] SANTOS, M. H. M. N.; AYELLO, M. F.; PINHEIRO, P. H. B. S.; PINHO, A. C.; COLOMBINI, A. C.; FORTES, M. Z.; LOPES, Y. Latência Na Comunicação Para Esquemas De Teleproteção. In: *Engenharia Elétrica: Desenvolvimento e Inovação Tec*nológica. Ponta Grossa, PR: Atena, 2021. p. 325–342.
- [59] MOHAN, N.; UNDELAND, T. M.; ROBBINS, W. P. Power Electronics. Converters, Applications, and Design. 3. ed. Hoboken, NJ: John Wiley and Sons, Inc, 2002. ISBN 978-0-471-22693-2.
- [60] RAHMAN, M. A.; RADWAN, T. S.; OSHEIBA, M. A.; LASHINE, A. E. Analysis of Current Controllers for Voltage-Source Inverter. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, v. 44, n. 4, p. 477–485, 1997.
- [61] TRIPATHI, A.; SEN, P. C. Comparative Analysis of Fixed and Sinusoidal Band Hysteresis Current Controllers for Voltage-Source Inverters. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, v. 39, n. 1, p. 63–73, 1992.
- [62] REZNIK, A.; SIMOES, M. G.; AL-DURRA, A.; MUYEEN, S. M. LCL Filter Design and Performance Analysis for Grid-Interconnected Systems. *IEEE Transactions* on *Industry Applications*, v. 50, n. 2, p. 1225–1232, 2014.
- [63] Institute of Electrical and Electronics Engineers. IEEE Recommended Practice and Requirements for Harmonic Control in Electric Power Systems. *IEEE Std 519-2014* (*Revision of IEEE Std 519-1992*), p. 1–29, 2014.
- [64] AHMAD, A. A.; ABRISHAMIFAR, A.; FARZI, M. A New Design Procedure for Output LC Filter of Single Phase Inverters. In: 3rd International Conference on Power Electronics and Intelligent Transportation System. Shenzen, CN: PEITS, 2010.
- [65] NISE, N. S. Engenharia de Sistemas de Controle. 7. ed. Rio de Janeiro, RJ: LTC, 2018. ISBN 978-85-216-3435-5.
- [66] Schweitzer Engineering Laboratories. AcSELerator QuickSet Software. Disponível em: https://selinc.com/products/5030/>.

- [67] PAL, R. Chapter 4 Validation Methodologies. In: Predictive Modeling of Drug Sensitivity. Lubbock, TX: Academic Press, 2017. p. 83–107. ISBN 978-0-12-805274-7.
- [68] MATLAB. Fundamental (PLL-Driven). Acesso em: 09 de Abril de 2021.
- [69] SANTOS, M. H.; AYELLO, M. F.; PINHEIRO, P.; PINHO, A.; COLOMBINI, A. C.; LOPES, Y. Transferência de Disparo Permissivo por Sobrealcance (POTT): Avaliação de Desempenho na Comunicação. In: *Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos*. Santo André, SP: SBA, 2020.

APÊNDICE A – Banco de Capacitor

A.1 Metal Oxide Varistor (MOV)

| V (p.u.) | I (kA) |
|--------------|----------|
| 1.021314499 | 0,000445 |
| 1.083833801 | 0,01 |
| 1.116159049 | 0,05 |
| 1.14400496 | 0,2 |
| 1.1624200141 | 0.5 |
| 1.177262 | 1 |
| 1.188606911 | 1.5 |
| 1.196659509 | 2 |
| 1.202912716 | 2.5 |
| 1.20801737 | 3 |
| 1.21233081 | 3.5 |
| 1.21606997 | 4 |
| 1.21941352 | 4.5 |
| 1.22280812 | 5 |
| 1.22869124 | 6 |
| 1.23365552 | 7 |
| 1.237968956 | 8 |
| 1.245153763 | 10 |
| 1.251036881 | 12 |
| 1.256013923 | 14 |
| 1.260314598 | 16 |
| 1.264155853 | 18 |

Tabela A.1: Curva VxI do MOV, Tensão de Base = 183,8477 kV

| 1.26800987 | 20 |
|-------------|----|
| 1.276164562 | 25 |
| 1.282826141 | 30 |
| 1.288454026 | 35 |
| 1.297961452 | 45 |
| 1.304865503 | 50 |
| 1.311105947 | 55 |
| 1.316810403 | 60 |
| 1.322055439 | 65 |
| 1.326904865 | 70 |
| 1.331422487 | 75 |
| 1.335659353 | 80 |
| 1.339628225 | 85 |

APÊNDICE B – Dados Sistema de Transmissão

B.1 Unidades de Geração

| BARRA | MAG (kV) | ANG(Deg) | R1 (Ω) | R0 (Ω) | L1 (H) | L0 (H) |
|-------|----------|----------|-----------------|---------------|----------|----------|
| IT500 | 13,8 | 110 | 0 | 0 | 0,000276 | 0,000276 |
| IT500 | 13,8 | 110 | 0 | 0 | 0,000276 | 0,000276 |
| IT500 | 13,8 | 110 | 0 | 0 | 0,000276 | 0,000276 |
| IT500 | 13,8 | 110 | 0 | 0 | 0,000276 | 0,000276 |
| IT500 | 13,8 | 110 | 0 | 0 | 0,000276 | 0,000276 |
| IT500 | 13,8 | 110 | 0 | 0 | 0,000276 | 0,000276 |
| CB230 | 13,8 | 110 | 0,0051 | 190,4398 | 0,000588 | 0,505157 |
| CB230 | 13,8 | 110 | 0,0051 | 190,4398 | 0,000588 | 0,505157 |
| CB230 | 13,8 | 110 | 0,0051 | 190,4398 | 0,000588 | 0,505157 |
| SL230 | 13,8 | 110 | 0 | 190,4398 | 0,000972 | 0,505157 |
| SL230 | 13,8 | 110 | 0 | 190,4398 | 0,000972 | 0,505157 |
| SM500 | 13,8 | 110 | 0,0002 | 0,0002 | 0,00031 | 0,00031 |
| SM500 | 13,8 | 110 | 0,0002 | 0,0002 | 0,00031 | 0,00031 |
| SM500 | 13,8 | 110 | 0,0002 | 0,0002 | 0,00031 | 0,00031 |

Tabela B.1: Unidades de Geração

B.2 Transformadores Conectados à Geração

| BARRA | TENSÃ | O DE ENROLAMENTO (kV) | REATÂNCIA (p.u.) |
|-------|--------|-----------------------|------------------|
| | Vp (Y) | Vs (Delta) | Xps |
| IT500 | 500 | 13,8 | 0,041832474 |
| IT500 | 500 | 13,8 | 0,041779964 |
| IT500 | 500 | 13,8 | 0,041691981 |
| IT500 | 500 | 13,8 | 0,041691981 |
| IT500 | 500 | 13,8 | 0,041700461 |
| IT500 | 500 | 13,8 | 0,049337511 |
| CB230 | 230 | 13,8 | 0,071696905 |
| CB230 | 230 | 13,8 | 0,071696905 |
| CB230 | 230 | 13,8 | 0,071696905 |
| SL230 | 230 | 13,8 | 0,087098369 |
| SL230 | 230 | 13,8 | 0,087098369 |
| SM500 | 500 | 13,8 | 0,025309904 |
| SM500 | 500 | 13,8 | 0,025352408 |
| SM500 | 500 | 13,8 | 0,025232418 |

Tabela B.2: Transformadores Conectados à Unidades de Geração

B.3 Fontes Equivalentes

Tabela B.3: Fontes Equivalentes Thévenin

| BARRA | MAG (kV) | ANG (Deg) | R1 (Ω) | R0 (Ω) | L1 (H) | L0 (H) |
|-------|----------|-----------|---------------|---------------|------------|----------|
| AV500 | 500 | 90 | 2,857 | 3,66 | 0,11647 | 0,114313 |
| IG500 | 550 | 90 | 4,983 | 17,983 | 0,57188 | 0,49451 |
| MA250 | 500 | 90 | 2,001 | 19,173 | 0,10574 | 0,331297 |
| MA500 | 550 | 90 | 0,16 | 0,0015 | 0,14235 | 0,048935 |
| MG500 | 500 | 90 | 5,613 | 18,95 | 0,1843 | 0,273322 |
| RV500 | 500 | 90 | 3,712 | 7,358 | 0,12107 | 0,159325 |
| TR500 | 500 | 90 | 35,593 | 5,188 | 1,18982 | 0,249627 |
| JA500 | 500 | 90 | 1,017 | 2,368 | 0,19415 | 0,131534 |
| ES500 | 500 | 90 | 0,854 | 1,927 | $0,\!0563$ | 0,06502 |
| BD500 | 500 | 90 | 5,155 | 7,722 | 0,14827 | 0,111225 |

| NP500 | 500 | 90 | 0 | 0 | 0,43834 | 0,129977 |
|-------|-----|-----|---------|--------|---------|----------|
| NP345 | 345 | 90 | 6,587 | 21,995 | 0,34153 | 0,384813 |
| BL230 | 230 | 70 | 31,42 | 2,09 | 0,58752 | 0,065906 |
| PI345 | 345 | 90 | 4,057 | 3,473 | 0,18203 | 0,079652 |
| BA345 | 345 | 90 | 5,758 | 0,236 | 0,3236 | 0,053078 |
| IT345 | 345 | 90 | 7,228 | 1,954 | 0,18738 | 0,098329 |
| CO345 | 345 | 90 | 0,814 | 0,198 | 0,26631 | 0,076694 |
| ML345 | 345 | 90 | 13,96 | 20,902 | 0,21457 | 0,290593 |
| DI230 | 230 | 45 | 85,82 | 169,49 | 1,39949 | 1,711544 |
| CO500 | 500 | 65 | 2,497 | 13,84 | 0,05355 | 0,230562 |
| LA500 | 500 | 90 | 0,001 | 0,001 | 0,31532 | 0,010767 |
| SP500 | 500 | 90 | 1,289 | 9,136 | 0,07517 | 0,138839 |
| GI500 | 500 | 90 | 4,938 | 7,496 | 0,24344 | 0,154773 |
| MI138 | 138 | 50 | 34,336 | 22,243 | 0,50162 | 0,31845 |
| PA138 | 138 | 120 | 0 | 0 | 0,10992 | 0,02743 |
| PA138 | 138 | 120 | 0 | 0 | 0,10992 | 0,02743 |
| PA138 | 138 | 120 | 0 | 0 | 0,10992 | 0,02743 |
| BJ500 | 500 | 65 | 6,524 | 2,556 | 0,16823 | 0,09384 |
| BR500 | 500 | 75 | 11,457 | 9,994 | 0,41784 | 0,263908 |
| PP345 | 345 | 55 | 4,057 | 3,4727 | 0,18203 | 0,07965 |
| BS345 | 345 | 10 | 13,256 | 0,001 | 0,84573 | 0,06272 |
| LU138 | 138 | 70 | 143,977 | 39,376 | 2,11702 | 0,750967 |
| SB138 | 138 | 140 | 5,345 | 7,931 | 0,11319 | 0,084023 |
| EB500 | 500 | 90 | 0,001 | 0,001 | 0,19894 | 0,069697 |
| EB138 | 138 | 90 | 1,657 | 4,22 | 0,0323 | 0,046866 |
| SG345 | 345 | 90 | 19,672 | 3,713 | 0,81446 | 0,161166 |
| PR138 | 138 | 135 | 9,991 | 2,773 | 0,12834 | 0,051863 |
| PJ500 | 500 | 90 | 5,043 | 14,675 | 0,17091 | 0,208817 |
| JN500 | 500 | 75 | 1,23 | 4,132 | 0,18653 | 0,155632 |
| SS500 | 500 | 90 | 1,725 | 1,465 | 0,56173 | 0,233295 |
| SS500 | 500 | 90 | 1,725 | 1,465 | 0,56173 | 0,233215 |
| SS500 | 500 | 90 | 1,725 | 1,465 | 0,56173 | 0,233215 |
| SS500 | 500 | 90 | 1,725 | 1,465 | 0,56173 | 0,233215 |
| SS500 | 500 | 90 | 1,725 | 1,465 | 0,56173 | 0,233215 |

| SS500 | 500 | 90 | 1,725 | $1,\!465$ | 0,56173 | 0,233215 |
|-------|-----|----|-------|-----------|---------|----------|

B.4 Linhas de Tranmissão

| DF | | NIO | L | V | R1 | R0 | XL1 | XL0 | XC1 | XC0 |
|-------|-------|-----|------|------|--------------|--------------|--------------|--------------|---------------------------|--------------------------|
| DE | FARA | 11- | (KM) | (kV) | (Ω/m) | (Ω/m) | (Ω/m) | (Ω/m) | $(M\Omega^*m)$ | $(M\Omega^*m)$ |
| GI500 | MI500 | 1 | 418 | 500 | 1,26E-05 | 2,01E-04 | 1,83E-04 | 7,13E-01 | $1,\!1124\mathrm{E}{+}02$ | $1,\!854\mathrm{E}{+}02$ |
| SP500 | MI500 | 1 | 415 | 500 | 1,26E-05 | 2,55E-04 | 1,83E-04 | 8,62E-04 | $1,\!11\mathrm{E}{+}02$ | $1,86E{+}02$ |
| SP500 | MI500 | 2 | 415 | 500 | 1,26E-05 | 2,55E-04 | 1,83E-04 | 8,62E-04 | $1,\!11\mathrm{E}{+}02$ | $1,86E{+}02$ |
| LA500 | MI500 | 1 | 30 | 500 | 2,33E-05 | 2,31E-04 | 3,34E-04 | 8,84E-04 | $2,03E{+}02$ | $3,\!39E\!+\!02$ |
| LA500 | MI500 | 2 | 29,5 | 500 | 1,69E-05 | 3,81E-04 | 3,30E-04 | 1,38E-03 | $2,\!01\mathrm{E}{+}02$ | $3,\!34E\!+\!02$ |
| CO500 | MI500 | 1 | 174 | 500 | 1,87E-05 | 3,65E-04 | 2,67E-04 | 1,06E-03 | $1,\!60\mathrm{E}{+}02$ | $2{,}67\mathrm{E}{+}02$ |
| CO500 | MI500 | 2 | 174 | 500 | 1,80E-05 | 3,40E-04 | 2,63E-04 | 1,29E-03 | $1,\!64E\!+\!02$ | $2,73E{+}02$ |
| CO500 | MI500 | 3 | 174 | 500 | 1,72E-05 | 3,82E-04 | 2,64E-04 | 1,33E-03 | $1{,}61\mathrm{E}{+}02$ | $2{,}68\mathrm{E}{+}02$ |
| MI500 | GU500 | 1 | 255 | 500 | 1,67E-05 | 4,93E-04 | 2,66E-04 | 1,34E-03 | $2{,}10\mathrm{E}{+}02$ | $3,\!49\mathrm{E}{+}02$ |
| MI500 | GU500 | 2 | 255 | 500 | 1,76E-05 | 3,36E-04 | 2,60E-04 | 1,28E-03 | $1,58\mathrm{E}{+02}$ | $2,\!64E\!+\!02$ |
| MI500 | GU500 | 3 | 255 | 500 | 1,86E-05 | 3,64E-04 | 2,68E-04 | 1,06E-03 | $1,\!63E\!+\!02$ | $1,\!87E\!+\!02$ |
| DI230 | GU230 | 1 | 253 | 230 | 3,51E-05 | 3,19E-04 | 2,74E-04 | 1,36E-03 | $1,\!67\mathrm{E}{+}02$ | $2,78E{+}02$ |
| GU500 | PE500 | 1 | 70,6 | 500 | 1,75E-05 | 4,22E-04 | 2,66E-04 | 1,36E-03 | $1,75\mathrm{E}{+}05$ | $2,\!94E\!+\!05$ |
| GU500 | SM500 | 1 | 256 | 500 | 1,72E-05 | 3,50E-04 | 2,63E-04 | 1,43E-03 | $1,\!60\mathrm{E}{+}02$ | $2,\!66E\!+\!02$ |
| GU500 | SM500 | 2 | 258 | 500 | 1,74E-05 | 3,63E-04 | 2,67E-04 | 1,06E-03 | $1,\!63E\!+\!02$ | $2,71E{+}02$ |
| PE500 | PA500 | 1 | 20 | 500 | 1,75E-05 | 4,23E-04 | 2,66E-04 | 1,36E-03 | $1,\!64E\!+\!02$ | 2,74E+02 |
| PE500 | SM500 | 1 | 195 | 500 | 1,79E-05 | 3,41E-04 | 2,63E-04 | 1,29E-03 | $1,\!60\mathrm{E}{+}02$ | $2,\!67E\!+\!02$ |
| SM500 | SM250 | 1 | 25 | 500 | 2,73E-05 | 5,93E-04 | 4,66E-04 | 2,42E-03 | $9,56\mathrm{E}{+}01$ | $1,59E{+}02$ |
| SM250 | RG500 | 1 | 230 | 500 | 1,42E-05 | 2,93E-04 | 2,44E-04 | 1,24E-03 | $1,\!79\mathrm{E}{+}02$ | $2,\!99E\!+\!02$ |
| RI230 | RG230 | 1 | 105 | 230 | 4,24E-05 | 3,96E-04 | 3,38E-04 | 1,57E-03 | $2,06E{+}02$ | $3,\!43E\!+\!02$ |
| RI230 | RG230 | 2 | 105 | 230 | 4,24E-05 | 3,96E-04 | 3,38E-04 | 1,57E-03 | $2,06E{+}02$ | $3,\!43E\!+\!02$ |
| AV500 | MA500 | 1 | 171 | 500 | 2,24E-05 | 3,44E-04 | 3,44E-04 | 1,40E-03 | $3,\!81\mathrm{E}{+}02$ | $6,34E{+}02$ |
| MA500 | MG500 | 1 | 131 | 500 | 2,21E-05 | 3,57E-04 | 3,41E-04 | 1,40E-03 | $2,\!05\mathrm{E}{+}02$ | $3,\!42E\!+\!02$ |
| AV500 | SS500 | 1 | 97,1 | 500 | 2,32E-05 | 3,50E-04 | 3,55E-04 | 1,30E-03 | $2,\!16\mathrm{E}{+}02$ | $3,\!60\mathrm{E}{+}02$ |
| SS500 | MA250 | 1 | 205 | 500 | 2,64E-05 | 3,41E-04 | 3,46E-04 | 1,01E-03 | $2,\!44E\!+\!02$ | $4,06E{+}02$ |
| SS500 | IG500 | 1 | 21 | 500 | 2,50E-05 | 1,41E-04 | 3,50E-04 | 9,87E-04 | $2,\!14\mathrm{E}{+}02$ | $3,57E{+}02$ |
| MA250 | MA500 | 1 | 6,6 | 500 | 2,28E-05 | 2,20E-04 | 3,68E-04 | 1,01E-03 | $2,24\mathrm{E}{+}02$ | $3,73E{+}02$ |
| MA250 | MA500 | 2 | 6,6 | 500 | 2,29E-05 | 2,22E-04 | 3,71E-04 | 1,02E-03 | $2,26\mathrm{E}{+}02$ | $3,76E{+}02$ |
| MA250 | MA500 | 3 | 6 | 500 | 2,67E-05 | 2,64E-04 | 3,43E-04 | 8,22E-04 | $2{,}15\mathrm{E}{+}02$ | $3{,}58\mathrm{E}{+02}$ |
| MA250 | RV500 | 1 | 344 | 500 | 1,68E-02 | 1,99E-04 | 2,80E-04 | 9,51E-04 | $1,\!68\mathrm{E}{+}02$ | $2,79E{+}02$ |
| MA250 | RV500 | 2 | 344 | 500 | 1,68E-05 | 1,99E-04 | 2,80E-04 | 9,51E-04 | $1,\!68\mathrm{E}{+}02$ | $2,\!79\mathrm{E}{+}02$ |
| TR500 | RV500 | 1 | 187 | 500 | 2,29E-05 | 2,74E-04 | 3,40E-04 | 1,45E-04 | $1,97E{+}02$ | $3,28E{+}02$ |
| TR500 | RV500 | 2 | 187 | 500 | 2,29E-05 | 2,74E-04 | 3,40E-04 | 1,14E-03 | $1,97\mathrm{E}{+}02$ | $3,28E{+}02$ |
| MA500 | IT500 | 1 | 212 | 500 | 2,48E-05 | 3,70E-04 | 3,46E-04 | 1,43E-03 | $2,08E{+}02$ | $3,\!47E\!+\!02$ |
| RV500 | IT500 | 1 | 202 | 500 | 2,37E-05 | 3,25E-04 | 3,48E-04 | 1,10E-03 | $2,07E{+}02$ | $3,\!45E\!+\!02$ |
| SS500 | IT500 | 1 | 166 | 500 | 2,25E-05 | 1,89E-04 | 3,48E-04 | 1,50E-03 | $2{,}12\mathrm{E}{+}02$ | $3,53E{+}02$ |
| IT345 | ML345 | 1 | 74 | 345 | 4,54E-05 | 4,46E-04 | 5,03E-04 | 1,53E-03 | $3,06E{+}02$ | $5,\!10\mathrm{E}{+}02$ |
| IT345 | CO345 | 1 | 78 | 345 | 3,46E-05 | 3,58E-04 | 3,76E-04 | 1,13E-03 | $2,\!15E\!+\!02$ | $3,\!58E\!+\!02$ |
| IT345 | BA345 | 1 | 180 | 345 | 3,36E-05 | 1,98E-04 | 3,70E-04 | 1,58E-03 | $2,25E{+}02$ | $3,75E{+}02$ |
| IT345 | BA345 | 2 | 180 | 345 | 3,36E-05 | 2,00E-04 | 3,70E-04 | 1,58E-03 | $2{,}25\mathrm{E}{+}02$ | $3,75E{+}02$ |

Tabela B.4: Linhas de Transmissão

| PI345 | BA345 | 1 | 50 | 345 | 5,24E-05 | 3,14E-04 | 5,82E-04 | 2,49E-03 | $3,54E{+}02$ | $5,90E{+}02$ |
|-------|-------|---|-------|-----|--------------|----------|---------------------|---------------------|-------------------------|---------------------------|
| SM500 | SB500 | 1 | 249 | 500 | 2,35E-05 | 3,97E-04 | 3,56E-04 | 1,27E-03 | $2{,}17\mathrm{E}{+}02$ | $3,\!61E\!+\!02$ |
| SM500 | SB500 | 2 | 249 | 500 | 1,74E-05 | 4,07E-04 | 2,74E-04 | 1,33E-03 | $1,\!67E\!+\!02$ | $2,78E{+}02$ |
| SM500 | SB500 | 3 | 249 | 500 | | Mode | elada com ca | racterística | geométrica | - |
| PI345 | SB345 | 1 | 78 | 345 | 3,36E-05 | 2,01E-04 | 3,73E-04 | 1,60E-03 | $2{,}27\mathrm{E}{+}02$ | $3,78E{+}02$ |
| BA345 | SB345 | 1 | 156 | 345 | 3,35E-05 | 2,01E-04 | 3,72E-03 | 1,60E-03 | $2,26E{+}02$ | $3,77E{+}02$ |
| SB345 | BS345 | 1 | 15 | 345 | 5,55E-05 | 5,00E-04 | 5,56E-04 | 1,53E-03 | 2,44E+02 | $4,06E{+}02$ |
| SB345 | BS345 | 2 | 13,7 | 345 | $3,\!48E-05$ | 2,70E-04 | $3,\!69E-04$ | 9,23E-04 | $1,\!47\mathrm{E}{+}02$ | $2{,}45\mathrm{E}{+}02$ |
| SB345 | BS345 | 3 | 13,8 | 345 | $3,\!45E-05$ | 2,71E-04 | $3,\!69E-04$ | $9,\!45\text{E-}04$ | $1,\!48E\!+\!02$ | $2{,}47\mathrm{E}{+}02$ |
| CD230 | NQ230 | 1 | 53,06 | 230 | 1,28E-04 | 5,51E-04 | 5,96E-04 | 1,51E-03 | $3,\!63\mathrm{E}{+}02$ | $6{,}05\mathrm{E}{+}02$ |
| NQ230 | SM230 | 1 | 15,8 | 230 | 1,07E-04 | 7,61E-04 | $5,\!17E-04$ | 2,08E-03 | $3{,}15\mathrm{E}{+}02$ | $5,24\mathrm{E}{+}02$ |
| NQ230 | SM230 | 1 | 100 | 230 | 3,44E-05 | 4,31E-04 | $3,\!44E-04$ | 1,39E-03 | $2{,}10\mathrm{E}{+}02$ | $3,\!49\mathrm{E}\!+\!02$ |
| NQ230 | SM230 | 2 | 99,5 | 230 | 3,41E-05 | 3,83E-04 | $3,\!60E-04$ | 1,45E-03 | $2{,}06\mathrm{E}{+}02$ | 3,43E+02 |
| BL230 | NQ230 | 1 | 88 | 230 | 7,74E-05 | 5,32E-04 | $5,\!45\text{E-}04$ | 1,74E-03 | $2{,}90\mathrm{E}{+}02$ | 4,84E+02 |
| BL230 | NQ230 | 2 | 82 | 230 | 7,10E-05 | 4,46E-04 | $5,\!43E-04$ | 1,73E-03 | $2{,}89\mathrm{E}{+}02$ | $4,\!82E\!+\!02$ |
| SB500 | EB500 | 1 | 295 | 500 | 2,37E-05 | 4,32E-04 | 3,35E-04 | 1,59E-03 | $2{,}14\mathrm{E}{+}02$ | $3,57E{+}02$ |
| IT500 | EB500 | 1 | 132 | 500 | 2,46E-05 | 3,51E-04 | $3,\!63E-04$ | 1,33E-03 | $2{,}21\mathrm{E}{+}02$ | $3,\!68\mathrm{E}{+}02$ |
| IT500 | NP500 | 1 | 182 | 500 | 2,26E-05 | 3,49E-04 | $3,\!43E-04$ | 1,40E-03 | $2{,}51\mathrm{E}{+}02$ | $4,\!19E\!+\!02$ |
| SS500 | JA500 | 1 | 348 | 500 | 2,23E-05 | 2,99E-04 | $3,\!41E-04$ | $1,\!19E-03$ | $2{,}07\mathrm{E}{+}02$ | $3,46E{+}02$ |
| JA500 | NP500 | 1 | 104 | 500 | 2,38E-05 | 3,53E-04 | $3,\!60E-04$ | 1,32E-03 | $2{,}19\mathrm{E}{+}02$ | $3,\!65\mathrm{E}{+}02$ |
| JA500 | ES500 | 1 | 53 | 500 | 2,30E-05 | 3,68E-04 | 3,46E-04 | $1,\!43E-03$ | $2{,}41\mathrm{E}{+}02$ | $4,01E{+}02$ |
| ES500 | NP500 | 1 | 147 | 500 | 2,28E-05 | 3,55E-04 | $3,\!44E-04$ | 1,41E-03 | $2{,}32\mathrm{E}{+}02$ | $3,\!87E\!+\!02$ |
| NP500 | EB500 | 1 | 86,4 | 500 | 2,31E-05 | 3,53E-04 | 3,59E-04 | 1,32E-03 | $2,\!19E\!+\!02$ | 3,64E+02 |
| NP500 | EB500 | 2 | 88 | 500 | 2,30E-05 | 3,67E-04 | 3,46E-04 | 1,43E-03 | $2,20\mathrm{E}{+}02$ | 3,66E+02 |
| NP500 | SG500 | 1 | 198 | 500 | 2,20E-05 | 3,38E-04 | 3,34E-04 | 1,36E-03 | 2,28E+02 | $3,80E{+}02$ |
| EB500 | SG500 | 1 | 238,8 | 500 | 2,41E-05 | 3,41E-04 | 3,57E-04 | 1,34E-03 | 2,17E+02 | 3,62E+02 |
| JA500 | BD500 | 1 | 228 | 500 | 2,35E-05 | 3,28E-04 | 3,52E-04 | 1,28E-03 | $2,13E{+}02$ | $3,56E{+}02$ |
| JA500 | BD500 | 2 | 228 | 500 | 2,36E-05 | 3,29E-04 | 3,53E-04 | 1,28E-03 | 2,13E+02 | 3,54E+02 |
| BD500 | SG500 | 1 | 93 | 500 | 2,25E-05 | 3,59E-04 | 3,39E-04 | 1,40E-03 | 2,06E+02 | 3,44E+02 |
| BD500 | SG500 | 2 | 91,3 | 500 | 2,41E-05 | 3,54E-04 | 3,48E-04 | 1,33E-03 | 3,25E+02 | 5,41E+02 |
| RG500 | BJ500 | 1 | 322 | 500 | 1,82E-05 | 4,35E-04 | 2,68E-04 | 1,55E-03 | 1,62E+02 | $2,70E{+}02$ |
| BJ500 | JN500 | 1 | 304 | 500 | 1,32E-05 | 3,18E-04 | 1,87E-04 | 1,10E-03 | 1,14E+02 | $1,90E{+}02$ |
| RG500 | BR500 | 1 | 239 | 500 | 1,28E-05 | 2,96E-04 | 1,84E-04 | 1,06E-03 | 1,12E+02 | $1,86E{+}02$ |
| RG500 | BR500 | 2 | 251 | 500 | 1,37E-05 | 3,46E-04 | 1,92E-04 | 1,14E-03 | $1,\!17E\!+\!02$ | 1,95E+02 |
| PP500 | PJ500 | 1 | 177 | 500 | 1,78E-05 | 2,88E-04 | 2,67E-04 | 1,04E-03 | 1,62E+02 | 2,70E+02 |
| PP500 | PJ500 | 2 | 177 | 500 | 1,78E-05 | 2,88E-04 | 2,67E-04 | 1,04E-03 | 1,62E+02 | 2,70E+02 |
| PJ500 | JN500 | 1 | 326 | 500 | 1,31E-05 | 1,95E-04 | 1,86E-04 | 1,30E-03 | 1,13E+02 | $1,89E{+}02$ |
| PJ500 | JN500 | 2 | 326 | 500 | 1,31E-05 | 1,95E-04 | 1,86E-04 | 1,30E-03 | 1,13E+02 | $1,89E{+}02$ |
| RG500 | AR500 | 1 | 228 | 500 | 1,35E-05 | 2,97E-04 | 1,89E-04 | 1,35E-03 | 1,15E+02 | 1,92E+02 |
| RG500 | LU500 | 1 | 368 | 500 | 1,28E-05 | 3,02E-04 | 1,85E-04 | 1,07E-03 | 1,12E+02 | 1,87E+02 |
| AR500 | PP500 | 1 | 205 | 500 | 1,40E-05 | 3,12E-04 | 1,97E-04 | 1,41E-03 | 1,20E+02 | 2,00E+02 |
| PP500 | JN500 | 1 | 238 | 500 | 1,28E-05 | 2,79E-04 | 1,79E-04 | 1,27E-03 | 1,09E+02 | 1,82E+02 |
| LU500 | PP500 | 1 | 346 | 500 | 1,60E-05 | 3,36E-04 | 2,58E-04 | 1,03E-03 | 1,60E+02 | 2,67E+02 |
| PP500 | PR500 | 1 | 246 | 500 | 2,36E-05 | 3,49E-04 | 3,41E-04 | 1,35E-03 | 2,08E+02 | 3,46E+02 |
| LU500 | PR500 | 1 | 111 | 500 | 1,69E-05 | 3,49E-04 | 2,67E-04 | 1,49E-03 | 1,62E+02 | 2,71E+02 |
| LU500 | BL500 | 1 | 71 | 500 | 2,23E-05 | 3,20E-04 | 3,35E-04 | 1,01E-03 | 2,42E+02 | 4,03E+02 |
| LU500 | BL500 | 2 | 71 | 500 | 2,32E-05 | 3,32E-04 | 3,48E-04 | 1,05E-03 | 2,42E+02 | 4,03E+02 |
| SM250 | LU500 | 1 | 312 | 500 | 1,61E-05 | 3,43E-04 | 2,61E-04 | 1,46E-03 | $1,59E{+}02$ | 2,65E+02 |
| SB500 | LU500 | 1 | 67 | 500 | $1,\!68E-05$ | 3,53E-04 | $2,\!68E-04$ | 1,50E-03 | $1,\!62\mathrm{E}{+}02$ | $2,70E{+}02$ |

| BS345 | CO345 | 1 | 255 | 345 | 3,26E-05 | 3,62E-04 | 3,56E-04 | 1,44E-03 | $2{,}17\mathrm{E}{+}02$ | $3,\!61E\!+\!02$ |
|-------|-------|---|-----|-----|----------|----------|--------------|----------|-------------------------|------------------|
| CB230 | SL230 | 1 | 76 | 230 | 6,28E-05 | 2,93E-04 | $4,\!85E-04$ | 1,11E-03 | $2{,}93\mathrm{E}{+}02$ | $4,\!89E\!+\!02$ |
| EB500 | PR500 | 1 | 188 | 500 | 1,66E-05 | 3,38E-04 | $2,\!65E-04$ | 1,47E-03 | $1,\!62E\!+\!02$ | $2,\!69E\!+\!02$ |

B.5 Reatores de Linha de Transmissão

| | INDUTÂNCIA (H) | | | | | | |
|----------|----------------|----|----------|----------|--|--|--|
| BARRA DE | BARRA PARA | Nº | DE | PARA | | | |
| GI500 | MI500 | 1 | 2,210397 | 2,210397 | | | |
| SP500 | MI500 | 1 | 2,210397 | 2,210397 | | | |
| SP500 | MI500 | 2 | 2,210397 | 2,210397 | | | |
| MI500 | GU500 | 1 | 11,24231 | 11,24231 | | | |
| MI500 | GU500 | 2 | 11,24231 | 11,24231 | | | |
| MI500 | GU500 | 3 | 11,24231 | 11,24231 | | | |
| GU500 | SM500 | 1 | 11,24231 | 11,24231 | | | |
| GU500 | SM500 | 2 | 11,24231 | 11,24231 | | | |
| SM500 | SM250 | 1 | 4,875977 | _ | | | |
| SM250 | RG500 | 1 | _ | 3,315728 | | | |
| RG500 | BJ500 | 1 | 3,315728 | — | | | |
| BJ500 | JN500 | 1 | 3,315728 | 3,315728 | | | |
| RG500 | BR500 | 1 | 3,81123 | 3,81123 | | | |
| RG500 | BR500 | 2 | 3,81123 | 3,81123 | | | |
| PP500 | PJ500 | 1 | 9,473433 | 9,473433 | | | |
| PP500 | PJ500 | 2 | 9,473433 | 9,473433 | | | |
| PJ500 | JN500 | 1 | 2,821817 | 2,821817 | | | |
| PJ500 | JN500 | 2 | 2,821817 | 2,821817 | | | |
| RG500 | AR500 | 1 | 4,14466 | 4,14466 | | | |
| AR500 | PP500 | 1 | 4,14466 | 4,14466 | | | |
| PP500 | JN500 | 1 | 3,789479 | 3,789479 | | | |
| RG500 | LU500 | 1 | 4,87611 | 4,87611 | | | |
| SM250 | LU500 | 1 | 9,018708 | - | | | |
| LU500 | PP500 | 1 | 3,315728 | 3,315728 | | | |
| MA250 | MA500 | 2 | - | 6,631456 | | | |

Tabela B.5: Reatores de Linha de Transmissão

| MA250 | MA500 | 3 | - | 6,631456 |
|-------|-------|---|----------|----------|
| MA500 | IT500 | 1 | 6,631456 | - |
| MA250 | RV500 | 1 | 3,490268 | 3,490268 |
| MA250 | RV500 | 2 | 3,490268 | 3,490268 |
| TR500 | RV500 | 1 | 7,5084 | 7,5084 |
| TR500 | RV500 | 2 | 7,5084 | 7,5084 |
| IT345 | ML345 | 1 | 3,288672 | - |
| SM500 | SB500 | 1 | 4,875977 | - |
| SM500 | SB500 | 2 | 9,085095 | - |
| SM500 | SB500 | 3 | 4,875977 | - |
| SS500 | IT500 | 1 | 7,311313 | - |
| IT500 | SB500 | 1 | 4,875977 | 9,022494 |
| SS500 | JA500 | 1 | 7,311313 | 7,311313 |
| IT500 | EB500 | 1 | 5,974411 | - |
| JA500 | BD500 | 1 | 7,311313 | 7,311313 |
| JA500 | BD500 | 2 | 7,311313 | 7,311313 |

B.6 Compensador Estático

| Tabela B.6: | ${\rm Compensador}$ | Estático |
|-------------|---------------------|----------|
|-------------|---------------------|----------|

| BARRA | CAPACITÂNCIA (uF) |
|-------|-------------------|
| LC15 | 3537,129611 |

B.7 Capacitores Série

| Tabela B.7: Cap | acitores Série |
|-----------------|----------------|
|-----------------|----------------|

| CAPACITÂNCIA (uF) | | | | | | | | |
|-------------------|------------|----|----------|----------|--|--|--|--|
| BARRA DE | BARRA PARA | N⁰ | DE | PARA | | | | |
| CO500 | MI500 | 1 | 111,4504 | - | | | | |
| CO500 | MI500 | 2 | 111,4504 | - | | | | |
| CO500 | MI500 | 3 | 111,4504 | - | | | | |
| MI500 | GU500 | 1 | 111,6849 | 111,6849 | | | | |
| MI500 | GU500 | 2 | 111,6849 | 111,6849 | | | | |

| MI500 | GU500 | 3 | 111,4504 | 111,6849 |
|-------|-------|---|----------|----------|
| GU500 | PE500 | 1 | 197,9491 | - |
| GU500 | SM500 | 1 | 111,6849 | 168,4141 |
| GU500 | SM500 | 2 | 111,6849 | 168,4141 |
| PE500 | SM250 | 1 | 75,1422 | - |
| RG500 | BR500 | 1 | 183,5654 | 191,5175 |
| RG500 | BR500 | 2 | 183,5654 | 191,5175 |
| RG500 | LU500 | 1 | 123,9493 | 123,9493 |
| SM250 | LU500 | 1 | 107,6072 | 107,6072 |
| SM500 | SB500 | 1 | - | 57,9786 |
| SM500 | SB500 | 2 | - | 84,8806 |
| SM500 | SB500 | 3 | - | 84,8806 |

B.8 Reator de Barra

| BARRA | N⁰ | INDUTÂNCIA (H) |
|-------|----|----------------|
| MI500 | 1 | 4,879425297 |
| MI500 | 2 | $11,\!4591559$ |
| MI500 | 3 | $11,\!4591559$ |
| MI500 | 4 | 11,4591559 |
| MI500 | 5 | 4,862846657 |
| PE500 | 1 | 4,876109569 |
| PA500 | 1 | 11,05264765 |
| RG500 | 1 | 6,631455963 |
| RG500 | 2 | 6,631455963 |
| AR500 | 1 | 4,144659977 |
| AR500 | 2 | 4,144659977 |
| SM250 | 1 | 7,382799923 |
| SM250 | 2 | 4,876109569 |
| SM250 | 3 | 9,01870849 |
| SB500 | 1 | 3,167377006 |
| LU500 | 1 | 4,876109569 |
| LU500 | 2 | 4,876109569 |

| PP500 | 1 | 7,287306957 |
|-------|---|-----------------|
| PR500 | 1 | 7,287306957 |
| PR500 | 2 | 4,876109569 |
| BL500 | 1 | 0,50292962 |
| NP500 | 1 | 4,876109569 |
| NP500 | 2 | 4,876109569 |
| SG500 | 1 | $6,\!631455963$ |
| SG500 | 2 | 3,684436933 |
| SG500 | 3 | 6,631455963 |
| SG500 | 4 | 7,287306957 |

B.9 Capacitor de Barra

| BARRA | N⁰ | CAPACITÂNCIA (uF) |
|-------|----|-------------------|
| SM230 | 1 | 7,52007106 |
| SM230 | 2 | 7,52007106 |
| SB345 | 1 | 6,88875645 |

B.10 Tansformadores

| Tabela D.10. Hallstormauore | Tabela | B.10: | Transform | adores |
|-----------------------------|--------|-------|-----------|--------|
|-----------------------------|--------|-------|-----------|--------|

| BARRA DE | BARRA PARA | N⁰ | Vp (kV) | Vs (kV) | Vt (kV) | Xps (p.u.) | Xpt (p.u) | Xst (p.u.) |
|----------|------------|----|---------|---------|---------|------------|-----------|------------|
| MI500 | MI138 | 1 | 500 | 138 | 13,8 | 0,0772 | 0,132595 | 0,046195 |
| MI500 | MI138 | 2 | 500 | 138 | 13,8 | 0,064 | 0,17341 | 0,10276 |
| GU500 | GU230 | 1 | 500 | 230 | - | 0,0311 | - | - |
| PA500 | PA138 | 1 | 500 | 138 | 13,8 | 0,0231 | 0,042849 | 0,014106 |
| RG500 | RG230 | 1 | 500 | 230 | - | 0,04 | - | - |
| RG500 | RG230 | 2 | 500 | 230 | - | 0,04 | - | - |
| PP500 | PP345 | 1 | 500 | 345 | 13,8 | 0,0124 | 0,061511 | 0,044501 |
| PP500 | PP345 | 2 | 500 | 345 | 13,8 | 0,0126 | 0,065331 | 0,048135 |
| PR500 | PR138 | 1 | 500 | 138 | 13,8 | 0,0395 | 0,238798 | 0,202298 |
| PR500 | PR138 | 2 | 500 | 138 | 13,8 | 0,0395 | 0,238798 | 0,202298 |
| LU500 | LU138 | 1 | 500 | 138 | 13,8 | 0,0615 | 0,258179 | 0,189389 |
| LU500 | LU138 | 2 | 500 | 138 | 13,8 | 0,06 | 0,257772 | 0,189332 |
| SB345 | SB138 | 1 | 345 | 138 | 13,8 | 0,0459 | 0,14578 | 0,094449 |
| SB345 | SB138 | 2 | 345 | 138 | 13,8 | 0,0464 | 0,15445 | 0,101959 |
| SB345 | SB138 | 3 | 345 | 138 | 13,8 | 0,0464 | 0,15445 | 0,101959 |
| SB345 | SB138 | 4 | 345 | 138 | 13,8 | 0,0458 | 0,15067 | 0,094946 |

| SB500 | SB345 | 1 | 500 | 345 | 13,8 | 0,0101 | 0,207146 | 0,192478 |
|-------|-------|---|-----|-----|------|----------|----------|--------------|
| SB500 | SB345 | 2 | 500 | 345 | 13,8 | 0,0095 | 0,267644 | 0,257802 |
| SB500 | SB345 | 3 | 500 | 345 | 13,8 | 0,0096 | 0,258232 | 0,249048 |
| SB500 | SB345 | 4 | 500 | 345 | 13,8 | 0,0095 | 0,26664 | 0,258815 |
| LU500 | LC15 | 1 | 500 | 15 | - | 0,042015 | - | - |
| SM500 | SM230 | 1 | 500 | 230 | 13,8 | 0,0251 | 0,099282 | 0,067353 |
| SM500 | SM230 | 2 | 500 | 230 | 13,8 | 0,0267 | 0,099268 | 0,067668 |
| IT500 | IT345 | 1 | 500 | 345 | 13,8 | 0,0166 | 0,178398 | $0,\!157505$ |
| IT500 | IT345 | 2 | 500 | 345 | 13,8 | 0,0172 | 0,17148 | 0,15906 |
| IT500 | IT345 | 3 | 500 | 345 | 13,8 | 0,0172 | 0,17148 | 0,15906 |
| NQ230 | NQ69 | 1 | 230 | 69 | 3,8 | 0,3975 | 0,768901 | 0,273001 |
| SM230 | SM138 | 1 | 230 | 138 | 13,8 | 0,9874 | 0,843326 | 0,18774 |
| SM230 | SM138 | 2 | 230 | 138 | 13,7 | 0,1568 | 0,490856 | 0,306646 |
| SM230 | SM138 | 3 | 230 | 138 | 13,8 | 0,1568 | 0,490856 | 0,306646 |
| EB500 | EB138 | 1 | 500 | 138 | 13,8 | 0,0463 | 0,278292 | 0,205592 |
| EB500 | EB138 | 2 | 500 | 138 | 13,8 | 0,0449 | 0,144194 | 0,072694 |
| EB500 | EB138 | 3 | 500 | 138 | 13,8 | 0,0473 | 0,120193 | 0,069094 |
| SG500 | SG345 | 1 | 500 | 345 | 13,8 | 0,0212 | 0,101802 | 0,068002 |
| SG500 | SG345 | 2 | 500 | 345 | 13,8 | 0,0212 | 0,101802 | 0,068002 |
| NP500 | NP345 | 1 | 500 | 345 | - | 0,04 | - | - |
| NP500 | NP345 | 2 | 500 | 345 | - | 0,04 | - | - |

B.11 Impedância de Transferência

| BARRA DE | BARRA PARA | R1 (Ω) | R0 (Ω) | L1 (H) | L0 (H) |
|----------|------------|---------------|---------------|----------|--------------|
| ML345 | NP345 | 139 | 1568,3 | 1,56131 | 11,73794 |
| BR500 | GI500 | 3,317 | 84,75 | 0,047245 | 0,690462 |
| MA500 | ES500 | 160,8 | 15209,9 | 4,289756 | 92,11437 |
| MA500 | JA500 | $68,\! 6$ | 1966, 5 | 2,902986 | 17,01764 |
| IT345 | BA345 | 114,2 | 10189,5 | 1,455737 | 37,3343 |
| BA345 | BS345 | 253,7 | 0,001 | 2,324193 | 2,65E-06 |
| BA345 | PR345 | 15,1 | 319,2 | 0,38038 | 2,341169 |
| BS345 | PI345 | 27,7 | 0,001 | 0,714871 | 2,65E-06 |
| AV500 | MA250 | 77,7 | 8743,6 | 2,266897 | 53,09674 |
| SG345 | PP345 | 12,5 | 558,3 | 0,322554 | $3,33E{+}00$ |
| SG345 | NP345 | 191,4 | 2741,1 | 2,0592 | 25,58999 |
| JA500 | PJ500 | 125,9 | 26708,5 | 4,553423 | $1,22E{+}02$ |
| BD500 | JA500 | 82,2 | 40199 | 2,607754 | 129,1118 |
| BD500 | PJ500 | 6 | 962,6 | 0,176662 | $3,78E{+}00$ |

Tabela B.11: Impedância de Transferência

| MG500 | JA500 | 395,8 | 44968 | 5,666977 | 223,8933 |
|-------|-------|-------|----------|----------|-------------------------|
| MG500 | AV500 | 49,2 | 852,8 | 1,641948 | $7,\!62E\!+\!00$ |
| MG500 | MA250 | 75,4 | 10412,7 | 2,017289 | 70,84994 |
| BJ500 | JN500 | 12,1 | 381,6 | 0,193373 | $2,\!10\mathrm{E}{+}00$ |
| BJ500 | BR500 | 24,9 | 803,2 | 0,655188 | 6,555062 |
| BJ500 | GI500 | 28,2 | 4411,9 | 1,076683 | 2,01E+01 |
| CO500 | BJ500 | 255,2 | 1930230 | 3,736428 | 3691,672 |
| CO500 | BR500 | 195,8 | 384415 | 3,708841 | 1,02E+03 |
| CO500 | GI500 | 34,7 | 7 | 0,77588 | 43,58962 |
| CO500 | SP500 | 9,8 | 647,2 | 0,194434 | $4,36E{+}00$ |
| ES500 | MG500 | 5,8 | 136,2 | 0,20027 | 1,165545 |
| ES500 | BD500 | 83,5 | 144024,8 | 1,873519 | $2,\!64E\!+\!02$ |
| ES500 | JA500 | 2,2 | 217,5 | 0,312209 | 2,162916 |
| ES500 | AV500 | 52,9 | 1586,5 | 1,670862 | $1,35E{+}01$ |
| ES500 | MA250 | 19,9 | 9292,7 | 0,767657 | 51,98557 |
| ES500 | PJ500 | 122,1 | 128080,5 | 3,004845 | $3,\!45E\!+\!02$ |
| SM138 | LU138 | 8,8 | 25,6 | 0,069232 | 0,26181 |

B.12 Transformadores de Transferência

| BARRA DE | BARRA PARA | Vp (kV) | Vs (kV) | Xps (p.u.) |
|----------|------------|---------|---------|---------------------|
| BR500 | DI230 | 500 | 230 | 2,29E-05 |
| MA500 | ML345 | 500 | 345 | $1,\!24\text{E-}05$ |
| RV500 | IT345 | 500 | 345 | $1,\!24\text{E-}05$ |
| TR500 | IT345 | 500 | 345 | $1,\!24\text{E-}05$ |
| TR500 | BN345 | 500 | 345 | $1,\!24\text{E-}05$ |
| BS345 | BL230 | 345 | 230 | 2,73E-05 |
| BS345 | SM138 | 345 | 138 | 6,09E-05 |
| TR500 | BS345 | 500 | 345 | $1,\!24\text{E-}05$ |
| PJ500 | PP345 | 500 | 345 | 1,24E-05 |
| JA500 | PP345 | 500 | 345 | 1,24E-05 |
| PJ500 | SG345 | 500 | 345 | 1,24E-05 |
| JA500 | ML345 | 500 | 345 | 1,24E-05 |

Tabela B.12: Transformadores de Transferência

| JA500 | NP345 | 500 | 345 | 1,24E-05 |
|-------|-------|-----|-----|--------------|
| ML345 | EB138 | 345 | 138 | $6,\!09E-05$ |
| NP345 | EB138 | 345 | 138 | 6,09E-05 |
| BD500 | PP345 | 500 | 345 | 1,24E-05 |
| TR500 | PI345 | 500 | 345 | 1,24E-05 |
| LA500 | DI230 | 500 | 230 | 2,29E-05 |
| ES500 | ML345 | 500 | 345 | 1,24E-05 |

B.13 Impedância de Transferência Conectado aos Transformadores de Transferência

Tabela B.13: Impedância de Transferência Conectado aos Transformadores de Transferência

| BARRA DE | BARRA PARA | CONEXÃO | R1 (Ω) | R0 (Ω) | L1 (H) | L0 (H) |
|----------|------------|----------|---------------|---------------|----------|----------|
| BR500 | DI230 | BARRA DE | 46,41 | 502,64 | 1,123183 | 6,286435 |
| MA500 | ML345 | BARRA DE | 19,62 | 269,4 | 1,010236 | 3,5734 |
| RV500 | IT345 | BARRA DE | 121,12 | 4686,78 | 1,296131 | 26,22966 |
| TR500 | IT345 | BARRA DE | 121,12 | 4686,78 | 1,296131 | 26,22966 |
| TR500 | BN345 | BARRA DE | 609,64 | 201958 | 6,586468 | 457,9962 |
| BS345 | BL230 | BARRA DE | 19,51 | 270,3 | 0,463406 | 2,450562 |
| BS345 | SM138 | BARRA DE | 15,88 | 154 | 0,202763 | 1,141114 |
| TR500 | BS345 | BARRA DE | 444,92 | 0,001 | 5,152403 | 2,65E-06 |
| PJ500 | PP345 | BARRA DE | $66,\!45$ | 5977,15 | 1,903811 | 28,25053 |
| JA500 | PP345 | BARRA DE | 118,67 | 9646,28 | 1,537755 | 49,20203 |
| PJ500 | SG345 | BARRA DE | 183,68 | 12434,93 | 5,581962 | 63,1777 |
| JA500 | ML345 | BARRA DE | 80,26 | 1992,86 | 1,811157 | 10,35512 |
| JA500 | NP345 | BARRA DE | 156,2 | 1718,8 | 2,661362 | 18,84832 |
| ML345 | EB138 | BARRA DE | 473,49 | 5729,23 | 2,433797 | 29,81041 |
| NP345 | EB138 | BARRA DE | 150,75 | 3197,36 | 1,05411 | 18,10337 |
| BD500 | PP345 | BARRA DE | 94,42 | 56705,75 | 2,756484 | 148,4571 |
| TR500 | PI345 | BARRA DE | 15,1 | 230,11 | 0,834502 | 2,742213 |
| LA500 | DI230 | BARRA DE | 72,03 | 1108,16 | 1,429795 | 11,12467 |
| ES500 | ML345 | BARRA DE | 155,06 | 14037,6 | 2,719878 | 55,6346 |