



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

Henrique Costa

Sistema de proteção para microrredes utilizando unidades de medição fasorial

Florianópolis
2019

Henrique Costa

Sistema de proteção para microrredes utilizando unidades de medição fasorial

Dissertação submetida ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Santa Catarina para a obtenção do Título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Miguel Moreto, Dr.

Florianópolis

2019

Ficha de identificação da obra elaborada pelo autor,
através do Programa de Geração Automática da Biblioteca Universitária da UFSC.

Costa, Henrique

Sistema de proteção para microrredes utilizando unidades
de medição fasorial / Henrique Costa ; orientador, Miguel
Moreto, 2019.

109 p.

Dissertação (mestrado) - Universidade Federal de Santa
Catarina, Centro Tecnológico, Programa de Pós-Graduação em
Engenharia Elétrica, Florianópolis, 2019.

Inclui referências.

1. Engenharia Elétrica. 2. Proteção. 3. Microrredes. 4.
Medição fasorial. I. Moreto, Miguel. II. Universidade
Federal de Santa Catarina. Programa de Pós-Graduação em
Engenharia Elétrica. III. Título.

Henrique Costa

Sistema de proteção para microrredes utilizando unidades de medição fasorial

O presente trabalho em nível de mestrado foi avaliado e aprovado por banca examinadora composta pelos seguintes membros:

Prof. Fernando Buzzulini Prioste, Dr.

Instituição Universidade do Estado de Santa Catarina - UDESC

Prof. Aguinaldo Silveira e Silva, Ph. D.

Instituição Universidade Federal de Santa Catarina - UFSC

Prof. Hans Helmut Zurn, Ph. D. (Suplente)

Instituição Universidade Federal de Santa Catarina - UFSC

Certificamos que esta é a **versão original e final** do trabalho de conclusão que foi julgado adequado para obtenção do título de mestre em Engenharia Elétrica.

Prof. Bartolomeu F. Uchôa-Filho, Ph. D.

Coordenador do Programa

Prof. Miguel Moreto, Ph. D.

Orientador

Florianópolis, 2019.

RESUMO

A estrutura dos Sistemas Elétricos de Potência baseada na utilização de grandes centrais geradoras e extensos sistemas de transmissão que levam a energia gerada até os centros de consumo, está em vias de sofrer algumas mudanças significativas com a utilização de fontes de Geração Distribuída (GD). O uso de GD é uma alternativa promissora para obter-se geração, transmissão e consumo de energia elétrica de maneira mais eficiente e próxima aos centros de carga. A inserção de GD no sistema elétrico, possibilita o surgimento das microrredes que podem ser entendidas como redes autônomas em baixa ou média tensão, controláveis e aptas a operarem conectadas (*on-grid*) ao sistema elétrico de potência ou desconectadas (*off-grid*) desse sistema. Quando existem fontes de geração distribuída conectadas à rede de distribuição, surgem desafios relacionados aos sistemas de proteção utilizados nas redes convencionais ocasionados pela modificação do valor da corrente de curto-circuito e inversão no fluxo de potência como, por exemplo, a perda de coordenação seletividade e sensibilidade. É proposto neste trabalho, um sistema de proteção para microrredes utilizando técnicas de estimação fasorial baseado em medições de tensão e corrente, considerando a utilização de Unidades de Medição Fasorial (PMU) sincronizadas. Essas unidades são adaptadas com a capacidade de realizar todas as funções necessárias para viabilizar a proteção da microrrede sem a utilização de relés. O sistema de proteção proposto permite a garantia de seletividade da proteção em microrredes para a aplicação de faltas trifásicas, bifásicas e monofásicas-terra, a partir da verificação das correntes de falta, do tipo da falta, do fluxo de potência e das tensões nas barras da microrrede com a utilização de comunicação para troca de informações entre os dispositivos de medição fasorial instalados. A metodologia é avaliada com base em simulações de faltas aplicadas em uma microrrede modelada no *Software* ATP e tratamento das informações em um algoritmo desenvolvido no programa computacional Matlab. Os resultados obtidos demonstram que a utilização do sistema de proteção baseado em medição fasorial de tensão e corrente, com utilização de sistemas de comunicação entre elementos da microrrede é viável e promissora na questão da seletividade e coordenação da proteção.

Palavras-Chave: Geração distribuída, proteção de microrredes, medição fasorial.

ABSTRACT

The structure of the Electric Power Systems based on the use of large power plants and extensive transmission systems that bring the generated energy to the centers of consumption is in the process of undergoing some significant changes with the use of Distributed Generation (DG) sources. The use of DG is a promising alternative to obtain generation, transmission and consumption of electricity more efficiently and close to the load centers. The insertion of DG in the electrical system, allows the deployment of the microgrids that can be understood as autonomous networks in low or medium voltage, controllable and able to operate connected (on-grid) to the electric power system or disconnected (off-grid). When there are distributed generation sources connected to the distribution network, there are challenges related to the protection systems used in the conventional networks caused by the modification of the value of the short-circuit current and inversion of the power flow, for example the loss of coordination selectivity and sensitivity. This work proposes a protection system for microgrids using phasor estimation techniques based on voltage and current measurements, considering the use of synchronized Phasor Measurement Units (PMU). These units are adapted with the ability to perform all the functions necessary to enable protection of the microgrids without the use of relays. The proposed protection system allows the guarantee of microgrids protection selectivity for the application of three-phase, two-phase, single-phase-to-earth faults, by checking the fault currents, fault type, power flow and voltages in the bus with the use of communication for the exchange of information between installed phasor measuring devices. The methodology is evaluated based on simulations of faults applied to a microgrid modeled in the ATPDraw Software and treatment of the information in an algorithm developed in Matlab computer program. The results obtained show that the use of the protection system based on phasor measurement of voltage and current, using communication systems between elements of the microgrid is feasible and promising about subjects of selectivity and protection coordination.

Keywords: Distributed generation, microgrid protection, phasor measurement.

LISTA DE FIGURAS

FIGURA 3.1 - ARQUITETURA DE UMA MICRORREDE COM BASE NO CONCEITO <i>MICROGRIDS</i>	30
FIGURA 3.2 - PROTEÇÃO DIFERENCIAL DE LINHA.....	36
FIGURA 4.1 - DIAGRAMA UNIFILAR DO SISTEMA TESTE.....	39
FIGURA 4.2 - REPRESENTAÇÃO DO EQUIVALENTE THÉVENIN DO SISTEMA ELÉTRICO NO ATPDRAW.....	41
FIGURA 4.3 - REPRESENTAÇÃO DO MODELO DE CARGA UTILIZADO NO ATPDRAW.....	42
FIGURA 4.4 - DIAGRAMA SIMPLIFICADO DO SISTEMA DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICA.....	43
FIGURA 4.5 - CIRCUITO EQUIVALENTE DE UM PAINEL FOTOVOLTAICO.....	43
FIGURA 4.6 - MODELO ELÉTRICO DE UM INVERSOR TRIFÁSICO.....	45
FIGURA 4.7 - SISTEMA FOTOVOLTAICO MODELADO NO ATPDRAW.....	46
FIGURA 4.8 - LIMITE DA INJEÇÃO DE CORRENTE PELA FONTE FOTOVOLTAICA.....	50
FIGURA 5.1 - REPRESENTAÇÃO GERAL DE UM SISTEMA DE MEDIÇÃO FASORIAL.....	52
FIGURA 5.2 - FORMA DE ONDA SENOIDAL E SUA REPRESENTAÇÃO FASORIAL.....	53
FIGURA 5.3 ESTIMAÇÃO DE UM FASOR A CADA N AMOSTRAS PRO CICLO.....	56
FIGURA 5.4 - ATUALIZAÇÃO DO FASOR COM UMA JANELA DE DADOS A CADA NOVA AMOSTRA N . ABORDAGEM NÃO RECURSIVA.....	56
FIGURA 5.5 - ATUALIZAÇÃO DO FASOR COM UMA JANELA DE DADOS A CADA NOVA AMOSTRA N . ABORDAGEM RECURSIVA.....	58
FIGURA 6.1 – A) DISPOSIÇÃO DOS DISJUNTORES. B) IDENTIFICAÇÃO DAS CONEXÕES DE CADA BARRA.....	66
FIGURA 6.2 - FLUXOGRAMA DO ALGORITMO PROPOSTO E LÓGICA DE OPERAÇÃO.....	67
FIGURA 7.1 - IDENTIFICAÇÃO DOS RAMOS PARA APLICAÇÃO DAS FALTAS.....	71
FIGURA 7.2 - ESTIMAÇÃO FASORIAL: A) DFT RECURSIVA COM JANELA DESLIZANTE; B) FILTRO DE KALMAN.....	72
FIGURA 7.3 - RESULTADO DA ESTIMAÇÃO FASORIAL DE TENSÃO PARA UMA FALTA MONOFÁSICA-TERRA.....	74
FIGURA 7.4 - RESULTADO DA ESTIMAÇÃO FASORIAL DE CORRENTE PARA UMA FALTA MONOFÁSICA-TERRA.....	75
FIGURA 7.5 - RESULTADO DA ESTIMAÇÃO FASORIAL PARA UMA FALTA BIFÁSICA (B-C).....	76
FIGURA 7.6- RESULTADO DA ESTIMAÇÃO FASORIAL PARA UMA FALTA TRIFÁSICA.....	76
FIGURA 7.7 - SISTEMA TESTE, DISJUNTORES, RAMOS E FALTAS APLICADAS NA SIMULAÇÃO.....	78
FIGURA 7.8 - SINAL DE <i>TRIP</i> NOS DISJUNTORES D2C E D4A.....	82
FIGURA 7.9 - SINAL DE <i>TRIP</i> NOS DISJUNTORES D2D E D7A.....	86
FIGURA 7.10 - SINAL DE <i>TRIP</i> NO DISJUNTOR D7B.....	90

LISTA DE TABELAS

TABELA 1 - PARCELA DE CONTRIBUIÇÃO POR GRUPO PARA CURTO-CIRCUITO.....	24
TABELA 2 - PARCELA DE OCORRÊNCIAS POR TIPO DE CURTO-CIRCUITO.....	24
TABELA 3 - RESULTADO DO FLUXO DE POTÊNCIA PARA A OPERAÇÃO SEM GD.....	47
TABELA 4 - INJEÇÃO DE POTÊNCIA NOS RAMOS PARA OPERAÇÃO SEM GD.....	48
TABELA 5 - RESULTADO DO FLUXO DE POTÊNCIA PARA O MODO DE OPERAÇÃO INTERLIGADO.....	48
TABELA 6 - INJEÇÃO DE POTÊNCIA NOS RAMOS PARA O MODO DE OPERAÇÃO INTERLIGADO.....	49
TABELA 7 - RESULTADO DO FLUXO DE POTÊNCIA PARA O MODO DE OPERAÇÃO ISOLADO.....	49
TABELA 8 - INJEÇÃO DE POTÊNCIA NOS RAMOS PARA O MODO DE OPERAÇÃO ISOLADO.....	50
TABELA 9 - CORRENTES DO PAINEL DA BARRA 4 PARA UMA FALTA MONOFÁSICA-TERRA NA FASE C.....	51
TABELA 10 - TENSÕES PRÉ-FALTA E EM FALTA PARA UM CURTO-CIRCUITO MONOFÁSICO EM MODO INTERLIGADO.....	78
TABELA 11 - CORRENTES PRÉ-FALTA E EM FALTA PARA UM CURTO-CIRCUITO MONOFÁSICO EM MODO INTERLIGADO.....	79
TABELA 12 - INJEÇÃO DE POTÊNCIA ATIVA PRÉ-FALTA E EM FALTA PARA UM CURTO-CIRCUITO MONOFÁSICO EM MODO INTERLIGADO.....	79
TABELA 13 - TENSÕES PRÉ-FALTA E EM FALTA PARA UM CURTO-CIRCUITO MONOFÁSICO EM MODO ISOLADO.....	80
TABELA 14 - CORRENTES PRÉ-FALTA E EM FALTA PARA UM CURTO-CIRCUITO MONOFÁSICO EM MODO ISOLADO.....	80
TABELA 15 - INJEÇÃO DE POTÊNCIA ATIVA PRÉ-FALTA E EM FALTA PARA UM CURTO-CIRCUITO MONOFÁSICO EM MODO ISOLADO.....	80
TABELA 16 - IDENTIFICAÇÃO DOS LOCAIS DE FALTA E TRIP NOS DISJUNTORES PARA UM CURTO-CIRCUITO MONOFÁSICO NO RAMO 3 (VER APÊNDICE E).....	81
TABELA 17 - TENSÕES PRÉ-FALTA E EM FALTA PARA UM CURTO-CIRCUITO BIFÁSICO EM MODO INTERLIGADO.....	83
TABELA 18 - CORRENTES PRÉ-FALTA E EM FALTA PARA UM CURTO-CIRCUITO BIFÁSICO EM MODO INTERLIGADO.....	83
TABELA 19 - INJEÇÃO DE POTÊNCIA ATIVA PRÉ-FALTA E EM FALTA PARA UM CURTO-CIRCUITO BIFÁSICO EM MODO INTERLIGADO.....	83
TABELA 20 - TENSÕES PRÉ-FALTA E EM FALTA PARA UM CURTO-CIRCUITO BIFÁSICO EM MODO ISOLADO.....	84
TABELA 21 - CORRENTES PRÉ-FALTA E EM FALTA PARA UM CURTO-CIRCUITO BIFÁSICO EM MODO ISOLADO.....	84
TABELA 22 - INJEÇÃO DE POTÊNCIA ATIVA PRÉ-FALTA E EM FALTA PARA UM CURTO-CIRCUITO BIFÁSICO EM MODO ISOLADO.....	85
TABELA 23 - IDENTIFICAÇÃO DOS LOCAIS DE FALTA E <i>TRIP</i> NOS DISJUNTORES PARA UM CURTO-CIRCUITO BIFÁSICO NO RAMO 6 (VER APÊNDICE E).....	85
TABELA 24 - TENSÕES PRÉ-FALTA E EM FALTA PARA UM CURTO-CIRCUITO TRIFÁSICO EM MODO INTERLIGADO.....	87
TABELA 25 - CORRENTES PRÉ-FALTA E EM FALTA PARA UM CURTO-CIRCUITO TRIFÁSICO EM MODO INTERLIGADO.....	87
TABELA 26 - INJEÇÃO DE POTÊNCIA ATIVA PRÉ-FALTA E EM FALTA PARA UM CURTO-CIRCUITO TRIFÁSICO EM MODO INTERLIGADO.....	87

TABELA 27 - TENSÕES PRÉ-FALTA E EM FALTA PARA UM CURTO-CIRCUITO TRIFÁSICO EM MODO ISOLADO.....	88
TABELA 28 - CORRENTES PRÉ-FALTA E EM FALTA PARA UM CURTO-CIRCUITO TRIFÁSICO EM MODO ISOLADO.....	88
TABELA 29 - INJEÇÃO DE POTÊNCIA ATIVA PRÉ-FALTA E EM FALTA PARA UM CURTO-CIRCUITO TRIFÁSICO EM MODO ISOLADO.....	89
TABELA 30 - IDENTIFICAÇÃO DOS LOCAIS DE FALTA E <i>TRIP</i> NOS DISJUNTORES PARA UM CURTO-CIRCUITO TRIFÁSICO NO RAMO 7 (VER APÊNDICE E).....	89
TABELA 31 - DADOS DAS LINHAS.....	98
TABELA 32 - DADOS DO TRANSFORMADOR.....	98
TABELA 33 - DADOS DAS CARGAS.....	98
TABELA 34 - DADOS DAS MICROFONTES.....	99

LISTA DE ABREVIATURAS

GD - Geração Distribuída

PCC - *Point of Common Coupling*

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica

PRODIST - Procedimentos de Distribuição

ONS - Operador Nacional do Sistema Elétrico

LTC - *Load Tap Changer*

CHP - *Combined Heat Power*

RED - Recursos Energéticos Distribuídos

CERTS - *Consortium for Electric Reliability Technology Solution*

LC - *Load Controllers*

MC - *Microsource Controllers*

MGCC - *MicroGrid Central Controller*

DMS - *Distribution Management System*

BT - Baixa Tensão

GPS - *Global Positioning System*

PMU - *Phasor Measurement Unit*

GOOSE - *Generic Object Oriented Substation Event*

PWM - *Pulse-Width Modulation*

SVM - *Space Vector Modulation*

DFT - *Discrete Fourier Transform*

THD - *Total Harmonic Distortion*

UMP – *Unidades de Medição e Proteção*

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	14
1.1 CONTEXTUALIZAÇÃO	14
1.2 OBJETIVOS.....	16
1.3 ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO	16
2 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA (GD)	17
2.1 CONCEITO E BENEFÍCIOS DA GD.....	17
2.2 QUESTÕES TÉCNICAS ASSOCIADAS À GD.....	18
2.2.1 Inversão do Fluxo de Potência em Sistemas Radiais de Distribuição	19
2.2.2 Variação de Tensão	19
2.2.3 Instrumentos Normativos.....	20
2.2.4 Tecnologias das Fontes de GD	22
2.2.5 Correntes de Curto-Circuito.....	23
2.2.6 Impactos Causados pela Geração Distribuída no Sistema de Proteção Convencional.....	23
3 MICRORREDES.....	28
3.1 PROJETOS DE MICRORREDES EM PAÍSES DESENVOLVIDOS.....	29
3.2 ARQUITETURA BÁSICA DE UMA MICRORREDE	30
3.3 OPERAÇÃO EM MODO INTERLIGADO.....	31
3.4 OPERAÇÃO EM MODO ILHADO	32
3.5 COMUNICAÇÃO ENTRE DISPOSITIVOS DE PROTEÇÃO DAS MICRORREDES	33
3.6 PROTEÇÃO DE MICRORREDES.....	35
4 MODELO DE MICRORREDE BASEADO NO CONCEITO CERTS.....	39
4.1 MODELAGEM DA REDE NO ATP.....	40
4.1.1 Modelagem do Sistema Elétrico de Potência.....	40
4.1.2 Modelagem do Transformador.....	41
4.1.3 Modelagem das Cargas.....	42

4.1.4 Modelagem das Linhas de Distribuição	42
4.1.5 Modelagem dos Painéis Fotovoltaicos	43
4.2 RESULTADOS DO FLUXO DE POTÊNCIA DA REDE MODELADA	47
4.3 LIMITAÇÃO DA INJEÇÃO DA CORRENTE PELAS FONTES.....	50
5 ESTIMAÇÃO FASORIAL.....	52
5.1 TRANSFORMADA DISCRETA DE FOURIER.....	53
5.1.1 Abordagem não recursiva com janela de um ciclo	55
5.1.2 Abordagem não recursiva com janela deslizante.....	56
5.1.3 Abordagem recursiva com janela deslizante	57
5.2 FILTRO DE KALMAN	60
6 MÉTODO PROPOSTO E LÓGICA DE OPERAÇÃO DA PROTEÇÃO DA MICRORREDE	65
7 RESULTADOS E SIMULAÇÕES	71
7.1 COMPARAÇÃO ENTRE DFT E FILTRO DE KALMAN	72
7.2 VALIDAÇÃO DA TÉCNICA DE ESTIMAÇÃO FASORIAL VIA FILTRO DE KALMAN.....	73
7.3 SIMULAÇÕES DE FALTAS E COMPORTAMENTO DO SISTEMA DE PROTEÇÃO	77
7.3.1 Faltas Monofásicas.....	78
7.3.1.1 <i>Modo de Operação Interligado</i>	78
7.3.1.2 <i>Modo de Operação Isolado</i>	79
7.3.2 Faltas Bifásicas	82
7.3.2.1 <i>Modo de Operação Interligado</i>	82
7.3.2.2 <i>Modo de Operação Isolado</i>	84
7.3.3 Faltas Trifásicas	86
7.3.3.1 <i>Modo de Operação Interligado</i>	86
7.3.3.2 <i>Modo de Operação Isolado</i>	88
8 CONCLUSÕES.....	91

8.1 SUJESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS.....	93
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	91
APÊNDICE A – DADOS DO SISTEMA TESTE	98
APÊNDICE B – DETALHAMENTO DOS CÁLCULOS DOS PARÂMETROS DO TRANSFORMADOR SATTRAFO DO ATPDRAW	100
APÊNDICE C – CÓDIGO DESENVOLVIDO EM LINGUAGEM MODEL PARA MODELAGEM DO PAINEL FOTOVOLTAÍCO NO ATPDRAW	102
APÊNDICE D – DETECÇÃO DO TIPO DE FALTAS UTILIZANDO COMPONENTES SIMÉTRICAS.....	103
APÊNDICE E – SISTEMA TESTE, DISJUNTORES, RAMOS E FALTAS APLICADAS	106

1 INTRODUÇÃO

1.1 CONTEXTUALIZAÇÃO

A estrutura dos Sistemas Elétricos de Potência baseada na utilização de grandes centrais geradoras e extensos sistemas de transmissão que levam a energia gerada até os centros de consumo, está em vias de sofrer algumas mudanças significativas devido à grande dependência de fatores geográficos, diminuição de reservatórios de combustíveis fósseis e o impacto ambiental causado por grandes obras no setor.

Uma alternativa promissora para contornar os problemas supracitados, com o intuito de se obter geração, transmissão e consumo de energia elétrica de maneira mais eficiente, é a Geração Distribuída (GD). Esse tipo de geração baseia-se na utilização de pequenas unidades geradoras localizadas próximas aos centros de consumo (BOLLEN, 2011). A inserção de GD nas redes de distribuição proporciona vantagens como a redução de perdas, melhora os níveis de tensão, maior capacidade de transmissão e distribuição além de melhorar os índices de confiabilidade e qualidade do fornecimento de energia do sistema (NASCIMENTO; ROLIM, 2013).

Por outro lado, as redes de distribuição radiais com fluxo de potência unidirecional passam a se transformar em redes ativas com a presença de GD, onde existe a direção múltipla do fluxo de potência, ocorrem ainda, mudanças no carregamento dos alimentadores, aumento das correntes de curto-circuito, ou a redução das mesmas quando a rede opera em modo isolado, resultando em problemas de coordenação do sistema de proteção, além de comprometer a segurança e a qualidade de energia (NASCIMENTO; ROLIM, 2013).

Diante deste cenário, surge o conceito de *Smart Grids* aplicado aos sistemas de potência. Esse conceito parte da necessidade do desenvolvimento e utilização de tecnologias de comunicação e informação, que proporcionem maior integração entre as redes de distribuição, cargas e as fontes de micro e minigeração, com o objetivo de se obter uma maior controlabilidade dos dispositivos conectados à rede.

O termo *Smart Grid* intitula uma rede em que os consumidores participam tanto na geração de energia quanto no gerenciamento das cargas, além de disponibilizar novas funções de controle e monitoramento aos operadores das redes. As *Smart Grids* devem resistir a defeitos no sistema elétrico, bem como possuir capacidade de retomar o fornecimento de energia de forma rápida e independente de ações de controladores ou agentes externos

(FARHANGI, 2010). A observância desse conceito às redes de distribuição leva à concepção de Microrredes, as quais têm o objetivo de solucionar os problemas técnicos causados pela conexão inadequada de GD em redes de distribuição de energia. Portanto, é possível idealizar uma microrrede como sendo uma *Smart Grid* no nível de distribuição.

Em linhas gerais uma microrrede é um subsistema formado por microgerações e cargas conectado, em média ou baixa tensão, à rede da concessionária por meio de um ponto de acoplamento comum (*PCC – Point of Common Coupling*). O PCC é responsável por manter a microrrede conectada à rede da concessionária em condições normais, ou seja, um subsistema em operação interligada. Também é responsável por garantir a desconexão da microrrede diante de distúrbios, situações adversas ou de eventos programados na rede da concessionária, formando assim um subsistema em operação isolada (CHOWDHURY; CHOWDHURY; CROSSLEY, 2009).

Apesar das vantagens da formação de microrredes em decorrência da inclusão de geração distribuída em redes de distribuição, ainda existem inúmeros desafios relacionados à sua implantação. Dentre os quais, pode-se evidenciar a aplicação de sistemas de proteção que, além da confiabilidade, garantam a coordenação e seletividade perante as condições de operação e perturbações mais adversas. Portanto, torna-se necessária a exploração dos efeitos causados nos sistemas de proteção convencionais. Uma vez que as características da rede são alteradas, os sistemas de proteção instalados devem ser redimensionados impreterivelmente, evitando assim, interrupções indevidas de fornecimento de energia elétrica em pontos não afetados por defeitos na rede.

Nesse contexto, é de fundamental importância, o desenvolvimento de sistemas estratégicos baseados em novas filosofias de proteção para microrredes, capaz de identificar perturbações e isolar o defeito garantindo o fornecimento de energia elétrica ao maior número de consumidores possível, superando as adversidades decorrentes da presença de GD, principalmente devido à baixa corrente de curto-circuito limitada pela presença de interface em eletrônica de potência utilizada nas microfuentes de energia, inversão de fluxo de energia e da possibilidade de operação em modo interligado e isolado da rede de distribuição da concessionária.

1.2 OBJETIVOS

O objetivo geral deste trabalho é desenvolver um sistema capaz de identificar e isolar perturbações em microrredes de baixa tensão a partir da utilização de Unidades de Medição Fasorial sincronizadas. Para isso, algumas etapas devem ser superadas, as quais podem ser consideradas como os seguintes objetivos específicos:

- Realizar uma revisão bibliográfica atualizada sobre geração distribuída e sistemas de proteção de microrredes;
- Realizar um estudo sobre as técnicas de estimação fasorial com o objetivo de utilizar a mais adequada para o sistema de proteção a ser desenvolvido;
- Modelar e simular o funcionamento de uma microrrede de baixa tensão utilizando o *Software* ATPDraw.
- Propor uma metodologia de proteção para a microrrede utilizando unidades de medição fasorial de tensão e corrente sincronizadas;
- Realizar simulações no domínio do tempo através da utilização dos programas computacionais MATLAB e ATPDraw, com o objetivo de validar a metodologia proposta de detecção de faltas monofásicas-terra, bifásicas e trifásicas.

1.3 ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO

Esta dissertação está dividida em 8 capítulos. Este primeiro capítulo aborda a contextualização do tema estudado, bem como os objetivos do trabalho. O segundo capítulo apresenta um estudo sobre geração distribuída com seus principais conceitos, e impactos que a inserção dessas fontes causa ao sistema elétrico. O terceiro capítulo aborda o conceito de microrredes, arquitetura básica, modos de operação, possibilidades de comunicação entre os elementos que as compõe, além de uma abordagem geral das principais metodologias de proteção utilizadas em microrredes. O quarto capítulo detalha a modelagem completa de uma microrrede no *software* ATPDraw e a validação da rede modelada a partir da verificação do fluxo de potência. No quinto capítulo são apresentados conceitos de estimação fasorial via Transformada Discreta de Fourier e Filtro de Kalman. O Capítulo 6 descreve o método proposto e a lógica de operação da proteção desenvolvida para a microrrede modelada. Os resultados da simulação de faltas aplicadas na microrrede e do comportamento da proteção são expostos no Capítulo 7. Por fim, o Capítulo 8 resume as principais conclusões sobre o estudo realizado.

2 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA (GD)

2.1 CONCEITO E BENEFÍCIOS DA GD

O esgotamento gradual dos recursos de combustíveis fósseis em conjunto com a poluição ambiental e má eficiência energética contribuem para uma maior tendência de geração de energia local usando fontes renováveis como biogás, energia eólica, células solares fotovoltaicas, microturbinas, entre outras fontes. A energia é gerada com nível de tensão de distribuição e esse tipo de geração é denominado como Geração Distribuída (GD), termo concebido com a finalidade de diferenciar este modelo da geração convencional centralizada (CHOWDHURY; CHOWDHURY; CROSSLEY, 2009).

Existem inúmeras definições para o termo Geração Distribuída (GD) pelo mundo, que dependem das especificações de cada país, como por exemplo, a classificação das plantas de geração, seu nível de tensão, a sua localização, potência nominal, serviços auxiliares, tecnologia de geração, modo de operação, área de fornecimento de energia, entre outros fatores. Entretanto, o impacto da GD sobre o sistema de energia não depende das diferentes definições (PEPERMANS, et al. 2005).

A caracterização das unidades de GD no Brasil, são definidas pelos Procedimentos de Distribuição (PRODIST). Assim, as centrais geradoras de qualquer potência, com instalações conectadas por meio de instalações de consumidores ou conectadas diretamente ao sistema elétrico de distribuição, podendo operar de forma isolada ou em paralelo com a rede principal e despachadas (ou não) pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), são definições que caracterizam unidades de GD (ANEEL, 2018).

A utilização de GD proporciona ainda o surgimento de Recursos Energéticos Distribuídos (RED), onde as unidades de produção de energia podem ser associadas a dispositivos de armazenamento de energia e cargas controláveis. A presença em grandes quantidades de dispositivos com estas características nas redes de distribuição conduz a uma mudança de paradigma no funcionamento dos sistemas elétricos de energia. Esta mudança surge em oposição à visão atual de uma rede de distribuição passiva, onde todos os problemas técnicos eram previstos na fase de planejamento, ficando impossibilitadas intervenções posteriores à implementação da rede (LOPES, et al. 2015).

A utilização da geração distribuída reduz a necessidade de grandes linhas de transmissão, além dos custos e impactos ambientais próprios da geração convencional serem evitados devido à descentralização do sistema (RIBEIRO, 2009).

Com a integração da GD, a rede de distribuição torna-se ativa trazendo diversos benefícios ao sistema elétrico. As principais vantagens e benefícios da GD são (CHOWDHURY; CHOWDHURY; CROSSLEY, 2009):

- Redução de perdas elétricas por efeito Joule, presente na geração convencional e dos custos envolvidos no desenvolvimento e ampliação de redes de transmissão.
- Agilidade ao atender à demanda com menos complexidade na liberação e licenciamento de projetos além do menor tempo de implementação.
- Aumento da confiabilidade do suprimento de energia elétrica aos consumidores conectados próximos da unidade de GD.
- Aumento da estabilidade do sistema elétrico em consequência da existência de reservas de geração distribuída, à medida que a operação e o planejamento das unidades sejam realizados adequadamente.
- Maior concorrência e oportunidade de comercialização de energia elétrica em mercados competitivos, com possível venda de excedentes de geração.
- Redução dos impactos ambientais oriundos da construção de longas linhas de transmissão, grandes reservatórios, além da utilização de combustíveis menos poluentes, aproveitamento dos recursos renováveis locais, como por exemplo, a energia solar e eólica.

Apesar dos efeitos benéficos obtidos com a utilização das fontes de GD, sua integração em larga escala em redes de distribuição pode acarretar em alguns problemas técnicos que devem ser considerados.

2.2 QUESTÕES TÉCNICAS ASSOCIADAS À GD

As redes de distribuição de energia elétrica convencionais habitualmente possuem uma estrutura radial, que na maioria das vezes, não possibilitam a injeção de potência em qualquer ponto da rede.

Em virtude das diferentes tecnologias utilizadas pelas unidades de GD ou das estratégias de operação adotadas, surgem alguns impasses técnicos relevantes cuja análise não pode ser negligenciada para a correta integração de GD em redes de distribuição (LOPES, et al. 2015).

Entre os principais problemas pode-se citar a inversão do fluxo de potência em relação ao sentido convencional (da subestação para os consumidores), oscilações nos perfis de tensão, comportamento das correntes de curto-circuito, dificuldade na coordenação das proteções e operação em modo ilhado de parte do sistema elétrico na presença de GD.

2.2.1 Inversão do Fluxo de Potência em Sistemas Radiais de Distribuição

Podem existir diversos pontos de geração interligados à rede de distribuição quando se utiliza Geração Distribuída. Quando as unidades de GD estão concentradas em um determinado local, a distribuidora de energia poderia tratar esta geração como se fosse uma segunda entrada de energia no abastecimento de uma cidade. Por outro lado, se a GD for composta por milhares de unidades como painéis fotovoltaicos espalhados pela cidade, os impactos causados na rede devem ser analisados com maiores cuidados, uma vez que o sistema elétrico não foi projetado para tal situação (GIL; ABREU, 2009).

No caso da geração centralizada, quando a energia provém de apenas uma fonte, o fluxo de potência em um alimentador radial típico de distribuição é sempre unidirecional, da fonte em direção às cargas. Desse modo, é possível dimensionar com facilidade os transformadores de distribuição e a seção dos condutores dos alimentadores (CIRED, 1999).

Quando a GD é instalada junto às cargas, o fluxo de potência pode sofrer alterações drásticas. Se uma unidade de GD atende ao consumo da carga a qual está conectada e injeta o excedente de potência produzida na rede de distribuição, ela pode alimentar outras cargas próximas. Nessa nova situação, o fluxo de potência não é mais unidirecional, podendo a subestação da distribuidora, receber ao invés de fornecer potência (SHAVANI; OLIVEIRA, 2010).

No momento em que o fluxo de potência passa a ser bidirecional, consequências importantes surgem ao sistema, uma delas é a variação de tensão nas barras próximas à GD (NETO, 2016).

2.2.2 Variação de Tensão

Apesar da utilização de GD tender a proporcionar efeitos benéficos compensando quedas de tensão quando o alimentador opera sobrecarregado, podem surgir sérios problemas

nos perfis de tensão diante da inclusão de GD em grandes proporções. Os casos mais severos acontecem quando as unidades de GD operam perto de suas capacidades nominais e a rede opera com baixo nível de carregamento. Nesta condição, surgem restrições de injeção de potência pelas unidades de GD, pois pode haver elevação nas tensões da rede caso os limites permitidos de injeção de potência não forem respeitados (SHAVANI; OLIVEIRA, 2010).

Outro fator importante é a presença dos transformadores equipados com ajuste automáticos de tap (*Load Tap Changer* - LTC). Os LTC's podem operar indevidamente a partir da presença de GD em redes de distribuição. Também pode haver problemas em redes com mais de um LTC instalado, onde pode haver “disputas” entre os LTCs e as unidades de GD, causando oscilações de tensão (RIBEIRO, 2009).

A conexão e desconexão não coordenada de unidades de GD em redes de distribuição também tem influência no perfil de tensão. Isso acontece devido aos operadores do sistema não terem acesso às condições operativas das unidades de GD, já que os próprios produtores independentes decidem pela operação, ou não, dessas fontes (RESE, 2012).

Com o objetivo de manter a integridade e evitar todas as possíveis complicações que as fontes de GD podem causar ao sistema, se inseridas de forma inadequada, existem instrumentos normativos internacionais e nacionais que visam regular a conexão de GD à rede de distribuição.

2.2.3 Instrumentos Normativos

No Brasil, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) elabora os Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST), com o objetivo de normatizar e padronizar as atividades técnicas relacionadas ao funcionamento e desempenho das redes de distribuição de energia elétrica (ANEEL, 2018).

É previsto no PRODIST, a existência de centros de despacho de geração distribuída, com as funções de limitar a potência a ser injetada pela GD na rede de distribuição, controlar a tensão e a potência reativa, desconectar as centrais geradoras quando necessário, coordenar os procedimentos de entrada e saída de serviço e definir previsões de produção de energia (ANEEL, 2018).

A resolução normativa número 482 da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e demais resoluções que alteraram seu texto original, incluindo a resolução 687 de 2015,

instituem o sistema de compensação de energia, bem como, estabelecem os padrões para o acesso de mini e microgerações distribuídas ao sistema de distribuição.

Microgeração distribuída é definida como a central geradora de energia elétrica, com potência instalada menor ou igual a 75 kW e que utilize cogeração qualificada, ou fontes renováveis. Já a minigeração distribuída, é estipulada como a central geradora de energia elétrica, com potência instalada superior a 75 kW e inferior ou igual a 3 MW para fontes hídricas, ou 5 MW para cogeração qualificada e demais fontes renováveis (ANEEL, 2012) (ANEEL, 2015).

O sistema de compensação de energia previsto na resolução normativa 687, determina que a energia ativa injetada pela unidade consumidora através de mini ou microgeração distribuída, é cedida por meio de empréstimo à distribuidora local e posteriormente compensada quando houver consumo de energia elétrica, dentro de um prazo estipulado de 60 dias (ANEEL, 2012) (ANEEL, 2015). Ressalta-se que apesar do crédito obtido pela unidade consumidora, será cobrada pela concessionária, uma taxa referente à demanda contratada ou ao custo de disponibilidade.

Outras resoluções normativas internacionais também tem o objetivo de regulamentar a utilização de geração distribuída, entre as quais pode-se destacar o padrão IEEE 1547-2018, destinado a fornecer um conjunto de critérios e requisitos para a interconexão de recursos de geração distribuídos na rede elétrica na América do Norte. O padrão trata do despacho de potência ativa e reativa, das limitações, pontos de interferência de aplicabilidade, tensões aplicáveis, precisão de medição, requisitos de desempenho, requisitos de capacidade de controle, dispositivo de isolamento; energização inadvertida e entrada em serviço (IEEE 1547-2018, 2018).

Embora um avanço significativo já tenha sido alcançado no que diz respeito a alguns aspectos relativos à inserção de GD em redes de distribuição, as normas e diretrizes aprovadas ainda são insuficientes diante da enorme mudança que a GD provocará nos sistemas elétricos, uma vez que existem muitas particularidades em cada um dos diferentes tipos de tecnologias utilizadas pelas fontes de GD.

2.2.4 Tecnologias das Fontes de GD

A geração elétrica realizada junto ou próxima do(s) consumidor(es) têm evoluído chegando a diferentes níveis de potência, fontes (matéria-prima) e principalmente nas tecnologias empregadas na geração de energia. Entre as principais tecnologias utilizadas pode-se citar (IEEE Std 929-2000, 2000):

- Geração hidrelétrica de pequeno porte: A energia renovável é gerada onde há locais passíveis ao aproveitamento hidrelétrico. Nesses locais, a geração é distribuída e descentralizada, proporcionando vantagens como uma maior confiabilidade ao sistema elétrico da região onde está conectada.
- Microturbinas: A geração de energia elétrica tem como matéria prima, diversos tipos de combustíveis, como por exemplo, gás natural, diesel, biogás, entre outros. As microturbinas são utilizadas em sistemas de GD e em sistemas de cogeração *Combined Heat and Power (CHP)*.
- Turbina a gás: Quando comparadas aos custos de ampliação de redes de transmissão e distribuição, são economicamente mais viáveis. Podem alcançar plena carga em um tempo muito inferior em comparação às demais usinas térmicas, além da capacidade de produzir potência útil elevada em relação ao seu peso e tamanho. As características da turbina a gás a tornam conveniente para fornecer capacidade de suprimento em situações de emergência ou alta demanda.
- Turbinas Eólicas: São fontes de energia renováveis que substituem a utilização de combustíveis fósseis para a geração. Os custos, melhor desempenho de equipamentos e a melhora na confiabilidade são algumas vantagens da utilização do vento para geração de energia elétrica a partir de turbinas eólicas.
- Células fotovoltaicas: Essas fontes utilizam a luz solar como matéria-prima para a geração de energia limpa. Com características de geração passiva, não dependem de outros dispositivos mecânicos ou elétricos para gerar energia. Assim a flexibilidade da operação é uma das principais vantagens. Sua conexão com a rede elétrica depende obrigatoriamente do uso de conversores baseados em eletrônica de potência, uma vez que o sistema produz eletricidade em corrente contínua.

A utilização dessas tecnologias na geração de energia elétrica, proporciona a direção múltipla do fluxo de potência nas redes de distribuição. Desse modo, a inclusão de geração

distribuída em redes de distribuição por meio de diferentes fontes tem grande influência sobre as correntes de curto-circuito do sistema.

2.2.5 Correntes de Curto-Circuito

As correntes de curto-circuito na ocorrência de distúrbios na rede também são influenciadas pelo uso de GD. Essas correntes tendem a ser limitadas por elementos a montante que constituem a rede, como por exemplo, as impedâncias dos transformadores. Sendo assim, as redes de distribuição são dimensionadas para operar próximo a seus limites e conseqüentemente, a contribuição de corrente de falta oriunda das unidades de GD pode ultrapassar os limites de projeto da rede (BOUTSIKA; PAPATHANASSIOU, 2008).

Unidades de GD formadas por máquinas síncronas conectadas diretamente à rede são regidas pelas mesmas normas referentes às correntes de curto-circuito utilizadas em redes convencionais. As unidades conectadas à rede por meio de dispositivos baseados em eletrônica de potência, por outro lado, trazem outros obstáculos para a análise, já que a contribuição e o comportamento da corrente de falta dependem das estruturas de controle destes dispositivos (BOUTSIKA; PAPATHANASSIOU, 2008).

Devido a alterações nos níveis de curto-circuito no sistema elétrico, torna-se necessária a análise e o redimensionamento dos sistemas de proteção das redes.

2.2.6 Impactos Causados pela Geração Distribuída no Sistema de Proteção Convencional

Diversas alternativas e estratégias de proteção de redes de distribuição com a inclusão de GD, vem sendo estudadas atualmente. Diante destas estratégias, surgem inúmeros desafios relacionados à proteção, pois o comportamento correto dos sistemas protetivos depende da natureza das unidades de GD e da participação das mesmas nos níveis das correntes de falta. Assim, torna-se necessário conhecer a composição do sistema elétrico, bem como os impactos e eventos aos quais o sistema é exposto.

O sistema elétrico brasileiro atual é dividido em 3 grandes grupos: Geração, Transmissão e Distribuição. Entre esses grupos existem as Subestações responsáveis por elevar ou abaixar o nível da tensão para transmissão e distribuição respectivamente. Cada grupo contribui em maior

ou menor magnitude em relação ao número total de curtos-circuitos e perturbações conforme mostra a Tabela 1 (KINDERMANN, 1997).

Tabela 1 - Parcela de contribuição por grupo para curto-circuito.

Grupo do Sistema Elétrico	Contribuição
Geração	6%
Subestação	5%
Transmissão e Distribuição	89%

Fonte: KINDERMANN (1997).

Pela própria natureza do sistema de energia elétrica, os grupos mais vulneráveis a faltas compreendem as linhas aéreas de transmissão e distribuição, pois os elementos que as compõem, como cabos, ferragens e estruturas metálicas são materiais que permanecem expostos ao tempo por grandes períodos. Desse modo, qualquer espécie de evento natural pode fazer com que ocorram situações anormais no sistema elétrico (KINDERMANN, 1997).

Ao contrário das ocorrências em linhas de transmissão, as perturbações nos sistemas de distribuição não colocam tanto em risco o sistema elétrico como um todo. No entanto, é necessário realizar estudos referentes aos possíveis tipos de faltas que podem acontecer, com o objetivo de especificar os equipamentos que devem ser utilizados na proteção dos sistemas de distribuição. Pela própria natureza física dos tipos de curtos-circuitos, o trifásico é o mais raro enquanto que o tipo monofásico-terra é o mais frequente (KINDERMANN, 1997). A porcentagem média de cada tipo de curto-circuito é mostrada na Tabela 2 (KINDERMANN, 1997).

Tabela 2 - Parcela de ocorrências por tipo de curto-circuito.

Tipo de curto-circuito	Ocorrência
3ϕ	6%
2ϕ	15%
$2\phi - \text{Terra}$	16%
$1\phi - \text{Terra}$	63%

Fonte: KINDERMANN (1997).

Além da classificação envolvendo as fases dos circuitos, os curtos-circuitos são divididos em permanentes ou temporários. Os curtos-circuitos permanentes são aqueles que necessitam da intervenção de uma equipe de manutenção da rede para serem extintos mesmo após a atuação dos dispositivos de proteção. Já os curtos-circuitos temporários são aqueles cujo defeito é eliminado após a atuação dos equipamentos de proteção e a rede pode ser religada automaticamente. Em termos percentuais, a ocorrência de curtos-circuitos permanentes é de 4% enquanto que a ocorrência dos temporários é de 96%, esses dados têm como referência as faltas monofásicas-terra, pois possuem maior incidência no sistema elétrico (KINDERMANN, 1997).

Visando garantir a integridade do sistema elétrico de distribuição, são utilizados equipamentos e dispositivos de proteção, dentre os quais pode-se citar as chaves-fusíveis (elos fusíveis), disjuntores, religadores e seccionalizadores. Esses dispositivos têm a função de detectar sobrecorrentes originadas por faltas no circuito e eliminá-las ou interrompê-las se as mesmas forem de características permanentes.

A segurança de pessoas e animais, bem como a prevenção a danos no sistema de distribuição, depende da eficiência no desempenho das funções dos elementos de proteção, pois, estes devem efetuar o isolamento do curto-circuito em tempo hábil, além de desligar o menor trecho possível do sistema no caso de falhas, mantendo assim, a máxima continuidade de fornecimento do sistema elétrico (SALESSE; GONÇALVES, 2014).

Para alcançar estas finalidades, o sistema de proteção deve apresentar os seguintes requisitos básicos quanto ao seu desempenho (SALESSE; GONÇALVES, 2014):

- Sensibilidade: a proteção deve ser suficientemente sensível para detectar qualquer condição anormal de operação ou defeitos que ocorram no sistema.
- Velocidade de operação: após o instante da ocorrência de uma condição anormal ou defeito, a proteção deve desligar o trecho sob condição imprópria o mais rápido possível, obedecendo um intervalo de tempo preestabelecido.
- Simplicidade: utilizar um número mínimo de equipamentos e de cabeamento.
- Economia: planejar um sistema de proteção com máxima eficiência possível dentro de um custo aceitável.
- Confiabilidade: o sistema de proteção não deve, em hipótese alguma, atuar indevidamente sob condições normais de operação, ou falhar devido ao dimensionamento inadequado quando houver defeitos na rede.

- Seletividade: a proteção deve ter a capacidade de selecionar as condições em que deve operar (instantâneo ou temporizado) ou não operar. O sistema precisa ser seletivo para faltas permanentes isolando apenas o trecho ou a parte do sistema que se encontra sob o defeito.

Além dos requisitos expostos, a filosofia de proteção aplicada nos sistemas de distribuição de energia convencionais é fundamentada nos seguintes princípios de funcionamento do sistema (SANTOS, 2012):

- Relação entre corrente de falta e corrente de carga: geradores síncronos presentes nas usinas hidroelétricas, possuem a característica de fornecer valores elevados de corrente de curto-circuito na ocorrência de faltas no sistema elétrico.
- Fluxo de potência unidirecional: o fluxo de potência se dá, unicamente, das grandes centrais geradoras para as cargas dispersas ao longo dos alimentadores quando não há geração de energia no nível das cargas.
- Religamento automático: decorrido um tempo pré-definido chamado de tempo morto, o comando de fechamento do disjuntor ou religador é enviado pelo sistema de proteção após a ocorrência de *trip*. Em caso de defeito permanente que não pôde ser eliminado por outro equipamento de proteção, tipicamente um fusível, o religamento vai para o estado de bloqueio por alta corrente, conhecido como *High Current Lockout*, após serem esgotadas todas as tentativas parametrizadas de religamento. Nesse caso, o religador/disjuntor só poderá ser fechado por um comando do operador do sistema.
- Coordenação: os equipamentos de proteção dispostos em série devem atuar segundo uma sequência de operação preestabelecida, primeiramente visando eliminar faltas de origem transitória por equipamentos capazes de realizar religamentos rápidos da carga, como disjuntores e religadores, e apresentar seletividade para faltas permanentes, ou seja, devem ser eliminadas pelo equipamento de proteção mais próximo ao local do defeito, como por exemplo, chaves fusíveis.

Os conceitos e princípios dos sistemas de proteção de redes de distribuição são amplamente utilizados sem qualquer ressalva perante a inexistência de unidades de geração distribuída. A partir da inserção da GD todas as premissas discutidas anteriormente precisam ser reavaliadas.

Entre os principais impactos relacionados à GD conectada ao sistema estão a perda de coordenação entre religadores-fusíveis e religadores-religadores, e a perda de sensibilidade. Os religamentos automáticos, por exemplo, podem ter seu funcionamento prejudicado no momento da abertura dos contatos durante um curto-circuito temporário, pois a fonte de GD poderá tentar manter o curto-circuito alimentado, originando outra abertura do religador ainda dentro de um mesmo ciclo de religamentos automáticos. Neste instante, podem surgir gradientes de tensão com deslocamento de fase na tensão da GD, gerando distúrbios capazes de danificar diversos equipamentos. Já a modificação do valor da corrente de curto-circuito, causada pelas fontes de GD, pode causar alterações nos ajustes desses equipamentos e reduzir os tempos de atuação fazendo com que alguns elementos atuem de forma simultânea ou indevida (NAIEM, et al. 2012).

Relés de proteção de sobrecorrente sem características de direcionalidade têm seu funcionamento comprometido a partir da conexão das unidades de GD, uma vez que, nesse contexto, o fluxo de potência pode passar a ser bidirecional (NAIEM, et al. 2012).

Pode haver ainda, perda de sensibilidade ou de alcance da proteção da concessionária devido ao efeito chamado *infeed* causado pela conexão da GD ao sistema. O efeito *infeed* caracteriza-se por um menor afundamento de tensão medido pelos equipamentos de proteção devido à presença da geração distribuída. Além disso, a injeção de corrente no sistema oriunda da geração distribuída ocasiona a diminuição da contribuição de corrente proveniente do SEP em condições normais de operação (RESENDE, 2017).

Outras adversidades além das supracitadas, são atuações indevidas em decorrência de faltas temporárias, ilhamentos indesejáveis e não atuação por falta de sensibilização quando os níveis de correntes de curto-circuito impostos pelas unidades de GD são limitados por dispositivos baseados em eletrônica de potência (RESENDE, 2017).

A geração distribuída, como citado nesse capítulo, traz consigo alguns impasses nas técnicas de proteção convencional, porém, proporciona inúmeros benefícios desde que inserida de forma adequada ao sistema elétrico.

A inserção de GD no sistema elétrico, possibilita o surgimento das microrredes. Estas podem ser entendidas como redes autônomas em baixa ou média tensão, controláveis e com capacidade de armazenamento de energia apta a operar conectada (*on-grid*) ao sistema elétrico de potência ou desconectada (*off-grid*) desse sistema. No capítulo 3, são apresentados alguns conceitos e características das microrredes.

3 MICRORREDES

Microrredes são sistemas de energia elétrica em pequena escala, projetadas para fornecer eletricidade para uma pequena comunidade, como, por exemplo, um conjunto habitacional, um bairro, uma área comercial ou industrial e até mesmo uma região municipal. Microrrede pode ser definida como um sistema elétrico em média ou baixa tensão, formando essencialmente uma rede de distribuição ativa porque é composta pelo conglomerado de sistemas de GD e diferentes cargas no nível de tensão de distribuição (CHOWDHURY; CHOWDHURY; CROSSLEY, 2009).

A geração distribuída que constitui uma microrrede é geralmente do tipo renovável e a integração das fontes com a rede elétrica é efetuada, na maioria dos casos, através da utilização de eletrônica de potência. A microrrede é provida de um sistema de controle capaz de permitir a sua operação como uma rede única respeitando parâmetros específicos de qualidade de energia. Do ponto de vista de um sistema elétrico convencional, este controle a torna uma unidade única controlável, com a capacidade de atender às necessidades energéticas locais, além de aumentar a segurança do fornecimento de energia elétrica (CHOWDHURY; CHOWDHURY; CROSSLEY, 2009). Além disso, as microrredes podem ser projetadas para aumentar a confiabilidade no fornecimento de energia, uma vez que ela pode continuar operando mesmo após a sua desconexão com a rede da concessionária, melhorar os índices de qualidade de energia através do suporte local de tensão, e por fim, aumentar a eficiência energética por meio da diminuição das perdas nas linhas de distribuição (fontes próximas das cargas) e da utilização de fontes que aproveitam subprodutos de outros processos (cogeração) (JOOS, et al. 2000).

Além da geração distribuída, os dispositivos de armazenamento de energia também são componentes importantes no funcionamento de uma microrrede. Esses dispositivos atuam como uma reserva proporcionando equilíbrio entre geração e carga, auxiliando no controle da qualidade de energia da Microrrede, pois permitem que as unidades de GD forneçam energia constante e estável mesmo diante de flutuações de carga, ou variações de energia primária (sol e vento). Esses dispositivos garantem ainda, o fornecimento de energia na ocorrência de perturbações, até que os geradores estejam aptos a assumir a carga (JOOS, et al. 2000).

Quando se trata de proteção de microrredes, são necessários cuidados desde o projeto até sua operação, como a seletividade e a coordenação da proteção frente à drástica alteração

de corrente de curto-circuito que pode ocorrer nas diversas condições de operação da microrrede, uma vez que os conversores comumente utilizados, podem limitar a corrente de falta em 1,0 a 2,0 vezes seu valor nominal (WALLING; MILLER, 2002).

As microrredes emergem como alternativas para a solução dos problemas gerados pela inclusão de unidades de GD em redes de distribuição operadas de forma passiva. Com o intuito de aprimorar o funcionamento desses sistemas, alguns projetos conceituais vêm sendo desenvolvidos e estudados nos últimos anos.

3.1 PROJETOS DE MICRORREDES EM PAÍSES DESENVOLVIDOS

O conceito de microrredes surgiu inicialmente nos Estados Unidos, através do projeto *CERTS (Consortium for Electric Reliability Technology Solution)*. O objetivo do projeto envolve a integração das cargas e das microfones operando como um sistema único, e não simplesmente a instalação de geração distribuída em redes de distribuição. O *CERTS MicroGrid* representa uma abordagem inteiramente nova para integrar os Recursos Energéticos Distribuídos (RED) em redes de baixa tensão (LASSETER, et al. 2002).

As abordagens tradicionais de integração dos REDs concentram-se nos impactos causados no desempenho da rede por um número relativamente pequeno de microfones. Assim, o objetivo dessas abordagens é garantir que os geradores interconectados sejam desligados automaticamente quando surgirem problemas na rede. Em contraste, o projeto *CERTS MicroGrid* baseia-se no propósito de se isolar da rede e se reconectar à rede assim que forem resolvidos os impasses (LASSETER, et al. 2002).

Na União Europeia, as primeiras experiências de desenvolvimento aprofundados nesta área foram marcadas pelo projeto *MICROGRIDS - Large scale integration of microgeneration to low voltage grids* (HATZIARGYRIOU, et al. 2006). O experimento tem como base fundamental, uma rede de baixa tensão envolvendo unidade de microgeração, dispositivos de armazenamento de energia e sistema de controle para as fontes e para as cargas de maneira semelhante ao projeto *CERTS* (LASSETER, et al. 2002).

O projeto *MICROGRIDS* proporciona uma integração entre as unidades de GD da microrrede e o sistema de distribuição ao qual está conectada. Para tal, considera-se um sistema de controle executado de forma hierárquica, possibilitando assim, a otimização da operação do sistema em geral, a partir da ação de um controlador central. Isso é possível com o suporte de

controladores locais de microgeração (*Microsource Controllers - MC*) e carga (*Load Controllers - LC*), um controlador central da microrrede (*MicroGrid Central Controller - MGCC*) e um gerenciador do sistema de distribuição (*Distribution Management System - DMS*) (HATZIARGYRIOU, et al. 2006).

As principais diferenças entre os dois conceitos de microrredes citados, são:

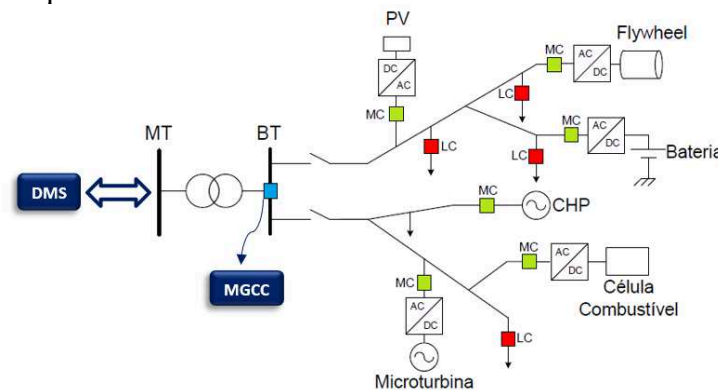
- As microfones presentes na microrrede do projeto *CERTS* possuem capacidade individual máxima de 500 kW, enquanto as microfones do projeto *MICROGRIDS* consideram valores relativamente menores (HATZIARGYRIOU, et al. 2006).
- Nas microrredes *CERTS*, novos componentes podem se conectar ou desconectar da rede sem a necessidade de reconfiguração dos sistemas de controle e supervisão. Já no projeto *MICROGRIDS*, o funcionamento adequado depende da atualização dos sistemas de controle e supervisão diante de qualquer alteração na microrrede.

Apesar das diferenças na operação e funcionamento dos projetos, a arquitetura das microrredes são semelhantes, pois ambas envolvem a presença de unidades de geração distribuída em redes de baixa tensão.

3.2 ARQUITETURA BÁSICA DE UMA MICRORREDE

A estrutura típica de uma microrrede baseada no conceito do projeto *MICROGRIDS* é representada na Figura 3.1.

Figura 3.1 - Arquitetura de uma microrrede com base no conceito *MICROGRIDS*.



Fonte: HATZIARGYRIOU (2006).

Diversos modelos de microfuentes estão presentes na microrrede apresentada na Figura 3.1, dentre os quais pode-se citar células fotovoltaicas, microturbinas, sistemas de cogeração CHP (*Combined Heat and Power*) e células combustíveis. Isso representa a abundância de opções de fontes que existem para a constituição desse tipo de rede. Além disso, pode-se perceber a presença dos dispositivos de armazenamento de energia, como baterias e volantes de inércia (*flywheels*).

Os dispositivos de controle e monitoramento em nível local (*Microsource Controller (MC)* e *Load Controller (LC)*) e central (*Microgrid Central Controller (MGCC)* e *Distribution Management System (DMS)*) estão interligados através de um sistema de comunicação que permite a coordenação e operação da microrrede.

Pode-se identificar ainda, a presença de outros elementos básicos que compoem a estrutura da microrrede, como por exemplo, alimentadores que partem do barramento de baixa tensão (BT) e alimentam as cargas.

A microrrede da Figura 3.1 se conecta à rede principal por meio de um transformador de distribuição (Média Tensão MT – Baixa Tensão BT). O ponto de conexão com a rede principal é chamado *Point of Common Coupling – PCC*, ou ponto de acoplamento comum, em português. É no PCC o local designado a ser instalado o dispositivo de proteção responsável pelas manobras de desconexão (ilhamento) e conexão (ressincronização) da microrrede com o sistema elétrico principal (LASSETER, 2002).

A possibilidade de operação da microrrede em modo ilhado (microrrede isolada do sistema elétrico principal) ou em modo interligado (microrrede conectada ao sistema elétrico principal) é a grande diferença entre o propósito da utilização de microrredes e a simples integração de unidades de GD em sistemas de baixa tensão.

3.3 OPERAÇÃO EM MODO INTERLIGADO

Quando a microrrede encontra-se conectada ao sistema elétrico principal através do *PCC*, o modo de operação é definido como interligado. Nesse modo de operação a microrrede pode importar energia da rede principal dando suporte à microgeração, ou pode exportar energia para a rede caso o balanço interno de carga e geração e os contratos estabelecidos com o operador do sistema de distribuição permitam esse feito (GIL; ABREU, 2009).

O controle central (*MGCC*), nesse modo de operação, cumpre as funções de otimizar a operação da microrrede, por meio do envio de sinais de controle apropriados para os controladores locais (*MC* e *LC*). Em modo interligado, as unidades de microgeração (microfontes), geralmente são controladas para injetar potência ativa e reativa de acordo com valores previamente especificados. Entretanto, em alguns casos especiais, algumas microfontes podem também regularizar fluxo de potência em determinados ramos da rede, ou ainda operar como reguladoras de tensão (LASSETER, 2002).

3.4 OPERAÇÃO EM MODO ILHADO

Em modo de operação ilhado a microrrede encontra-se desconectada (isolada) do sistema elétrico principal. Essa desconexão pode ocorrer por vários motivos, sejam eles planejados ou consequente da atuação dos dispositivos de proteção em função de defeitos na rede principal.

Em caso de ilhamentos não planejados, a microrrede pode continuar em operação, bem como, cessar a operação após sua desconexão do sistema principal. O funcionamento da microrrede fica subordinado às características dos defeitos decorrentes na rede elétrica principal a qual se conecta, dos controladores locais e centrais, bem como da condição operacional no cenário anterior a falha (GIL; ABREU, 2009).

A transição do modo interligado para o modo ilhado de forma estável deve ser garantida pela ação instantânea dos controladores locais (*MC* e *LC*). Esses controladores são encarregados de distribuir toda a demanda de energia (inclusive as perdas) entre as microfontes que integram a microrrede (GIL; ABREU, 2009). Após a condição de equilíbrio ser alcançada pelos controladores locais, o controlador central (*MGCC*) passa a agir de forma a otimizar a operação em modo ilhado. Caso a capacidade instalada de microgeração não seja suficiente para suprir toda a demanda de energia, uma ação conjunta entre os controles locais e centrais executa um corte seletivo de cargas da microrrede (LOPES, et al. 2006).

Tanto no modo de operação ilhado quanto no interligado, o sucesso no funcionamento da microrrede depende da troca de informações entre os componentes que a constituem, principalmente entre dispositivos de proteção. Para isso, as microrredes dependem de sistemas de comunicação apropriados que garantam o desenvolvimento de sistemas de maior qualidade, confiabilidade e segurança.

3.5 COMUNICAÇÃO ENTRE DISPOSITIVOS DE PROTEÇÃO DAS MICRORREDES

A infraestrutura de comunicação que as microrredes possuem, oferece grandes benefícios na comunicação entre os equipamentos de proteção que a compõe, viabilizando o aperfeiçoamento das decisões a serem tomadas por esses dispositivos, mediante anormalidades elétricas que possam vir a comprometer o funcionamento do sistema, bem como, dos componentes a ela conectados.

Os esquemas de proteção diferencial utilizados em linhas de transmissão e alimentadores de distribuição podem proteger componentes individuais. Já esquemas baseados na proteção de distância e de sobrecorrente, podem proteger partes do sistema elétrico que necessitam de dados de vários dispositivos para realizar a seletividade da proteção. Nessa última metodologia de proteção, as decisões dos relés são individuais e tomadas somente com base nas medições locais, ao contrário da proteção diferencial que utiliza medições de vários pontos do sistema para determinar a decisão de um único relé (ANDERSON, 1999).

Com base nessa discussão, a lógica de proteção de uma microrrede pode ser realizada a partir da utilização de um centro de controle programado para receber os dados da operação e medições de vários dispositivos espalhados pelo sistema, assim, os relés de proteção não têm autonomia individual para efetuar o *trip* (sinal de abertura) dos disjuntores. O sistema de controle central da proteção é responsável por realizar a identificação e a localização de perturbações (curto-circuito) por meio das informações recebidas, e conseqüentemente, enviar os comandos de *trip* aos disjuntores (KHEDERZADEH, 2012). Para tanto, torna-se necessária a implantação de canais de comunicação para transmissão de dados entre os dispositivos.

Ao incluir sistemas de comunicação entre elementos de ambas as extremidades de uma linha de distribuição, os conceitos para desenvolvimento de sistemas de proteção de microrredes ganham profunda expansão, uma vez que há inúmeras possibilidades de implantação de canais dedicados de comunicação para transmissão de dados. Porém, a disponibilidade de uma estrutura sofisticada de comunicação depende de investimentos em sistemas confiáveis, além de proporcionar velocidade de comunicação capaz de otimizar e melhorar o desempenho dos sistemas de proteção desenvolvidos. Tal operação pode ser realizada através de conexões *hard wire*, condutores *carrier*, sistema de micro-ondas (rádio),

cabos *ethernet* ou fibras óticas. Os meios de comunicação utilizados para transmissão de sinais de proteção podem ser resumidos como descrito abaixo (ANDERSON, 1999):

- Conexões *Hard Wire*: Um sistema que utiliza um circuito metálico auxiliar como o meio de comunicação entre os relés nos terminais das linhas;
- Condutores *Carrier*: Canal de comunicação é sobreposto aos condutores do sistema de transmissão como forma de conexão entre relés;
- Sistema de micro-ondas: A comunicação entre relés é realizada através da transmissão de sinais de rádio micro-ondas. O canal de comunicação do relé é multiplexado com outros canais utilizados na transmissão de voz ou dados;
- Cabos Ethernet: Cabeamento de rede, geralmente utilizado entre os equipamentos internos às subestações e outras instalações elétricas;
- Fibras Óticas: A transmissão da informação é realizada utilizando uma forma de pulso digital de luz em fibra ótica.

A utilização de canais de comunicação para o envio de informação entre dispositivos pode introduzir um atraso de tempo, ou seja, pode haver um deslocamento de fase entre as grandezas elétricas amostradas e enviadas de um dispositivo para outro. Para evitar esses problemas, é necessário que seja realizada uma sincronização adequada no tempo de obtenção das amostras, sejam elas fasores de corrente ou tensão. Os relés digitais modernos são capazes de medir e compensar o atraso de tempo (LU; WANG; MA, 2013).

Para as linhas com mais de 30 quilômetros, pode ser necessária a utilização de Unidades de Medição Fasorial (*PMU - Phasor Measurement Unit*) ou relógios sincronizados por satélite através do Sistema de Posição Global (*GPS - Global Positioning System*) para que as medições sejam sincronizadas (SORTOMME; VENKATA; MITRA, 2010).

Sistemas de comunicação entre relés capazes de garantir a qualidade e a agilidade na troca de informação entre os dispositivos integrantes de uma microrrede vêm sendo amplamente estudados juntamente com outros métodos e estratégias para o desenvolvimento de sistemas de proteção coordenados e seletivos, cumprindo todos os requisitos necessários para o funcionamento correto e seguro das microrredes.

3.6 PROTEÇÃO DE MICRORREDES

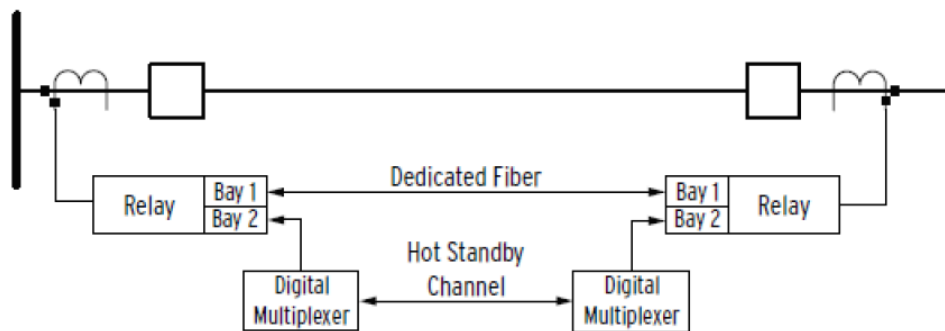
Com o propósito de solucionar as questões associadas à proteção de microrredes, diversos pesquisadores têm apresentado algoritmos e filosofias de proteção que atendam às necessidades e condições operativas das microrredes. Alguns tópicos de convergência requerem destaque:

- Utilização da capacidade de comunicação dos relés digitais modernos;
- Uso da proteção diferencial;
- Aplicação de proteção adaptativa.

A comunicação entre relés de proteção já é muito usada em esquemas de proteção utilizando mensagens *GOOSE* (*Generic Object Oriented Substation Event*) por meio da norma IEC 61850. A troca de mensagens *GOOSE* entre subestações de energia através de *VLANs* (*Virtual Local Area Network*) também é utilizada em esquemas de teleproteção (BERENHAUSER, et al. 2010) (IEC 61850, 2003).

A proteção diferencial compara duas ou mais correntes para identificar uma falta. Em tese, o algoritmo soma os fasores de corrente entrando no equipamento protegido. Caso o resultado da soma seja igual a zero, ou próximo disso devido a erros de medição, presume-se que não existe curto circuito dentro da zona de proteção (GUREVICH, 2006). A unidade diferencial proporciona uma alta seletividade, quando comparado a outras estratégias de proteção, uma vez que opera somente para defeitos dentro da zona de proteção. Devido a essa característica seletiva, pode-se suprimir o uso de temporização da proteção, garantindo uma alta velocidade de operação. Em aplicações de proteção de linhas, os relés que executam a proteção diferencial precisam necessariamente conhecer a corrente lida em cada terminal de linha, ou seja, a proteção diferencial requer a comunicação entre os relés instalados em cada terminal de linha (GUREVICH, 2006). A Figura 3.2 ilustra a proteção diferencial de linha, em que dois relés trocam a informação de corrente medida em seu terminal através de duas maneiras distintas: uma utilizando uma fibra ótica dedicada e outra empregando um multiplexador de sinais.

Figura 3.2 - Proteção diferencial de linha.



Fonte: SCHWEITZER (2013).

O conceito de proteção adaptativa visa alterar os ajustes de um relé automaticamente conforme as condições de operação da rede protegida se modificarem, visando garantir o melhor desempenho do sistema de proteção. Diante desta concepção, entende-se que um relé instalado em uma microrrede pode trabalhar com um grupo de ajuste para a operação *on-grid* e um segundo grupo para a condição *off-grid*. É possível atualizar dinamicamente a parametrização de cada relé a partir do cálculo do número de geradores em operação dentro da microrrede, da contribuição de corrente de curto-circuito de cada fonte, do estado de cada disjuntor ou qualquer outro critério adotado para a estratégia de proteção da microrrede (ROCKFELLER, et al. 1988).

Um exemplo de proteção adaptativa é alcançado com a implementação de um algoritmo central que atualiza os ajustes da proteção de sobrecorrente nos relés tendo como base a topologia atual da microrrede. Neste exemplo, é necessário conhecer o valor da contribuição de corrente do sistema elétrico ao qual a microrrede está conectada, o modo de operação (*on-grid* ou *off-grid*) e algumas informações a respeito das microfuentes presentes na microrrede: a quantidade, o impacto de cada uma sobre cada relé, a máxima corrente de falta e o status (ligada ou desligada). A determinação do fator de impacto de cada fonte é fundamental para o funcionamento desse algoritmo, podendo ser calculado através da análise em componente simétrica apenas em defeitos trifásicos. Em casos de insucesso na comunicação, o último valor informado ao relé pode causar descoordenação e perda de sensibilidade (USTUN; OZANSOY; ZAYEGH, 2013).

Outro esquema de proteção adaptativa é proposto a partir de um sistema multiagente baseado em estrutura hierárquica e técnicas de sistemas especialistas. Os relés são responsáveis por medir as grandezas elétricas da rede e informar ao agente coordenador caso algum valor exceda a condição normal de operação. Assim, na ocorrência de uma falta, todos os relés que

detectarem alguma alteração relevante em suas medições, enviam um aviso ao sistema Coordenador. Este, localiza e informa ao sistema Configurador, a seção do sistema em falta. O Configurador decide quais disjuntores devem ser abertos para isolar o defeito e envia comandos de *trip* ao Coordenador. Por fim, o Coordenador repassa aos relés o comando de *trip* em seu disjuntor (PINTO; DOS REIS; ROLIM, 2015).

Uma estratégia tradicionalmente utilizada como a proteção de distância para linhas de distribuição, mostra-se inadequada para aplicações em microrredes, uma vez que as linhas são curtas e possuem impedância muito pequena para ser ajustada, coincidindo com faixas de valores de erro de medição do equipamento (PRASAI, et al. 2010).

A proteção de sobrecorrente também não é apropriada, uma vez que sua seletividade é baixa. Isso se deve à pequena variação do valor da corrente de curto-circuito nas barras da microrrede, à grande alteração da corrente de curto-circuito em função da condição operativa (*on-grid* ou *off-grid*) e também à variação do número de microfuentes em operação, o que dificulta a escolha de um ajuste único para a unidade de sobrecorrente (PRASAI, et al. 2010).

Técnicas utilizando vários tipos de proteção em uma mesma microrrede são explorados em alguns estudos, como por exemplo, a utilização de proteção diferencial e direcional de sobrecorrente. No ponto de acoplamento com o sistema elétrico (PCC) pode ser parametrizado um relé de proteção com sobrecorrente direcional. Para uma falha no sistema, o ângulo entre a tensão e a corrente fica defasado entre 90° e 270° , caracterizando um fluxo reverso de corrente, ou seja, a corrente de falta flui da microrrede para o sistema elétrico. O valor de ajuste da proteção pode se tornar um desafio, uma vez que a microrrede pode optar por exportar energia para o sistema, assim, o ângulo entre corrente e tensão permitiria a atuação da proteção direcional. A proteção diferencial pode ser aplicada no interior da microrrede. Contudo, a coordenação entre relés, para faltas dentro da microrrede no modo de operação ilhada, ainda precisa ser melhor estudada (PANDEJI; PANDYA, 2015).

Outra abordagem que vem sendo estudada e que merece destaque são os algoritmos baseados na medição de tensão no interior da microrrede. As complicações do uso desses algoritmos de proteção, surgem pelo fato das microrredes serem geograficamente pequenas e os afundamentos de tensão ocasionados por curtos-circuitos, possuem valores muito semelhantes em todas as suas barras, o que torna a seletividade um desafio. Para contornar esse problema, é possível determinar da direção de falta baseando-se na medição do fluxo de potência, uma vez que, existem correntes fluindo em direção à falta, mesmo que limitadas pela

eletrônica de potência dos inversores. Desta forma, aplicando-se relés com coordenação no tempo de atuação, detectando-se a falta a partir da medição da tensão, e calculando-se a direção da falta pela medição de corrente pode-se alcançar os objetivos de proteção da uma microrrede. A troca de informação da direção da falta entre os relés não é obrigatória, mas traria ganhos no tempo de atuação para eliminação do defeito (LOIX; WIJNHOVEN; DECONINCK, 2019).

A proteção elétrica ainda apresenta desafios e oportunidades para a implementação das microrredes. Diversos algoritmos vêm sendo propostos com o objetivo de garantir que as perturbações a que estão sujeitos todos os equipamentos que integram a microrrede, sejam detectadas e eliminadas de maneira seletiva sem prejuízo para todas as cargas.

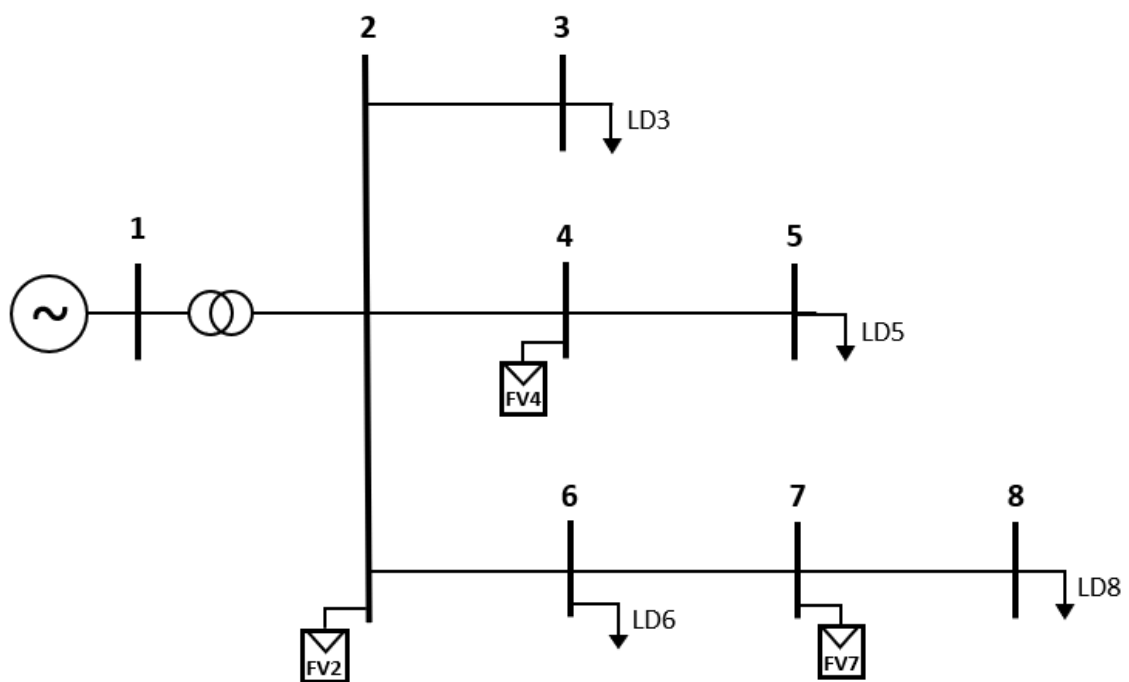
A proteção das linhas de distribuição que fazem parte da microrrede é de particular interesse deste trabalho. Portanto, com o propósito de investigar o tema em maior detalhe e propor uma alternativa de proteção para microrredes, torna-se necessário a modelagem de uma microrrede em ambiente computacional, para que as simulações e a análise de uma proposta de proteção possam ser aplicadas no contexto investigado.

4 MODELO DE MICRORREDE BASEADO NO CONCEITO CERTS

A modelagem da rede em ambiente computacional é baseada no sistema *CERTS Microgrid Test Bed* (LASSETER, et al. 2002). Algumas alterações foram feitas na microrrede original resultando no diagrama unifilar apresentado na

Figura 4.1. A microrrede modelada para teste é composta de 8 barras, 3 microfones, 1 carga de característica resistiva e 3 cargas de característica indutiva. A barra 1 representa o PCC, ou seja, o ponto de conexão da microrrede com a rede principal, a qual é representada por uma fonte de tensão trifásica ideal. Todos os parâmetros dessa microrrede são apresentados no Apêndice A.

Figura 4.1 - Diagrama unifilar do sistema teste



Fonte: adaptado de LASSETER, et al. (2002).

O modelo de cada microfone considera o sistema de geração fotovoltaica e suas características são apresentadas no Apêndice A.

A partir dos dados apresentados, realizou-se a implementação da rede no programa de simulação de transitórios eletromagnéticos *ATP* (*Alternative Transients Program*).

4.1 MODELAGEM DA REDE NO ATP

O programa *ATP* foi estabelecido para a modelagem da microrrede por se tratar de um *software* gratuito, amplamente utilizado para a simulação de transitórios eletromagnéticos, e ainda dispõe de certa flexibilidade para estudos de fenômenos de regime permanente. Em particular, optou-se pelo uso do programa *ATPDraw*, que realiza a montagem dos cartões de simulação do *ATP* por meio de uma interface gráfica. Além disso, o *software* compreende a linguagem de programação *MODELS*, que permite ao usuário do programa, a criação de novos componentes e a manipulação das grandezas elétricas de caráter temporal calculadas durante uma simulação, como por exemplo, a estimação de fasores em tempo real.

A seguir são apresentados os detalhes da modelagem do sistema elétrico de potência, do transformador, das cargas, das linhas de distribuição e dos painéis fotovoltaicos no *software ATPDraw*.

4.1.1 Modelagem do Sistema Elétrico de Potência

O sistema elétrico é modelado por um equivalente de Thévenin calculado a partir da potência de curto-circuito trifásica do sistema. A potência de curto-circuito adotada para a modelagem do sistema elétrico é de 500 MVA com ângulo de 85° (RESENDE; CONTI, 2015). A tensão de Thévenin foi adotada como 1 pu, ou seja, 13,8 kV de tensão de linha (fase-fase). A impedância equivalente de Thévenin foi calculada por meio da Equação (4.1) (DOLGOFF, 2016).

$$|Z_{TH}| = \frac{V_L^2}{|S_{CC_{3\phi}}|} \quad (4.1)$$

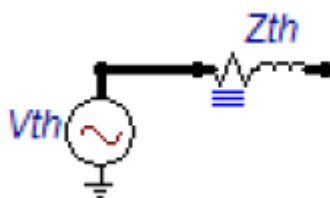
Onde:

- $|Z_{TH}|$ é o módulo da impedância de Thévenin;
- V_L é a tensão de linha (fase-fase) nominal do sistema, cujo valor é 13,8 kV;
- $|S_{CC_{3\phi}}|$ é o módulo da potência trifásica de curto-circuito.

Resolvendo a Equação (4.1), obtém-se o valor da impedância equivalente de Thévenin como $|Z_{TH}| = 0,381 \Omega$. O ângulo desta impedância é igual ao ângulo do curto-circuito e equivale a 85° . Em coordenadas retangulares tem-se, portanto, $Z_{th} = 0,0332 + j0,379 \Omega$.

A representação do sistema é feita por uma fonte trifásica senoidal equilibrada ideal seguida por uma resistência e indutância em série nas três fases, representando a impedância equivalente calculada. A Figura 4.2 ilustra o equivalente simulado no ATPDraw.

Figura 4.2 - Representação do equivalente Thévenin do sistema elétrico no ATPDraw.



Fonte: Autor.

4.1.2 Modelagem do Transformador

Os dados informados para modelagem do transformador da microrrede resumem-se à sua potência, relação de transformação, ligação dos enrolamentos e impedância. Porém, para estudos de regime transitório, como curto-circuito, informações como corrente de magnetização e capacitâncias parasitas têm influência nos resultados e, portanto, devem ser consideradas na modelagem.

O modelo escolhido para simulação e modelagem no ATP é o transformador SATTRAFO. As capacitâncias foram desprezadas, já os valores de corrente a vazio, resistências primárias e secundárias, reatâncias primárias e secundárias, resistência de magnetização e fluxo de magnetização são dados de entrada necessários para o modelo do transformador escolhido no ATP. Os cálculos e detalhamento desses valores tem como base a Tabela 32 do Apêndice A e estão disponíveis no Apêndice B.

4.1.3 Modelagem das Cargas

Todas as cargas presentes na microrrede em estudo são equilibradas, do tipo impedância constante e seus valores de potência ativa e reativa são dados na Tabela 33 do Apêndice A.

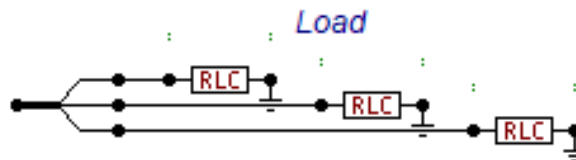
As cargas foram modeladas utilizando o componente RLC, disponível no ATPdraw, que permite inserir os valores de resistência e reatância em ohms (Ω), além da condutância em microsiemens (μS). Conforme indicado na Tabela 33 do Apêndice A, as cargas possuem apenas características de potência ativa e reativa indutiva. Assim, considerando tensão nominal de fase no ponto em que a carga está conectada, os valores de resistência e reatância inseridos nos componentes RLC do ATP são obtidos através das equações (4.2) e (4.3):

$$R = \frac{V^2}{P} \cos\varphi \ (\Omega) \quad (4.2)$$

$$X = \frac{V^2}{Q} \text{sen}\varphi \ (\Omega) \quad (4.3)$$

A Figura 4.3 apresenta o modelo da carga utilizado.

Figura 4.3 - Representação do modelo de carga utilizado no ATPDraw.



Fonte: Autor.

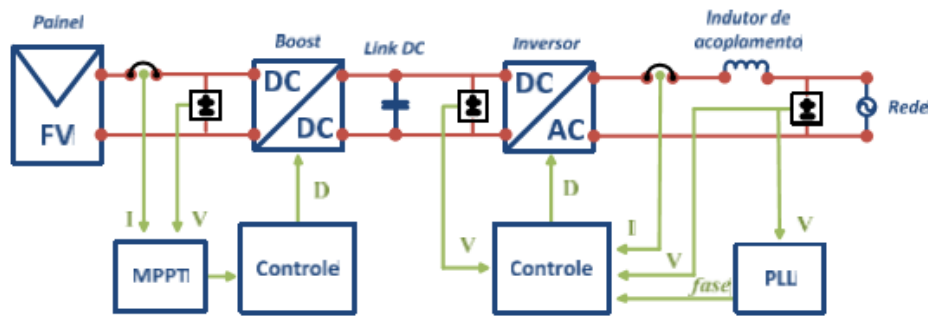
4.1.4 Modelagem das Linhas de Distribuição

Conforme indicado na Tabela 31 do Apêndice A, todas as linhas de distribuição do sistema são eletricamente curtas, com menos que 100m, o que permite sua modelagem a parâmetros concentrados. Portanto, utilizou-se o modelo PI nominal disponível no ATPDraw, para representar as linhas de distribuição da microrrede desconsiderando-se as capacitâncias *shunt* e paralelo.

4.1.5 Modelagem dos Painéis Fotovoltaicos

O sistema de geração solar é constituído basicamente pelo painel fotovoltaico, por um conversor elevador de tensão (*boost*) e seu controlador com rastreamento de ponto de máxima potência (MPPT), pelo inversor de tensão e seu controle integrado com malha de rastreamento de fase (PLL), e por um indutor de acoplamento que possibilita a conexão desse sistema à rede elétrica (CUNHA, 2013). Um diagrama simplificado do sistema fotovoltaico é ilustrado na Figura 4.4.

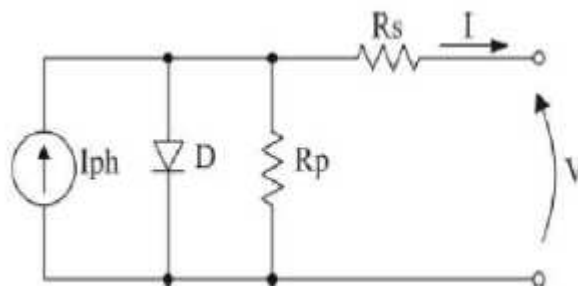
Figura 4.4 - Diagrama simplificado do sistema de geração fotovoltaica.



Fonte: CUNHA (2013).

O modelo elétrico que representa um módulo fotovoltaico é apresentado na Figura 4.5, onde I_{ph} é a corrente gerada pelo efeito fotovoltaico do painel, o diodo D representa a junção P-N do material semicondutor do painel. Os fatores de perdas do módulo real são representados pelas resistências em série R_s e paralelo R_p (RESENDE, 2017).

Figura 4.5 - Circuito equivalente de um painel fotovoltaico.



Fonte: RESENDE (2017).

O módulo de I_{ph} é proporcional ao nível de irradiância do sol incidente sobre a célula. Contudo, o painel fotovoltaico pode ser presumido como uma fonte de corrente, cujo valor é dado pela Equação (4.4) (RESENDE, 2017).

$$I_{ph} = [I_{sc} + \alpha(T - T_{ref})] \cdot \frac{S}{S_{ref}} \quad (4.4)$$

Onde:

- I_{sc} é a corrente de curto-circuito de cada célula;
- α é o coeficiente de temperatura da corrente I_{sc} ;
- T é a temperatura da placa;
- T_{ref} é a temperatura de referência,
- S é a intensidade de irradiação solar (irradiância);
- S_{ref} é a intensidade de irradiação solar de referência.

Da Equação (4.4), pode-se concluir que a corrente em regime permanente é dependente da temperatura T , da irradiação solar incidente S e da característica construtiva do painel α .

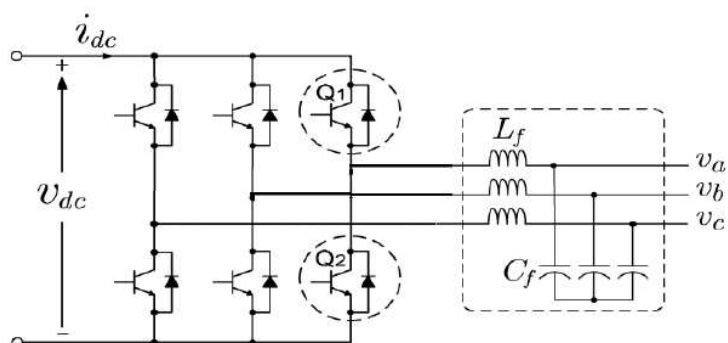
O comportamento da corrente fornecida pelo sistema fotovoltaico durante a ocorrência de uma falta no sistema elétrico ao qual ela se conecta é de interesse particular para este trabalho. Para tanto, o modelo utilizado para a simulação deve se adequar e capturar as respostas transitórias das variáveis de interesse, evitando detalhamentos desnecessários que aumentem o tempo de processamento da simulação e tragam pouco ganho de informação relevante.

É necessário compreender a resposta do controle do inversor que conecta o sistema fotovoltaico à rede elétrica para determinar o comportamento do painel sob condições de falta. Existem duas estratégias de controle possíveis: modo de controle de tensão e modo de controle de corrente de saída. O controle de tensão permite a ocorrência de sobrecorrentes tanto em regime permanente quanto transitório, podendo danificar componentes do inversor. Por essa razão, o controle de corrente é amplamente utilizado proporcionando a imposição de um limite máximo de corrente que seja seguro aos componentes semicondutores do inversor (RESENDE, 2017).

O modelo elétrico de um inversor trifásico que pode ser utilizado em conjunto com um painel fotovoltaico, consiste em seis transistores, uma dupla para cada fase, e um filtro passa-

baixa na saída com o objetivo de minimizar a injeção de componentes de alta frequência geradas pelo chaveamento dos transistores no sistema elétrico. A Figura 4.6 detalha o circuito do inversor.

Figura 4.6 - Modelo elétrico de um inversor trifásico.



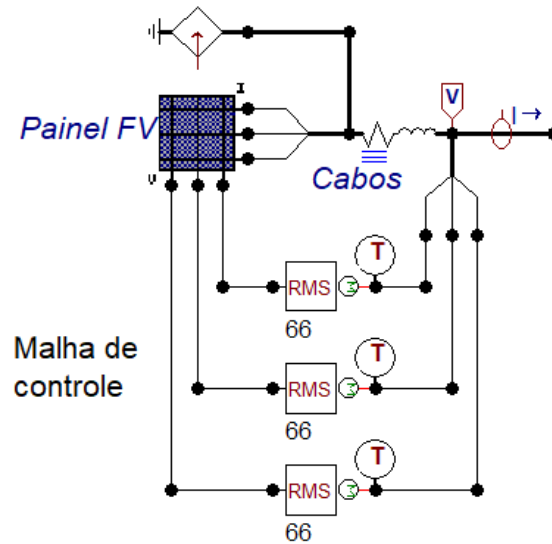
Fonte: YAZDANI, et al. (2011).

O disparo dos transistores geralmente baseia-se em modulação PWM (*pulse-width modulation*) ou SVM (*space vector modulation*). Em simulações em que a modelagem da rede não é de alta complexidade, pode-se substituir o controle de chaveamento dos transistores por um modelo equivalente médio conhecido como modelo médio ou “*averaged model*”. Nesse modelo supõe-se uma relação entre as variáveis em corrente contínua e em corrente alternada trifásica, referenciada em coordenadas ortogonais, via transformada de Park, baseada no princípio de conservação de energia (YAZDANI, et al. 2011).

Com base nos conceitos citados, a saída do painel fotovoltaico pode ser modelada como uma fonte de corrente controlada pela tensão medida na saída da placa. Um limitador de valor da corrente de saída é aplicado à fonte controlada de forma a evitar sobrecorrentes danosas aos componentes semicondutores da placa solar (RESENDE, 2017).

Para implementar um modelo para a geração distribuída fotovoltaica no ATP, desenvolveu-se um código utilizando linguagem *MODELS*, disponibilizada no Apêndice C, para controlar uma fonte de corrente a partir da tensão medida no ponto de acoplamento do sistema de geração solar com o sistema elétrico ao qual ela alimenta. Um limite de 2 p.u. foi considerado para a injeção de corrente do sistema fotovoltaico, independentemente do valor medido de tensão. A Figura 4.7 ilustra o modelo desenvolvido no ATPdraw.

Figura 4.7 - Sistema fotovoltaico modelado no ATPDraw.



Fonte: Autor.

A corrente de saída do painel fotovoltaico é dada pela Equação (4.5):

$$I_{0fase} = \frac{P_{fase}}{V_{mfase}} \text{sen} (\omega t + \varphi) \quad (4.5)$$

Onde:

- I_{0fase} é a corrente de saída de cada fase;
- P_{fase} é a potência de fase nominal do painel;
- V_{mfase} é a tensão eficaz medida por fase na saída do painel;
- ω é o coeficiente angular para frequência de 60 Hz;
- t é o tempo;
- φ é o ajuste de sincronismo da corrente de saída com o sistema principal.

O limite de corrente é alcançado via codificação desenvolvida no *MODELS* do ATPDraw, assim como o ajuste de sincronismo com a rede, que é inserido manualmente.

A tensão eficaz medida nos terminais de saída do painel é utilizada como realimentação do circuito. Uma impedância série de 0,01 ohms foi incluída para representar as perdas nos cabos de ligação entre a placa e o sistema de potência. O único parâmetro de entrada do modelo a ser definido pelo usuário é a potência trifásica gerada pelo sistema solar no momento da

simulação, que para este trabalho utilizam-se os dados fornecidos pela Tabela 34 do Apêndice A.

Com todos os componentes da microrrede modelados no *ATPDraw*, pode-se realizar diversas simulações com o objetivo de propor uma estratégia de proteção. Assim, inicialmente obtém-se o resultado do fluxo de potência para a rede modelada.

4.2 RESULTADOS DO FLUXO DE POTÊNCIA DA REDE MODELADA

Os resultados do fluxo de potência são obtidos para a operação sem a presença de GD, com GD em modo interligado e com GD em modo isolado. A obtenção desses resultados é realizada por meio do fluxo de potência obtido em simulações no próprio *ATPDraw*, sem aplicação de faltas na rede modelada.

Inicialmente considera-se a inexistência de geração distribuída na rede. A solução do fluxo de potência para o sistema da Figura 4.1 para esta condição é apresentada na Tabela 3.

Tabela 3 - Resultado do fluxo de potência para a operação sem GD.

Barra	Tensão (V)	P _g (kW)	Q _g (kVAR)	P _d (kW)	Q _d (kVAR)
1	13.800,00	180,11	56,71	-	-
2	476,07	-	-	-	-
3	470,03	-	-	40,00	0,00
4	469,08	-	-	-	-
5	462,16	-	-	40,00	10,00
6	464,58	-	-	60,00	20,00
7	462,30	-	-	-	-
8	455,45	-	-	40,00	10,00

Fonte: Autor.

Um ponto a ser observado na Tabela 3 é que o acréscimo de geração comparado à carga se dá devido às perdas na rede. A Tabela 4 mostra a injeção de potência nos ramos sem a presença de GD.

Tabela 4 - Injeção de potência nos ramos para operação sem GD.

Ramo	De	Para	P (kW)	Q (kVAR)
1	1	2	180,13	42,81
2	2	3	40,01	0,46
3	2	4	40,02	11,03
4	4	5	40,01	10,50
5	2	6	100,06	31,32
6	6	7	40,02	10,81
7	7	8	40,01	10,50

Fonte: Autor.

O resultado do fluxo de potência para o modo de operação interligado é mostrado na Tabela 5. Neste modo de operação, a microrrede exporta energia para o sistema principal.

Considera-se que todas as microfones operam em potência nominal, conforme Tabela 34 do Apêndice A.

Tabela 5 - Resultado do fluxo de potência para o modo de operação interligado.

Barra	Tensão (V)	P_g (kW)	Q_g (kVAR)	P_d (kW)	Q_d (kVAR)
1	13.800,42	-47,90	-12,55	-	-
2	482,09	150,00	30,00	-	-
3	476,11	-	-	40,00	0,00
4	481,20	30,00	10,00	-	-
5	474,11	-	-	40,00	10,00
6	476,19	-	-	60,00	20,00
7	476,94	50,00	15,00	-	-
8	469,89	-	-	40,00	10,00

Fonte: Autor.

Observa-se que neste modo de operação, a microrrede exporta energia para o sistema principal. Isso explica a potência negativa na barra 1.

O resultado da injeção de potência nos ramos da microrrede operando em modo interligado é apresentado na Tabela 6.

Tabela 6 - Injeção de potência nos ramos para o modo de operação interligado.

Ramo	De	Para	P (kW)	Q (kVar)
1	1	2	-47,90	-12,55
2	2	3	40,49	0,46
3	2	4	10,56	0,53
4	4	5	40,53	10,50
5	2	6	51,01	16,33
6	6	7	-9,44	-4,48
7	7	8	40,54	10,51

Fonte: Autor.

Nota-se que além de exportar energia ao sistema elétrico principal, a inserção de geração distribuída proporciona inversão no fluxo de potência do ramo 6.

Em modo isolado, considera-se que o sistema de controle de despacho de potência das microfones reduz a injeção de energia fornecida pela microfonte da barra 2, uma vez que a potência nominal das 3 microfones ultrapassa a quantidade de carga instalada. A Tabela 7 retrata o resultado do fluxo de potência para o modo de operação isolado.

Tabela 7 - Resultado do fluxo de potência para o modo de operação isolado.

Barra	Tensão (V)	P_g (kW)	Q_g (kVAR)	P_d (kW)	Q_d (kVar)
2	488,88	102,08	17,35	-	-
3	483,07	-	-	40,00	0,00
4	487,30	30,00	10,00	-	-
5	480,09	-	-	40,00	10,00
6	482,62	-	-	60,00	20,00
7	483,24	50,00	15,00	-	-
8	476,13	-	-	40,00	10,00

Fonte: Autor.

A injeção de potência nos ramos da microrrede operando em modo isolado apresenta o mesmo comportamento do modo interligado, uma vez que a microfonte da barra 2 reduz a geração passando a fornecer somente energia suficiente para completar o balanço de potência. A Tabela 8 mostra o resultado da injeção de potência nos ramos para o modo isolado.

Tabela 8 - Injeção de potência nos ramos para o modo de operação isolado.

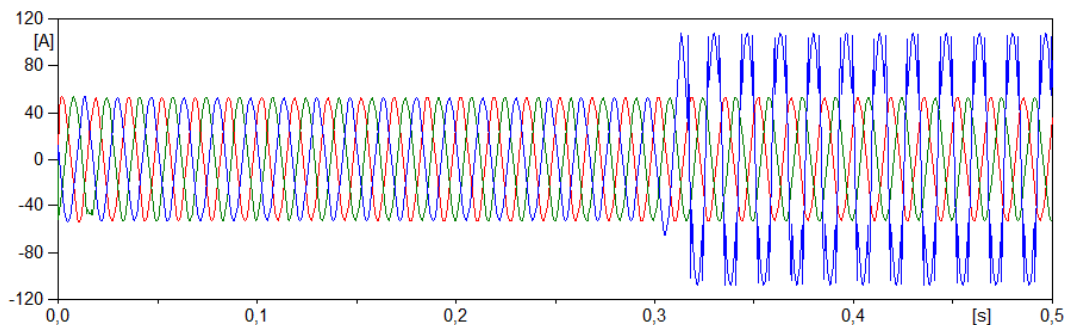
Ramo	De	Para	P (kW)	Q (kVar)
2	2	3	40,49	0,46
3	2	4	10,56	0,53
4	4	5	40,53	10,50
5	2	6	51,01	16,33
6	6	7	-9,44	-4,48
7	7	8	40,54	10,51

Fonte: Autor.

4.3 LIMITAÇÃO DA INJEÇÃO DA CORRENTE PELAS FONTES

Com o objetivo de verificar a limitação da injeção de corrente impostas pelas fontes de geração fotovoltaica modeladas, aplica-se um curto-circuito monofásico-terra na fase C, no instante 0,3 segundos, próximo à fonte conectada na barra 4 da microrrede operando em modo isolado do sistema principal. A limitação da injeção de corrente pode ser observada na Figura 4.8 que apresenta os sinais das correntes das fases A, B e C.

Figura 4.8 - Limite da injeção de corrente pela fonte fotovoltaica.



Fonte Barra 4: IA IB IC

Fonte: Autor.

A Tabela 9 apresenta os valores das correntes para os instantes pré e pós-falta. Os valores extraídos do ATPDraw são dados em pico, portanto os mesmos são apresentados em pico e eficaz correspondente.

Tabela 9 - Correntes do painel da barra 4 para uma falta monofásica-terra na fase C.

Fase	Pré-falta		Pós-falta	
	I _{pico} (A)	I _{rms} (A)	I _{pico} (A)	I _{rms} (A)
A	53,175	37,600	53,175	37,600
B	53,172	37,598	53,172	37,598
C	53,174	37,599	106,35	75,199

Fonte: Autor.

A corrente máxima da fase C entregue pelo painel durante o curto-circuito apresenta 2 vezes a corrente nominal.

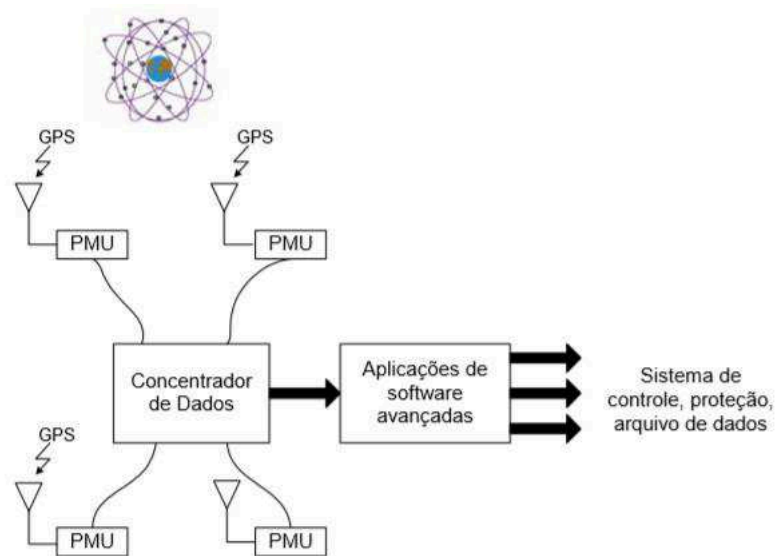
Os resultados das simulações de fluxo de potência da rede modelada validam a modelagem da microrrede e seus componentes realizada no *ATPDraw*, uma vez que os resultados obtidos eram os esperados.

Tendo em vista os objetivos deste trabalho, busca-se desenvolver um algoritmo de proteção com base em medição fasorial de tensão. Para tanto é necessário implementar um procedimento de estimação fasorial ágil computacionalmente, que funcione em tempo real.

5 ESTIMAÇÃO FASORIAL

No decorrer dos últimos anos, tem sido abordado o desenvolvimento de um sistema de medição fasorial baseado em equipamentos denominados *PMU's* (“*Phasor Measurement Units*”). Nesse sistema, todas as medidas são realizadas com base no mesmo instante de tempo, a partir da fonte de sincronização fornecida por um sinal de *GPS* (“*Global Positioning System*”). Desse modo, são realizadas medidas de magnitude e ângulo das tensões e correntes nas barras, possibilitando o conhecimento do real estado do sistema elétrico (HART, et al. 2001). A estrutura deste sistema também depende de equipamentos responsáveis pelo tratamento e concentração de dados, além de links de comunicação conforme mostra a Figura 5.1.

Figura 5.1 - Representação geral de um Sistema de Medição Fasorial.



Fonte: HART, et al. (2001).

O sistema *GPS* emite um sinal de um pulso por segundo, fornecendo às *PMU's* o instante exato em que deve ser feita a aquisição dos dados de forma sincronizada. De modo geral, as grandezas amostradas constituem-se das tensões e correntes trifásicas nas linhas, transformadores e alimentadores das subestações (HART, et al. 2001).

A representação fasorial somente é possível para uma senóide pura. Porém, as formas de ondas dos sinais medidos são geralmente constituídas por sinais de diferentes frequências. Com isso, torna-se necessário extrair a componente da frequência fundamental de um sinal

(geralmente é a principal frequência de interesse) para então representá-lo por meio de um fasor. A definição de fasor também implica que o sinal não deve sofrer alterações de magnitude e de ângulo com o tempo. No entanto, em aplicações práticas, somente é possível considerar uma parcela de intervalo de tempo durante o qual a representação do fasor é apropriada. Esse intervalo de tempo também é chamado de “janela de dados” (AGOSTINI, 2006).

A partir dos dados amostrados, as tensões e correntes complexas de sequência positiva podem ser calculadas com base no mesmo instante de tempo utilizando-se técnicas de estimação fasorial como, por exemplo, a Transformada Discreta de Fourier e o Filtro de Kalman.

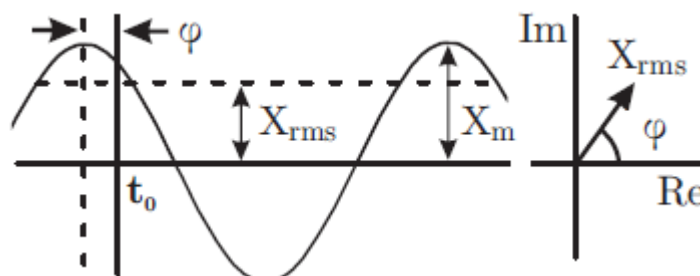
5.1 TRANSFORMADA DISCRETA DE FOURIER

A Transformada Discreta de Fourier (*DFT - Discrete Fourier Transform*) é a ferramenta matemática mais utilizada atualmente, no tratamento das amostras de tensões e correntes do sistema elétrico (PHADKE; PICKETT; ADAMIAK, 1994).

A abordagem do cálculo de fasores utilizando *DFT* é adequada para lidar com distorções harmônicas totais (*THD - Total Harmonic Distortion*) em sistemas elétricos de potência considerando apenas o ângulo de fase da frequência fundamental (50 ou 60 Hz). Qualquer desvio de frequência pode ser tratado mediante a manutenção do número de amostras constante por período sobre o qual a *DFT* é calculada. Isto pode ser efetuado por meio da estimativa atual da frequência da linha, para em seguida ajustar a frequência de amostragem, com o intuito de manter a relação de amostras por ciclo constante (PINTOS, 2014).

Algumas análises podem ser realizadas considerando-se uma forma de onda $x(t)$ em regime permanente na frequência nominal do sistema f_0 , conforme mostra a Figura 5.2.

Figura 5.2 - Forma de onda senoidal e sua representação fasorial.



Fonte: PINTOS (2014).

A representação da forma de onda é dada pela Equação (5.1)

$$x(t) = X_m \cos (\omega t + \varphi) \quad (5.1)$$

Onde:

- X_m é o valor máximo (valor de pico);
- ω é a frequência fundamental do sistema, em radianos por segundo dada por $\omega = 2\pi f_0$;
- φ é o ângulo de fase do sinal $x(t)$

A partir de t_0 , pode-se representar a forma de onda em regime permanente, por um número complexo com magnitude igual ao valor RMS do sinal e com fase igual ao ângulo φ . Assim a forma de onda indicada na Figura 5.2 representada pela Equação (5.1) possui uma representação fasorial dada ela Equação (5.2) (PINTOS, 2014).

$$x(t) \leftrightarrow \bar{X} = X_{RMS}(\cos\varphi + j \sin\varphi) = X_{RMS} e^{j\varphi} \quad (5.2)$$

Onde: $X_{RMS} = \frac{X_m}{\sqrt{2}}$

Apesar da definição do conceito de fasor ser dada para uma senóide pura, essa concepção pode ser ampliada para um sinal com a presença de componentes transitórias considerando que o fasor representa a componente de frequência fundamental da forma de onda observada (PINTOS, 2014).

A filtragem da componente fundamental do sinal amostrado é frequentemente realizada através da Série de Fourier e da Transformada Discreta de Fourier (*DFT*).

Para um sinal x_k obtido através da amostragem do sinal periódico $x(t)$ em $t = k\tau$, o fasor \bar{X} é representado pela Equação (5.3) (PINTOS, 2014).

$$\bar{X} = \frac{1}{\sqrt{2}} \frac{2}{N} (X_C + j X_S) \quad (5.3)$$

Na Equação (5.3) tem-se:

$$X_C = \sum_{k=1}^N x_k \cos (k\theta) \quad X_S = \sum_{k=1}^N x_k \sin (k\theta) \quad (5.4)$$

Onde:

- $k = 1, 2, 3, \dots, N$ representa o número da amostra;
- N é o número de amostras por ciclo da frequência fundamental do sistema;
- τ é o intervalo de amostragem, dado em segundos, e corresponde ao ângulo de amostragem Θ . τ e Θ são obtidos por:

$$\tau = \frac{1}{Nf_0} \quad \theta = \frac{2\pi}{N} = 2\pi f_0 \tau \quad (5.5)$$

Onde:

- f_0 é a frequência nominal do sistema.

A metodologia descrita acima fornece a componente fundamental do sinal com uma pequena quantidade de cálculos, através da seleção de um apropriado intervalo de amostragem.

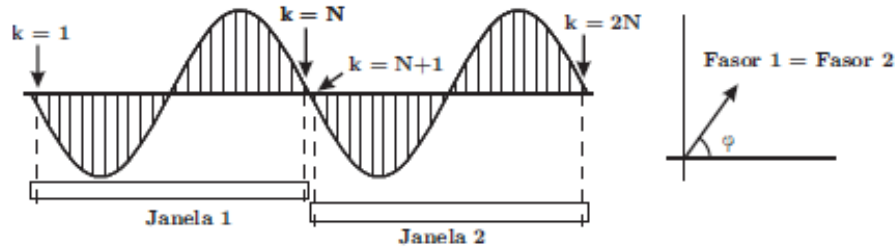
A medida do fasor realizada através da Transformada Discreta de Fourier é representada pela Equação (5.3). O fato de a metodologia possuir uma janela fixa de dados e o processo no tempo, define-a como uma abordagem não recursiva (PINTOS, 2014).

A técnica de estimação de fasores não recursiva pode realizar amostragens de sinal a cada ciclo inteiro, ou seja, uma janela de dados por ciclo, ou atualizar a janela de dados a cada nova amostra, obtendo-se assim uma janela deslizante.

5.1.1 Abordagem não recursiva com janela de um ciclo

A abordagem não recursiva com janela de um ciclo realiza a amostragem do sinal através de uma janela de dados que se desloca ciclo a ciclo. Isto significa que, a cada ciclo, um novo fasor é calculado (PINTOS, 2014). A Figura 5.3 apresenta as características dessa técnica.

Figura 5.3 Estimação de um fasor a cada N amostras pro ciclo.



Fonte: PINTOS (2014).

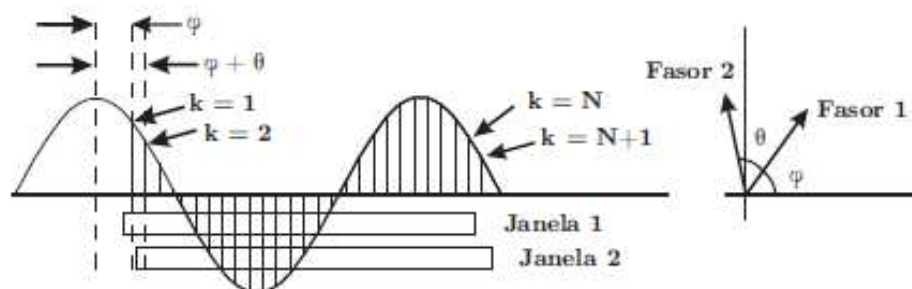
Os fasores são calculados por meio da Equação (5.3), onde a cada N amostras, um novo fasor é calculado e as medidas realizadas em ciclos anteriores são descartados (PINTOS, 2014).

O cálculo do fasor realizado na Janela 1 não é aproveitado no cálculo do fasor realizado com as amostras da Janela 2. Este princípio define a abordagem como não recursiva, pois as medidas realizadas em ciclos anteriores não são aproveitadas para estimação dos próximos fasores (PINTOS, 2014).

5.1.2 Abordagem não recursiva com janela deslizante

A estimação de fasores é um processo contínuo, portanto a abordagem não recursiva com janela deslizante considera uma maneira de atualização dos fasores assim que novas amostras são obtidas (PINTOS, 2014). A Figura 5.4 mostra a atualização da estimativa fasorial com uma janela de dados a cada nova amostra N para a abordagem não recursiva.

Figura 5.4 - Atualização do fasor com uma janela de dados a cada nova amostra N. Abordagem não recursiva.



Fonte: PINTOS (2014).

As janelas de dados 1 e 2 mostradas na Figura 5.4 representam o cálculo dos fasores 1 e 2 respectivamente. A primeira amostra ($k = 1$) está defasada do pico da senóide em φ radianos enquanto que a primeira amostra da segunda janela ($k = 2$) atrasa o pico em $(\varphi + \theta)$ radianos, sendo que θ representa o ângulo existente entre as duas amostras (PINTOS, 2014).

Quando a N -ésima amostra é adquirida, após o conjunto de amostras anterior ter fornecido a estimação do fasor através da Equação (5.3), os cálculos para a estimação do próximo fasor são repetidos utilizando a próxima janela de dados que inicia em $k = 2$ e termina em $k = N+1$ conforme as Equações (5.6) e (5.7). O sobrescrito N é utilizado para identificar o fasor que possui a N -ésima amostra, sendo esta a última amostra utilizada no cálculo (PINTOS, 2014).

$$\bar{X}^N = \frac{\sqrt{2}}{N} \sum_{k=1}^N x_k [\cos(k\theta) + j \sin(k\theta)] \quad (5.6)$$

$$\bar{X}^{N+1} = \frac{\sqrt{2}}{N} \sum_{k=1}^N x_{k+1} [\cos(k\theta) + j \sin(k\theta)] \quad (5.7)$$

O que pode-se perceber através da análise da Figura 5.4, é que o fasor obtido através dessa técnica rotaciona no sentido anti-horário com uma proporção angular igual a θ à medida que a janela de dados avança em uma amostra. Assim, a nova janela de dados possui $N - 1$ amostras em comum com a janela de dados anterior. Em virtude dos fasores serem calculados para cada janela de dados sem utilizar dados calculados em estimativas fasoriais anteriores, esse algoritmo é conhecido como algoritmo não recursivo com janela de dados deslizante. Algoritmos não recursivos são numericamente estáveis, porém podem representar um desperdício de esforço computacional (PINTOS, 2014). Uma alternativa de algoritmo mais eficiente, no que diz respeito ao esforço computacional, é a utilização da DFT na forma recursiva.

5.1.3 Abordagem recursiva com janela deslizante

A DFT em sua forma recursiva, é utilizada normalmente, com o objetivo de se implementar um algoritmo mais eficiente. Além do ganho computacional proporcionado pelo aproveitamento das últimas amostras, o uso da expressão recursiva impede o defasamento

angular entre os fasores obtidos sucessivamente a cada processamento de uma nova série de medições (PINTOS, 2014).

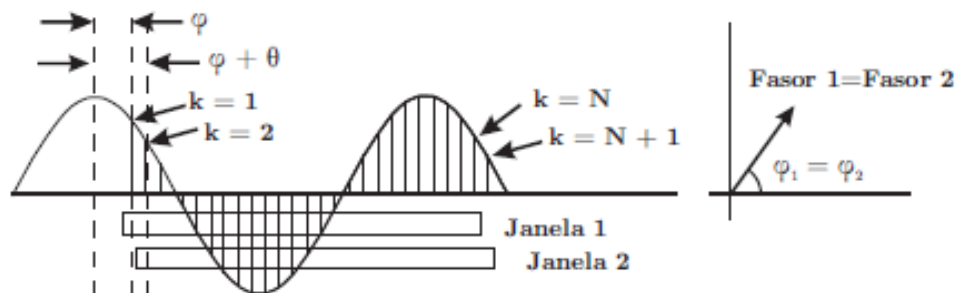
A partir da representação exponencial do cálculo de fasores do algoritmo não recursivo, descrito nas Equações (5.6) e (5.7), obtém-se as Equações (5.8) e (5.9) (PINTOS, 2014).

$$\bar{X}^N = \frac{\sqrt{2}}{N} \sum_{k=1}^N x_k e^{-jk\theta} \quad (5.8)$$

$$\bar{X}^{N+1} = \frac{\sqrt{2}}{N} \sum_{k=1}^N x_{k+1} e^{-jk\theta} \quad (5.9)$$

A atualização da estimativa fasorial com uma janela de dados a cada nova amostra N para a abordagem recursiva é apresentada na Figura 5.5.

Figura 5.5 - Atualização do fasor com uma janela de dados a cada nova amostra N. Abordagem recursiva.



Fonte: PINTOS (2014).

O conjunto de amostras pertencente ao intervalo $x : \{k = 2, 3, \dots, N\}$ são comuns para as janelas de amostragens do fasor N e do fasor $N + 1$. A segunda janela não possui o termo x_1 , suas amostras iniciam com o termo x_2 e terminam com o termo x_{N+1} , sendo que esse último termo não existe na janela de dados referente ao fasor \bar{X}_N (PHADKE, 1993).

Os termos exponenciais para uma amostra em comum em ambas as janelas são diferentes nos dois cálculos. Por exemplo, para $(k = 2)$, o termo exponencial na Equação (5.8) é dado por $e^{-j2\theta}$, enquanto que o termo para a mesma amostra na Equação (5.9) é representado por $e^{-j\theta}$.

Com o objetivo de manter os termos $e^{-jk\theta}$ de amostras comuns às duas janelas de amostragem, pode-se realizar uma combinação entre as Equações (5.8) e (5.9), diminuindo em proporções consideráveis o tempo de cálculo de \bar{X}^{N+1} (PHADKE, 1993).

Aplicando o fator $e^{-j\theta}$ multiplicando ambos lados da Equação (5.9), obtém-se a Equação (5.10).

$$\bar{X}^{N+1} = e^{-j\theta} \bar{X}^{N+1} = \frac{\sqrt{2}}{N} \sum_{k=1}^N x_{k+1} e^{-j(k+1)\theta} \quad (5.10)$$

A manipulação realizada tem o objetivo de rotacionar o fasor atual no sentido horário para corrigir a variação angular resultante da estimação fasorial não recursiva, além de que esse fator mantém o resultado da estimação fasorial estacionário (PHADKE, 1993).

A diferença existente entre as Equações (5.8) e (5.10) se dá no primeiro termo de \bar{X}^N e no último termo de \bar{X}^{N+1} , devido às amostras do sinal que não são comuns às janelas de amostras do fasor atual e anterior (HART, et al. 2001).

Considerando que $e^{-j(1)\theta} = e^{-j(N+1)\theta}$ e que as N amostras compreendem exatamente um período da frequência fundamental do sistema, tem-se que:

$$\begin{aligned} \bar{X}^{N+1} - \bar{X}^N &= \frac{\sqrt{2}}{N} [x_{N+1} e^{-j(N+1)\theta} - x_1 e^{-j(1)\theta}] \\ \bar{X}^{N+1} &= \bar{X}^N + \frac{\sqrt{2}}{N} (x_{N+1} - x_1) e^{-j(1)\theta} \end{aligned} \quad (5.11)$$

Um atraso angular de θ na definição do fasor da Equação (5.11) expõe a diferença para a estimativa não recursiva. A vantagem da utilização dessa definição para o fasor da nova janela de dados, é que as $(N - 1)$ amostras utilizadas são as mesmas usadas na janela de amostragem anterior. Desse modo, basta uma atualização recursiva do fasor anterior para determinar o valor do novo fasor (PINTOS, 2014).

Esta metodologia de cálculo de fasores é denominada como algoritmo recursivo. Em geral, quando a última amostra na janela de dados atual é $(N + r)$, a estimação fasorial recursiva é alcançada pela Equação (5.12) (PINTOS, 2014).

$$\bar{X}_{N+r} = \bar{X}_{N+r-1} + \frac{\sqrt{2}}{N} (x_{N+r} - x_r) e^{-jr\theta} \quad (5.12)$$

Quando o sinal de entrada é uma senóide com magnitude e frequência constantes, as amostras x_{N+r} e x_r são iguais e o segundo termo da Equação (5.12) é nulo. Desta forma, a estimativa fasorial com dados da nova janela de amostragem é igual a estimativa fasorial da janela de amostragem anterior. Caso ocorra alguma perturbação no sistema, os fasores atual e anterior serão diferentes entre si (PINTOS, 2014).

A Equação (5.12) é utilizada na implementação da técnica de estimação fasorial com abordagem recursiva com janela de amostragem deslizante. Inicialmente calcula-se o primeiro fasor com base nas N primeiras amostras. O segundo fasor é calculado com base no fasor anterior e na amostra seguinte (PINTOS, 2014).

Há métodos de estimação fasorial que não necessitam do histórico de amostras anteriores para estimar uma fase do sistema, como por exemplo, o filtro de Kalman linear.

5.2 FILTRO DE KALMAN

O filtro de Kalman estima precisamente a amplitude e ângulo de um dado sinal, por meio de um processo recursivo em que a amostra atual do sinal é utilizada para estimar a próxima amostra. Ele estima o estado de um sistema dinâmico que pode estar distorcido por ruído branco e, com o objetivo de melhorar o estado estimado, o filtro usa medidas relacionadas com o estado do sistema. Do ponto de vista teórico, o filtro de Kalman é um algoritmo para realizar, de forma eficiente, inferências exatas sobre um sistema dinâmico linear (KLEINBAUER, 2014).

O método consiste na realização de duas etapas: a predição e a correção. Inicialmente, o estado é previsto com o modelo dinâmico, em seguida o estado é corrigido por meio do modelo de observação visando minimizar a covariância do erro. O processo é repetido a cada intervalo de tempo utilizando o estado da etapa anterior como valor inicial (KLEINBAUER, 2014).

O modelo dinâmico que descreve a transformação do vetor de estado no tempo é apresentado na Equação (5.13).

$$x_{k+1} = \Phi_k \cdot x_k + w_k \quad (5.13)$$

Onde, para a iteração k ,

- x_k é um vetor de variáveis de estado no instante k ;
- Φ_k é a matriz de transição de estados, que é definida como uma matriz identidade, pois, considera-se que há pouca variação entre uma amostra e outra;
- w_k é o vetor de ruído dinâmico que tem a matriz de covariância Q_k ;

O modelo de observação representa a relação entre o estado e as medidas. A Equação (5.14) representa este modelo.

$$y_k = H_k \cdot x_k + v_k \quad (5.14)$$

Onde,

- y_k é o vetor de observação;
- H_k é a matriz de observação;
- v_k é o ruído do processo de medida, com a matriz de covariância R_k ;

O ganho K_k do filtro é dado pela Equação (5.15).

$$K_k = \hat{P}_{k-1} H_k^{*T} [H_k \hat{P}_{k-1} H_k^{*T} + R_k]^{-1} \quad (5.15)$$

Onde,

- \hat{P} é a matriz de covariância do erro;
- $*$ é o complexo conjugado;
- T é a transposição;
- R é a covariância do ruído;

A partir do ganho, calcula-se uma estimativa atualizada para a matriz de covariância, conforme a Equação (5.16), sendo I a matriz identidade.

$$\hat{P}_k = \hat{P}_{k-1} (I - K_k H_k) \quad (5.16)$$

Calcula-se ainda, uma estimativa atualizada para o vetor de estados, mostrado na Equação (5.17).

$$\hat{x}_k = \hat{x}_{k-1} + K_k(y_k - H_k\hat{x}_{k-1}) \quad (5.17)$$

Por fim, obtém-se a predição dos estados e da matriz covariância mostradas nas Equações (5.18) e (5.19).

$$x_{k+1} = \Phi_k x_k \quad (5.18)$$

$$\hat{P}_{k+1} = \Phi_k \hat{P}_k \Phi_k^{*T} \quad (5.19)$$

Com os valores preditos, são realizadas iterações a partir do ganho do filtro, incrementando o índice k até que $k=N$, onde N é o número total de amostras (KLEINBAUER, 2014).

O sinal observado y_k no instante t_k pode ser modelado como um sinal senoidal z_k com um ruído de observação v_k . Desse modo, o modelo do sinal é descrito na Equação (5.20)

$$y_k = z_k + v_k \quad (5.20)$$

Sendo:

$$z_k = A_k \sin(\omega t_k + \phi_k) \quad (5.21)$$

$$\omega_i = 2\pi f \quad t_k = k\Delta_t \quad (5.22)$$

Onde:

- A_k representa a amplitude do sinal;
- ϕ_k representa a fase do sinal;
- f representa a frequência fundamental;
- Δ_t é o intervalo de amostragem;

Na Equação (5.23) o seno da expressão z_k é expandido e o termo t_k é substituído por $k\Delta_t$.

$$z_k = A_k \cos(\phi_k) \cos(\omega k\Delta_t) - A_k \sin(\phi_k) \sin(\omega k\Delta_t) \quad (5.23)$$

Nas Equações (5.24) e (5.25) considera-se os estados como:

$$x_k(1) = A_k \cos(\phi_k) \quad (5.24)$$

$$x_k(2) = A_k \sin(\phi_k) \quad (5.25)$$

No Filtro de Kalman linear a matriz de observação H_k é constante e é definida na Equação (5.26).

$$H_k = [\cos(\omega k \Delta_t) \quad -\sin(\omega k \Delta_t)] \quad (5.26)$$

Definidos os estados $x_k(1)$ e $x_k(2)$ e a matriz H_k , a Equação (5.27) descreve a equação de saída na forma matricial.

$$y_k = [\cos(\omega k \Delta_t) \quad -\sin(\omega k \Delta_t)] \begin{bmatrix} x_k(1) \\ x_k(2) \end{bmatrix} + v_k \quad (5.27)$$

Assume-se que a propagação dos estados do instante k para $k+1$ é do tipo *random walk*, assim x_{k+1} pode ser escrito conforme Equação (5.28).

$$x_{k+1} \cong x_k + w_k \quad (5.28)$$

Então, para este modelo de sinal, a matriz de transição de estados Φ_k é a matriz identidade.

Por fim, o módulo e a fase do fasor de frequência fundamental no instante k são obtidos nas Equações (5.29) e (5.30) respectivamente.

$$A_k = \sqrt{x_k(1)^2 + x_k(2)^2} \quad (5.29)$$

$$\phi_k = \arctan\left(\frac{x_k(2)}{x_k(1)}\right) \quad (5.30)$$

A aplicação deste modelo de sinal no Filtro de Kalman permite que um sinal complexo seja obtido a partir do registro de forma de onda de uma grandeza (MORETO, 2011).

O algoritmo do filtro de Kalman é adequado para aplicações em tempo real, onde o ruído e as perturbações harmônicas são elevados. Além disso, o método proposto pode facilitar a implementação de medidas de campo (ZUKOVSKI, 2014).

A natureza recursiva do filtro de Kalman permite um processamento mais eficiente em simulações computacionais, no entanto, ele se mostra um pouco lento para os cálculos em tempo real, porque a manipulação de expressões simbólicas precisa de um tempo maior de execução. Entretanto, a utilização de ganhos fixos, simplifica sua implementação digital, dessa forma, o custo computacional envolvido no processo de filtragem é bastante reduzido sem comprometer o desempenho dos métodos propostos (ZUKOVSKI, 2014).

Pelo fato de estimar amplitude e fase com maior precisão este é o método de estimação fasorial adotado para implementação neste trabalho, uma vez que o método de estimação fasorial via DFT não apresenta a resposta esperada diante de variações bruscas de amplitude do sinal em análise. Conforme experiência do autor, o algoritmo de estimação via DFT não atende, de maneira eficiente, as necessidades do trabalho proposto para aplicação de curto-circuito em diferentes ângulos de fase, conforme é detalhado na seção 7.

Com a metodologia de estimação fasorial via filtro de Kalman implementada, faz-se necessário elaborar uma metodologia para inserir uma lógica de detecção de falta a partir do cálculo dos fasores de tensão em todas as barras da microrrede em estudo.

6 MÉTODO PROPOSTO E LÓGICA DE OPERAÇÃO DA PROTEÇÃO DA MICRORREDE

O método proposto para a proteção da microrrede utilizando técnicas de estimação fasorial baseado em medições de tensão e corrente, considera a utilização de Unidades de Medição Fasorial (PMU) sincronizadas. Essas unidades são adaptadas com a capacidade de realizar todas as funções necessárias para viabilizar a proteção da microrrede. Considera-se um cenário em que a medição sincronizada seja feita com um equipamento de custo acessível, de forma que possa ser facilmente adicionada em dispositivos de medição e proteção simples e distribuídos ao longo da rede de distribuição (MORETO; CARVALHO, 2013).

As PMUs adaptadas são tratadas neste trabalho como Unidades de Medição e Proteção – UMP, uma vez que realizam atividades que vão além da medição fasorial.

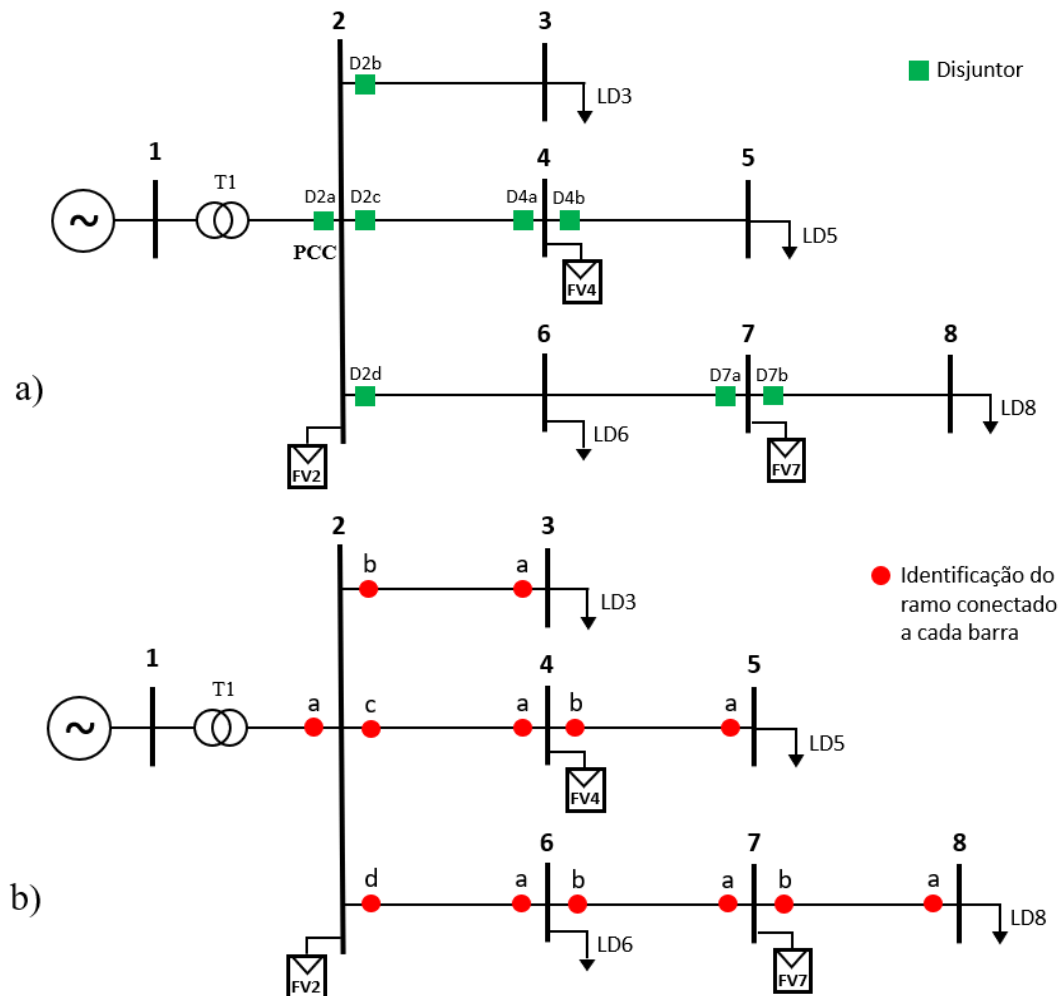
Além da estimação fasorial de tensão e corrente em cada ramo ao qual se conecta, as UMPs instaladas nas barras de geração devem realizar os cálculos da injeção de potência ativa nos ramos. Já as UMPs instaladas nas barras de carga devem realizar apenas verificação do nível de tensão.

Considera-se ainda que as UMPs são equipadas com um sistema adequado de comunicação, capaz de permitir o envio de informações importantes às suas vizinhas. Assim, a partir da troca de dados, as UMPs têm a capacidade de verificar condições de falta via algoritmo adicional e atuar localmente enviando sinal de *trip* aos disjuntores.

Neste método, os relés para proteção primária são dispensados, uma vez que as UMPs assumem todos os processos da proteção, além de enviar o sinal de *trip* aos disjuntores. Para tanto, é necessária a instalação de uma UMP em cada barra da microrrede, com exceção da barra 1 que alimenta a subestação T1 da Figura 6.1.

A Figura 6.1 a) apresenta a disposição dos disjuntores responsáveis por isolar os trechos defeituosos da microrrede e a identificação dos ramos vistos por cada UMP. Os disjuntores são nomeados pela letra “D” acompanhado pelo número da barra e do ramo ao qual se conecta. A identificação de cada ramo que se conecta a cada barra se dá de maneira individual pela sequência a, b, c, etc. conforme apresentado na Figura 6.1 b).

Figura 6.1 – a) Disposição dos disjuntores. b) Identificação das conexões de cada barra.



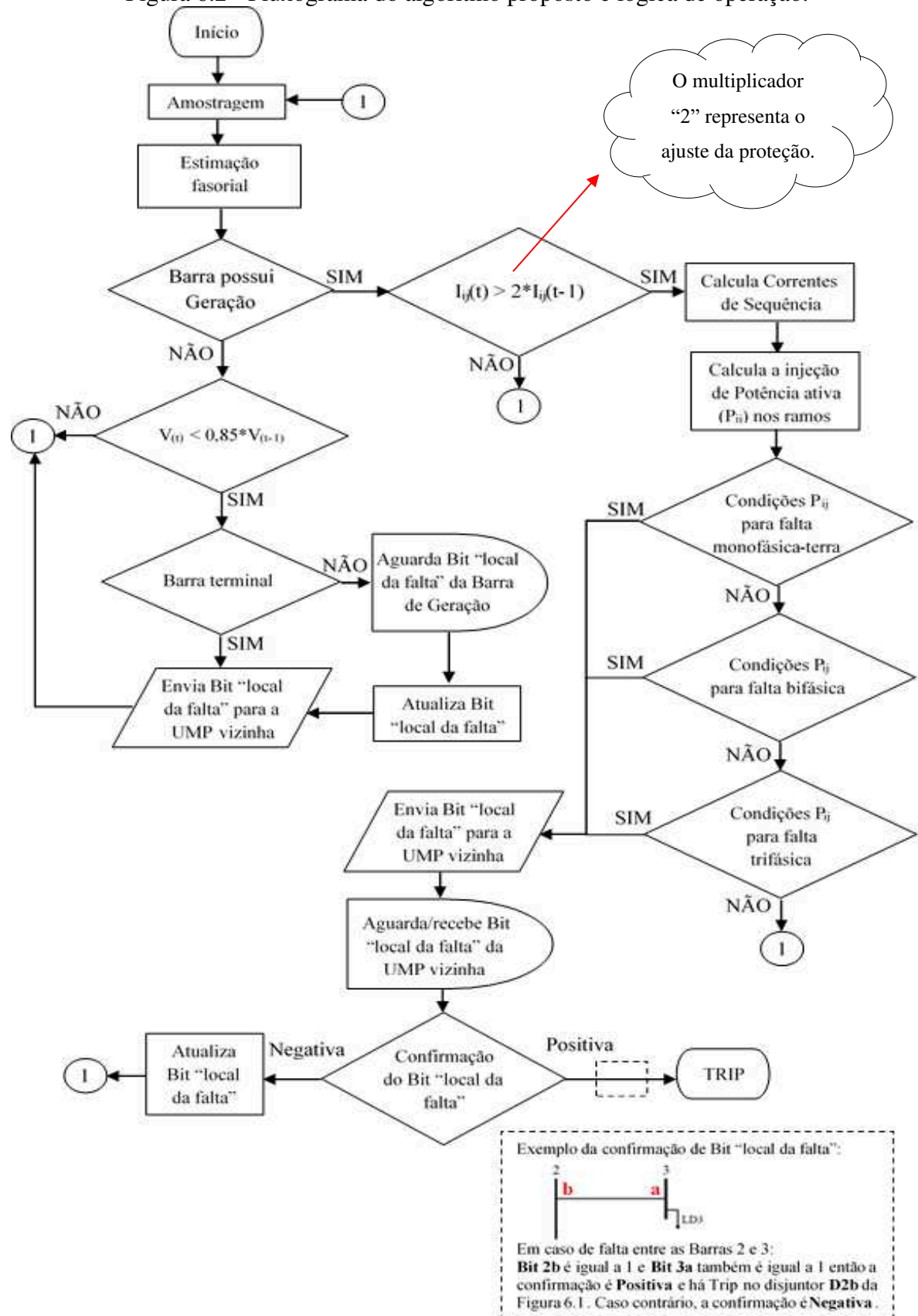
Fonte: adaptado de LASSETER, et al. (2002).

Considera-se que as UMPs são sincronizadas por meio do sinal GPS e estão programadas para realizar a medição dos sinais de tensão e correntes no mesmo instante, para a realização da estimação fasorial em tempo real. Um número N de amostras de tensão e corrente é adquirido a cada ciclo para o cálculo dos fasores de cada fase do sistema, que são calculados com base no Filtro de Kalman descrito na Seção 5.2.

A verificação das condições de falta realizada pelas UMPs ocorre sempre utilizando apenas o último fasor calculado a cada dois ciclos de senóide. Esse processo tem o objetivo de proporcionar tempo hábil para realização dos cálculos necessários na verificação de faltas, bem como a troca de informações entre as UMPs, que os protocolos de comunicação requerem.

O fluxograma do algoritmo desenvolvido em *Matlab* é mostrado na Figura 6.2.

Figura 6.2 - Fluxograma do algoritmo proposto e lógica de operação.



Fonte: Autor.

Inicialmente é realizada a amostragem dos sinais analógicos para a estimação fasorial. A amostragem é originada por simulações do sistema no ATP, já a estimação fasorial é realizada em algoritmo desenvolvido no Matlab utilizando as amostras coletadas no ATP. Vale ressaltar que os sinais de corrente são medidos em todos os ramos conectados às UMPs das barras de geração.

A identificação das barras de geração se dá pelo vetor B_{ger} da Equação (6.1), onde o número 0(zero) representa barra de carga e o número 1(um) representa barra de geração.

$$B_{ger} = [0, 1, 0, 1, 0, 0, 1, 0] \quad (6.1)$$

As UMPs instaladas nas barras de carga têm a função de verificar condições de falta através de afundamentos de tensão. Caso o nível de tensão calculado no fasor do tempo t , seja inferior a 85% do fasor calculado no tempo $t-1$, sendo $t = 0,03332s$ (2 ciclos), considera-se que existe um curto-circuito. Nessa condição, as UMPs das barras terminais (fim de linha) da microrrede, enviam imediatamente um Bit lógico para a UMP vizinha (diretamente conectada por uma linha) indicando a possibilidade de um curto-circuito entre elas no primeiro estágio de comunicação. Já a UMP não terminal (localizada entre outras barras) da Barra 6, por exemplo, aguarda o recebimento do Bit lógico enviado pelas UMPs das barras 2 e 7, para atualizar seus Bits lógicos e enviar a confirmação do local da falta no segundo estágio de comunicação. Como a PMU da Barra 6 não possui medição de corrente, os Bits enviados por ela para as UMPs 2 e 7, servem de confirmação caso a falta ocorra em um dos ramos conectados a ela, ou seja, funciona como uma “ponte” de conexão para que as UMPs barras 2 e 7 atuem em seus disjuntores em caso de falta entre elas. Neste caso, a atuação requer um tempo extra devido ao retardo no envio da informação pela UMP 6, contudo, este procedimento evita atuação indevida dos disjuntores das barras 2 e 7.

A verificação das condições de falta realizadas pelas UMPs instaladas nas barras de geração é baseada nas correntes medidas nos ramos aos quais está conectada e na injeção de potência ativa nos mesmos. Caso a corrente calculada no fasor do tempo t , seja superior ao ajuste da proteção, ou seja, maior que duas vezes a corrente calculada no fasor do tempo $t-1$, sendo $t = 0,03332s$ (2 ciclos), considera-se que existe um curto-circuito. Quando esta condição é satisfeita, são calculadas as componentes de sequência positiva, negativa e zero, cuja

metodologia é descrita no Apêndice D, com o objetivo de identificar o tipo de curto-circuito (monofásico-terra, bifásico ou trifásico).

Na sequência as UMPs das barras de geração calculam a injeção de potência ativa nos ramos aos quais se conectam utilizando os fasores de tensão e corrente calculados separando, em *Matlab*, a parte real de S_{ij} da Equação (6.2):

$$S_{ij} = \dot{V}_i * conj(\dot{I}_{ij}) \quad (6.2)$$

Onde:

- S_{ij} representa a potência complexa que flui da barra i para a barra j ;
- \dot{V}_i representa o fasor de tensão calculado da barra i ;
- $conj(\dot{I}_{ij})$ representa o conjugado do fasor de corrente calculado pela barra de geração que flui da barra i para a barra j .

Com o conhecimento dos valores de potência ativa injetados em cada um dos seus ramos, as UMPs das barras de geração verificam as condições de injeção de potência em cada uma das fases conforme o tipo de curto-circuito (monofásico-terra, bifásico ou trifásico) identificado na verificação das componentes de sequência positiva, negativa e zero das correntes.

Satisfeitas as condições de corrente e injeção de potência as UMPs enviam um Bit lógico para suas vizinhas identificando o possível local da falta.

As UMPs têm capacidade de enviar e receber os Bits lógicos que identificam os locais de falta, e considera-se que a verificação dos canais de recebimento dos Bits acontece de maneira ininterrupta.

A identificação das UMPs vizinhas, ou seja, aquelas que estão diretamente conectadas, é definida por meio de uma matriz de incidência, que representa a configuração do sistema, conforme Equação (6.3).

$$\text{Incidência} = \begin{matrix} & \begin{matrix} 2 & 3 & 4 & 5 & 6 & 7 & 8 \end{matrix} \\ \begin{matrix} 2 \\ 3 \\ 4 \\ 5 \\ 6 \\ 7 \\ 8 \end{matrix} & \begin{bmatrix} 0 & 1 & 1 & 0 & 1 & 0 & 0 \\ 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 1 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 1 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 \end{bmatrix} \end{matrix} \quad (6.3)$$

Para a matriz de incidência da Equação (6.3), a UMP instalada na barra 2, por exemplo, está conectada a outras 3 UMPs (das barras 3, 4 e 6) as quais irá se comunicar enviando e recebendo informações. Isso significa que a UMP citada como exemplo (barra 2), envia informações para as UMPs instaladas nas barras 3, 4 e 6, e recebe dados enviados por estas mesmas UMPs. O processo acontece de igual forma e ao mesmo tempo para todas as unidades de medição fasorial instaladas na microrrede.

Por fim, a confirmação do local da falta é “Positiva” quando o Bit recebido pela PMU vizinha é igual a 1 e o Bit enviado também é igual a 1 para o local de falta relacionado ao mesmo ramo, conforme exemplo do fluxograma da Figura 6.2. Neste caso as UMPs atuam enviando sinal de *Trip* aos disjuntores responsáveis por desconectar o ramo sob falta. Caso a confirmação seja negativa, ou seja, os Bits lógicos dos locais de falta sejam diferentes (1 e 0) ou iguais a zero, atualizam-se os Bits lógicos para zero e reinicia-se o processo.

O meio de comunicação para troca de informações entre as UMPs não é aprofundado neste trabalho. Assume-se que a microrrede possui um canal de comunicação adequado para esse fim. Vale ressaltar ainda, que a microrrede possui chaves fusíveis com curvas lentas instaladas nas ramificações da barra 2, 4 e 7, que funcionam como proteção de retaguarda em caso de falha na comunicação entre as UMPs.

O método proposto e a lógica de operação utilizados no sistema de proteção utilizando medição fasorial de tensão e corrente expõe os critérios adotados no desenvolvimento da estratégia empregada. Por fim, alguns dos resultados e as discussões acerca da eficácia da metodologia são apresentados no Capítulo 7, através de aplicação de curto-circuitos em alguns ramos da rede modelada no *ATPdraw* e subsequente aplicação do algoritmo desenvolvido em *Matlab*.

7 RESULTADOS E SIMULAÇÕES

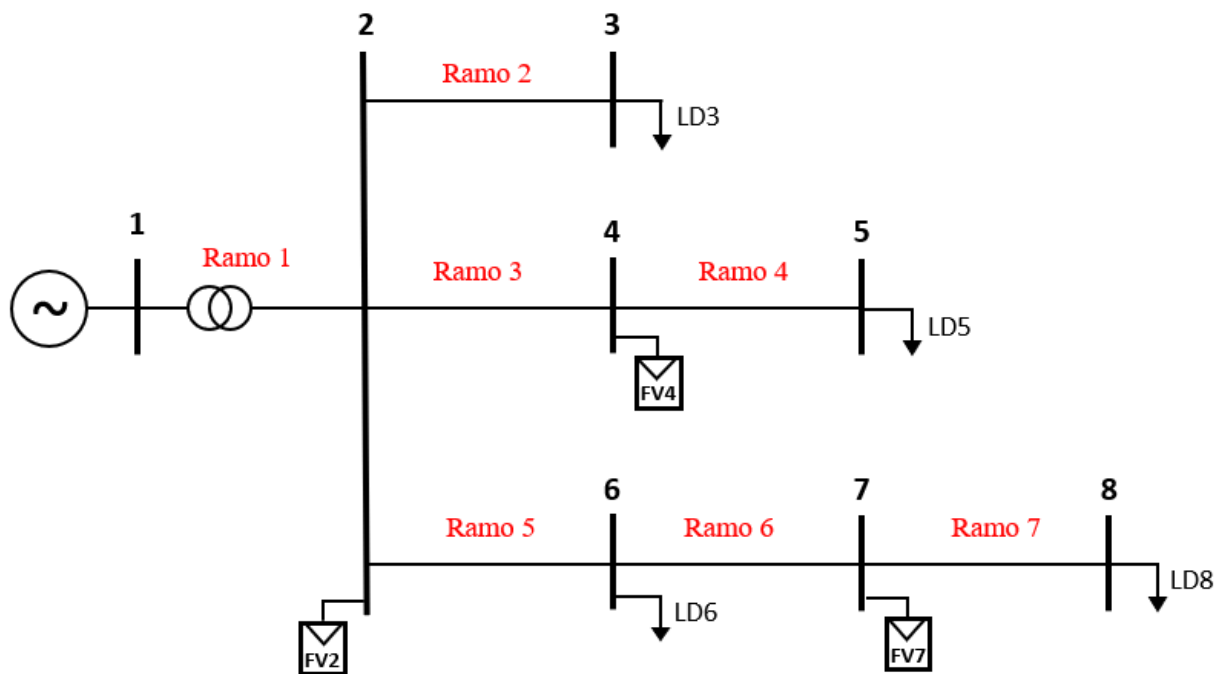
Para a implementação dos métodos de estimação fasorial de tensão e simulação da proposta de proteção apresentada neste trabalho, é utilizada a microrrede descrita no Capítulo 4, mostrada na Figura 4.1.

As simulações possuem um tempo total de 0,5 segundos com os curto-circuitos aplicados em instantes distintos de modo a validar a resposta do modelo de proteção frente à diversos ângulos de falta.

Todas as simulações de curto-circuitos são realizadas no *software ATPDraw*. Os valores das tensões medidos em cada barra são extraídos e tratados em *Matlab* para validação da estimação fasorial e proposta de proteção abordada neste trabalho.

Para aplicações das faltas, os ramos da microrrede modelada são nomeados de 1 a 7 conforme apresentado na Figura 7.1.

Figura 7.1 - Identificação dos ramos para aplicação das faltas.



Fonte: adaptado de LASSETER, et al. (2002).

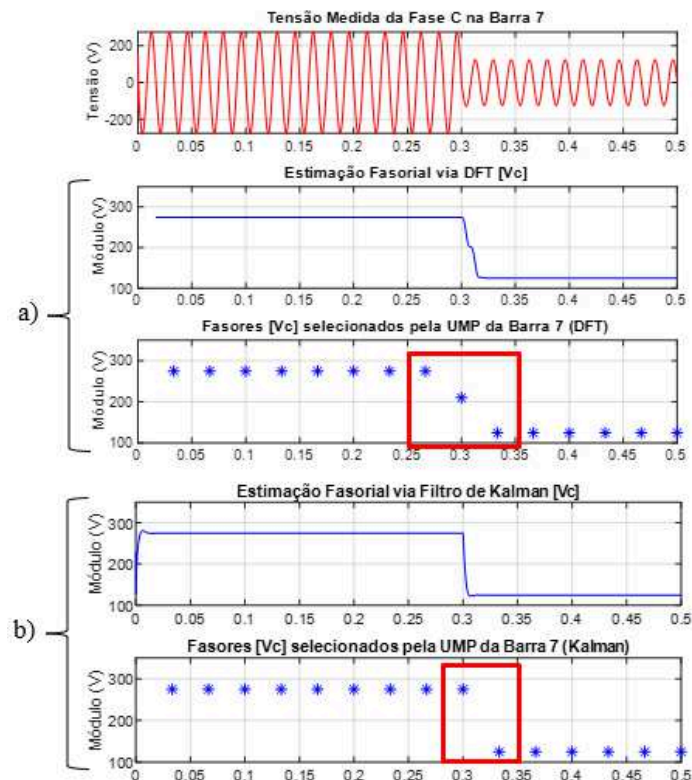
7.1 COMPARAÇÃO ENTRE DFT E FILTRO DE KALMAN

A definição do método de estimação fasorial adotado no trabalho depende dos resultados obtidos em simulações considerando a metodologia proposta na seção 6, ou seja, a estimação fasorial em tempo real utiliza o último fasor de tensão e corrente medidos a cada 2 ciclos para realização dos cálculos de injeção de potência e verificação das condições de curto-circuito.

A técnica de estimação fasorial é implementada em *Matlab* e utiliza uma frequência de amostragem de 15,3 kHz que corresponde a 256 amostras por ciclo ($N = 256$) e um intervalo de amostragem de 0,0651 ms. A estimação fasorial é realizada por fases, ou seja, o cálculo dos fasores é realizado individualmente para as fases A, B e C. Os mesmos parâmetros são utilizados para DFT e Filtro de Kalman.

Para uma falta monofásica-terra na fase C aplicada no instante 0,3 segundos da simulação, no último ramo (Ramo 7) da microrrede da Figura 7.1 em modo de operação isolada. A Figura 7.2 mostra os resultados dos valores de tensão medidos considerando a metodologia proposta utilizando duas técnicas de estimação fasorial distintas.

Figura 7.2 - Estimação fasorial: a) DFT recursiva com janela deslizante; b) Filtro de Kalman.



Fonte: Autor.

Na Figura 7.2 a) DFT – abordagem recursiva com janela deslizante, obtém-se um fasor intermediário no instante da aplicação da falta (0,3s). Desse modo, na condição Pré-falta o valor de tensão medido de na fase C da Barra 7 é 274,7 V, no instante da aplicação da falta o valor de tensão medido passa a ser 210 V, finalmente na condição Pós-falta o valor de tensão medido é 124,4 V.

Na Figura 7.2 b) Filtro de Kalman, não obtém-se fasores intermediários durante a aplicação da falta. Com a aplicação desta técnica de estimação fasorial obtém-se apenas fasores na condição Pré-falta com valor de tensão medido igual a 274,7 V e na condição Pós-falta om valor de tensão medido igual a 124,4 V.

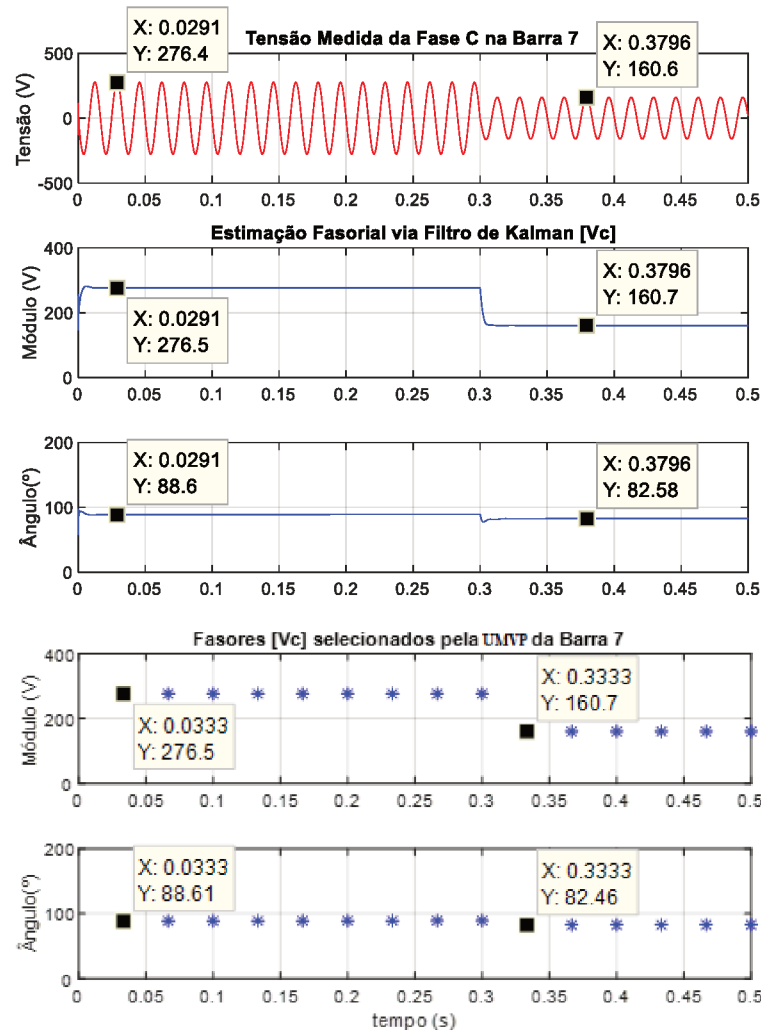
Considerando a metodologia proposta na Seção 6, em que as condições de falta são verificadas a partir da diferença entre o fasor medido no tempo atual (t) e o fasor medido no tempo anterior ($t-1$), a existência de um fasor intermediário obtido com a DFT pode não satisfazer as condições de falta. Portanto, a utilização da técnica de estimação fasorial via DFT é descartada neste trabalho, tendo em vista que a utilização do Filtro de Kalman garante que o método proposto realiza a comparação entre os fasores medidos para as condições Pré-Falta e Pós-falta.

7.2 VALIDAÇÃO DA TÉCNICA DE ESTIMAÇÃO FASORIAL VIA FILTRO DE KALMAN

A estimação de magnitude e ângulos dos sináil são realizados para faltas monofásicas-terra, bifásicas e trifásicas, porém são mostrados nessa seção, os resultados obtidos com a aplicação da técnica de estimação fasorial via filtro de Kalman referentes a uma falta monofásica-terra na fase C aplicada no instante 0,3 segundos da simulação, no último ramo (Ramo 7) da microrrede da Figura 7.1 em modo de operação interligada.

O primeiro gráfico da Figura 7.3 representa a tensão medida pela UMP instalada na barra 7. O segundo gráfico e terceiro gráfico representam, respectivamente, o módulo e o ângulo da estimação dos fasores com 256 amostras por ciclo via Filtro de Kalman. Por fim, o quarto gráfico e quinto gráfico representam, respectivamente o módulo e ângulo dos fasores de tensão selecionados para análise pela UMP da barra 7.

Figura 7.3 - Resultado da estimação fasorial de tensão para uma falta monofásica-terra.

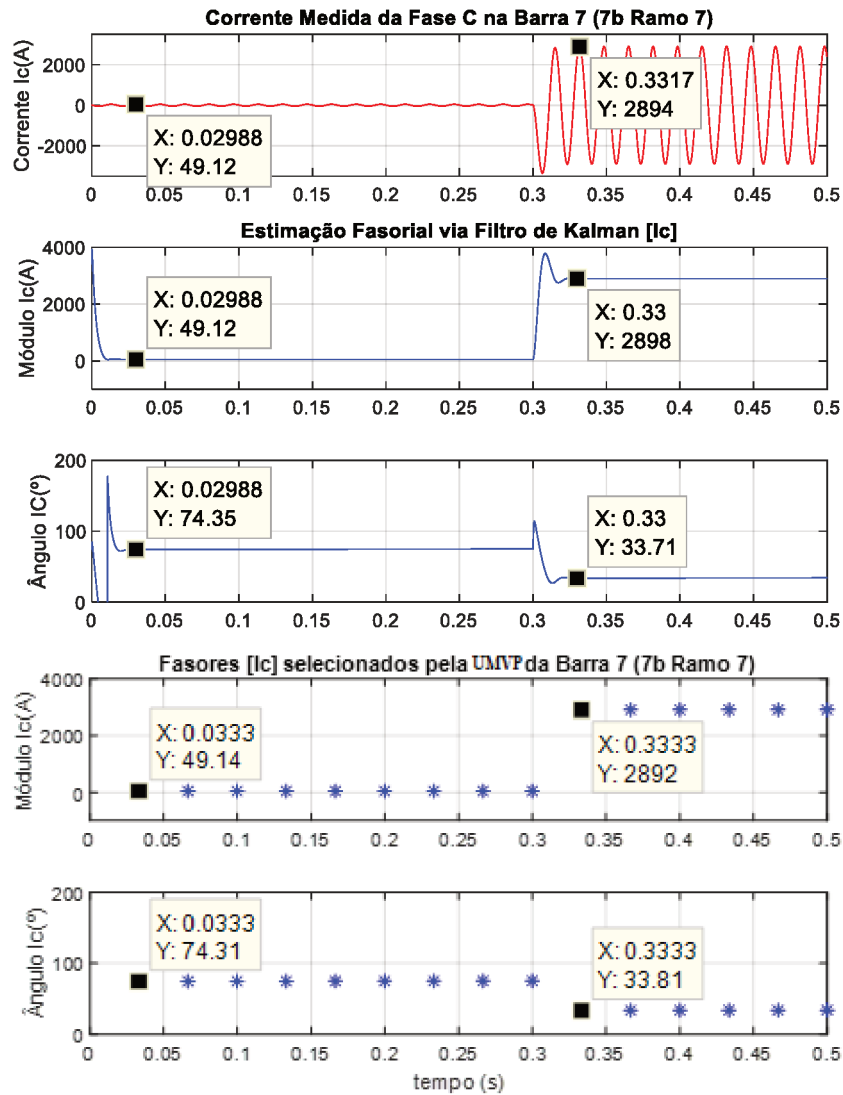


Fonte: Autor.

Pode-se observar que a estimação fasorial ocorre corretamente para as magnitudes e fases da tensão medida na fase C da barra 7 para uma falta aplicada no ramo 7. O novo fasor é obtido em seu valor final após o período máximo de 2 ciclos.

Na Figura 7.4, pode-se observar os resultados da estimação fasorial da corrente. O primeiro gráfico representa a corrente medida na fase C pela UMP instalada na barra 7. O segundo gráfico e terceiro gráfico representam, respectivamente, o módulo e o ângulo da estimação dos fasores com 256 amostras por ciclo via Filtro de Kalman. Por fim, o quarto gráfico e quinto gráfico representam, respectivamente o módulo e ângulo dos fasores de corrente selecionados para análise pela UMP da barra 7.

Figura 7.4 - Resultado da estimação fasorial de corrente para uma falta monofásica-terra.

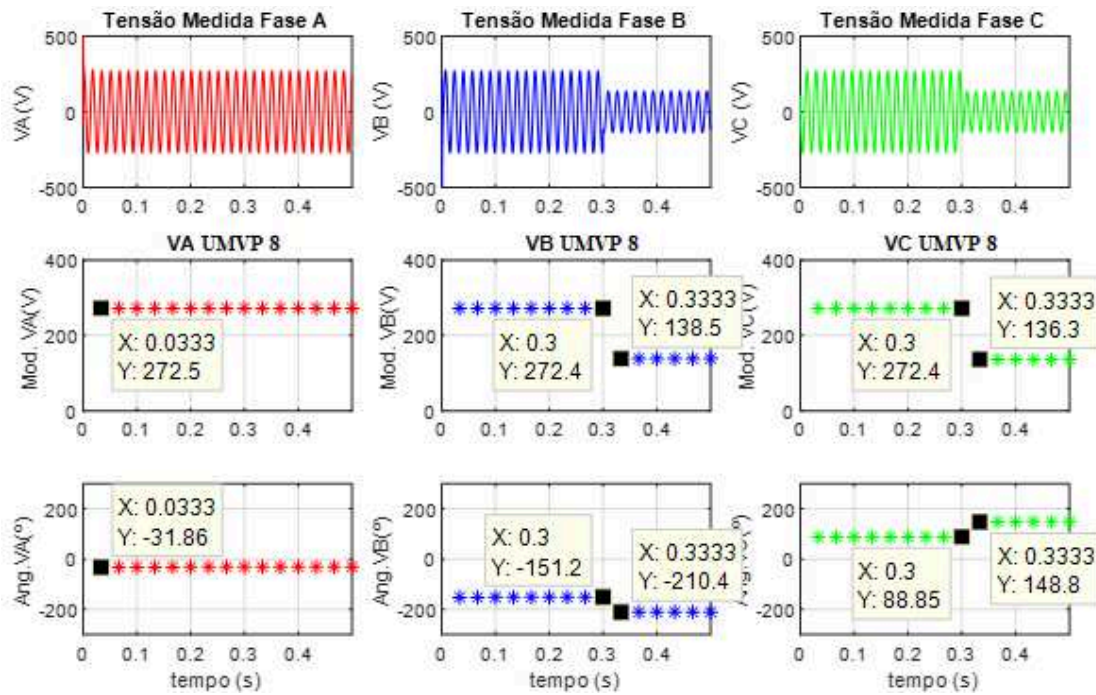


Fonte: Autor.

A verificação da estimação fasorial para falta Bifásica e Trifásica aplicada no Ramo 7 é apresentada apenas para valores de tensão medidos na Barra 8, uma vez que a análise dos valores desta barra é mais contundente devido ao maior afundamento da tensão.

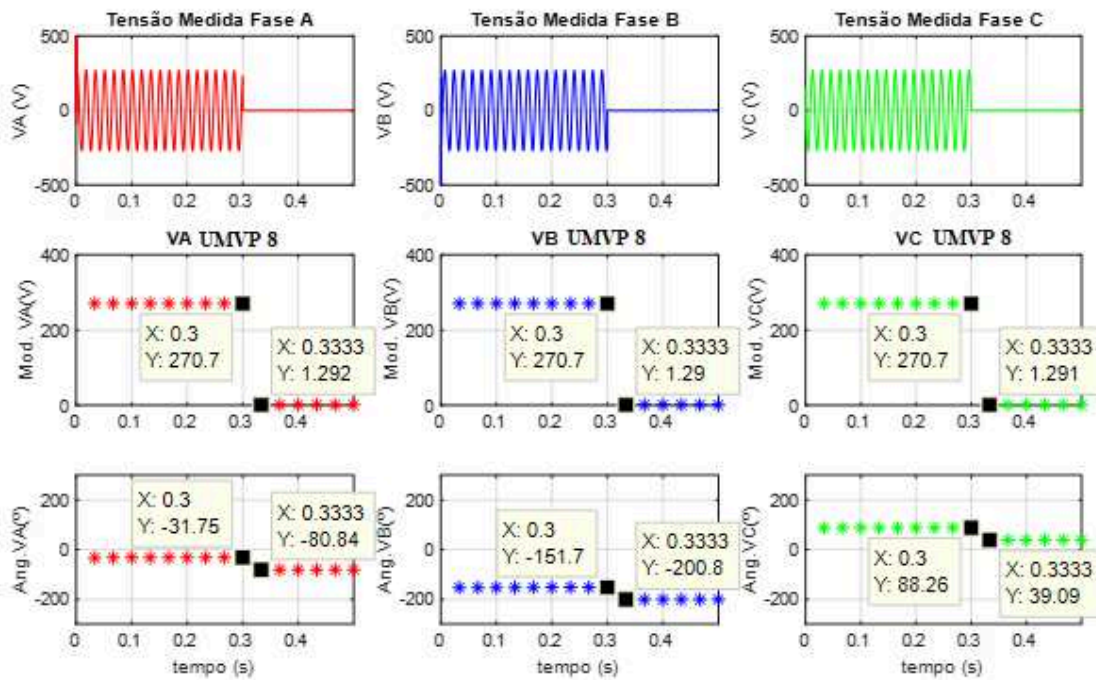
Pode-se observar na Figura 7.5 e Figura 7.6 que a técnica reproduz os fasores reais de tensão de maneira eficiente para a aplicação de faltas bifásicas e trifásicas.

Figura 7.5 - Resultado da estimação fasorial para uma falta bifásica (B-C).



Fonte: Autor.

Figura 7.6- Resultado da estimação fasorial para uma falta trifásica.



Fonte: Autor.

Em análise aos resultados apresentados, pode-se ressaltar que o primeiro fasor foi selecionado para análise, pelo algoritmo, no instante 0,0333s (dois ciclos de simulação) e representa o valor de regime permanente. Já o 10º fasor selecionado no instante 0,3333s representa os valores de tensão e corrente do 20º ciclo, já sob falta. Tendo em vista que a falta foi aplicada no início do 19º ciclo da simulação, ou seja, no instante 0,3s, pode-se dizer que os resultados são satisfatórios para a proposta apresentada.

7.3 SIMULAÇÕES DE FALTAS E COMPORTAMENTO DO SISTEMA DE PROTEÇÃO

Para a realização dos estudos do sistema de proteção utilizando medição fasorial de tensão e corrente, o Sistema de Testes utilizado é o mesmo que foi usado para validação da teoria de estimação fasorial via Filtro de Kalman.

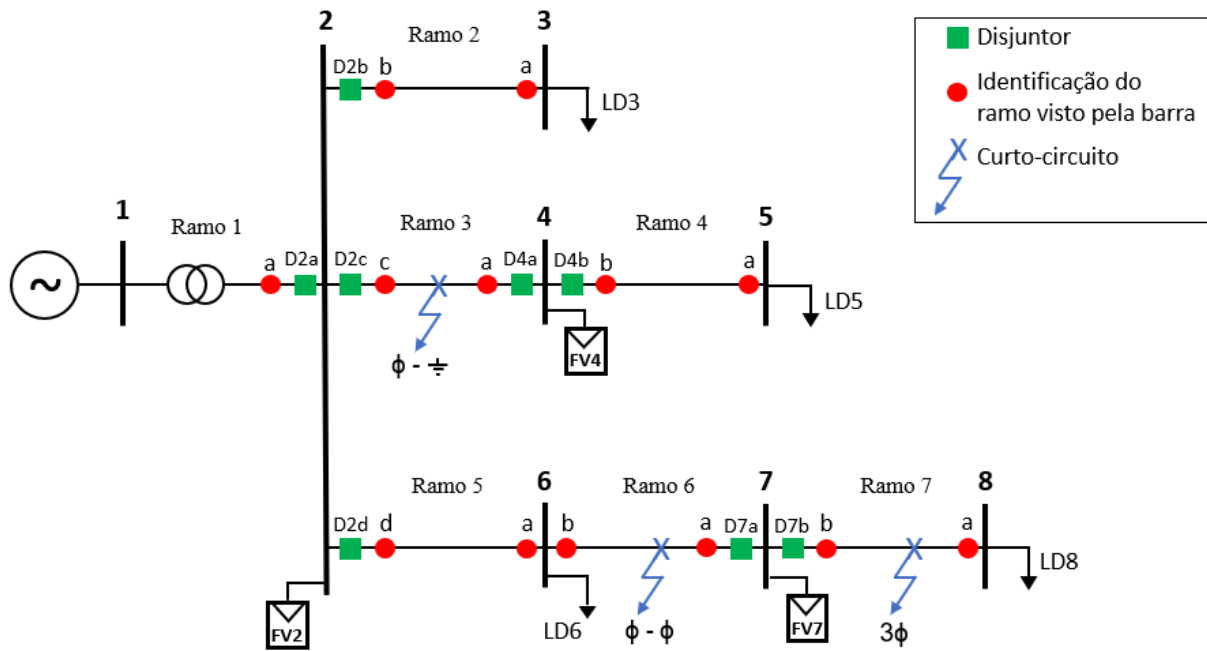
São utilizados os programas computacionais *ATPDraw* e *Matlab* em conjunto nas simulações. O *ATPDraw* é destinado às simulações de faltas no sistema elétrico da microrrede. Já o *Matlab* é utilizado para implementação das funções de estimação fasorial e da lógica de proteção.

Nos estudos descritos a seguir estão indicados os valores de tensão e corrente, a atualização dos bits que indicam os locais de falta identificados e sinais de *trip* envolvidos na operação dos disjuntores. As simulações ocorrem em um tempo total de 0,5 segundos e as faltas trifásicas, bifásicas e monofásicas foram aplicadas no instante 0,3 segundos com duração de 0,2 segundos para a microrrede operando em modo interligado e isolado.

São aplicadas três faltas distintas e em diferentes ramos da microrrede operando em modo interligado e isolado. Inicialmente aplica-se uma falta monofásica em um dos ramos próximos ao PCC (Ramo 3, entre as barras 2 e 4). Na sequência é aplicada uma falta bifásica em um dos ramos distantes do PCC (Ramo 6, entre as barras 6 e 7). Por fim, realiza-se a simulação de uma falta trifásica em um ramo terminal em conexão a uma barra de carga (Ramo 7, entre as barras 7 e 8). Vale ressaltar que são apresentados apenas os valores de maior interesse na região de aplicação das faltas.

A Figura 7.7 apresenta o sistema com todos os ramos, disjuntores e faltas aplicadas na simulação. A Figura 7.7 também é disponibilizada no Apêndice E.

Figura 7.7 - Sistema teste, disjuntores, ramos e faltas aplicadas na simulação.



Fonte: adaptado de LASSETER, et al. (2002).

7.3.1 Faltas Monofásicas

7.3.1.1 Modo de Operação Interligado

Para uma falta monofásica aplicada na fase C do Ramo 3 (ver Apêndice E) da microrrede operando em modo interligado, são apresentados na Tabela 10 e Tabela 11, os valores de tensão e corrente medidos pelas UMPs das barras 2 e 4, bem como as injeções de potência na Tabela 12, calculadas para a identificação do local da falta.

Tabela 10 - Tensões Pré-Falta e Em Falta para um curto-circuito monofásico em modo interligado.

		Tensões (V)		
		Fase A	Fase B	Fase C
Pré-Falta	Barra 2	277,99 ∠ -30,36	277,96 ∠ -150,36	277,97 ∠ 89,63
	Barra 4	276,87 ∠ -30,49	276,84 ∠ -150,49	276,85 ∠ 89,50
Em Falta	Barra 2	277,27 ∠ -30,16	277,86 ∠ -150,46	151,29 ∠ 73,76
	Barra 4	276,17 ∠ -30,29	276,74 ∠ -150,58	9,72 ∠ 79,45

Fonte: Autor.

Tabela 11 - Correntes Pré-Falta e Em Falta para um curto-circuito monofásico em modo interligado.

		Correntes (A)		
		Fase A	Fase B	Fase C
Pré-Falta	Barra 2(c)	11,06 L -44,34	11,06 L -164,34	11,06 L 75,65
	Barra 4(a)	11,06 L -44,34	11,06 L -164,34	11,06 L 75,65
Em Falta	Barra 2(c)	10,81 L -43,62	11,00 L -165,17	6883,91 L 29,06
	Barra 4(a)	10,81 L -43,62	11,00 L -165,17	54,14 L -97,38

Fonte: Autor.

Tabela 12 - Injeção de Potência Ativa Pré-Falta e Em Falta para um curto-circuito monofásico em modo interligado.

		Potência Ativa (W)		
		Fase A	Fase B	Fase C
Pré-Falta	Barra 2(c)	2984,05	2983,29	2983,53
	Barra 4(a)	2973,64	2972,88	2973,11
Em Falta	Barra 2(c)	2917,60	2958,71	740275,18
	Barra 4(a)	2907,61	2948,40	-525,60

Fonte: Autor.

Observa-se um afundamento de tensão na fase C das barras 2 e 4, bem como elevação das correntes medidas na fase C do Ramo 3 (entre as Barras 2(c) e 4(a)), após a aplicação do curto-circuito. Nota-se ainda, que a injeção de potência ativa ocorre da Barra 2 para a Barra 4 e da Barra 4 para a Barra 2 na fase C durante a falta. Isso explica o valor de potência negativo na fase C da barra 4(a), pois na condição pré-falta a potência flui de 2(c) para 4(a), já na condição pós-falta o sentido da injeção de potência na fase C passa a ser da barra 4(a) para a barra 2(c).

7.3.1.2 Modo de Operação Isolado

A mesma falta monofásica é aplicada na fase C do Ramo 3 (ver Apêndice E) da microrrede operando em modo isolado, são apresentados na Tabela 13 e Tabela 14, os valores de tensão e corrente medidos pelas UMP das barras 2 e 4, bem como as injeções de potência na Tabela 15, calculadas para a identificação do local da falta.

Tabela 13 - Tensões Pré-Falta e Em Falta para um curto-circuito monofásico em modo isolado.

		Tensões (V)		
		Fase A	Fase B	Fase C
Pré-Falta	Barra 2	281,62 L -32,80	281,59 L -152,80	281,59 L 87,20
	Barra 4	280,36 L -32,93	280,33 L -152,93	280,34 L 87,07
Em Falta	Barra 2	281,62 L -32,71	281,59 L -152,71	9,12 L 117,33
	Barra 4	280,36 L -32,84	280,33 L -152,84	7,49 L 114,00

Fonte: Autor.

Tabela 14 - Correntes Pré-Falta e Em Falta para um curto-circuito monofásico em modo isolado.

		Correntes (A)		
		Fase A	Fase B	Fase C
Pré-Falta	Barra 2(c)	12,04 L -48,47	12,04 L -168,47	12,04 L 71,53
	Barra 4(a)	12,04 L -48,47	12,04 L -168,47	12,04 L 71,53
Em Falta	Barra 2(c)	12,04 L -48,38	12,04 L -168,38	368,22 L 74,03
	Barra 4(a)	12,04 L -48,38	12,04 L -168,38	74,76 L -107,15

Fonte: Autor.

Tabela 15 - Injeção de Potência Ativa Pré-Falta e Em Falta para um curto-circuito monofásico em modo isolado.

		Potência Ativa (W)		
		Fase A	Fase B	Fase C
Pré-Falta	Barra 2(c)	3265.76	3265.17	3265.16
	Barra 4(a)	3253.27	3252.69	3252.67
Em Falta	Barra 2(c)	3265.76	3265.17	2523.38
	Barra 4(a)	3253.27	3252.69	-422.03

Fonte: Autor.

Observa-se um afundamento uniforme de tensão na fase C das barras 2 e 4 quando comparado ao modo interligado. O nível de elevação das correntes medidas na fase C do Ramo 3 (entre as Barras 2(c) e 4(a)), após a aplicação do curto-circuito é menor devido à limitação dos inversores das fontes FV2, FV4 e FV7 (ver Apêndice E) e a não contribuição do sistema principal (Barra 1). Nota-se ainda, que a injeção de potência ativa ocorre da Barra 2 para a Barra 4 e da Barra 4 para a Barra 2 na fase C durante a falta, exatamente como no modo interligado.

A redução dos valores de potência é explicada pelos baixos valores de tensão e pela limitação de corrente, além de não haver contribuição da Barra 1.

A Tabela 16 apresenta os locais de falta que cada UMP identificou para a operação e modo interligado e isolado, bem como as atualizações decorrentes do segundo estágio de comunicação (ramos 5 e 6) até a atuação do disjuntor para o curto-circuito monofásico-terra. Os símbolos entre parênteses têm o intuito de vincular os ramos responsáveis pela conexão direta entre as barras, bem como suas dependências para a atuação da proteção.

Tabela 16 - Identificação dos locais de falta e Trip nos disjuntores para um curto-circuito monofásico no Ramo 3 (ver Apêndice E).

Barra/Ramo	Estágio 1 (Instantâneo)	TRIP	Estágio 2 (Ramos 5 e 6)	TRIP
1a	0 (□)		0	
1b	0 (□)		0	
2a	0 (□)		0	
2b	0 (◇)		0	
2c	1 (*)	1	0	
2d	0 (Δ)		0 (Δ)	
3a	1 (◇)		0	
4a	1 (*)	1	0	
4b	0 (●)		0	
5a	1 (●)		0	
6a	1 (Δ)		0 (Δ)	
6b	1 (Δ)		0 (Δ)	
7a	1 (Δ)		0 (Δ)	
7b	0 (#)		0	
8a	1 (#)		0	

Legenda	
(□)	Ramo 1
(◇)	Ramo 2
(*)	Ramo 3
(●)	Ramo 4
(Δ)	Ramo 5 e Ramo 6
(#)	Ramo 7

Fonte: Autor.

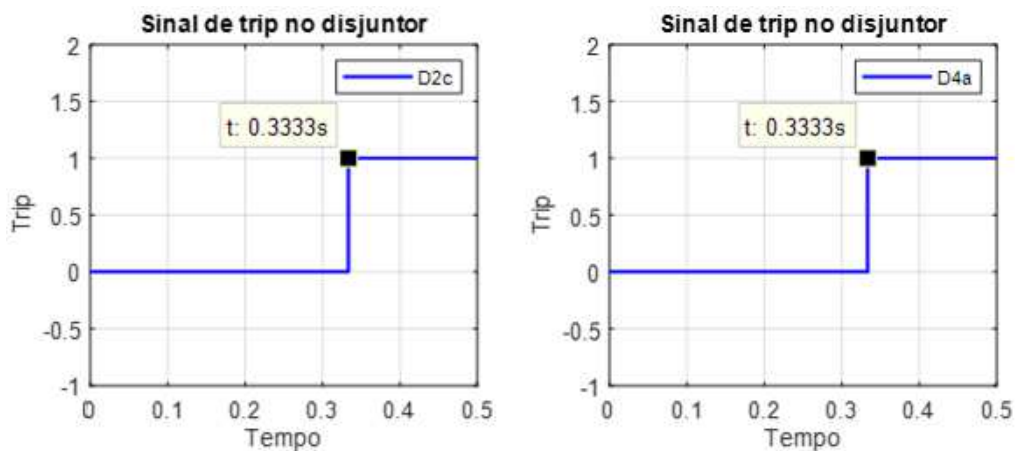
A falta aplicada no Ramo 3 é detectada no Estágio 1, levando à abertura (*trip*) dos disjuntores D2c e D4a (ver Apêndice E).

Mesmo após a abertura do disjuntor para eliminação do defeito, o próximo estágio atualiza os locais de falta para os ramos 5 e 6 após a verificação para que não ocorram atuações indevidas. Ainda no Estágio 2 são atualizados todos os demais locais para o valor de origem (zero), reiniciando o ciclo de verificação. Nota-se que a barra 7(a) identifica que houve uma falta, assim como a barra 6(a) e (b). A barra 2 identificou a falta no ramo 3 ou seja, no ramo (c), portanto o bit da barra 2(d) é igual a 0 (zero). Sendo assim, a UMP da barra 6 recebe um bit igual a 0 (zero) da barra 2(d) e um bit igual a 1(um) da barra 7(a), isso significa que a falta não ocorreu no ramo 5 ou no ramo 6 e seus bits lógicos devem ser atualizados para 0 (zero). Então,

no segundo estágio de comunicação a UMP da barra 6(a) e (b) envia um bit igual a 0 (zero) para as UMPs das barras 2(d) e 7(a) respectivamente. Por consequência, as UMPs das barras 2 e 7 atualizam seus bits lógicos para 0 (zero) nos ramos (d) e (a) respectivamente, correspondendo aos ramos 5 e 6.

A Figura 7.8 mostra o sinal de *Trip* nos disjuntores com o tempo em que a falta foi identificada.

Figura 7.8 - Sinal de *Trip* nos disjuntores D2c e D4a.



Fonte: Autor.

Para um curto-circuito aplicado no instante 0,3s, observa-se que o tempo total para detecção da falta e abertura dos disjuntores é de 33,33ms (2 ciclos). Porém para uma aplicação real deve ser adicionado $1 \cdot t_c$ a esse tempo, onde t_c é o tempo de comunicação entre as UMPs para envio dos bits dos locais de falta.

Com base em estudos realizados anteriormente, considera-se que t_c representa alguns milissegundos adicionais no tempo do sinal de *Trip* para atuação do disjuntor.

7.3.2 Faltas Bifásicas

7.3.2.1 Modo de Operação Interligado

Para uma falta bifásica aplicada entre as fases B e C do Ramo 6 (ver Apêndice E) da microrrede operando em modo interligado, são apresentados na Tabela 17 e Tabela 18, os valores de tensão e corrente medidos nas barras 2 e 7 e os valores de tensão medidos na barra

6. Já na Tabela 19 são apresentadas as injeções de potência calculadas para a identificação do local da falta.

Os valores de potência ativa não são calculados pela UMP da barra 6, uma vez que as barras de carga verificam apenas valores de tensão.

Tabela 17 - Tensões Pré-Falta e Em Falta para um curto-circuito bifásico em modo interligado.

		Tensões (V)		
		Fase A	Fase B	Fase C
Pré-Falta	Barra 2	277,99 ∟ -30,36	277,96 ∟ -150,36	277,97 ∟ 89,63
	Barra 6	276,30 ∟ -30,69	276,27 ∟ -150,69	276,28 ∟ 89,30
	Barra 7	276,51 ∟ -30,67	276,48 ∟ -150,68	276,49 ∟ 89,32
Em Falta	Barra 2	278,00 ∟ -30,27	226,29 ∟ -164,40	201,72 ∟ 97,11
	Barra 6	276,31 ∟ -30,60	155,45 ∟ -199,49	130,21 ∟ 137,71
	Barra 7	276,52 ∟ -30,58	143,41 ∟ -208,81	137,82 ∟ 149,21

Fonte: Autor.

Tabela 18 - Correntes Pré-Falta e Em Falta para um curto-circuito bifásico em modo interligado.

		Correntes (A)		
		Fase A	Fase B	Fase C
Pré-Falta	Barra 2(d)	61,92 ∟ -47,95	61,92 ∟ -167,96	61,91 ∟ 72,05
	Barra 7(a)	13,97 ∟ 126,78	13,97 ∟ 6,78	13,97 ∟ -113,21
Em Falta	Barra 2(d)	61,93 ∟ -47,85	3552,64 ∟ 175,65	3550,73 ∟ -4,31
	Barra 7(a)	13,96 ∟ -126,86	112,44 ∟ 24,12	113,95 ∟ -117,71

Fonte: Autor.

Tabela 19 - Injeção de Potência Ativa Pré-Falta e Em Falta para um curto-circuito bifásico em modo interligado.

		Potência Ativa (W)		
		Fase A	Fase B	Fase C
Pré-Falta	Barra 2(d)	16410,97	16407,30	16407,94
	Barra 7(a)	-3568,84	-3568,34	-3568,20
Em Falta	Barra 2(d)	16413,99	755752,03	-141893,00
	Barra 7(a)	-3567,50	-9717,54	-839,39

Fonte: Autor.

Observa-se um afundamento de tensão nas fases B e C da barra 6, bem como elevação das correntes medidas nas fases B e C dos Ramos 5 e 6 (visto pelas Barras 2(d) e 7(a) respectivamente), após a aplicação do curto-circuito. Nota-se ainda, que a injeção de potência ativa resultante ocorre da Barra 2 para a Barra 6 e da Barra 7 para a Barra 6 durante a falta.

7.3.2.2 Modo de Operação Isolado

A mesma falta bifásica é aplicada entre as fases B e C do Ramo 6 (ver Apêndice E) da microrrede operando em modo isolado, são apresentados na Tabela 20 e Tabela 21, os valores de tensão e corrente medidos pelas UMP das barras 2 e 7 e os valores de tensão medidos na barra 6. Na Tabela 22 são apresentadas as injeções de potência calculadas para a identificação do local da falta.

Os valores de potência ativa não são calculados pela UMP da barra 6, uma vez que as barras de carga verificam apenas valores de tensão.

Tabela 20 - Tensões Pré-Falta e Em Falta para um curto-circuito bifásico em modo isolado.

		Tensões (V)		
		Fase A	Fase B	Fase C
Pré-Falta	Barra 2	281,62 L -32,80	281,59 L -152,80	281,59 L 87,20
	Barra 6	279,79 L -33,12	279,76 L -153,12	279,76 L 86,88
	Barra 7	279,96 L -33,10	279,93 L -153,10	279,94 L 86,90
Em Falta	Barra 2	281,62 L -32,71	192,25 L 151,38	202,75 L 147,52
	Barra 6	279,79 L -33,04	195,56 L 149,53	196,67 L 148,61
	Barra 7	279,96 L -33,01	196,06 L 149,31	196,43 L 148,86

Fonte: Autor.

Tabela 21 - Correntes Pré-Falta e Em Falta para um curto-circuito bifásico em modo isolado.

		Correntes (A)		
		Fase A	Fase B	Fase C
Pré-Falta	Barra 2(d)	64,13 L -52,87	64,13 L -172,89	64,12 L 67,12
	Barra 7(a)	12,66 L 135,87	12,66 L 15,87	12,66 L -104,13
Em Falta	Barra 2(d)	64,13 L -52,78	193,26 L -150,62	195,30 L 55,71
	Barra 7(a)	12,66 L 135,96	73,97 L 36,08	75,30 L -130,41

Fonte: Autor.

Tabela 22 - Injeção de Potência Ativa Pré-Falta e Em Falta para um curto-circuito bifásico em modo isolado.

		Potência Ativa (W)		
		Fase A	Fase B	Fase C
Pré-Falta	Barra 2(d)	16964,54	16961,46	16961,14
	Barra 7(a)	-3481,38	-3480,68	-3480,70
Em Falta	Barra 2(d)	16964,54	19693,72	-1245,34
	Barra 7(a)	-3481,38	-5720,92	2381,37

Fonte: Autor.

Os afundamentos de tensão nas fases B e C ocorrem de maneira uniforme para barras da microrrede. Após a aplicação do curto-circuito, nota-se uma elevação das correntes medidas nas fases B e C dos Ramos 5 e 6 (visto pelas Barras 2(d) e 7(a) respectivamente), mesmo com a limitação imposta pelos inversores das fontes FV2, FV4 e FV7 (ver Apêndice E) e a não contribuição do sistema principal (Barra 1). A injeção de potência ativa resultante ocorre da Barra 2 para a Barra 6 e da Barra 7 para a Barra 6 durante a falta.

A Tabela 23 apresenta os locais de falta que cada UMP identificou para a falta bifásica em modo de operação interligado e isolado, bem como as atualizações decorrentes do segundo estágio de comunicação (ramos 5 e 6) até a atuação do disjuntor.

Tabela 23 - Identificação dos locais de falta e *Trip* nos disjuntores para um curto-circuito bifásico no Ramo 6 (ver Apêndice E).

Barra/Ramo	Estágio 1 (Instantâneo)	TRIP	Estágio 2 (Ramos 5 e 6)	TRIP
1a	0 (□)		0	
1b	0 (□)		0	
2a	0 (□)		0	
2b	0 (◊)		0	
2c	0 (*)		0	
2d	1 (Δ)		1 (Δ)	1
3a	1 (◊)		0	
4a	0 (*)		0	
4b	0 (●)		0	
5a	1 (●)		0	
6a	1 (Δ)		1 (Δ)	
6b	1 (Δ)		1 (Δ)	
7a	1 (Δ)		1 (Δ)	1
7b	0 (#)		0	
8a	1 (#)		0	

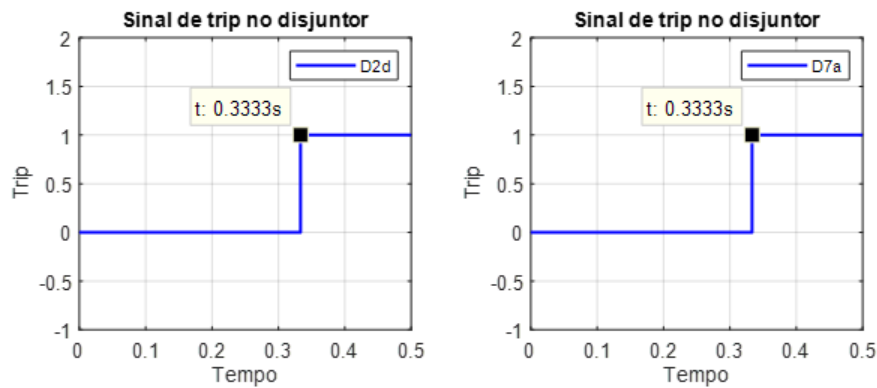
Legenda	
(□)	Ramo 1
(◊)	Ramo 2
(*)	Ramo 3
(●)	Ramo 4
(Δ)	Ramo 5 e Ramo 6
(#)	Ramo 7

Fonte: Autor.

No primeiro estágio de comunicação a falta é identificada pelas UMPs das barras 2(d) e 7(a) que enviam seus bits lógicos iguais a 1 (um) para a UMP da barra 6. Como a UMP da barra 6 identificou uma queda de tensão, seus bits lógicos 6(a) e 6(b) também são iguais a 1 (um). Tendo em vista que a UMP da barra 6 recebe um bit igual a 1 (um) da barra 2(d) e um bit igual a 1 (um) da barra 7(a), ela mantém seus bits iguais a 1 (um) e os envia para as UMPs das barras 2(d) e 7(a) no segundo estágio de comunicação. Assim, a falta aplicada no Ramo 6 é detectada no Estágio 2, levando a abertura (*trip*) dos disjuntores D2d e D7a (ver Apêndice E).

A Figura 7.9 mostra o sinal de *Trip* nos disjuntores com o tempo em que a falta foi identificada.

Figura 7.9 - Sinal de *Trip* nos disjuntores D2d e D7a.



Fonte: Autor.

Para um curto-circuito aplicado no instante 0,3s, observa-se que o tempo total para detecção da falta e abertura dos disjuntores é de 33,33ms (2 ciclos). Porém para uma aplicação real deve ser adicionado $2 \cdot t_c$ a esse tempo, onde t_c é o tempo de comunicação entre as UMPs.

A primeira comunicação refere-se ao envio dos bits dos locais de falta da UMP 2 para UMP 6 e vice-versa, e entre a UMP 6 e UMP 7 e vice-versa. A segunda refere-se ao envio dos bits dos locais de falta atualizados, ou seja, com a confirmação de que houve uma falta no Ramo 5 ou no Ramo 6 (ver Apêndice E).

7.3.3 Falta Trifásicas

7.3.3.1 Modo de Operação Interligado

Para uma falta trifásica aplicada Ramo 7 (ver Apêndice E) da microrrede operando em modo interligado, são apresentados na Tabela 24 e Tabela 25 os valores de tensão e corrente

medidos nas barras 7 e os valores de tensão medidos na barra 8. Já na Tabela 26 são apresentadas as injeções de potência calculadas para a identificação do local da falta.

Os valores de potência ativa não são calculados pela UMP da barra 8, uma vez que as barras de carga verificam apenas valores de tensão.

Tabela 24 - Tensões Pré-Falta e Em Falta para um curto-circuito trifásico em modo interligado.

		Tensões (V)		
		Fase A	Fase B	Fase C
Pré-Falta	Barra 7	274,74 ∟ -31,27	274,71 ∟ -151,27	274,72 ∟ 88,74
	Barra 8	270,68 ∟ -31,74	270,65 ∟ -151,74	270,66 ∟ 88,26
Em Falta	Barra 7	124,44 ∟ -38,06	124,42 ∟ -158,06	124,42 ∟ 81,95
	Barra 8	1,29 ∟ -80,83	1,28 ∟ 159,20	1,29 ∟ 39,09

Fonte: Autor.

Tabela 25 - Correntes Pré-Falta e Em Falta para um curto-circuito trifásico em modo interligado.

		Correntes (A)		
		Fase A	Fase B	Fase C
Pré-Falta	Barra 7(a)	13,97 ∟ 126,78	13,97 ∟ 6,78	13,97 ∟ -113,20
	Barra 7(b)	49,12 ∟ -44,99	49,12 ∟ -164,99	49,12 ∟ 75,01
Em Falta	Barra 7(a)	2795,85 ∟ -87,80	22796,89 ∟ 152,11	2792,61 ∟ 32,14
	Barra 7(b)	2891,38 ∟ -86,16	2892,30 ∟ 153,75	2888,04 ∟ 33,78

Fonte: Autor.

Tabela 26 - Injeção de Potência Ativa Pré-Falta e Em Falta para um curto-circuito trifásico em modo interligado.

		Potência Ativa (W)		
		Fase A	Fase B	Fase C
Pré-Falta	Barra 7(a)	-3561,10	-3560,61	-3560,46
	Barra 7(b)	13112,07	13109,33	13109,79
Em Falta	Barra 7(a)	224842,83	224497,00	224232,66
	Barra 7(b)	240300,84	239951,63	239686,19

Fonte: Autor.

Observa-se um afundamento de tensão nas fases A, B e C da barra 8, bem como elevação das correntes medidas nas fases A, B e C do Ramo 7 (visto pela Barra 7(b)) após a aplicação

do curto-circuito. Nota-se ainda, que a injeção de potência ativa na condição pré-falta ocorre da barra 7(a) para a barra 6(b), o que explica o valor negativo, já na condição pós falta a injeção de potência ativa em um único sentido da Barra 7 para a Barra 8 tem um incremento significativo devido às contribuições do sistema principal e das fontes FV2 e FV4 após a aplicação do curto-circuito (ver Apêndice E).

7.3.3.2 Modo de Operação Isolado

Por fim, a falta trifásica é aplicada no Ramo 7 (ver Apêndice E) da microrrede operando em modo isolado. Os valores de tensão e corrente medidos nas barras 7 e os valores de tensão medidos na barra 8, são apresentados na Tabela 27 e Tabela 28. Já na Tabela 29 são apresentadas as injeções de potência calculadas para a identificação do local da falta.

Os valores de potência ativa não são calculados pela UMP da barra 8, uma vez que as barras de carga verificam apenas valores de tensão.

Tabela 27 - Tensões Pré-Falta e Em Falta para um curto-circuito trifásico em modo isolado.

		Tensões (V)		
		Fase A	Fase B	Fase C
Pré-Falta	Barra 7	279,96 ∟ -33,10	279,93 ∟ -153,10	279,94 ∟ 86,90
	Barra 8	275,83 ∟ -33,57	275,80 ∟ -153,57	275,80 ∟ 86,43
Em Falta	Barra 7	40,71 ∟ -5,02	40,71 ∟ -125,02	40,72 ∟ 114,98
	Barra 8	0,42 ∟ -47,67	0,42 ∟ -167,83	0,42 ∟ 72,28

Fonte: Autor.

Tabela 28 - Correntes Pré-Falta e Em Falta para um curto-circuito trifásico em modo isolado.

		Correntes (A)		
		Fase A	Fase B	Fase C
Pré-Falta	Barra 7(a)	12,66 ∟ 135,87	12,66 ∟ 15,87	12,66 ∟ -104,12
	Barra 7(b)	49,65 ∟ -47,50	49,65 ∟ -167,50	49,65 ∟ 72,50
Em Falta	Barra 7(a)	314,35 ∟ -46,64	314,34 ∟ -166,64	314,32 ∟ 73,36
	Barra 7(b)	439,93 ∟ -46,59	439,91 ∟ -166,50	439,89 ∟ 73,41

Fonte: Autor.

Tabela 29 - Injeção de Potência Ativa Pré-Falta e Em Falta para um curto-circuito trifásico em modo isolado.

		Potência Ativa (W)		
		Fase A	Fase B	Fase C
Pré-Falta	Barra 7(a)	-3475,33	-3480,68	-3480,70
	Barra 7(b)	13465,00	13462,48	13462,44
Em Falta	Barra 7(a)	9569,37	9567,23	9568,70
	Barra 7(b)	13402,00	13398,90	13401,36

Fonte: Autor.

Além do afundamento de tensão nas fases A, B e C da barra 8, observa-se que ocorre elevação das correntes medidas pela UMP da barra 7, além da inversão do sentido das correntes e da potência injetada em 7(a).

A não elevação da potência no ramo 7 (visto pela Barra 7(b)), em falta, é explicada pelo baixo nível da tensão e pela limitação da injeção de corrente das fontes FV2, FV4 e FV7 (ver Apêndice E) e a não contribuição do sistema principal (Barra 1).

A Tabela 30 apresenta os locais de falta que cada UMP identificou para as simulações em modo de operação interligado e isolado, bem como as atualizações decorrentes do segundo estágio de comunicação (ramos 5 e 6) até a atuação do disjuntor.

Tabela 30 - Identificação dos locais de falta e *Trip* nos disjuntores para um curto-circuito trifásico no Ramo 7 (ver Apêndice E).

Barra/Ramo	Estágio 1 (Instantâneo)	TRIP	Estágio 2 (Ramos 5 e 6)	TRIP
1a	0 (□)		0	
1b	0 (□)		0	
2a	0 (□)		0	
2b	0 (◇)		0	
2c	0 (*)		0	
2d	1 (Δ)		0 (Δ)	
3a	1 (◇)		0	
4a	0 (*)		0	
4b	0 (●)		0	
5a	1 (●)		0	
6a	1 (Δ)		0 (Δ)	
6b	1 (Δ)		0 (Δ)	
7a	0 (Δ)		0 (Δ)	
7b	1 (#)	1	0	
8a	1 (#)		0	

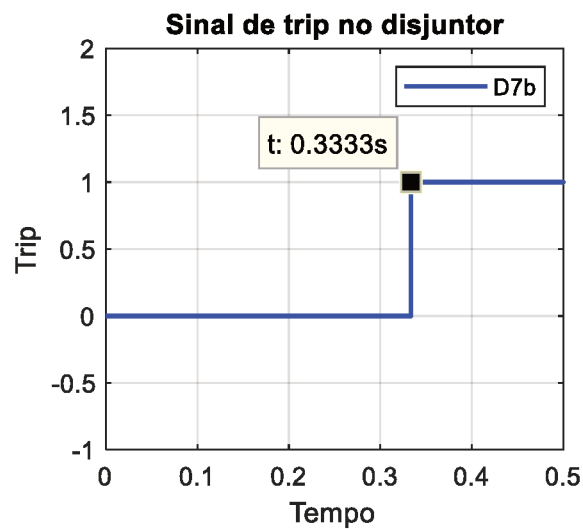
Legenda	
(□)	Ramo 1
(◇)	Ramo 2
(*)	Ramo 3
(●)	Ramo 4
(Δ)	Ramo 5 e Ramo 6
(#)	Ramo 7

Fonte: Autor.

A falta aplicada no Ramo 7 é detectada no Estágio 1. A UMP da barra 7(b) identifica o curto-circuito no ramo 7 e envia um bit lógico igual a 1 (um) para a UMP da barra 8. A UMP da barra 8 por sua vez identifica uma queda de tensão e envia um bit lógico 8(a) igual a 1 (um) para a barra 7. Tendo em vista que a UMP da barra 7 enviou o bit igual a 1(um) e recebeu um bit igual a 1 da barra 8, ocorre a *Trip* no disjuntor D7b (ver Apêndice E).

A Figura 7.10 mostra o sinal de *Trip* nos disjuntores com o tempo em que a falta foi identificada.

Figura 7.10 - Sinal de *Trip* no disjuntor D7b.



Fonte: Autor.

Para um curto-circuito aplicado no instante 0,3s, observa-se que o tempo total para detecção da falta e abertura do disjuntor é de 33,33ms (2 ciclos). Porém para uma aplicação real deve ser adicionado $1 \cdot t_c$ a esse tempo, onde t_c é o tempo de comunicação entre as UMPs para envio dos bits dos locais de falta.

8 CONCLUSÕES

Neste trabalho, procurou-se contribuir com uma alternativa de proteção elétrica para microrredes de baixa tensão, com o objetivo de garantir sua integração aos sistemas de distribuição de energia elétrica predominantes atualmente.

A adição de geração distribuída e a consequente formação de microrredes tem um impacto significativo no sistema de proteção tradicional, levando a problemas de descoordenação, perda da sensibilidade, atuações indevidas, religamentos sem sucesso e possíveis danos ao gerador ligado à rede de distribuição. Com o propósito de solucionar as questões associadas a proteção de microrredes, algumas filosofias de proteção se mostram convergentes como a utilização da capacidade de comunicação dos relés digitais modernos, o uso da proteção diferencial, a aplicação de proteção adaptativa. Os algoritmos baseados na medição de tensão no interior da microrrede com medição do fluxo de potência a partir das correntes fluindo em direção à falta, vem sendo abordados com destaque na literatura, sendo essa metodologia, a principal influência para o desenvolvimento deste trabalho.

Com o objetivo de avaliar um esquema de proteção para uma microrrede, implementou-se no programa ATP uma microrrede baseada no conceito CERTS. A modelagem do sistema, com suas linhas, cargas e equipamentos, foi apresentada em detalhe no Capítulo 4. A modelagem das microfuentes considera uma contribuição máxima de duas vezes sua corrente nominal para situações de falta, uma vez que a interface em eletrônica de potência tem a característica de limitar a corrente de falta proveniente destas fontes.

O método proposto para a proteção da microrrede considera a utilização de técnicas de estimação fasorial baseado em medições de tensão e corrente, utilizando as UMPs, unidades de medição fasorial sincronizadas adaptadas com a capacidade de realizar todas as funções necessárias, desde a verificação das condições de falta até o envio do comando de *TRIP* aos disjuntores.

Para isso, a metodologia de estimação fasorial via Filtro de Kalman foi adotada entre outras metodologias estudadas no Capítulo 4.3, pelo fato de apresentar melhores resultados para aplicação desejada. O método de proteção ainda utiliza o cálculo de componentes simétricas para a identificação do tipo de curto-circuito e, assim, verificar condições de injeção de potência nos ramos calculada a partir das medições de tensão e corrente, para identificar e isolar o defeito.

A eficácia do método e identificação do local da falta depende, exclusivamente, de um sistema de comunicação entre as Unidades de Medição e Proteção instaladas, porém, não é especificado um tipo de comunicação neste trabalho. Apenas é considerado um tempo t_c que representa o intervalo necessário para a realização dos protocolos de comunicação causando um pequeno atraso na atuação da proteção.

A proteção das linhas de distribuição da microrrede é avaliada a partir da simulação de faltas monofásicas-terra, bifásicas e trifásicas aplicadas em ramos distintos. A solução proposta mostrou-se adequada para a microrrede estudada, pois é sensível aos curtos-circuitos aplicados tanto na condição de operação interligada e isolada do sistema principal. Além disso, é seletiva, atuando somente nos disjuntores associados aos elementos sob falta. A corrente medida calculada na linha onde é simulada a falta se mostrou significativa mesmo para os casos em que há somente a geração distribuída da microrrede. O afundamento das tensões medidas no interior da microrrede depende da condição operativa da microrrede, uma vez que, com a limitação dos inversores das fontes de GD, ocorrem afundamentos maiores e de maneira mais uniforme nas barras da microrrede.

A proposta de verificação de condições de falta por todas as UMPs instaladas tanto nas barras de geração, quanto nas barras de carga, garante a identificação correta do ramo em que ocorreu a falta. Isso evita a ocorrência de atuação indevida da proteção, tendo em vista que a comunicação é realizada apenas entre as UMP diretamente conectadas por uma linha da rede e não há um controlador central para supervisão geral das medições realizadas.

Finalmente, é possível afirmar que o sistema de proteção utilizando medição fasorial de tensão e corrente desenvolvido neste trabalho funciona adequadamente e pode ser de grande utilidade, contribuindo em trabalhos futuros e aplicações de novas tecnologias de proteção para microrredes.

8.1 SUJESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

Como sugestão para trabalhos futuros, são listados alguns tópicos pertinentes aos assuntos abordados neste trabalho:

- Realização de estudos de diferentes sistemas de comunicação entre os elementos (UMPs) da microrrede para verificação dos possíveis impactos causados no tempo de atuação da proteção;
- Realizar um estudo da contribuição das fontes fotovoltaicas para um curto-circuito diante de condições de sombreamento sobre os painéis, e operando na condição de carregamento de banco de baterias;
- Utilização de outros tipos de fontes de geração distribuída e estudos acerca dos seus impactos no sistema de proteção;
- Realizar estudo e modelagem dos controladores das fontes de geração distribuída para verificar impactos e o comportamento dos controladores diante de um curto-circuito.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AGOSTINI, M. N. **Estudos de Aplicação de Medição Fasorial Sincronizada em Sistemas de Energia Elétrica**. Tese (Programa de Pós-Doutorado Júnior - PDJ). Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, SC, 2006.

ANDERSON, P. M. **Power System Protection**. IEEE Press Series on Power Engineering. New York, 1999.

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. PRODIST. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional**. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/prodist>>, acesso em 26, março, 2018.

ANEEL - Agência Nacional De Energia Elétrica. **Resolução Normativa N° 482**. 17 de abril de 2012.

ANEEL - Agência Nacional De Energia Elétrica. **Resolução Normativa N° 687**. 24 de novembro de 2015.

BERENHAUSER, C. H.; VANIEL, J. F. P.; PIETTA, V.; ANDRADE L. F. B. **“Utilização do protocolo GOOSE da norma IEC61850 na teleproteção no sistema de interligação da PCH Barra do Rio Chapéu**. Seminário Técnico de Proteção e Controle - STPC X, Recife, Pernambuco, Outubro, 2010.

BOLLEN, M. H. J. **The Smart Grid – Adapting the Power System to New Challenges**. Morgan & Claypool Publishers, 2011.

BOUSIKA, T. N.; PAPATHANASSIOU, S. A. **Short-circuit Calculations in Networks with Distributed Generation**. *Electric Power Systems Research*. v. 78, n. 7, p. 1181 – 1191, 2008.

CHOWDHURY, S.; CHOWDHURY, S.P.; CROSSLEY, P. **Microgrids and Active Distribution Networks**. IET Renewable Energy Series 6, 2009.

CIREN. **Preliminary Report for Discussion at CIREN 1999**. Working Group 4 on Dispersed Generation, Nice, 1999.

CUNHA, G.H.B. **Modelagem Matemática e Implementação Computacional no ATP de um Sistema Solar Fotovoltaico Conectado à Rede de Baixa Tensão**. Universidade Federal de Uberlândia. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica. Uberlândia, MG, Julho, 2013.

DOLGOFF, F. P. **Subestações MT/BT – Teoria e exemplos de cálculo das correntes de curto circuito trifásicas**. Produtos e Sistemas de Baixa Tensão. ABB. 2016.

FARHANGI, H. **The Path of the Smart Grid**. IEEE Power & Energy Magazine, v. 8, n. 1, p. 18–28, Jan-Feb 2010.

GIL, N. J.; ABREU e S. C. **Identificação de Condições de Operação em Modo Isolado e Procedimentos de Controlo de Emergência para Multi-Micro-Redes**. Tese (Doutorado)-Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, Porto, Portugal, Dezembro 2009.

GOMES, F. V. **Análise de Sistemas Eléctricos de Potência 1 – Curto-Circuito Simétrico**. Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Juiz de Fora, Juiz de Fora, MG. 2012.

GUREVICH, V. **Electric relays principles and applications**. Taylor & Francis Group, Boca Raton, Florida, Estados Unidos, 2006.

HART, D. G.; UY D.; GHARPURE, V.; NOVOSEL, D. ; KARLSSON D. ; KABA M. **PMUs – A new approach to power network monitoring**. ABB Review 1/2001, pp. 58-61, 2001.

HATZIARGYRIOU, N. D.; JENKINS, N.; STRBAC G.; LOPES J. A. P.; RUELA J.; ENGLER A.; OYARZABAL J.; KARINIOTAKIS G.; AMORIM A. **Microgrids - large scale integration of microgeneration to low voltage grids**. CIGRÈ - Conseil International des Grands Réseaux Electriques, C6-309, Paris, 2006.

IEC – International Electrotechnical commission, **IEC 61850 – communication Networks and Systems in Substations**. 2003.

IEEE 1547-2018. **Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems**. 2018.

IEEE. **IEEE Recommended Practice for Utility Interface of Photovoltaic (PV) Systems**. The Institute of Electrical and Electronics Engineers – IEEE Std 929-2000, 2000.

JOOS, G.; OOI B.T.; MCGILLIS D.; GALIANA F.D.; MARCEAU R. **The potential of distributed generation to provide ancillary services**. In: IEEE. Power Engineering Society Summer Meeting, 2000. [S.l.], 2000. v. 3, p. 1762-1767.

KHEDERZADEH, M. **Wide-area protection in smart grids**. In: 11th International Conference on Developments in Power Systems Protection. Birmingham, UK, 2012.

KINDERMANN, G. **Curto-circuito**. Segunda Edição Modificada e Ampliada, Porto Alegre, 1997.

KLEINBAUER, R. **Kalman filtering implementation with Matlab**. Helsinki, Novembro, 2014.

LASSETER, R. H. **MicroGrids - Power Engineering Society Winter Meeting**. IEEE. [S.l.: s.n.], 2002. v. 1, p. 305-308.

LASSETER, R.; AKHIL A.; MARNAY C.; STEPHENS J.; DAGLE J.; GUTTROMSON R.; MELIOPOULOUS A. S.; YINGER R.; ETO J. **The CERTS MicroGrid Concept**. United States: U.S. Department of Energy, 2002.

LOIX, T.; WIJNHOFEN T.; DECONINCK, G. **Protection of microgrids with a high penetration of inverter-coupled energy sources**. IEEE PES/CIGRE symposium, Calgary, AB, Canadá, Julho, 2009.

LOPES, J. A. P.; HATZIARGYRIOU, N.; MUTALE, J.; DJAPIC, P.; JENKINS, N. **Integrating distributed generation into electric power systems: A review of drivers, challenges and opportunities.** Electric Power Systems Research, vol. 77, no. 9, pp. 1189-1203, 2007.

LOPES, J. A. P.; MOREIRA, C. L.; MADUREIRA, A. G. **Defining Control Strategies for MicroGrids Islanded Operation.** IEEE Transactions on Power Systems, v. 21, n. 2, p. 916–924, 2006.

LU, X.; WANG, W.; MA, J. **An empirical study of communication infrastructures towards the smart grid: Design, implementation, and evaluation.** IEEE Transactions on Smart Grid, Março 2013. p. 170-183.

MORETO, M. **Análise automática de registros digitais de perturbações em unidades geradoras.** Tese de doutorado. Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, SC, 2011.

MORETO, M.; CARVALHO, G. U. **Estudo da viabilidade de construção e uso de uma unidade de medição fasorial sincronizada de baixo custo.** Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Pato Branco, PR, Abril, 2013.

NAIEM, A. F.; HEGAZY Y. G.; ABDELAZIZ, A. Y.; ELSHARKAWY M. **A classification technique for recloser-fuse coordination in distribution systems with distributed generation.** Power Delivery, IEEE Transactions on, v. 27, n. 1, p. 176-185, 2012.

NASCIMENTO, L. L.; ROLIM, J. **Multi-agent system for adaptive protection in microgrids.** Innovative Smart Grid Technologies Conference Latin America (ISGT LA), IEEE PES Power and Energy Society, 2013.

NETO, A. O. **"Análise de Impactos da Geração Distribuída Fotovoltaica - Estudo de caso: Embaixada da Itália, Brasília DF.** UnB – Universidade de Brasília, Faculdade UnB Gama, Brasília, 2016.

PANDEJI, D. M.; PANDYA, H. S. “**Directional, differential and back-up protection of microgrid**”. International Conference on Electrical, Eletronics, Signals, Communication and Optimization (EESCO), Visakhapatnam, Índia, Setembro, 2015.

PEPERMANS, G.; DRIESEN, J.; HAESLONCKX, D.; BELMANS, R.; D'HAESELEER, W. **Distributed generation: definition, benefits and issues**. Energy Policy, vol. 33, no. 6, pp. 787-798, 2005.

PHADKE, A. G.; PICKETT, B.; ADAMIAK, M. **Synchronized sampling and phasor measurements for relaying and control**. IEEE Transactions on Power Delivery, v. 9, n. 1, p. 442-452, 1994.

PHADKE, A.G. **Synchronized Phasor Measurement in Power Systems**. IEEE Computer Applications on Power Systems, v. 6, n. 2 (Apr), p. 10-15. New York, 1993,

PINTO J. O. C.P.; DOS REIS, F. B.; ROLIM, J. G. **Identificação da seção em falta em uma microrrede através de um sistema multiagente para proteção**. Simpósio de Automação Inteligente – SBAI, Natal, Rio Grande do Norte, Outubro, 2015.

PINTOS, L. de M. **Sistema de Proteção Direcional para Microrredes com Somente Medição de Corrente**. Universidade Federal de Santa Catarina, Dissertação de Mestrado, Florianópolis, 2014.

PRASAI, A.; DU, Y.; PAQUETTE, A.; BUCK, E.; HARLEY, R.; DIVAN, D. **Protection of meshed Microgrids with communication overlay**. Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE), Atlanta, Georgia, Estados Unidos, Novembro, 2010.

REIS, A.; ROSENTINO, A. J. P. JR.; CAIXETA, D.; SANTILIO, F. P.; CUNHA, G. H. B.; GONDIM, I. N.; BARBOSA, J. A. F. JR.; REZENDE, P. H. O.; DA SILVA, T. V. **Curso de ATPDraw**. Universidade Federal de Uberlândia. Núcleo de qualidade da energia elétrica e dinâmica de sistemas elétricos. Uberlândia, MG, 2012.

RESE, L. **Modelagem, Análise de Estabilidade e Controle de Microrredes de Energia Elétrica**. Universidade Federal de Santa Catarina, Dissertação de Mestrado, Florianópolis, 2012.

RESENDE, I. A. R. **Estudo de proteção elétrica de uma microrrede baseada na rede de 34 barras do IEEE**. Monografia de Especialização. Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica (PPGEE). UFMG – Universidade Federal de Minas Gerais. Junho, 2017.

RESENDE, I. A. R.; CONTI, A. **Desafios na Proteção de Microrredes**. IEEE, DOI: 10.20906/CPS/SBSE2016-0095. 2015.

RESENDE, J. W. **Análise de Falhas Assimétricas**. Sistemas de Energia Elétrica, Universidade Federal de Uberlândia, Uberlândia, MG, 2013.

RIBEIRO, D. da S. **Estudos de Acesso de Geração Distribuída em Redes de Subtransmissão Mediante um Aplicativo Comercial de Fluxo de Potência Ótimo**. Universidade Federal de Santa Catarina, Dissertação de Mestrado, Florianópolis, 2009.

ROCKFELLER, G. D.; WAGNER, C. L.; LINDERS, J. R.; HICKS, K. L.; RIZY, D. T.; **Adaptive transmission relaying concepts for improved performance**. IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 3, no. 4, pp.1446-1458, Outubro, 1988.

SALESSE, A. V.; GONÇALVES, P. C. **Proteção de Redes Aéreas de Distribuição**. Revisão 2. Norma ND.78. ELEKTRO Eletricidade e Serviços S.A. Campinas – SP, 2014.

SANTOS, R. A. **Proteção contra sobrecorrentes em redes de distribuição aéreas de 13,8 kV: Análise do desempenho do sistema atual e propostas para melhoria**. Monografia de Especialização. Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica (PPGEE). UFMG – Universidade Federal de Minas Gerais. Julho, 2012.

SCHWEITZER. **SEL-411L Relay – protection and automation system – Instruction Manual**. Schweitzer engineering laboratories, 2013.

SHAVANI, R. A.; OLIVEIRA, M. A. **Impactos da Geração Distribuída em Redes de Distribuição**. UnB – Universidade de Brasília, Grupo de Sistemas Elétricos de Potência (GSEP), Brasília, 2010.

SORTOMME, E.; VENKATA, S.; MITRA, J. **Microgrid protection using communication-assisted digital relays**. Power Delivery, IEEE Transactions on, v. 25, n. 4, p. 2789-2796, Outubro, 2010.

USTUN, T. S.; OZANSOY, C.; ZAYEGH, A. **Fault current coefficient and time delay assignment for microgrid protection system with central protection unit**. IEEE Transaction on Power System, vol. 28, no. 2, pp.598-606, Maio, 2013.

WALLING, R.; MILLER, N. **Distributed Generation Islanding - Implications on Power System Dynamic Performance**. IEEE Power Engineering Society Summer Meeting, 2002.

YAZDANI, A.; Di FAZIO A. R.; GHODDAMI H.; RUSSO M.; KAZERANI M.; JA J.; et al. **Modeling guidelines and a benchmark for power system simulation studies of three-phase single-stage photovoltaic systems**. IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 26, no. 2, pp.1247-1264, Abril, 2011.

ZUKOVSKI, F. **Estimação de Fasores e Frequência para Aplicação em uma PMU de Baixo Custo**. Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Pato Branco, 2014.

APÊNDICE A – DADOS DO SISTEMA TESTE

Tabela 31 - Dados das linhas

De	Para	Comprimento (m)	Tipo de condutor	Tensão nominal (V)	Impedância (Ω)	Impedância (p.u.)
2	3	68,58	AWG 2	480	$0,069686 + j0,065480$	$0,030246 + j0,028420$
2	4	68,58	AWG 2/0	480	$0,069686 + j0,065480$	$0,030246 + j0,028420$
4	5	68,58	AWG 2	480	$0,069686 + j0,065480$	$0,030246 + j0,028420$
2	6	68,58	AWG 2	480	$0,036831 + j0,065901$	$0,015986 + j0,028603$
6	7	22,86	AWG 2	480	$0,023229 + j0,021827$	$0,010082 + j0,009473$
7	8	68,58	AWG 2	480	$0,069686 + j0,065480$	$0,030246 + j0,028420$

Tabela 32 - Dados do transformador

Barra De	Barra Para	V_{nom} (V)	S_{nom} (kVA)	R (%)	Z (%)	Ligação
1	2	13800/480	500	1,12	5	Delta - Estrela Aterrada

Tabela 33 - Dados das cargas

Nome	Barra	Pd (kW)	Qd (kVAR)	Fator de Potência
LD3	3	40,00	0,00	1,00
LD5	5	40,00	10,00	0,97
LD6	6	60,00	20,00	0,95
LD8	8	40,00	10,00	0,97

Tabela 34 - Dados das microfontes

Nome	Barra	Tipo de geração	Tensão		
			nominal de saída (V)	P_{NFV} (kW)	Q_{NFV} (kVAR)
FV2	2	Fotovoltaica	480	150	30
FV4	4	Fotovoltaica	480	30	10
FV7	7	Fotovoltaica	480	50	15

APÊNDICE B – DETALHAMENTO DOS CÁLCULOS DOS PARÂMETROS DO TRANSFORMADOR SATTRAFO DO ATPDRAW

- 1) Relação de transformação (α)

$$\alpha = \frac{V_p}{V_s} = \frac{13800}{277,13} = 49,79$$

- 2) Corrente nominal no primário e secundário (I_{np} e I_{ns})

$$I_{np(fase)} = \frac{S_{1\phi}}{V_p} = \frac{166,66}{13,8} = 12,07 \text{ A} \quad I_{np(linha)} = \sqrt{3} \cdot 12,07 = 20,9 \text{ A}$$

$$I_{ns(fase)} = \frac{S_{1\phi}}{V_s} = \frac{166,66}{0,27713} = 601,4 \text{ A} \quad I_{np(linha)} = 601,4 \text{ A}$$

- 3) Corrente a vazio (I_0). Considerado I_0 (%) = 1,8

$$I_0 = \frac{I_0\%}{100} \cdot \frac{S_{1\phi}}{V_p} = \frac{1,8}{100} \cdot \frac{166,66}{13,8} = 0,217 \text{ A} \quad I_{0(pk)} = \sqrt{2} \cdot 0,227 = 0,307 \text{ A}$$

- 4) Potência a vazio (P_0). Assumindo $\cos\varphi_0 = 0,2$

$$P_0 = V_p \cdot I_{0(RMS)} \cdot \cos\varphi_0 \quad P_{0(3\phi)} = 13800 \cdot 0,217 \cdot 0,2 \cdot 3 = 1796,76 \text{ W}$$

- 5) Impedância do primário e secundário (Z_p e Z_s)

$$Z_{base(p)} = \frac{V_p^2}{S_{1\phi}} = \frac{13,8^2}{166,66} = 1142,64 \Omega \quad Z_{base(s)} = \frac{277,13^2}{166,66K} = 0,460 \Omega$$

$$Z_{Tp} = Z_{base(p)} \cdot \frac{Z_{cc}}{100} = 1142,64 \cdot \frac{5}{100} = 57,13 \Omega \quad Z_p = \frac{Z_{Tp}}{2} = 28,56 \Omega$$

$$Z_{Ts} = Z_{base(s)} \cdot \frac{Z_{cc}}{100} = 0,460 \cdot \frac{5}{100} = 0,01152 \Omega \quad Z_s = \frac{Z_{Ts}}{2} = 0,057 \Omega$$

- 6) Resistência do primário e secundário (R_p e R_s)

$$R_p = Z_{base(p)} \cdot \frac{R\%}{2 \cdot 100} = 1142,64 \cdot \frac{1,12}{2 \cdot 100} = 6,39 \Omega$$

$$R_s = Z_{base(s)} \cdot \frac{R\%}{2 \cdot 100} = 0,460 \cdot \frac{1,12}{2 \cdot 100} = 0,002576 \Omega$$

7) Potência de curto-circuito (P_{cc})

$$P_{cc} = R_p \cdot I_{np(fase-RMS)}^2 + R_s \cdot I_{ns(fase-RMS)}^2$$

$$P_{cc(3\phi)} = (6,39 \cdot 12,07^2 + 0,002576 \cdot 601,4^2) \cdot 3 = 5591,69 \text{ W}$$

8) Reatância do primário e secundário (X_p e X_s)

$$X_p = \sqrt{Z_p^2 - R_p^2} = \sqrt{28,56^2 - 6,39^2} = 27,84 \Omega$$

$$X_s = \frac{27,84}{49,79^2} = 0,01122 \Omega$$

9) Indutância do primário e secundário (L_p e L_s)

$$L_p = \frac{X_p}{377} \cdot 1000 = \frac{27,84}{377} \cdot 1000 = 73,84 \text{ mH}$$

$$L_s = \frac{X_s}{377} \cdot 1000 = \frac{0,01122}{377} \cdot 1000 = 0,0297 \text{ mH}$$

10) Resistência de magnetização (R_{mag})

$$R_{mag} = \frac{V_p^2}{P_0} = \frac{13800^2}{1796,76} = 105990,78 \Omega$$

11) Fluxo de magnetização (λ_0)

$$\lambda_p = \frac{V_p}{4,44 \cdot f} = \frac{13800}{4,44 \cdot 60} = 51,80 \text{ W}_b - \text{espira}$$

APÊNDICE C – CÓDIGO DESENVOLVIDO EM LINGUAGEM MODEL PARA MODELAGEM DO PAINEL FOTOVOLTAÍCO NO ATPDRAW

```

MODEL PAINEL
DATA P
tstart{dflt:0}, tstop{dflt:100}
INPUT
  Va, Vb, Vc
OUTPUT
  Ia, Ib, Ic
VAR
  Ixa, Ixb, Ixc, Ia, Ib, Ic, Inom, Imax, Pfase, w, fiA, fiB, fiC
INIT
  Ixa:=0, Ixb:=0, Ixc:=0, Ia:=0, Ib:=0, Ic:=0, Imax:=0, Inom:=0, fiA:=0,
  fiB:=0, fiC:=0, Vref:=391.92, f:=60
ENDINIT

EXEC
  w:=2*pi*f,
  Pfase:=P/3,
  Inom:=Pfase/(Vref/sqrt(2)),
  Imax:=2*Inom,
  fiA:=0.823408275461
  fiB:=0.823408275461
  fiC:=0.823408275461
  -- potência de fase
  -- corrente nominal rms de fase
  -- limite de corrente em 2 p.u. (RMS)
  -- correção de fase para sincronismo
  -- correção de fase para sincronismo
  -- correção de fase para sincronismo

IF t>tstart and t<tstop THEN

  Ixa:=(Pfase/Va)*(sin(w*t +fiA))*sqrt(2)  --Corrente de saída da fase A
  IF abs(Ixa) > 2*(Inom*sqrt(2)) THEN      --Corrente maior que 2 p.u.
    Ixa:=(Imax*(sin(w*t +fiA)))*sqrt(2)    --Limitação da corrente
  ENDIF
  Ia:=Ixa

  Ixb:=(Pfase/Vb)*(sin(w*t-2*pi/3 +fiB))*sqrt(2)
  IF abs(Ixb) > 2*(Inom*sqrt(2)) THEN
    Ixb:=(Imax*(sin(w*t-2*pi/3 +fiB)))*sqrt(2)
  ENDIF
  Ib:=Ixb

  Ixc:=(Pfase/Vc)*(sin(w*t+2*pi/3 +fiC))*sqrt(2)
  IF abs(Ixc) > 2*(Inom*sqrt(2)) THEN
    Ixc:=(Imax*(sin(w*t+2*pi/3 +fiC)))*sqrt(2)
  ENDIF
  Ic:=Ixc

ENDIF
ENDEXEC
ENDMODEL

```

APÊNDICE D – DETECÇÃO DO TIPO DE FALTAS UTILIZANDO COMPONENTES SIMÉTRICAS

De acordo com o Teorema de Fortescue, três fasores, desequilibrados, de um sistema podem ser substituídos por três sistemas equilibrados de fasores descritos como segue (GOMES, 2012):

- Componentes de sequência positiva, consiste de 3 fasores defasados em 120° , iguais em módulo e com a sequência idêntica aos fasores originais. A componente positiva representa o elemento de tensão ou corrente em condições nominais equilibradas, com um sentido de giro, por convenção, positivo.
- Componentes de sequência negativa, consistindo de 3 fasores defasados de 120° , iguais em módulo, porém com a sequência da fase oposta a dos fasores originais. A componente negativa representa o elemento de tensão ou corrente com sentido de giro inverso.
- Componentes de sequência zero, constituído de 3 fasores com defasagem de 0° , iguais em módulo entre si. A componente zero representa o elemento de tensão ou corrente não girante.

Assim, as sequências de fases dos componentes de sequência positiva e negativas para um sistema que tem a sequência de fases abc, serão respectivamente abc e acb (GOMES, 2012).

Um vetor de corrente de fase pode ser expresso por:

$$I_{abc} = \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix}$$

Com o equivalente em componentes simétricas:

$$I_{012} = \begin{bmatrix} I_0 \\ I_1 \\ I_2 \end{bmatrix}$$

A relação entre as tensões é definido por:

$$I_{abc} = A \cdot I_{012}$$

$$\begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} I_0 + I_1 + I_2 \\ I_0 + \alpha^2 I_1 + \alpha I_2 \\ I_0 + \alpha I_1 + \alpha^2 I_2 \end{bmatrix}$$

Onde:

$$\alpha = 1 \angle 120^\circ$$

$$\alpha^2 = 1 \angle -120^\circ$$

A matriz de transformação é dada por:

$$A = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \alpha^2 & \alpha \\ 1 & \alpha & \alpha^2 \end{bmatrix}$$

Sua inversa é definida por

$$A^{-1} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \alpha & \alpha^2 \\ 1 & \alpha^2 & \alpha \end{bmatrix}$$

Desprezando as correntes de carga:

1) Curto-circuito trifásico equilibrado (GOMES, 2012):

$$\begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} = I_a \cdot \begin{bmatrix} 1 \\ \alpha^2 \\ \alpha \end{bmatrix}$$

A soma das 3 correntes é igual a zero:

$$I_n = I_a + I_b + I_c = I_a \cdot (1 + \alpha^2 + \alpha) = 0$$

Em componentes simétricas tem-se:

$$\begin{bmatrix} I_0 \\ I_1 \\ I_2 \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \alpha & \alpha^2 \\ 1 & \alpha^2 & \alpha \end{bmatrix} \cdot I_a \cdot \begin{bmatrix} 1 \\ \alpha^2 \\ \alpha \end{bmatrix}$$

$$\begin{bmatrix} I_0 \\ I_1 \\ I_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ I_a \\ 0 \end{bmatrix}$$

Não há corrente de seqüência 0 e 2, ou seja, os circuitos de seq. zero e negativo não contribuem para o curto trifásico.

2) Curto-circuito Bifásico (RESENDE, 2013):

Considerando uma falta entre as fases B e C:

$$I_a = 0; \quad I_b = -I_c;$$

Em componentes simétricas tem-se:

$$\begin{bmatrix} I_0 \\ I_1 \\ I_2 \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \alpha & \alpha^2 \\ 1 & \alpha^2 & \alpha \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} 0 \\ -I_c \\ I_c \end{bmatrix}$$

$$I_0 = 0; \quad I_2 = -I_1;$$

Não há corrente de seqüência 0, pois o circuito não tem retorno pelo solo. A corrente de seqüência negativa tem o sentido contrário à corrente de seqüência positiva.

3) Curto-circuito Monofásico (RESENDE, 2013):

Considerando uma falta da fase C para terra:

$$I_a = 0; \quad I_b = 0;$$

$$\begin{bmatrix} I_0 \\ I_1 \\ I_2 \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \alpha & \alpha^2 \\ 1 & \alpha^2 & \alpha \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ I_c \end{bmatrix}$$

Em componentes simétricas tem-se:

$$\begin{bmatrix} I_0 \\ I_1 \\ I_2 \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \alpha & \alpha^2 \\ 1 & \alpha^2 & \alpha \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ I_c \end{bmatrix}$$

$$I_0 = I_1 = I_2 = \frac{1}{3} \cdot I_c$$

Como o circuito envolve a terra, há retorno pelo solo e, portanto, a componente de seqüência 0 não é nula.

APÊNDICE E – SISTEMA TESTE, DISJUNTORES, RAMOS E FALTAS APLICADAS

