

**ESTUDO DE PROTEÇÃO ELÉTRICA DE UMA MICRORREDE
BASEADA NA REDE DE 34 BARRAS DO IEEE**

ISRAEL RESENDE ALVES RODRIGUES

DATA DA DEFESA: 28/06/2017

UNIVERSIDADE FEDERAL DE MINAS GERAIS – UFMG
ESCOLA DE ENGENHARIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA - PPGEE

**ESTUDO DE PROTEÇÃO ELÉTRICA DE UMA MICRORREDE
BASEADA NA REDE DE 34 BARRAS DO IEEE**

ISRAEL RESENDE ALVES RODRIGUES

Dissertação de Mestrado submetida à Banca Examinadora designada pelo Colegiado do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Escola de Engenharia da Universidade Federal de Minas Gerais, como requisito para obtenção do Título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Área de concentração: Engenharia de Potência
Linha de Pesquisa: Sistemas de Energia Elétrica

Orientador: Prof. Alberto Resende De Conti

BELO HORIZONTE

JUNHO – 2017

*Dedico este trabalho a minha filha, Bianca
Bontempo Rodrigues.*

Agradecimentos

A Deus, por ter me dado o dom da vida através dos meus pais.

Aos meus pais, Sebastião e Elenicia, por toda a educação e tempo dedicado para que eu me tornasse a pessoa que sou hoje.

À minha esposa Leila, pelo seu amor, companheirismo, e incentivo para que esse trabalho pudesse ser realizado.

À minha filha Bianca, por ser minha fonte de inspiração.

Aos meus irmãos e demais familiares, por me apoiarem e entenderem minhas ausências constantes nesses últimos tempos.

Ao professor e orientador Alberto Resende De Conti, pela confiança depositada em mim e pelo conhecimento compartilhado ao longo deste trabalho.

A todos que direta ou indiretamente fizeram parte da minha formação.

Resumo

Este trabalho dedica-se a investigar os principais desafios encontrados na proteção elétrica de microrredes de corrente alternada em média tensão. Inicialmente, realiza-se um levantamento de microrredes pilotos em operação no Brasil e no exterior, bem como dos aspectos da legislação em vigor sobre o tema. Filosofias e algoritmos de proteção para microrredes propostos na literatura técnica também são apresentados e discutidos. É avaliado o efeito de uma microrrede na atual filosofia de proteção de redes de distribuição convencionais, que se baseiam na característica unilateral do fluxo de potência e no valor elevado da relação entre a corrente de curto-circuito e a corrente máxima de carga. Demonstra-se que essa mesma filosofia de proteção convencional não é capaz de garantir a coordenação e a seletividade no interior de uma microrrede, inclusive na condição em que a microrrede opera isolada da concessionária de energia.

Com o objetivo de simular curtos-circuitos internos e externos a uma microrrede, partiu-se da rede de média tensão padrão de 34 barras do IEEE, que foi adaptada de forma a incluir geração distribuída em algumas de suas barras. Parte dessa rede foi delimitada como uma região de interesse que poderia trabalhar conectada ou desconectada da rede principal, caracterizando uma microrrede. Essa rede foi implementada no programa de simulação de transitórios elétricos ATP, permitindo o cálculo de fasores de corrente e tensão para diferentes condições de falta. Os valores calculados foram utilizados não somente na análise dos problemas de proteção decorrentes da introdução da microrrede, mas também como base para a proposição de um esquema de proteção para a microrrede modelada.

Os resultados obtidos comprovam a dificuldade em se garantir a sensibilidade e seletividade para todas as condições operativas da microrrede baseando-se apenas em unidades de sobrecorrente de curva inversa. Algoritmos que se beneficiam da facilidade de troca de informações entre relés digitais, como a proteção diferencial, mostram-se adequados para as condições operativas impostas pelas microrredes. Esquemas de proteção de retaguarda que necessitam apenas das grandezas medidas localmente devem ser utilizados no caso de indisponibilidade do canal de comunicação entres os relés.

Palavras-chave: *geração distribuída, microrredes, proteção digital*

Abstract

This work is dedicated to investigate the main challenges found in the digital protection of medium-voltage, alternating current microgrids. Initially, a literature review is carried out on pilot microgrids working in Brazil and abroad, as well as on normative issues about the topic. Protection philosophies and algorithms proposed in technical papers are also presented and discussed. The impact of a microgrid on the conventional distribution protection philosophy, based on unidirectional power flow and high fault/nominal current ratio, is of concern. It is shown that a conventional protection scheme is not able to safeguard the selectivity and coordination in microgrids, including off-grid operation.

The IEEE 34 bus test feeder was adapted to include distributed generation inside a delimited area that was assumed to be able to work on-grid and off-grid as a microgrid. This network was implemented in the ATP program, and the voltage and current phasors under several fault conditions were calculated. The calculated phasors helped understanding the protection issues caused by the microgrid operation. They were also used as a reference for the proposal of an effective protection scheme for the modeled microgrid.

The results show the challenges in assuring the required sensitivity and selectivity of a protection system based on inverse time overcurrent units for all the operative conditions imposed by microgrids. Algorithms like the differential protection, which benefits from the exchange of information between digital relays, are capable to adapt to all scenarios in which a microgrid may operate. Backup protection schemes based only on local measurement shall be used in the event of unavailability of the communication channel among digital relays.

Keywords: *distributed generation, microgrids, digital protection*

Sumário

1	Introdução.....	1
1.1	Relevância e Motivação.....	1
1.2	Objetivo	2
1.3	Metodologia	3
1.4	Organização do texto	4
2	Conceito e Concepção de Microrredes.....	5
2.1	Definição e características básicas das microrredes	5
2.2	Legislação relativa à conexão de microrredes	9
2.3	Projetos de Microrredes em Países Desenvolvidos	12
2.4	Projetos de Microrredes no Brasil	16
3	Impactos da Geração Distribuída na Proteção do Sistema de Distribuição Convencional	21
3.1	Filosofia de proteção de redes de distribuição radiais	21
3.2	Impactos na proteção de redes de distribuição causados pela presença de geração distribuída.....	25
3.2.1	Perda de coordenação	27
3.2.2	Perda de sensibilidade	28
3.2.3	Atuação indevida da proteção da concessionária	29
3.2.4	Demais impactos	30
3.3	Funções de proteção exigidas no ponto de conexão por distribuidoras de energia.....	30
3.4	Proteção de microrredes.....	33
3.5	Considerações Finais	47
4	Modelo de Microrrede Baseado na Rede de 34 Barras do IEEE	49

4.1	A rede padronizada IEEE de 34 barras	49
4.2	Modelagem da rede no programa ATP	53
4.2.1	Modelagem do sistema elétrico de potência.....	54
4.2.2	Modelagem do transformador	55
4.2.3	Modelagem das cargas.....	55
4.2.4	Modelagem dos reguladores de tensão.....	57
4.2.5	Modelagem das linhas de distribuição.....	57
4.3	Validação da rede modelada	58
4.4	Adaptações feitas na rede original	60
4.4.1	Modelagem do painel fotovoltaico	62
4.4.2	Modelagem de um gerador síncrono a combustão	67
5	Aplicação de Falhas à Rede Modelada	69
5.1	Casos simulados.....	69
5.2	Faltas aplicadas à rede sem a presença da microrrede.....	70
5.3	Resultado das faltas aplicadas com a presença da microrrede na operação <i>on-grid</i>	72
5.3.1	Aplicação de faltas externas à microrrede	73
5.3.2	Aplicação de faltas internas à microrrede.....	75
5.4	Resultado das faltas aplicadas com a presença da microrrede na operação <i>off-grid</i>	78
6	Proposta de Proteção da Microrrede Avaliada.....	81
6.1	Considerações Iniciais	81
6.2	Análise da proteção sem a presença da microrrede	81
6.3	Análise do impacto da presença da microrrede na proteção da rede original	89
6.4	Proposta de proteção para a microrrede.....	91
6.4.1	Filosofia de proteção no ponto de acoplamento comum	92

6.4.2	Esquema de proteção interno à microrrede	96
6.5	Considerações Finais	101
7	Conclusões e Propostas de Continuidade.....	103
7.1	Conclusões	103
7.2	Propostas de Continuidade.....	108
	Referências Bibliográficas.....	110
	Apêndice A.....	117
A.1	Resultados das simulações de faltas na barra 800	117
A.2	Resultados das simulações de faltas na linha de distribuição entre as barras 844 e 846 na operação <i>on-grid</i> da microrrede	120
A.3	Resultados das simulações de faltas na linha de distribuição entre as barras 844 e 846 na operação <i>off-grid</i> da microrrede	123
	Apêndice B	126

Lista de Figuras

Figura 1 – Microrrede conceitual. Retirado de (LAAKSONEN, 2010).....	6
Figura 2 - Número de citações da palavra <i>microgrids</i> no site IEEE Xplorer.....	8
Figura 3 - Previsão de crescimento de mercado para as microrredes no Brasil retirado de (ZPryme, 2012).....	9
Figura 4 - Diagrama unifilar da microrrede projetada pelo CERTS. Retirado de (CERTS, 2003).	13
Figura 5 - Microrrede na cidade de Hachinohe, Japão. Retirado de (BARNES <i>et al.</i> , 2007).....	15
Figura 6 - Microrrede no laboratório do instituto ISET. Retirado de (HATZIARGYRIOU <i>et al.</i> , 2007).	16
Figura 7 - Microrrede da ilha de Kythnos (BARNES <i>et al.</i> , 2007).....	16
Figura 8 - Usina experimental da EEUFMG retirado de (FOUREAUX <i>et al.</i> , 2016). ..	18
Figura 9 - Microrrede isolada de Lençóis. Retirado de (RIBEIRO <i>et al.</i> , 2011).	19
Figura 10 - Curvas tempo x corrente. Retirado de (MACHADO, 2014).....	23
Figura 11 - Coordenação religador-fusível. Retirado de (SANTOS, 2012).....	24
Figura 12 - Sistema de distribuição convencional simplificado.....	25
Figura 13 - Exemplo de impacto da geração distribuída no sistema de proteção da rede de distribuição. Adaptado de (MIVEH <i>et al.</i> , 2012).	28
Figura 14 - Efeito <i>infeed</i> na proteção de distância. Retirado de (PEREIRA, 2012).	29
Figura 15 - Proteção diferencial de linha. Retirado de (SCHWEITZER, 2013).....	35
Figura 16 - Forma de onda de corrente de falta de alta impedância. Retirado de (SORTOMME <i>et al.</i> , 2010).....	36
Figura 17 - Microrrede com suas zonas de proteção. Retirado de (PRASAI <i>et al.</i> , 2010).	37
Figura 18 - Microrrede com unidade de proteção central. Retirado de (USTUN <i>et al.</i> , 2013).....	39
Figura 19 - Arquitetura sistema multiagente. Retirado de (PINTO <i>et al.</i> , 2015).....	40
Figura 20 – Microrrede estudada em (OUDALOV <i>et al.</i> , 2009).	41
Figura 21 - Esquema de seletividade lógica em uma microrrede. Retirado de (OUDALOV <i>et al.</i> , 2009).....	42

Figura 22 - Microrrede retirado de (DEWADASA <i>et al.</i> , 2011).....	43
Figura 23 - Método de controle do inversor. Retirado de (PEI <i>et al.</i> , 2015).....	45
Figura 24 - Característica da corrente de falta com a impedância. Retirado de (PEI <i>et al.</i> , 2015).....	45
Figura 25 - Rede padronizada de 34 barras do IEEE. Retirado de (IEEE,1991).....	50
Figura 26 - Tipos de poste presentes na rede de 34 barras do IEEE (IEEE, 1991). Distâncias indicadas em metros.....	53
Figura 27 - Representação do equivalente Thévenin do sistema elétrico da rede IEEE 34 barras no ATPDraw.....	54
Figura 28 - Modelo para carga distribuída ao longo de um alimentador. Adaptado de (KERSTING, 2002).....	56
Figura 29 - Representação do modelo de carga distribuída ao longo do alimentador no ATPdraw.....	57
Figura 30 - Representação do modelo do regulador de tensão no ATPdraw.	57
Figura 31 - Microrrede modelada a partir da rede de 34 barras IEEE.....	61
Figura 32 - Representação de um sistema de geração solar. Retirado de (DOS SANTOS <i>et al.</i> , 2014).....	62
Figura 33 - Modelo elétrico painel fotovoltaico. Retirado de (DOS SANTOS <i>et al.</i> , 2014).....	63
Figura 34 - Modelo elétrico de um inversor trifásico. Adaptado de (YAZDANI <i>et al.</i> , 2011).....	64
Figura 35 - <i>Averaged model</i> de um inversor trifásico. Retirado de (YAZDANI <i>et al.</i> , 2011).....	65
Figura 36 - Modelo sistema fotovoltaico no ATPdraw.	66
Figura 37 - Evolução das correntes de falta para o caso de falta trifásica.....	71
Figura 38 - Evolução das correntes de falta monofásicas com e sem resistência de falta. Série 1 - sem resistência de falta. Série 2 - resistência de falta de 40 ohms.....	71
Figura 39 - Módulos dos fasores de tensão e corrente para falta trifásica na barra 800.	74
Figura 40 - Módulos dos fasores de tensão e corrente para falta monofásica sem resistência de falta na barra 800.	74
Figura 41 - Módulos dos fasores de tensão e corrente para falta monofásica com resistência de falta de 40 ohms na barra 800.	75

Figura 42 - Módulos dos fasores de tensão e corrente para falta trifásica no centro da linha entre as barras 844 e 846.	76
Figura 43 - Módulos dos fasores de tensão e corrente para falta monofásica sem resistência de falta no centro da linha entre as barras 844 e 846.	76
Figura 44 - Módulos dos fasores de tensão e corrente para falta monofásica com resistência de falta de 40 ohms no centro da linha entre as barras 844 e 846.	77
Figura 45 - Módulos dos fasores de tensão e corrente para falta trifásica no centro da linha entre as barras 844 e 846 com a microrrede no modo <i>off-grid</i>	78
Figura 46 - Módulos dos fasores de tensão e corrente para falta monofásica sem resistência de falta no centro da linha entre as barras 844 e 846 com a microrrede no modo <i>off-grid</i>	79
Figura 47 - Módulos dos fasores de tensão e corrente para falta monofásica com resistência de falta de 40 ohms no centro da linha entre as barras 844 e 846 com a microrrede no modo <i>off-grid</i>	79
Figura 48 - Proposta de proteção para a rede de distribuição convencional.	82
Figura 49 - Coordenação entre fusíveis tipo K (SANTOS, 2012).	84
Figura 50 - Curva dos fusíveis 1K a 5 K.	86
Figura 51 - Curva dos fusíveis 8K a 80K.	87
Figura 52 - Coordenograma religador-fusível.	88
Figura 53 - Lógica de atuação no PCC para falta externa.	94
Figura 54 - Coordenograma da unidade de sobrecorrente no PCC para faltas internas a microrrede.	95
Figura 55 - Curva típica de uma unidade de proteção diferencial.	97
Figura 56 - Lógica unidade de proteção de backup.	100

Lista de Tabelas

Tabela 1 - Requisitos de proteção e medição conforme a potência instalada para acesso ao sistema de distribuição, retirado de (ANEEL, 2016).....	11
Tabela 2 - Funções de proteção exigidas por distribuidoras no ponto de acesso de geração distribuída. Adaptado de (MARTINS, 2012).....	31
Tabela 3 - Impacto nas componentes de Park dos fasores de tensão para cada tipo de falta. Retirado de (LOIX <i>et al.</i> , 2009).	46
Tabela 4 - Valores de potência das cargas concentradas nas barras da rede IEEE 34 barras (IEEE, 1991).	50
Tabela 5 - Valores de potência das cargas distribuídas ao longo das linhas de distribuição da rede IEEE 34 barras (IEEE, 1991).....	51
Tabela 6 - Potência dos bancos de capacitores presentes na rede de 34 barras padrão do IEEE (IEEE, 1991).	51
Tabela 7 - Configuração das linhas de distribuição da rede de 34 barras do IEEE (IEEE, 1991).....	51
Tabela 8 - Características das linhas de distribuição presentes na rede de 34 barras do IEEE (IEEE, 1991).	52
Tabela 9 - Dados dos transformadores presentes na rede de 34 barras do IEEE.	53
Tabela 10 - Valores dos fasores de tensão nas barras da rede 34 barras IEEE.	58
Tabela 11 - Comparação resultados encontrados com a referência (IEEE, 2004).	59
Tabela 12 - Dados do grupo motor-gerador da microrrede.	68
Tabela 13 - Dados do transformador auxiliar do GMG.....	68
Tabela 14 - Faltas simuladas na rede modelada.	69
Tabela 15 - Fasores de corrente (A) para falta trifásica nas barras selecionadas.	70
Tabela 16 - Fasores de corrente (A) na fase C para falta monofásica nas barras selecionadas com e sem resistência de falta.	70
Tabela 17 - Carga protegida pelos fusíveis da rede modelada.	83
Tabela 18 - Valores Nominiais dos fusíveis da rede simulada.	83
Tabela 19 - Corrente passante pelos religadores da rede.....	85
Tabela 20 - Correntes diferenciais para faltas na linha entre as barras 844 e 846.....	97
Tabela 21 - Tempos de ajuste das unidades de corrente direcionais de backup.....	100

Tabela 22 - Fasores de corrente para falta trifásica na barra 800 com a presença da microrrede.....	117
Tabela 23 - Fasores de tensão para falta trifásica na barra 800 com a presença da microrrede.....	117
Tabela 24 - Fasores de corrente para falta monofásica sem resistência na barra 800 com a presença da microrrede.	118
Tabela 25 - Fasores de tensão para falta monofásica sem resistência na barra 800 com a presença da microrrede.	118
Tabela 26 - Fasores de corrente para falta monofásica com resistência de 40 ohms na barra 800 com a presença da microrrede.	119
Tabela 27 - Fasores de tensão para falta monofásica com resistência de 40 ohms na barra 800 com a presença da microrrede.	119
Tabela 28 - Fasores de corrente para falta trifásica na interligação entre as barras 844 e 846 com a presença da microrrede.	120
Tabela 29 - Fasores de tensão para falta trifásica na interligação entre as barras 844 e 846 com a presença da microrrede.	120
Tabela 30 - Fasores de corrente para falta monofásica sem resistência de falta na interligação entre as barras 844 e 846 com a presença da microrrede.	121
Tabela 31 - Fasores de tensão para falta monofásica sem resistência de falta na interligação entre as barras 844 e 846 com a presença da microrrede.	121
Tabela 32 - Fasores de corrente para falta monofásica com resistência de falta de 40 ohms na interligação entre as barras 844 e 846 com a presença da microrrede.....	122
Tabela 33 - Fasores de tensão para falta monofásica com resistência de falta de 40 ohms na interligação entre as barras 844 e 846 com a presença da microrrede.....	122
Tabela 34 - Fasores de corrente para falta trifásica na interligação entre as barras 844 e 846 com a microrrede isolada.....	123
Tabela 35 - Fasores de tensão para falta trifásica na interligação entre as barras 844 e 846 com a microrrede isolada.....	123
Tabela 36 - Fasores de corrente para falta monofásica sem resistência de falta na interligação entre as barras 844 e 846 com a microrrede isolada.....	124
Tabela 37 - Fasores de tensão para falta monofásica sem resistência de falta na interligação entre as barras 844 e 846 com a microrrede isolada.....	124

Tabela 38 - Fasores de corrente para falta monofásica com resistência de falta de 40 ohms na interligação entre as barras 844 e 846 com a microrrede isolada.	125
Tabela 39 - Fasores de tensão para falta monofásica com resistência de falta de 40 ohms na interligação entre as barras 844 e 846 com a microrrede isolada.	125

1 Introdução

1.1 Relevância e Motivação

A sociedade atual demanda, de forma crescente, a continuidade do fornecimento de energia elétrica e a garantia de que a energia fornecida atenda a requisitos mínimos de qualidade. Paralelamente, são cada vez maiores a pressão e a necessidade de uma transição para uma sociedade sustentável, o que tem justificado a busca pela redução de emissões de gases responsáveis pelo aquecimento global, pela utilização de fontes alternativas ao petróleo e pelo aumento da eficiência energética. Neste contexto se inserem o emprego crescente e o incentivo ao uso de fontes de geração distribuída, o que tem causado uma grande mudança nas redes de distribuição de energia convencionais. Essas redes, que tipicamente trabalham em configuração radial, com fluxo de potência unidirecional, têm se transformado em redes ativas em que o fluxo de potência se dá em todas as direções (BOLLEN *et al.*, 2011).

A geração distribuída traz consigo diversos benefícios, dentre os quais é possível citar: redução da emissão de gases causadores do efeito estufa através do uso de fontes renováveis, tais como energia solar, eólica e biomassa; uso de pequenas centrais elétricas; diminuição, em boa parte dos casos, das perdas no sistema de transmissão associada à geração de energia em pontos cada vez mais próximos às cargas consumidoras; melhoria da eficiência energética; aumento da oferta de energia e, conseqüentemente, um melhor atendimento à demanda crescente observada no setor elétrico; finalmente, postergação da expansão do sistema de geração tradicional, baseado no uso de grandes hidroelétricas ou centrais nucleares, que possuem custo total de investimento elevado. Em países desenvolvidos, como os Estados Unidos, o Canadá, o Japão e aqueles pertencentes à União Europeia, a presença de geração distribuída vem

se acentuando com a expansão das chamadas microrredes (HATZIARGYRIOU *et al.*, 2007; KROPOSKI *et al.*, 2008).

Microrrede pode ser entendida como uma rede autônoma com geração distribuída (microfontes) e capacidade de armazenamento de energia apta a operar conectada (*on-grid*) ou desconectada do sistema elétrico de potência (*off-grid*) (CONTI, 2011). As microfontes são geralmente do tipo renovável, sendo integradas ao sistema elétrico por meio de eletrônica de potência. São ainda projetadas para uma conexão do tipo *plug-and-play*. A microrrede não deve ser confundida com a rede de distribuição convencional com a adição de geração distribuída, pois pode operar sem estar interconectada ao sistema de potência convencional e mesmo assim atender à carga local e a seus consumidores. Diante de qualquer distúrbio no sistema elétrico, a microrrede pode se desconectar do sistema principal sem nenhum prejuízo para suas cargas (CHOWDHURY *et al.*, 2009).

Apesar de suas vantagens teóricas, as microrredes impõem diversos desafios à sua implementação. Dentre estes, pode-se destacar a utilização de um sistema de proteção confiável que garanta seletividade e coordenação nas mais diversas condições operativas. Nesse contexto, ainda se fazem necessários a pesquisa e o desenvolvimento de filosofias de proteção de microrredes, principalmente por conta da presença de interface em eletrônica de potência utilizada nas microfontes renováveis, que limita substancialmente a corrente de curto-circuito deste tipo de geração distribuída, e da possibilidade de operação *on-grid* e *off-grid* da microrrede.

1.2 Objetivo

O objetivo deste trabalho consiste em avaliar os impactos causados pela presença de uma microrrede no sistema de proteção convencional de uma rede de distribuição, bem como propor um sistema capaz de assegurar a proteção elétrica de uma microrrede em particular. Para isso, propõe-se uma microrrede tendo como base o modelo de 34 barras do IEEE (KERSTING, 1991). Investiga-se o comportamento dos fasores de tensão e corrente no setor de média tensão da microrrede proposta para a ocorrência de faltas trifásicas e monofásicas com e sem resistência de falta em barras e linhas de distribuição eleitas. Filosofias de proteção propostas na literatura são

analisadas e avaliadas com o objetivo de se propor um esquema de proteção adequado às condições operativas da microrrede em estudo.

1.3 Metodologia

Inicialmente, realiza-se um levantamento bibliográfico com o intuito de contextualizar o problema da proteção de microrredes e demonstrar o estado da arte no tema. Uma revisão das principais normas nacionais e internacionais sobre a questão também é apresentada de forma a ilustrar a legislação vigente sobre o assunto.

Para o estudo da proteção elétrica em uma microrrede, parte-se da implementação no programa ATP, *Alternative Transients Program* (ATP, 1995), de uma rede de distribuição convencional baseada no modelo de 34 barras do IEEE (KERSTING, 1991). Falta ao longo dos ramos de alimentação dessa rede são simuladas de forma a demonstrar como a proteção tradicional de um alimentador pode ser coordenada tendo como base os valores de corrente de curto-circuito.

Após essa etapa, adiciona-se a um dos ramos de alimentação do sistema simulado geração distribuída em média tensão. Supõe-se que esse ramo possa ser seccionado da rede principal sem prejuízo para suas cargas, ou seja, que ele possa operar em modo isolado como uma microrrede. Através da simulação das mesmas condições de falta da etapa anterior, demonstra-se o impacto causado pela presença dos geradores na rede de média tensão no sistema de proteção convencional adotado amplamente pelas concessionárias de energia. Falta no interior da microrrede para os modos operacionais conectados ao sistema elétrico de potência (*on-grid*) e isolada (*off-grid*) são simuladas e os fasores de corrente e tensão são comparados no intuito de averiguar se a proteção baseada em curvas inversas de sobrecorrente é capaz de garantir a operação segura dos equipamentos no interior da microrrede.

Por fim, propõe-se um esquema de proteção capaz de garantir seletividade e coordenação para faltas no interior da microrrede em estudo, tanto na condição de trabalho conectada ao sistema elétrico quanto na condição ilhada.

1.4 Organização do texto

O texto foi organizado da seguinte forma: o presente capítulo apresenta a *Introdução*, a qual discorre sobre a motivação para o estudo da proteção de microrredes, bem como o objetivo e a metodologia de trabalho.

No **Capítulo 2**, é feita uma apresentação do conceito de microrredes, incluindo um levantamento da legislação relativa ao tema. Exemplos de aplicações reais de microrredes no Brasil e no mundo são mencionados explorando-se os conceitos básicos e o desenvolvimento atual da tecnologia.

No **Capítulo 3**, é apresentada uma revisão bibliográfica do tema proteção de microrredes, os princípios e a filosofia de proteção de redes de distribuição radiais de média tensão e os impactos que a presença de uma microrrede pode causar neste sistema.

No **Capítulo 4**, descreve-se o sistema elétrico estudado e apresenta-se sua modelagem no ATP.

No **Capítulo 5**, são mostrados os resultados da aplicação de faltas na rede simulada incluindo ou não a presença da microrrede.

No **Capítulo 6**, são discutidos os resultados obtidos no capítulo anterior e é feita uma proposta de esquema de proteção para a microrrede modelada.

As principais conclusões são apresentadas no **Capítulo 7**.

2 Conceito e Concepção de Microrredes

2.1 Definição e características básicas das microrredes

Microrredes podem ser definidas como sistemas elétricos em média ou baixa tensão que contenham geração distribuída, cargas elétricas e possuam a habilidade de se desconectar do sistema elétrico de potência da concessionária local formando redes que trabalhem de forma isolada sem prejuízo a suas cargas (IEEE, 2011).

A geração distribuída presente em uma microrrede é geralmente do tipo renovável. Sua integração com a rede é feita, frequentemente, através do uso de eletrônica de potência. A microrrede é dotada de um sistema de controle capaz de permitir a sua operação como uma rede única dentro de parâmetros específicos de qualidade de energia. Esta habilidade a torna, do ponto de vista do sistema elétrico convencional, uma unidade única controlável, com a habilidade de atender localmente às necessidades energéticas e aumentar a segurança no fornecimento de energia elétrica (CHOWDHURY *et al.*, 2009).

Do ponto de vista do consumidor, as microrredes podem ser projetadas para atender a necessidades especiais, tais como: aumento da confiabilidade no fornecimento de energia, já que ela pode continuar operando mesmo após a desconexão da concessionária de energia elétrica; melhoria dos índices de qualidade de energia através do suporte de tensão local; e, finalmente, aumento da eficiência energética através do uso de fontes que aproveitem subprodutos de outros processos (cogeração) e da diminuição das perdas nas linhas de distribuição associada à maior proximidade entre fontes e cargas (LASSETER, 2002).

A Figura 1 ilustra o diagrama unifilar de uma microrrede genérica com o objetivo de permitir a introdução de alguns conceitos importantes (LAAKSONEN, 2010). Essa microrrede possui geração distribuída na forma de uma microturbina ligada a algum processo gerador de calor (*CHP – combined heat and power*). A microturbina é interligada às cargas, tanto residenciais quanto comerciais ou industriais, através de um disjuntor com seu respectivo relé de proteção (PD) e linhas de distribuição de baixa tensão, indicadas na figura como *LV line*. Entre o disjuntor e a microturbina há uma série de equipamentos, entre eles retificadores, filtros e inversores, cuja finalidade é compatibilizar a energia gerada com os requisitos da carga, como frequência, nível de tensão e harmônicos.

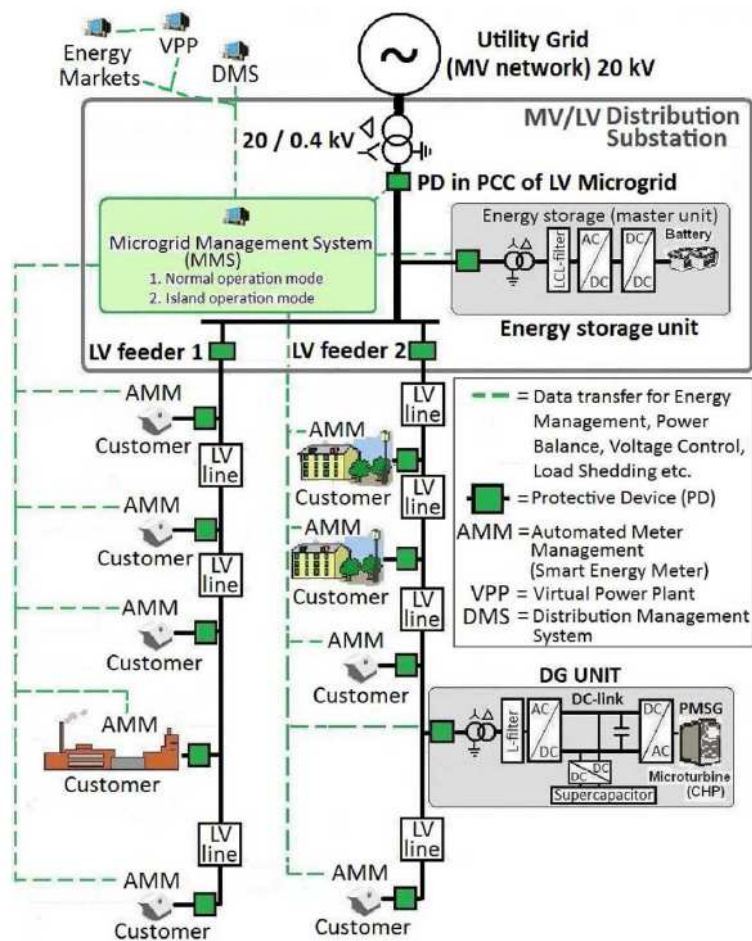


Figura 1 – Microrrede conceitual. Retirado de (LAAKSONEN, 2010).

A conexão com o sistema elétrico de potência da concessionária é feita no ponto de acoplamento comum (*PCC – Point of Common Coupling*), logo após um transformador de distribuição. O sistema de controle da microrrede pode decidir abrir o

equipamento de manobra instalado no PCC, seja ele um disjuntor, um religador ou uma chave estática, e continuar a atender às cargas dos alimentadores 1 e 2 dentro de padrões pré-estabelecidos de qualidade de energia. Medidores de energia inteligentes (*AMM – Automated Meter Management*) podem ser empregados junto às cargas como forma de supervisão da qualidade de energia recebida. Os dados são enviados para um sistema de controle centralizado (*MMS – Microgrid Management System*) que garante a operação da microrrede tanto na condição conectada ou ilhada, dentro de padrões pré-configurados.

Devido à característica de geração intermitente de fontes renováveis baseadas em energia solar e eólica, é comum a presença de alguma forma de armazenamento de energia no interior de uma microrrede. Tipicamente são utilizados bancos de baterias, supercapacitores, células de combustíveis ou volantes de inércia (*flywheels*). Na operação isolada, esses elementos são fundamentais para garantir o equilíbrio carga/geração na microrrede e manter a frequência dentro dos valores operacionais.

A geração distribuída presente na microrrede pode ser projetada para atender às cargas conectadas de forma completa ou parcial. No primeiro caso, passa a ser interessante exportar a energia gerada, e não consumida localmente, para o sistema elétrico. Essa venda de excedente para o mercado (*Energy Market*) depende da legislação vigente, conforme discutido mais adiante neste capítulo. Por outro lado, pode-se ter o caso onde há menos geração do que consumo. Nesse caso, para o atendimento completo da carga, a microrrede depende do sistema elétrico da concessionária. No caso de uma desconexão do sistema de potência, a microrrede ficará com déficit de geração e um esquema de alívio de carga deve ser posto em prática para resguardar uma parcela da carga. Na Figura 1, por exemplo, ao imaginar-se que a geração distribuída não seja capaz de suprir toda a carga, pode-se configurar um esquema de alívio de carga em que o alimentador 1 é aberto toda vez que o PCC desconectar a microrrede da rede da concessionária, permanecendo apenas o alimentador 2 conectado à microturbina. Um conceito importante relacionado às microrredes diz que as microfontes nelas presentes devem ser do tipo *plug and play*, ou seja, a inclusão de uma fonte adicional de geração distribuída, seja ela de qualquer tipo, não pode comprometer o funcionamento da microrrede como um todo. Uma microrrede

cuja carga seja maior que a geração pode reverter esse quadro futuramente e passar a vender energia à medida que novas fontes sejam acrescentadas à sua matriz energética.

Com a intensificação da presença da geração distribuída e o desenvolvimento da tecnologia de microfones, o conceito de microrredes passou a ser amplamente estudado. Um exemplo do interesse crescente com relação às microrredes pode ser observado na Figura 2, que apresenta um levantamento do número de citações da palavra *microgrids*, termo em inglês para microrredes, feito pelo autor em setembro de 2016 no site *IEEE Xplorer*. O crescimento observado nos últimos anos se justifica, principalmente, pela pressão da sociedade pela continuidade de fornecimento de energia e pela necessidade de aumento na utilização de fontes renováveis na matriz energética.

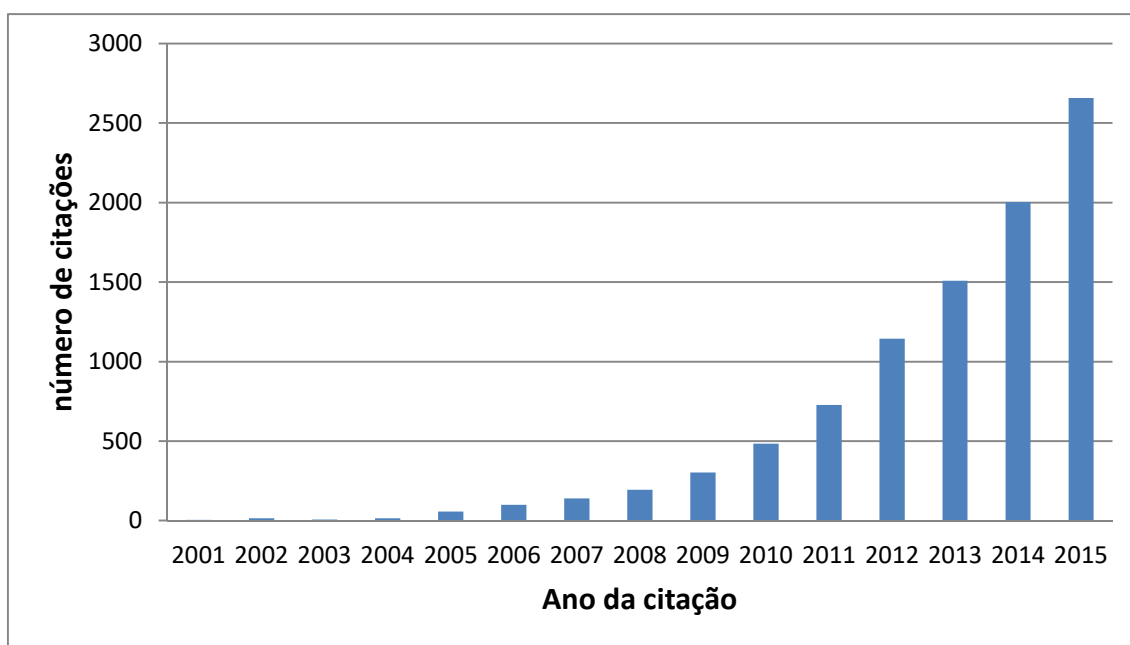


Figura 2 - Número de citações da palavra *microgrids* no site IEEE Xplorer.

Outro dado que mostra a relevância crescente das microrredes pode ser visto na Figura 3, que mostra a previsão de crescimento do mercado de microrredes no Brasil de 2012 a 2020, em milhões de dólares, com uma média de aumento de 17% ao ano.

Com o acúmulo de conhecimento e os investimentos crescentes, a tecnologia de microrredes tende a se tornar, em um futuro relativamente próximo, parte do cotidiano dos consumidores e das concessionárias. Como se discute na próxima seção, alguns passos para padronizar e normatizar a tecnologia já foram dados.

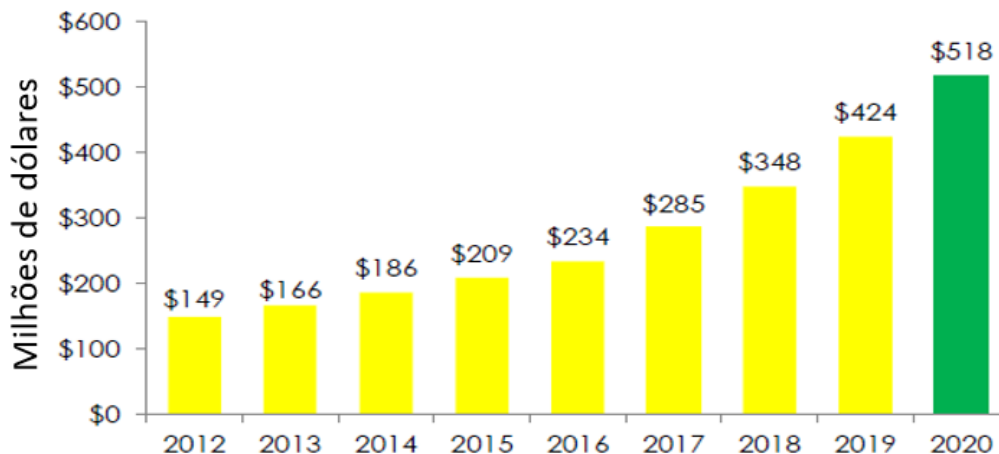


Figura 3 - Previsão de crescimento de mercado para as microrredes no Brasil retirado de (ZPryme, 2012).

2.2 Legislação relativa à conexão de microrredes

Como a tecnologia de microrredes é ainda bastante recente, nota-se uma escassez de normas específicas sobre o assunto, principalmente no âmbito nacional. Todavia, os aspectos legislativos referentes às microrredes tendem a se confundir com as regras que tratam da geração distribuída, que está presente em qualquer microrrede. Desta forma, discute-se nesta seção o que a legislação brasileira prevê em termos de geração distribuída e como isso afetará as microrredes.

A resolução normativa número 482 da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL, 2012) e demais resoluções que alteraram seu texto original, incluindo a resolução 687 de 2015, estabelecem os critérios para o acesso de mini e microgerações distribuídas ao sistema de distribuição e instituem o sistema de compensação de energia. A norma define microgeração como a central geradora de energia elétrica com potência instalada menor ou igual a 75 kW que utilize cogeração ou fonte de energia renovável. Por sua vez, fica definido que a minigeração é a central geradora de energia com potência superior a 75 kW e inferior ou igual a 3 MW, considerando fonte hídricas, ou a 5 MW, se consistir em uma unidade de cogeração ou se basear nas demais fontes renováveis.

O sistema de compensação de energia previsto na resolução normativa 687 prevê que a energia ativa gerada pela unidade com microgeração ou minigeração e injetada no sistema de distribuição é na verdade emprestada à concessionária local e posteriormente compensada quando houver consumo de energia elétrica dentro de um

prazo de 60 meses. Vale ressaltar que, mesmo que o consumidor tenha crédito para consumir energia no período de medição de faturamento, a concessionária cobrará uma taxa referente ao custo de disponibilidade ou de demanda contratada, sendo esse o valor mínimo a ser pago.

Por essa resolução, cada concessionária deverá elaborar normas técnicas para tratar dos requisitos mínimos que os microgeradores e minigeradores deverão obedecer para acessar o sistema de distribuição local. Deverão ser obrigatoriamente usados como referência pelas concessionárias o PRODIST, as normas técnicas brasileiras e, de forma complementar, as normas internacionais.

O módulo 3 do PRODIST (ANEEL, 2016) possui, em sua revisão 6, a seção 3.7, que trata exclusivamente do acesso de micro e minigeração distribuída participante do sistema de compensação descrito na resolução 687. São descritos todo o processo de solicitação de acesso e as responsabilidades da acessada e do acessante. A seção 3.7 do módulo 3 do PRODIST também discorre sobre requisitos técnicos que devem ser observados pelo acessante, inclusive aqueles relativos às unidades de proteção mínimas necessárias de acordo com a potência instalada. Esses critérios estão ilustrados na Tabela 1. Ressalta-se que, nesta tabela, elemento de desconexão é definido como uma seccionadora visível e acessível pela distribuidora, para que esta possa manobrá-la de forma a garantir a desconexão da geração durante a manutenção em sua rede. Já o elemento de interrupção pode ser qualquer equipamento acionado por comando ou proteção de atuação automática, como por exemplo, disjuntores, religadores e chaves estáticas.

Conforme pode ser observado na Tabela 1, independentemente da potência instalada é necessário utilizar esquema de proteção anti-ilhamento. Isso implica dizer que não é permitido que a geração distribuída forneça energia para a rede caso a concessionária fique fora de operação. Entretanto, em seu módulo 3, seção 3.7, item 3.2.4, o procedimento de distribuição diz que as unidades consumidoras com microgeração ou minigeração distribuída podem operar em modo de ilha, desde que desconectadas fisicamente da rede de distribuição, ou seja, formar uma microrrede isolada. A definição de unidade consumidora nesse contexto é importante para delimitar, em termos de legislação, o tamanho geográfico de uma microrrede. A resolução 687, em seu artigo segundo, prevê a figura do empreendimento com múltiplas

unidades consumidoras “caracterizado pela utilização de energia elétrica de forma independente (...) com microgeração ou minigeração distribuída, (...) desde que as unidades consumidoras estejam localizadas em uma mesma propriedade ou em propriedades contíguas, sendo vedada a utilização de vias públicas, de passagem aérea ou subterrânea e de propriedade de terceiros não integrantes do empreendimento”. Ou seja, é possível caracterizar um *shopping center*, um condomínio fechado residencial ou um prédio comercial como um empreendimento com múltiplas unidades consumidoras. Porém, uma universidade com acesso aberto ao público pode não se enquadrar nesta definição.

Tabela 1 - Requisitos de proteção e medição conforme a potência instalada para acesso ao sistema de distribuição, retirado de (ANEEL, 2016).

EQUIPAMENTO	Potência Instalada (P , kW)		
	$P \leq 75$	$75 \leq P \leq 500$	$500 \leq P \leq 5000$
Elemento de desconexão	Sim	Sim	Sim
Elemento de interrupção	Sim	Sim	Sim
Transformador de acoplamento	Não	Sim	Sim
Proteção de sub e sobretensão	Sim	Sim	Sim
Proteção de sub e sobrefrequência	Sim	Sim	Sim
Proteção contra desequilíbrio de corrente	Não	Não	Sim
Proteção contra desbalanço de tensão	Não	Não	Sim
Sobrecorrente direcional	Não	Sim	Sim
Sobrecorrente com restrição de tensão	Não	Não	Sim
Relé de sincronismo	Sim	Sim	Sim
Anti-ilhamento	Sim	Sim	Sim
Medição	Sistema de medição bidirecional	Medidor 4 quadrantes	Medidor 4 quadrantes

O padrão internacional IEEE 1547, *Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems* (IEEE, 2003), merece destaque uma vez que seu submódulo 1547.4 (IEEE, 2011) trata especificamente sobre o projeto, a operação e a integração de sistemas de potência que podem trabalhar isolados. O padrão é

endereçado aos projetistas, operadores, integradores de sistemas e fabricantes de equipamentos com o objetivo de fornecer um conhecimento introdutório e chamar a atenção para questões técnicas importantes da engenharia de microrredes, entre elas controle de tensão e frequência, qualidade de energia, esquemas de alívio de carga, monitoramento da rede, troca de informações, análise de regimes permanente e transitório e esquemas de proteção.

Especificamente sobre o tema proteção de microrredes, o padrão IEEE 1547 enumera algumas preocupações que os engenheiros responsáveis pelas microrredes devem ter em mente desde seu projeto até sua operação, como a coordenação e a seletividade da proteção, mesmo com a drástica variação de corrente de falta que pode existir nas diversas condições operativas da microrrede. É mencionado que conversores utilizados juntamente com as microfontes mais comuns em microrredes podem limitar a corrente de falta em 1,0 a 2,0 vezes seu valor nominal. Também é citada a importância da compatibilização da proteção da microrrede com o esquema adotado pela concessionária local, que frequentemente utiliza fusíveis e religadores automáticos, não sendo usualmente previsto o fluxo de potência bidirecional.

2.3 Projetos de Microrredes em Países Desenvolvidos

Com a expansão da geração distribuída, os países mais desenvolvidos têm pesquisado sobre as microrredes desde o início deste século. Como consequência, as primeiras microrredes reais já se fazem presentes em formato experimental como se discute a seguir.

Nos Estados Unidos, o *Consortium for Electric Reliability Technology Solution* (CERTS, 2003) vem trabalhando no conceito de microrredes que envolvam a integração das cargas e das microfontes operando como um sistema único, fornecendo energia e calor. A arquitetura da microrrede foi pensada de forma a garantir que o impacto de sua conexão ao sistema elétrico não prejudique os demais consumidores e esteja de acordo com as regras e normas para acesso ao sistema de distribuição. A Figura 4 ilustra o diagrama unifilar da microrrede projetada pelo CERTS.

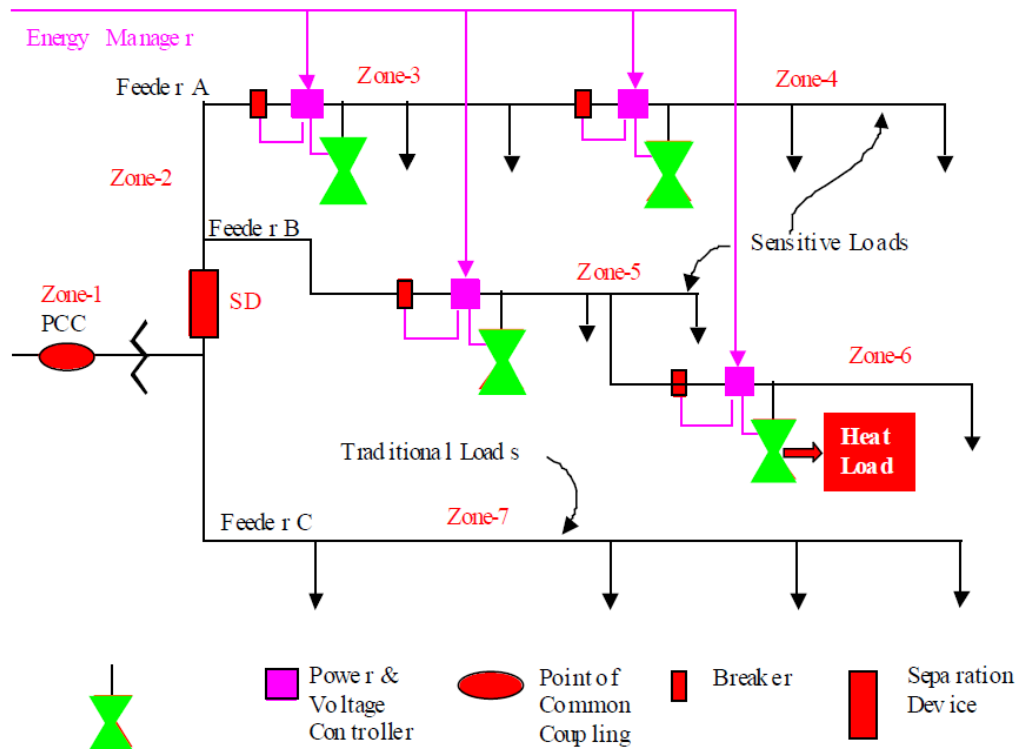


Figura 4 - Diagrama unifilar da microrrede projetada pelo CERTS. Retirado de (CERTS, 2003).

A rede projetada pelo *CERTS* faz a interface com o sistema elétrico local através do PCC, o qual pode operar aberto (condição *off-grid*) ou fechado (condição *on-grid*) sem prejuízo para as cargas no interior da microrrede. Há três alimentadores (A, B, C) com cargas distribuídas ao longo da rede de distribuição e microfones conectadas à rede por meio de inversores, nos alimentadores A e B. Nota-se também a presença de controladores próximos às fontes, cujo objetivo é regular a tensão e a frequência, visando garantir a qualidade da energia gerada. Um dispositivo de separação (SD) é utilizado para isolar os alimentadores A e B, cuja carga é essencial e crítica à microrrede, do alimentador C, que não possui geração distribuída e ao qual estão conectadas cargas de menor importância. Desta forma, na ocorrência de ilhamento, caso a geração local não comporte toda a carga demandada pela microrrede, é iniciado um processo de alívio de carga com a desconexão do alimentador C através do SD. Uma grande preocupação do projeto é o impacto que a microrrede pode causar à concessionária de energia. Visando minimizar a interferência na rede local, a arquitetura da microrrede foi projetada para ser compatível com as regras e especificações técnicas mais atuais, como a IEEE 1547 (IEEE, 2003) e, por conseguinte, apresentar-se para o sistema elétrico de potência como uma entidade controlável, que pode ser operada como

uma carga única. Em algumas circunstâncias, a microrrede pode até ajudar o sistema de distribuição através do suporte local de tensão, aumentando a estabilidade ou respondendo rapidamente à variação de carga.

O governo japonês já considera que em um futuro próximo grande parte da energia será fornecida por fontes renováveis, principalmente painéis fotovoltaicos, instalados junto aos consumidores finais (NODA *et al.*, 2012). Nesta linha de pensamento, a NEDO (*New Energy and Industrial Technology Development Organization*) desenvolveu três projetos de microrredes, localizados em Hachinohe, Aichi e Kioto, no Japão (BARNES *et al.*, 2007), com destaque para o projeto da cidade de Hachinohe, que utiliza um alimentador privado de 6 kV conectando quatro escolas locais, a prefeitura, um prédio comercial, e a estação de tratamento de água e esgoto. A Figura 5 ilustra o diagrama unifilar da microrrede de Hachinohe, onde pode ser vista a presença de fontes distribuídas do tipo eólica, solar e biomassa. A energia gerada cuja fonte primária é a biomassa vem de uma planta de tratamento de esgoto, e o gás quente que deixa as turbinas de biomassa é reaproveitado no processo de fermentação dos resíduos da rede de esgoto. Há também um banco de baterias para armazenar energia, o que é altamente recomendado quando se tem fontes intermitentes, cuja energia primária não pode ser armazenada para conversão em energia elétrica no momento mais oportuno, como a energia solar ou eólica. Pode-se notar ainda que, com exceção dos geradores movidos a biomassa, todas as demais fontes possuem integração com o sistema de distribuição através do uso de eletrônica de potência (PE). Um sistema de controle centralizado é responsável por tomar a decisão de isolar a microrrede ou conectá-la ao sistema de distribuição local, além de controlar a geração distribuída presente na microrrede.

Os países europeus também já possuem suas microrredes piloto. Destaca-se o projeto de pesquisa, desenvolvimento e demonstração (RD&D) já concluído e liderado pela NTUA (*National Technical University of Athens*). O consórcio compreendeu catorze parceiros de mais de sete países europeus, incluindo concessionárias como a EDF (França), PPC (Grécia) e EDP (Portugal), fabricantes de equipamentos, institutos de pesquisa, como o laboratório alemão ISET, e universidades, entre elas a francesa École de Mines e a inglesa Universidade de Manchester (HATZIARGYRIOU *et al.*, 2007). A Figura 6 mostra as instalações no laboratório do ISET, onde foram estudadas

técnicas de controle centralizado e descentralizado. O projeto alcançou os objetivos de promover soluções técnicas inovadoras, entre elas a modelagem das microfones para simulações em regime permanente, filosofias de operação ilhada e interconectada, estratégias de *blackstart*, e esquemas de proteção e aterramento de microrredes.

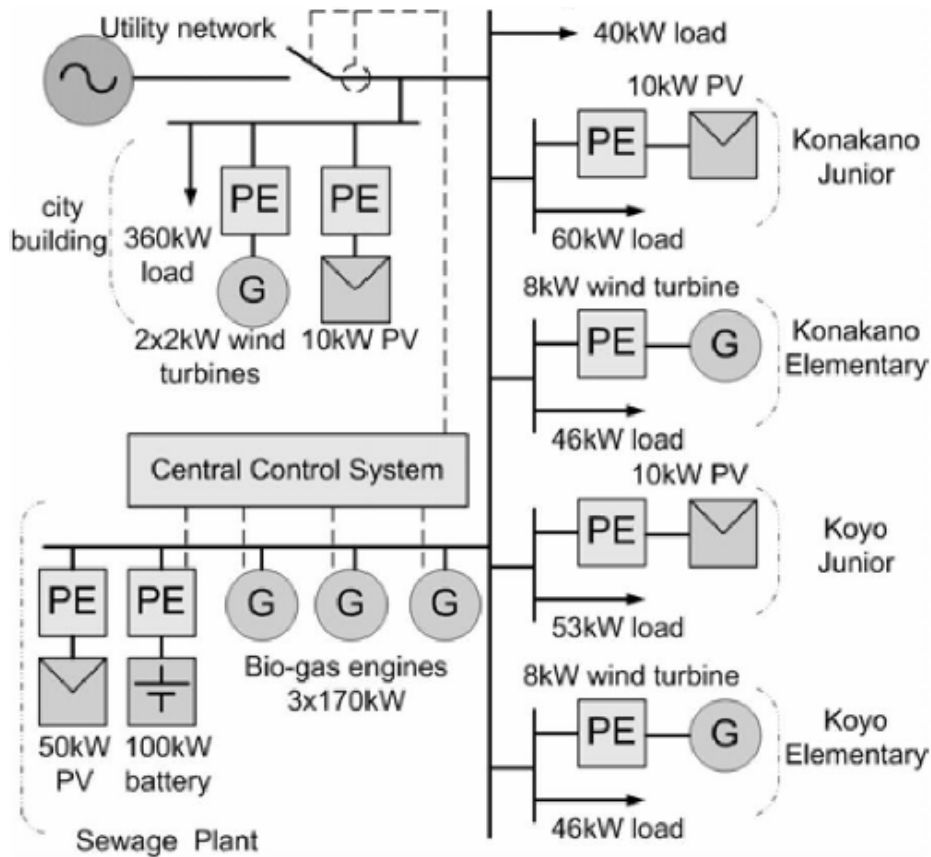


Figura 5 - Microrrede na cidade de Hachinohe, Japão. Retirado de (BARNES *et al.*, 2007).

Existe na ilha grega de Kythnosuma uma microrrede que opera somente no modo isolado, uma vez que o alimentador mais próximo para conexão com o sistema está a quatro quilômetros de distância. O sistema vem sendo utilizado como ferramenta de pesquisa e compreende um sistema de geração fotovoltaico, um banco de baterias e um gerador a diesel, conforme ilustrado na Figura 7. Por ter uma carga essencialmente monofásica, estudos relacionados ao controle de tensão e frequência por fase são de grande interesse para essa microrrede.

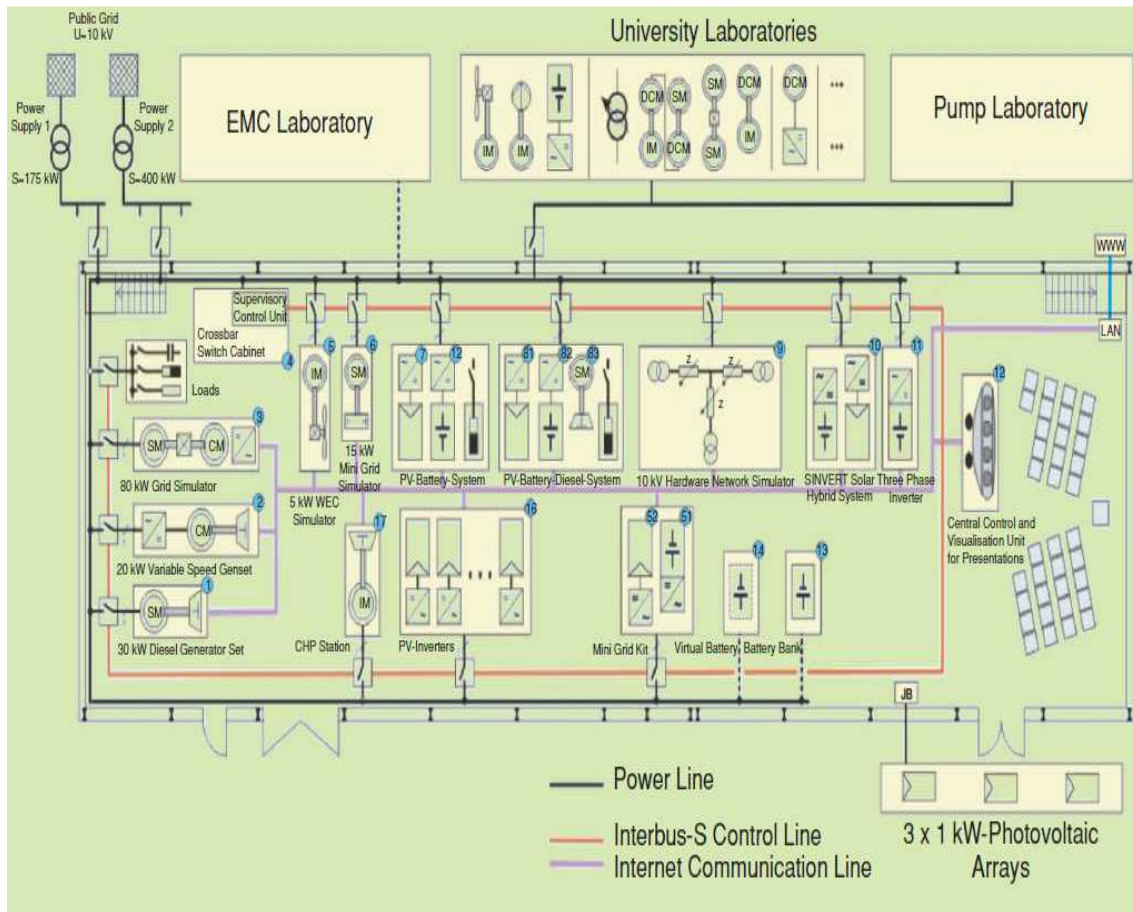


Figura 6 - Microrrede no laboratório do instituto ISET. Retirado de (HATZIARGYRIOU *et al.*, 2007).

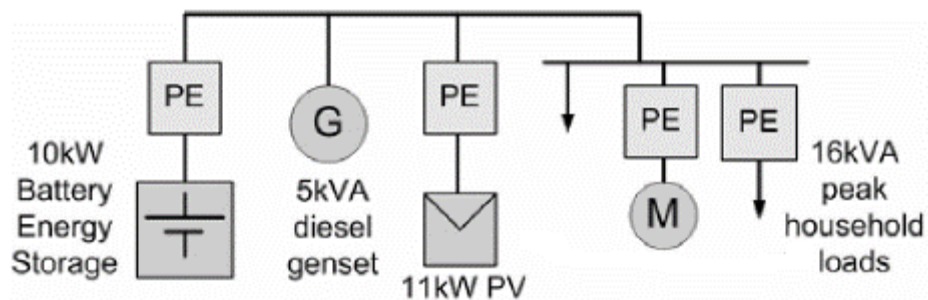


Figura 7 - Microrrede da ilha de Kythnos (BARNES *et al.*, 2007).

2.4 Projetos de Microrredes no Brasil

No Brasil, as maiores experiências relacionadas a microrredes referem-se ao seu uso em localidades isoladas, uma vez que se estima que cerca de dois milhões de brasileiros ainda não estejam conectados ao sistema interligado nacional (RIBEIRO *et al.*, 2011). O uso de microrredes surge, portanto, como uma alternativa a famílias

localizadas em regiões remotas do país. Projetos pilotos também vêm sendo desenvolvidos por universidades conforme descrito a seguir.

Na cobertura do Bloco I da Escola de Engenharia da Universidade Federal de Minas Gerais (EEUFMG), está instalada a usina experimental fotovoltaica TESLA Engenharia de Potência, que faz parte de um projeto de pesquisa e desenvolvimento (P&D) realizado na forma de parceria entre a UFMG e a Companhia de Eletricidade da Bahia (Coelba) (FOUREAUX *et al.*, 2016). A usina possui um total de 154 painéis fotovoltaicos de potência de pico de 245 W, contabilizando uma potência de pico total de 37,2 kW. Três inversores trifásicos de potência de 10 kW, 12kW e 15 kW são utilizados para converter a energia gerada em corrente contínua para corrente alternada e possibilitar a conexão com o sistema elétrico da concessionária local. Nesta fase não há nenhum elemento de armazenamento de energia e a usina não está preparada para trabalhar de forma isolada. A previsão é que em 3 anos esta estará apta a operar também na condição *off-grid*. A Figura 8 ilustra o diagrama elétrico da usina experimental da EEUFMG.

Pela Figura 8 pode-se observar a preocupação do projeto em garantir a proteção elétrica da usina, através do uso de fusíveis, disjuntores, e dispositivos de proteção contra surtos (DPS) instalados nos painéis DC1, DC2, DC3 e no quadro AC. Cada terminal *cc* da cadeia de painéis fotovoltaicos é ligado a dois polos de disjuntor, aumentando a capacidade de abertura do disjuntor. A proteção contra sobrecorrentes também é garantida pela presença dos fusíveis. Nota-se a utilização de diodo no polo positivo de forma a não permitir que uma cadeia de painéis fotovoltaicos receba corrente reversa proveniente de outras cadeias em caso de uma redução de tensão devido a algum problema ou sombreamento.

A ilha de Lençóis, no estado do Maranhão, é palco de um projeto piloto de aplicação de uma microrrede isolada, cujas fontes de energia são três microturbinas eólicas com potência nominal de 7,5 kW e painéis fotovoltaicos com potência total de 21 kW (RIBEIRO *et al.*, 2011). A Figura 9 ilustra a microrrede isolada de Lençóis, que conta ainda com um gerador a diesel de 53 kVA utilizado como fonte complementar ou em caso de manutenção nos aerogeradores ou placas solares. Um barramento de corrente contínua concentra a geração solar e eólica (após retificação) e possui um banco de baterias para armazenar energia. Dois inversores, cada um de 20 kVA,

trabalham em paralelo para transformar a energia elétrica em corrente alternada e alimentar as cargas através de uma rede com cabos isolados. O controle centralizado do sistema é feito por meio de um programador lógico controlável (PLC) e os dados coletados são enviados para a universidade, distante alguns quilômetros da ilha, onde é realizado o monitoramento remoto.

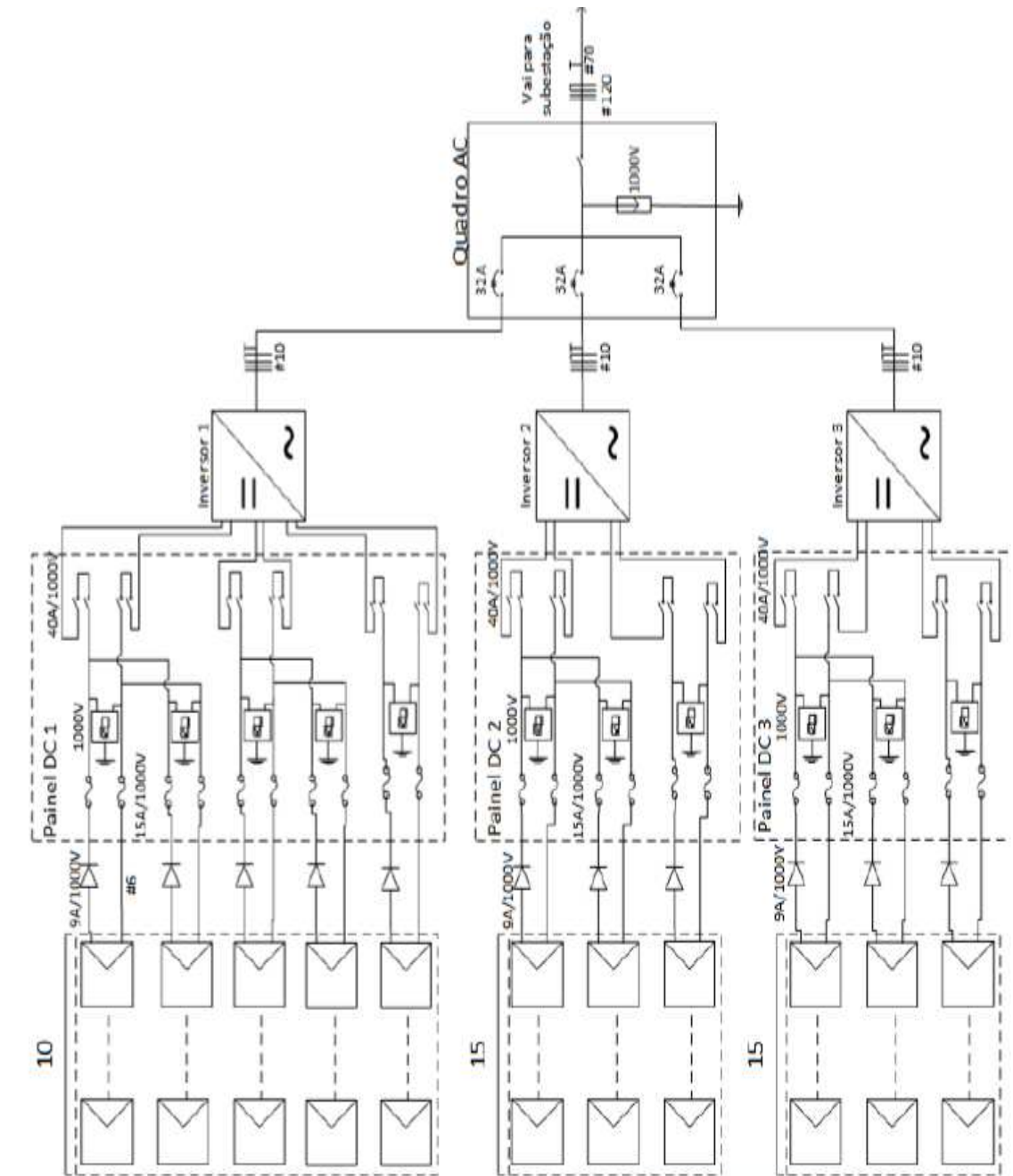


Figura 8 - Usina experimental da EEUFMG retirado de (FOUREAUX *et al.*, 2016).

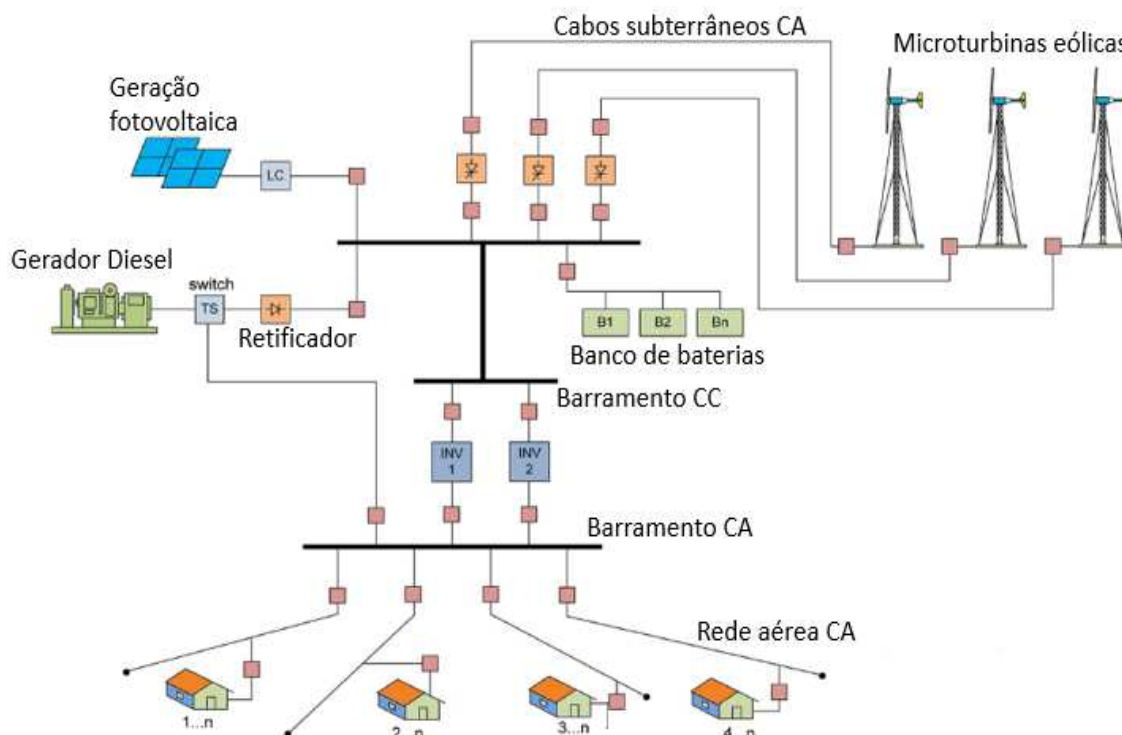


Figura 9 - Microrrede isolada de Lençóis. Retirado de (RIBEIRO *et al.*, 2011).

A ilha de Fernando de Noronha, localizada no litoral brasileiro, também é exemplo de uma microrrede que atende a aproximadamente 2500 pessoas. Até 2013, a ilha tinha capacidade de geração de 2 MW, sendo aproximadamente 225 kW gerados a partir de microturbinas eólicas (SIOSHANI, 2012). Em 2014, foi inaugurada a Usina Solar Noronha I, com potência instalada de 400 kWp. Uma segunda unidade ainda está em fase de construção. A Celpe (Companhia de Energética de Pernambuco) tem a intenção de implantar na ilha as primeiras redes inteligentes do estado, com investimento de cerca de 17,6 milhões de reais em áreas como medição, telecomunicações e automação (SIOSHANI, 2012).

Outra comunidade isolada brasileira que se beneficia das vantagens das fontes alternativas para a geração de energia elétrica de forma isolada da rede fica na ilha da Ferradura, situada no rio Paraná, região de Ilha Solteira, no estado de São Paulo (PASCHOARELI *et al.* 2002). O objetivo é atender a residências de pescadores da ilha através da geração fotovoltaica. O esquema é bastante simples, sendo composto apenas de placas solares, inversor e um banco de baterias para alimentar as residências.

Tanto a microrrede de Fernando de Noronha quanto as das ilhas de Lençóis e da Ferradura foram projetadas para operação isolada do sistema, ou seja, não há previsão

de ligação com a rede de distribuição de energia local, devido ao fato de serem áreas de difícil acesso e com custo elevado para conexão ao Sistema Interligado Nacional (SIN).

Exemplo de microrrede que pode trabalhar de maneira interligada ao sistema elétrico é o projeto de P&D conduzido pela Enel Brasil, através de suas empresas Coelce, antiga Companhia Energética do Ceará, e Prátil, que estão equipando o condomínio AlphaVille Fortaleza e transformando sua rede elétrica interna em uma microrrede autônoma capaz de trabalhar isolada ou conectada à rede elétrica da distribuidora (ENEL, 2015). A primeira fase do projeto prevê a instalação de painéis fotovoltaicos nas residências do condomínio e nas áreas comuns do loteamento. Haverá ainda geração eólica, com potência instalada de 7 kW, e sistema de armazenamento de energia centralizado com capacidade total de 111 kWh.

A universidade de Itajubá (UNIFEI), por meio do Centro de Excelência em Redes Elétricas Inteligentes (CERIn), inaugurou em abril de 2016 o primeiro gerador fotovoltaico no teto do prédio do CERIn. O sistema possui 62 painéis solares divididos em dois grupos, interligados à rede de baixa tensão da UNIFEI via dois inversores e um autotransformador. A capacidade de geração é de 15kWp com produção estimada em 22,2 MWh por ano. O objetivo do projeto com a implantação de uma microrrede inteligente com geração renovável é buscar um alto índice de sustentabilidade na produção de energia elétrica e transformar o campus numa espécie de projeto vivo para ensino e pesquisa na área de redes inteligentes (UNIFEI, 2016).

Preocupação comum a todos os pesquisadores que desenvolvem e estudam as microrredes citadas é sua proteção elétrica, tanto na operação *on-grid*, quando aplicável, quanto *off-grid*. Diversas estratégias e lógicas de proteção vêm sendo estudadas e publicadas na literatura. Há consenso entre os pesquisadores da área de que a proteção convencional aplicada atualmente nas redes de distribuição, com topologia radial e fluxo unidirecional de potência, não será capaz de atender às microrredes no futuro. De forma a compreender a razão para tal preocupação, são discutidas no próximo capítulo as principais características do sistema de proteção das redes de distribuição atuais e os possíveis impactos causados pela presença de uma microrrede interligada ao sistema de distribuição. É verificado como a presença da geração distribuída, item indissociável das microrredes do futuro, afeta a forma como o sistema de proteção foi pensado para proteger as redes das concessionárias de energia elétrica.

3 Impactos da Geração Distribuída na Proteção do Sistema de Distribuição Convencional

3.1 Filosofia de proteção de redes de distribuição radiais

Sistemas de energia elétrica são pensados, projetados e construídos de forma a entregar aos consumidores finais energia elétrica com níveis de tensão e frequência adequados. Em um sistema elétrico de potência tradicional, as unidades geradoras de energia estão tipicamente localizadas em pontos distantes dos centros de carga. A energia gerada é transmitida em níveis elevados de tensão visando minimizar as perdas de transporte de energia até a sua entrega na subestação abaixadora de distribuição. Destas subestações saem ramais urbanos e rurais que levam a energia até o consumidor final. Em geral, esses ramais possuem configuração radial, isto é, o fluxo de potência é unidirecional, sempre saindo da subestação abaixadora em direção à carga distribuída ao longo do alimentador.

Para garantir a integridade do sistema elétrico de potência, são utilizados diversos dispositivos de proteção, dentre estes relés digitais, disjuntores, religadores e chaves fusíveis, cuja finalidade é desconectar do sistema o equipamento ou parte do sistema que apresentar defeito ou mau funcionamento. Visando minimizar o impacto causado pelo defeito e também garantir que a parte sã do sistema sofra a menor interferência possível, o sistema de proteção é projetado com certas características fundamentais descritas a seguir (MASON, 1956):

Sensibilidade – o sistema de proteção deve ser ajustado de forma a detectar qualquer condição anormal de operação que ponha em risco a integridade de equipamentos, a operação do sistema e a segurança de pessoas.

Velocidade de operação – a atuação da proteção deve ser rápida o suficiente de forma a minimizar os danos causados aos equipamentos pelas condições anormais de operação, como, por exemplo, altas correntes provenientes de curtos-circuitos. Quanto mais rápido o sistema de proteção detectar e isolar a parte defeituosa menor a exposição a condições impróprias de funcionamento.

Confiabilidade – devido à sua importância para o sistema elétrico, é de extrema importância que o sistema de proteção opere com a máxima confiança, ou seja, opere somente quando necessário.

Seletividade – não é desejável que todo o sistema fique indisponível devido a um defeito pontual. Desta forma, o sistema de proteção deve ser capaz de isolar apenas o trecho ou parte do sistema em falta, preservando ao máximo a continuidade do serviço através da atuação do equipamento de proteção mais próximo ao defeito. A seletividade pode ser garantida a partir da parametrização dos elementos de proteção. A Figura 10 ilustra o conceito de seletividade a partir das curvas tempo x corrente de dois relés de proteção colocados em série em um circuito, um deles na saída de uma subestação de energia (SE) (religador 1) e outro em ponto mais distante ao longo do alimentador (religador 2). Para uma mesma corrente de falta, o tempo de atuação é distinto entre os relés, com o religador 2 atuando sempre antes do religador da subestação. Com isso, garante-se que uma falta à jusante do religador 2 não acarrete em interrupção de fornecimento em todo o alimentador, o que ocorreria com a abertura do religador 1.

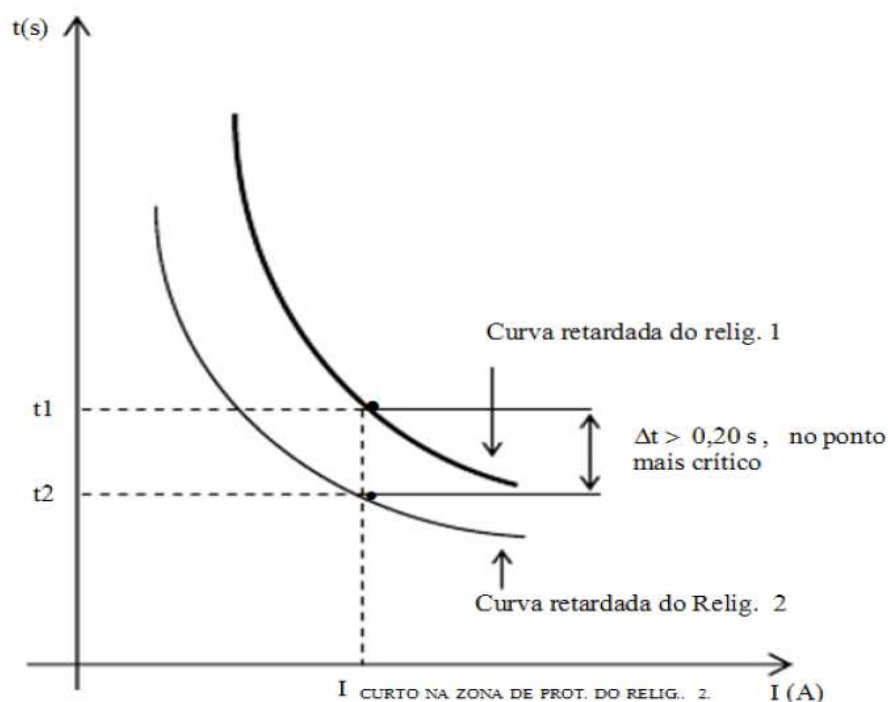


Figura 10 - Curvas tempo x corrente. Retirado de (MACHADO, 2014).

A filosofia de proteção aplicada nos sistemas de distribuição de energia convencionais leva em conta os requisitos expostos anteriormente e é baseada em algumas premissas de funcionamento do sistema:

Fluxo de potência unidirecional – ou seja, não há geração de energia no nível da carga e, conseqüentemente, o fluxo de potência se dá unicamente do sistema de distribuição para as cargas dispersas ao longo dos alimentadores.

Alta relação corrente de falta / corrente de carga – as usinas hidroelétricas, empregadas de maneira preponderante no Brasil, utilizam máquinas síncronas para converter a energia mecânica em energia elétrica. Geradores síncronos possuem a característica de fornecer valores elevados de corrente de curto-circuito na ocorrência de faltas no sistema elétrico.

Coordenação entre os equipamentos de proteção – a coordenação da proteção deve assegurar que faltas transitórias sejam eliminadas por equipamentos capazes de realizar religamentos rápidos da carga, como disjuntores e religadores, e que faltas permanentes sejam eliminadas pelo equipamento de proteção mais próximo ao local do defeito, como chaves fusíveis. A coordenação entre equipamentos é obtida a partir da parametrização de curvas rápidas de sobrecorrente nos religadores, que atuam antes do

tempo de fusão do fusível a jusante para uma determinada corrente de curto-circuito. Após a eliminação da falta, o religador (ou disjuntor) faz uma tentativa de fechamento (religamento) para restabelecer o fornecimento ao circuito. Caso a falta persista, uma segunda curva de proteção de sobrecorrente é utilizada, desta vez com tempo de atuação superior ao tempo de fusão do fusível. O número de tentativas de religamento com curvas de atuação rápidas antes do uso da curva lenta, com conseqüente fusão do elemento mais próximo à falta, é definido pela filosofia de operação da proteção de cada concessionária. A Figura 11 ilustra o princípio de coordenação entre religador-fusível.

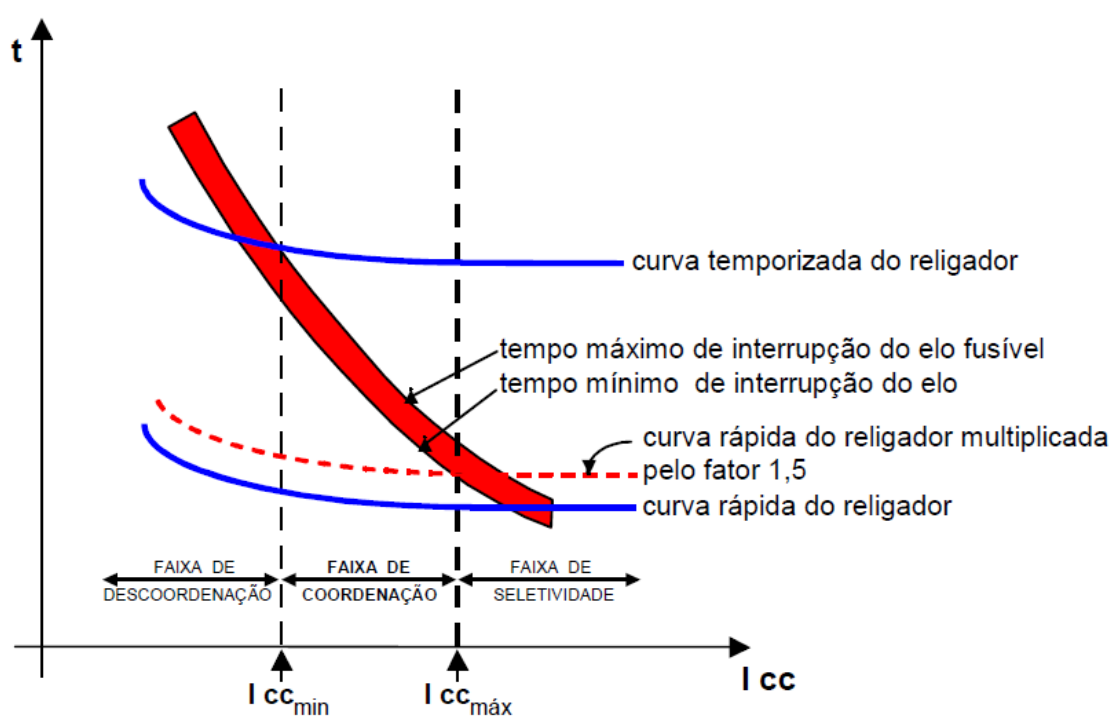


Figura 11 - Coordenação religador-fusível. Retirado de (SANTOS, 2012).

Religamento automático – comando de fechamento do disjuntor ou religador enviado pelo sistema de proteção após a ocorrência de um *trip*, decorrido um tempo pré-definido chamado de tempo morto. O objetivo do religamento automático é restabelecer o fornecimento de energia o mais rápido possível. Pode ser feita mais de uma tentativa de religamento, dependendo da filosofia de proteção da concessionária. Se o defeito for permanente e não for eliminado por outro equipamento de proteção, tipicamente um fusível, o religamento, após serem esgotadas todas as tentativas parametrizadas, vai para o estado conhecido como *lockout*. Nesse caso, o religador/disjuntor só poderá ser fechado por um comando do operador do sistema.

Todas as premissas discutidas acima passaram a ser reavaliadas a partir do momento em que a geração distribuída, característica marcante das microrredes, passou a ter uma penetração cada vez maior em redes de distribuição.

3.2 Impactos na proteção de redes de distribuição causados pela presença de geração distribuída

A Figura 12 representa, simplificada, parte de um sistema de distribuição de energia e será utilizada para exemplificar a atuação do sistema de proteção convencional baseado nas premissas discutidas no item anterior.

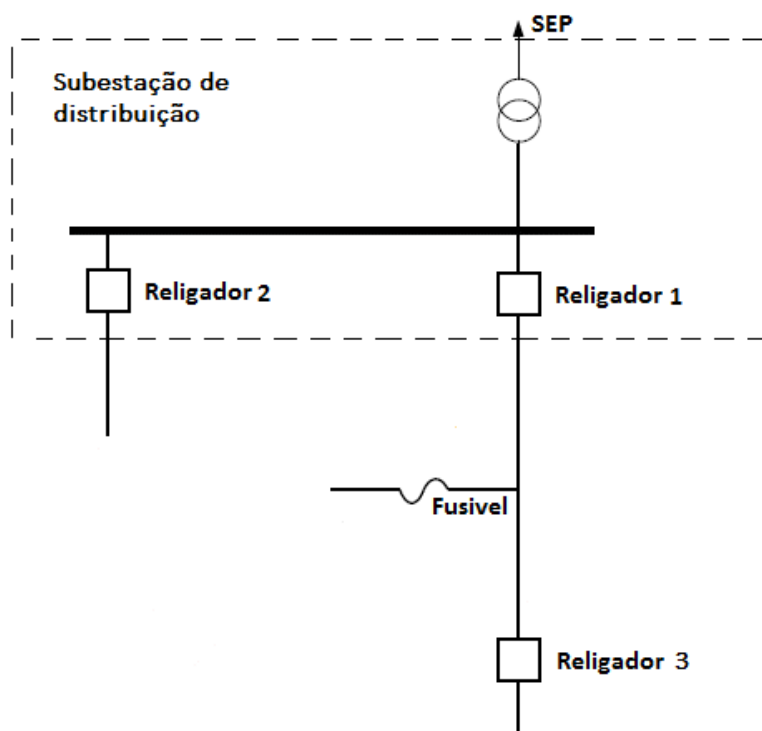


Figura 12 - Sistema de distribuição convencional simplificado.

Na ilustração da Figura 12, o sistema elétrico de potência, que age como fonte de energia para o sistema de distribuição, com suas linhas de transmissão e demais equipamentos, como transformadores e geradores síncronos, não foi apresentado, sendo apenas indicado pela sigla SEP. A subestação de distribuição foi representada pelo transformador abaixador, uma barra simples de distribuição e pelos religadores que dão origem aos alimentadores, sejam eles urbanos ou rurais. A tensão nominal de entrada no primário do transformador abaixador pode assumir valores desde 500 kV a 69 kV, e a

barra de distribuição é comumente especificada para tensões entre 34,5 kV e 13,8 kV. A partir da subestação, partem vários ramais de alimentação protegidos não somente pelos religadores que se encontram na subestação, mas também por outros dispositivos espalhados pela rede, como fusíveis e outros religadores instalados ao longo do alimentador.

A rede da Figura 12 deve ser protegida para que faltas ou condições operativas anormais em qualquer um de seus componentes não levem o sistema ao colapso, deixando milhares de consumidores sem energia. Desta forma, o sistema de proteção é projetado, implantado e parametrizado seguindo as premissas abordadas no item anterior, entre elas a coordenação fusível-religador. Em outras palavras, um curto-circuito na derivação do alimentador protegido pelo fusível na Figura 12 deve causar a atuação primeiramente do religador 1, localizado na subestação, evitando a queima do fusível e prevenindo a interrupção permanente do fornecimento de energia a todos os consumidores ligados ao ramal do alimentador. Vale notar que, visando à coordenação com o fusível, todos os clientes conectados ao religador 1 são sacrificados e ficam temporariamente sem energia. Essa filosofia é empregada de forma mais frequente em alimentadores longos e com menor concentração de clientes, caracterizando tipicamente uma rede rural. Passado um curto período de tempo, que pode variar de alguns segundos até três minutos após a abertura do religador 1, é feita uma tentativa de religamento automático, com o que se restabelece a energia em todo o alimentador. Caso a falta persista, o religador 1 ainda pode atuar novamente de forma rápida, fazendo outras tentativas de religamento automático de forma a evitar a queima do fusível. O número de tentativas varia de concessionária para concessionária e, dentro de uma mesma concessionária, de alimentador para alimentador. Esgotadas as tentativas de religamentos automáticos, após o último fechamento do religador, a atuação da proteção passa para a curva lenta e é esperada a queima do fusível antes da abertura do religador. A falta, nesse caso, é extinta de maneira permanente. Porém, será necessária a substituição do fusível queimado para que se restabeleça a energia nos consumidores afetados.

Se se imaginar uma rede urbana, com grande concentração de consumidores, alguns deles críticos, como hospitais e prédios públicos, a filosofia de coordenação

fusível-religador é desencorajada uma vez que, para salvar o fusível, mais clientes são afetados. A solução encontrada é parametrizar o sistema de proteção para que o elemento de proteção mais próximo do defeito atue primeiro, ou seja, o sistema seja seletivo o suficiente para desligar o mínimo necessário de carga. Como exemplo, uma falta a jusante do religador 3 da Figura 12 deve atuar somente nesse religador, devendo o religador 1 atuar apenas como retaguarda, cobrindo uma eventual falha do religador 3. A seletividade do sistema de proteção é alcançada através das curvas de sobrecorrente em cada religador, onde o religador a jusante tem atuação mais rápida do que o localizado a montante. A parametrização das curvas de sobrecorrente baseia-se no princípio de que a corrente de falta é muito maior que a corrente nominal, ou seja, o *pick-up* desta proteção está acima do valor máximo de corrente que pode ser demandado pela carga alimentada. Caso contrário, existiria o risco de uma atuação indevida para a situação de carga pesada, o que levaria à abertura do religador no momento de máxima demanda. Vale ressaltar que cada alimentador pode ter o ajuste de *pick-up* de seu religador feito de maneira independente, uma vez que a carga instalada em cada um é específica.

A adição de geração distribuída altera de maneira significativa o comportamento do sistema de proteção convencional. Seus impactos já são conhecidos pelas concessionárias de energia elétrica, sendo discutidos nos próximos itens com a ajuda da Figura 13, onde uma microrrede é conectada a um dos alimentadores da rede da Figura 12.

3.2.1 Perda de coordenação

A conexão da microrrede ao sistema resulta na perda de coordenação entre o fusível e o religador 1 para uma falta em F1 na Figura 13. Como pode ser visto na Figura 11, a coordenação entre fusível e religador é feita através da curva rápida do religador, presumindo-se que ambos os equipamentos de falta meçam a mesma corrente de curto-circuito. Porém, na ocorrência da falta F1, a corrente que passa pelo fusível, $I_{re} + I_{mr}$, não é mais a mesma corrente que circula no religador 1, I_{re} . A contribuição para a corrente de falta associada às fontes de geração distribuída pode levar à queima do fusível antes mesmo da atuação rápida do religador 1. Nesta situação, uma falta que poderia ser transitória, caso que corresponde tipicamente a 70% a 80% das falhas que

ocorrem no sistema de distribuição, torna-se permanente com a queima do fusível (MARTINS, 2012).

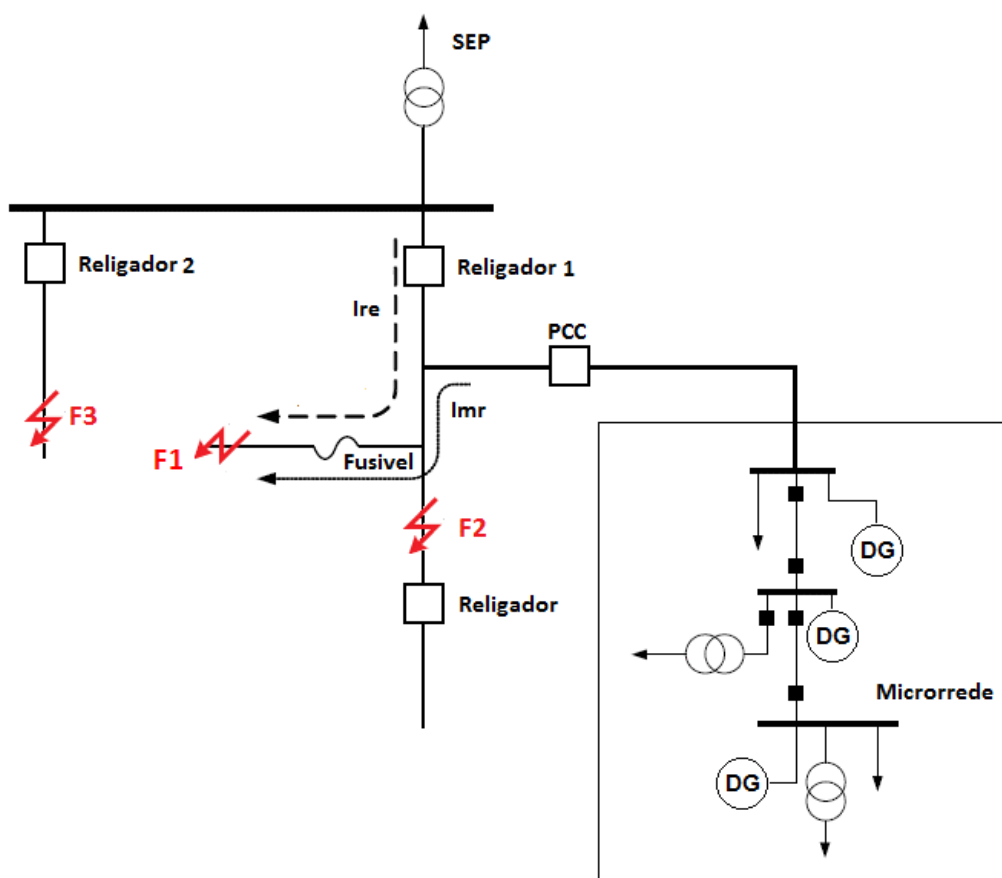


Figura 13 - Exemplo de impacto da geração distribuída no sistema de proteção da rede de distribuição. Adaptado de (MIVEH *et al.*, 2012).

3.2.2 Perda de sensibilidade

A ocorrência da falta F2 ilustrada na Figura 13 pode ocasionar perda de sensibilidade ou de alcance da proteção da concessionária devido ao efeito de *infeed* causado pela conexão da microrrede ao sistema. O efeito de *infeed* é caracterizado por um menor afundamento de tensão medido pelos equipamentos de proteção devido à presença da geração distribuída. A contribuição de corrente da geração distribuída faz com que a contribuição de corrente proveniente do sistema diminua. O fenômeno também está presente em linhas de transmissão e é mais claramente percebido analisando-se a proteção de distância, amplamente aplicada para esse tipo de elemento do SEP, e fazendo-se um paralelo entre a corrente de *infeed* e a corrente proveniente da geração distribuída.

A equação (1) mostra matematicamente o efeito do *infeed* na perda de sensibilidade da proteção de distância com o auxílio da Figura 14.

$$Z_R = \frac{V}{I} = \frac{x \cdot Z_L \cdot I + R_F(I + I')}{I} = x \cdot Z_L + R_F \left(1 + \frac{I'}{I} \right) \quad (1)$$

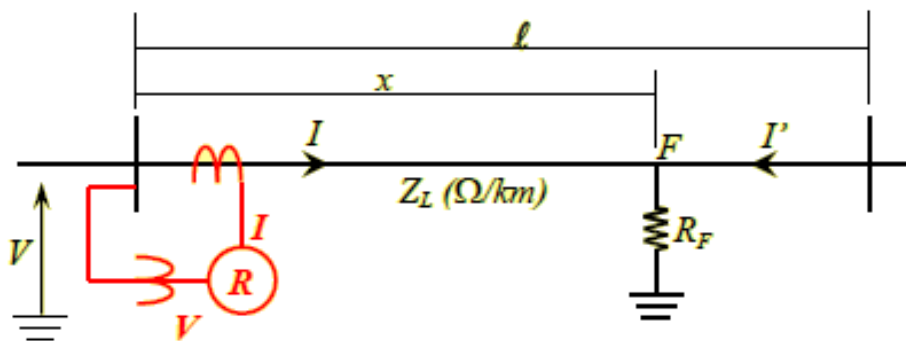


Figura 14 - Efeito *infeed* na proteção de distância. Retirado de (PEREIRA, 2012).

A proteção de distância opera comparando a impedância medida pelo relé de proteção Z_R com um valor ajustado de impedância que corresponde ao trecho de linha que se deseja proteger. Caso a impedância medida seja menor que a ajustada, tem-se um curto-circuito dentro da zona protegida e o relé enviará comando de *trip* ao disjuntor. A equação (1) descreve matematicamente a impedância medida pelo relé para um defeito a x km do ponto de medição do relé com resistência de falta R_F . Na ausência da corrente I' , a impedância medida corresponde $x \cdot Z_L + R_F$. Na presença de I' , que é gerada por uma fonte a jusante do relé de proteção, a impedância vista pelo relé aumenta um fator I'/I para uma mesma falta. Este fator cresce com o aumento de I' e pode-se chegar a um ponto em que a impedância medida pelo relé é maior que o valor ajustado para proteger a linha. Consequentemente, uma falta dentro da zona protegida não sensibilizará o relé.

3.2.3 Atuação indevida da proteção da concessionária

A falta F3 ilustrada na Figura 13 representa um defeito em alimentador distinto daquele ao qual a geração distribuída está conectada. Haverá fluxo reverso de corrente no religador 1 devido à contribuição dos geradores dentro da microrrede. Essa corrente pode ser alta o suficiente para sensibilizar a proteção de sobrecorrente do religador 1,

promovendo a sua abertura indevida para um curto-circuito em outro alimentador e prejudicando os consumidores conectados ao alimentador sem defeito.

3.2.4 Demais impactos

A presença da geração distribuída pode ainda impor restrições aos religamentos automáticos. Falta transitória são eliminadas pela rápida abertura dos equipamentos de proteção por um período denominado tempo morto de religamento. Essa abertura retira a fonte de alimentação que mantinha o curto-circuito, sendo promovida a extinção do arco elétrico com o consequente restabelecimento do isolamento do circuito. Todavia, caso a proteção da geração distribuída não atue durante o período do tempo morto, o arco elétrico poderá ser mantido e, portanto, não haverá interrupção da falta. Logo, haverá restabelecimento do sistema elétrico com uma falta não extinta e a proteção voltará a operar. Atuações de proteção após religamentos podem levar o sistema ao estado de *lockout* de religamento, sendo necessário o restabelecimento do circuito por comando manual de fechamento do religador ou disjuntor.

Existem ainda impactos motivados por fechamentos fora de sincronismo com o sistema elétrico. Tais fechamentos implicam elevadas correntes transitórias que causam danos aos equipamentos de geração. Para evitar tais ocorrências, o fechamento do elemento que interliga a geração distribuída à rede principal só é permitido caso a diferença de magnitude, frequência e ângulo da tensão entre os seus respectivos polos estejam dentro de uma janela admissível. Caso contrário, o comando de fechamento não é permitido. No entanto, pode ocorrer de a geração distribuída permanecer alimentando o sistema da concessionária durante uma tentativa de religamento e o fechamento não ser supervisionado, o que poderia ter consequências catastróficas.

3.3 Funções de proteção exigidas no ponto de conexão por distribuidoras de energia

Visando minimizar os impactos causados pela geração distribuída mencionados no item anterior, as principais concessionárias de distribuição do Brasil elaboraram normas técnicas com requisitos mínimos de proteção a serem adotados pelos acessantes, conforme previsto na resolução 482 da ANEEL (ANEEL, 2012). A Tabela 2 resume

um levantamento realizado em (MARTINS, 2012) sobre as unidades de proteção exigidas no ponto de conexão da geração distribuída com o sistema por diversas distribuidoras de energia no país. A codificação numérica das unidades de proteção segue a padronização proposta pela ANSI (*American National Standards Institute*). A tabela completa está disponível no Apêndice B (SCHWEITZER, 2017).

Tabela 2 - Funções de proteção exigidas por distribuidoras no ponto de acesso de geração distribuída. Adaptado de (MARTINS, 2012).

Relé	Descrição	Função	Distribuidoras
21/21N (Opcional à função 51V para média tensão)	Relé de distância de fase e neutro	Proteção contra faltas fase-fase e fase-terra na distribuidora	Copel, Cemig, CPFL, Celesc
25	Relé de verificação de sincronismo	Permite a conexão de circuitos quando ambos atenderem a limites prefixados de tensão, frequência e ângulo de fase	Celesc, Coelba, Light, Cemig, Copel, Enersul, Eletropaulo
27	Relé de subtensão	Proteção contra subtensões, utilizada principalmente para assegurar condições mínimas de atendimento às cargas	Celesc, Coelba, Copel, Cemig, CPFL, Elektro, Light, Eletropaulo
37	Relé de subcorrente	Associada à função 46, detecta faltas com sequência negativa e redução da corrente	Copel
32	Relé direcional de potência	Limita a potência ativa injetada ou consumida pelo acessante	Celesc, Coelba, Copel, Eletropaulo, Cemig,
46	Relé de sobrecorrente de sequência negativa	Proteção do gerador contra correntes desequilibradas	Cemig, Celesc
47 (Opcional à função 46)	Relé de sequência de fase de tensão	Proteção do gerador para operação durante desequilíbrios de tensões	Coelba, Eletropaulo, Cemig, Celesc, Light
50BF	Relé contra falha de disjuntor	Minimiza danos ao sistema e a seus equipamentos no caso de falha de abertura do disjuntor após disparo da proteção	Copel
50/50N	Relé sobrecorrente instantâneo	Proteção contra faltas fase-fase e fase-terra na distribuidora	Celesc, Coelba, Copel, CPFL, Elektro, Enersul, Light
51/51N	Relé sobrecorrente temporizado	Proteção contra faltas fase-fase e fase-terra na distribuidora	Celesc, Coelba, Copel, CPFL, Elektro, Enersul, Light
51GS	Relé de sobrecorrente sensível de terra	Proteção complementar às proteções de sobrecorrente de falta a terra	CPFL
51V	Relé sobrecorrente com restrição de tensão	Protege contra faltas fase-fase na distribuidora ou no acessante. Necessária quando há dificuldade em compatibilizar geração máxima e contribuição mínima para falta.	Coelba, Cemig, Copel, Light
59	Relé de sobretensão	Proteção do acessante e da distribuidora	Celesc, Coelba, Copel,

		contra sobretensões. Assegura que condições mínimas de atendimento à carga estão sendo observadas.	Eletropaulo, Cemig, Light
59N	Relé de desequilíbrio de tensão	Proteção de tensão de sequência zero para faltas a terra na rede da concessionária ou no acessante. Utilizada se o transformador de conexão é ligado em delta	Celesc, Coelba, Copel, Eletropaulo, Cemig, Light, CPFL, Elektro,
67/67N (Pode ser utilizada para eliminar faltas na rede em substituição à 51V)	Relé de sobrecorrente direcional	Proteção para faltas no acessante. Opera como retaguarda para faltas no transformador de acoplamento e no lado de baixa tensão do acessante.	Celesc, Coelba, Copel, Cemig, CPFL, Eletropaulo, Light
78	Relé salto vetor ou deslocamento de fase	Proteção que compara os ciclos elétricos indicando se existe ou não deslocamento de fase de tensão. Utilizado para identificar situações de ilhamento	Copel, Celesc, Eletropaulo
81 (O/U)	Relé de frequência	Proteção contra o atendimento de cargas com níveis inadequados de frequência durante ilhamentos.	Celesc, Coelba, Cemig, Copel, Light
87	Relé diferencial de linha	Proteção para linha de transmissão com menos de 10 km que interliga o acessante ao sistema.	Copel

Como pode ser visto pela quantidade de unidades de proteção indicadas na Tabela 2, os requisitos mínimos solicitados por algumas concessionárias são maiores que os mínimos previstos no PRODIST, mencionados na Tabela 1, o que mostra a grande preocupação das concessionárias com o impacto que a geração distribuída pode causar em suas redes.

Mesmo com a garantia de que a geração distribuída tenha no ponto de conexão todas as proteções exigidas pela distribuidora acessada e que estas sejam parametrizadas de maneira correta, garantindo o menor impacto possível para a rede de distribuição local, a implantação de geração distribuída no contexto de uma microrrede aumenta o nível de complexidade requerido do sistema de proteção. Isso ocorre porque, nesse caso, este deve ser capaz de garantir a integridade e a segurança operacional na área da microrrede também para a operação *off-grid*, que como se vê adiante é crítica para o sistema de proteção aplicado.

3.4 Proteção de microrredes

Para que as microrredes se tornem parte do cotidiano da sociedade, é necessário garantir a sua proteção elétrica, tanto para a condição *on-grid* quanto para a condição *off-grid*. Para que os engenheiros responsáveis pelo projeto e operação das futuras microrredes dominem o assunto, diversas questões de ordem técnica ainda devem ser analisadas e esclarecidas, entre elas (CHOWDHURY *et al.*, 2009):

- i. Determinar em qual instante a microrrede deve ser separada do sistema e passar a trabalhar isolada;
- ii. Garantir na condição *off-grid* que a microrrede ainda tenha coordenação suficiente para desligar apenas a parte do sistema sob falta;
- iii. Ter velocidade de operação suficiente para garantir o menor impacto para as cargas da microrrede na ocorrência de distúrbios no sistema elétrico de potência.

O item i é particularmente importante para microrredes nas quais a geração distribuída instalada é maior que a carga a ser atendida. O excesso de produção de energia pode ser entregue para a concessionária, caracterizando uma microrrede exportadora. Desconexões espúrias representariam perda de receita. Há ainda a possibilidade de a microrrede ser projetada com menos geração do que a carga total. Nesse caso, uma atuação indevida da proteção que a isole do sistema elétrico pode levar ao acionamento de um esquema de alívio de carga, desligando cargas não essenciais e prejudicando os índices de qualidade de energia no interior da microrrede.

A coordenação interna da microrrede na situação de operação ilhada é fortemente influenciada pelo tipo de geração adotada. As microfuentes associadas a energias renováveis mais adequadas à aplicação em microrredes, como painéis fotovoltaicos, geradores eólicos, microturbinas e células de combustível, fazem uso de eletrônica de potência para adequar essas fontes aos níveis de tensão e frequência compatíveis com a rede de distribuição padrão. Característica importante da interface em eletrônica de potência é a restrição imposta por esses equipamentos à corrente de curto-circuito fornecida, que é limitada a um valor próximo a duas vezes a corrente nominal (NIKKHAJOEI *et al.*, 2007). Desta forma, faltas no modo operativo *off-grid*

terão contribuições de corrente com magnitudes inadequadas para os relés de sobrecorrente tradicionais. Com isso, o grau de coordenação e seletividade desejado no interior da microrrede pode não ser alcançado caso outra filosofia de proteção não seja aplicada.

Um dos objetivos da microrrede é garantir o fornecimento de energia ininterrupto para cargas críticas ou sensíveis, como hospitais ou indústrias. Distúrbios na rede da concessionária podem causar afundamentos de tensão na microrrede, prejudicando a qualidade e a confiabilidade da energia oferecida aos consumidores. A rápida separação da microrrede pode minimizar os impactos sentidos pelas cargas (RODRIGUES, 2016). Existem normas internacionais que tratam sobre o assunto, como a IEEE 1547 (IEEE, 2011), a qual permite tempos de atuação de proteção para separação da microrrede do sistema em até 160 milissegundos quando o afundamento de tensão na microrrede é superior a 50% da tensão nominal. A norma americana SEMI-F47 (SEMI, 2006), focada na qualidade de energia do ponto de vista da carga, é ainda mais rigorosa, estipulando um tempo não superior a 50 milissegundos para o mesmo afundamento de tensão. Desta forma, para o atendimento dessas normas é necessário um sistema de proteção que seja capaz de identificar e isolar a microrrede do sistema elétrico em um intervalo de tempo suficientemente curto.

No intuito de solucionar as questões levantadas neste item, diversos pesquisadores têm proposto algoritmos e filosofias de proteção que atendam aos requisitos necessários para aplicação em microrredes. Alguns pontos de convergência merecem destaque:

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

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

A proteção diferencial compara duas ou mais correntes para localizar uma falta. Basicamente, o algoritmo soma os fasores de corrente entrando no equipamento protegido e, caso a soma seja zero, ou próximo disso devido a erros de medição, considera-se que não há falta dentro da zona de proteção. Em comparação com outros esquemas de proteção, a unidade diferencial proporciona uma alta seletividade, uma vez que opera somente para defeitos dentro da zona protegida, limitada pelos transformadores de corrente (TC) que estão conectados ao relé. Devido a essa característica seletiva, não é necessário o uso de temporização da proteção (*pick-up delay*), garantindo-se uma alta velocidade de operação desta proteção (GUREVICH, 2006). Em aplicações de proteção de linhas, os relés que executam a proteção diferencial precisam necessariamente conhecer a corrente lida em cada terminal de linha. A Figura 15, retirada do catálogo de um fabricante de relés digitais, ilustra a proteção diferencial de linha. No caso apresentado, dois relés trocam a informação de corrente lida em seu terminal por meio de duas técnicas distintas, uma utilizando uma fibra ótica dedicada e outra empregando um multiplexador de sinais.

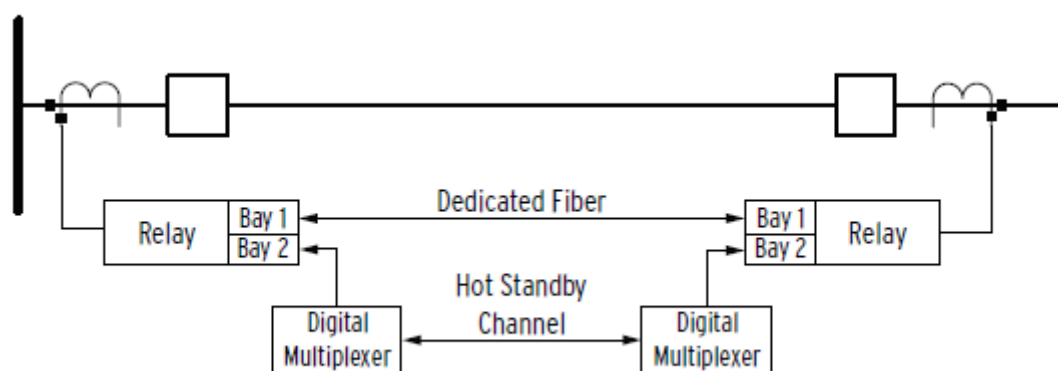


Figura 15 - Proteção diferencial de linha. Retirado de (SCHWEITZER, 2013).

O conceito de proteção adaptativa propõe que os ajustes de proteção de um relé sejam alterados automaticamente de acordo com as condições operativas da rede protegida, visando manter o melhor desempenho do sistema de proteção (ROCKFELLER, 1988). Desta forma, um relé presente em uma microrrede pode trabalhar com um grupo de ajuste para a operação *on-grid* e um segundo grupo para a condição *off-grid*. Explorando ainda mais esse conceito, pode-se 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 que seja adotado pelo engenheiro responsável pela proteção da microrrede.

O restante deste capítulo dedica-se a exemplificar a aplicação destes três conceitos de algoritmos de proteção de microrredes propostos e divulgados na literatura.

Em (SORTOMME *et al.*, 2010), propõe-se um algoritmo de proteção que pode ser implementado em relés digitais de proteção de alimentador disponíveis no mercado. A técnica consiste em empregar relés em ambas as pontas das linhas de distribuição dentro da microrrede e trocar informações sobre as correntes por eles registradas através de comunicação via fibra ótica. A diferença entre o algoritmo proposto e a proteção diferencial convencional adotada em linhas de transmissão é a capacidade do algoritmo em detectar faltas de alta impedância a partir de características típicas deste tipo de falta, como a variação da impedância de falta e a duração das correntes diferenciais. A Figura 16 ilustra a forma de onda de uma falta de alta impedância apresentada em (SORTOMME *et al.*, 2010). O algoritmo ainda utiliza a comunicação entre relés para realizar a função de falha de disjuntor, enviando sinal ao relé adjacente em caso de recusa de abertura do disjuntor em *trip*.

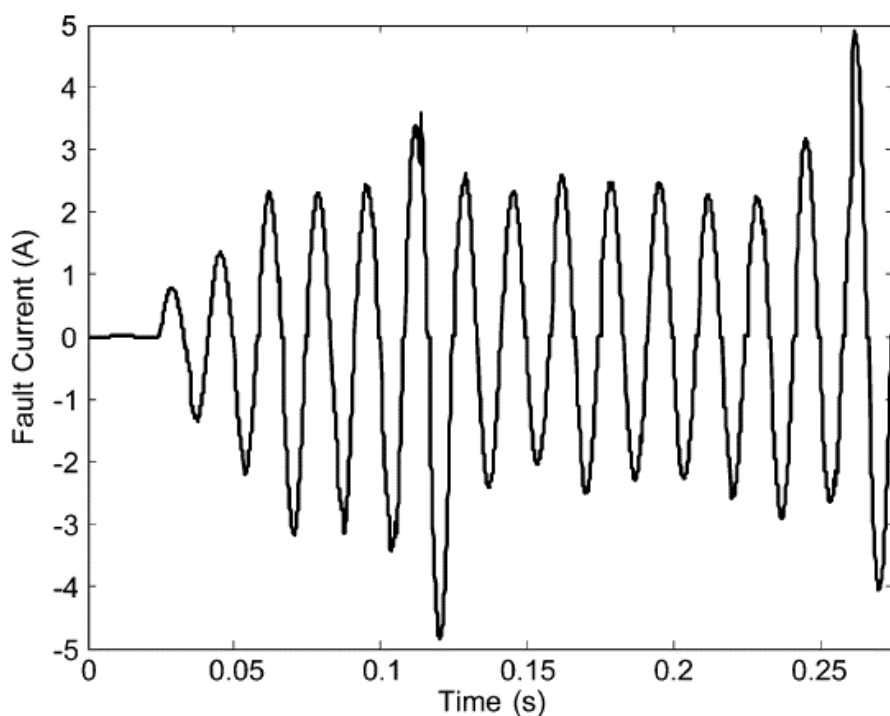


Figura 16 - Forma de onda de corrente de falta de alta impedância. Retirado de (SORTOMME *et al.*, 2010).

Para a microrrede proposta em (PRASAI *et al.*, 2010) e ilustrada na Figura 17, são propostos esquemas de proteção utilizando como meio de comunicação entre os relés a tecnologia de *carrier*, que transmite a informação usando a própria linha de distribuição. O sinal contendo a informação é modulado em frequências na faixa típica de 30 kHz a 500 kHz e vem sendo aplicado pelas concessionárias desde o final da década de 1920.

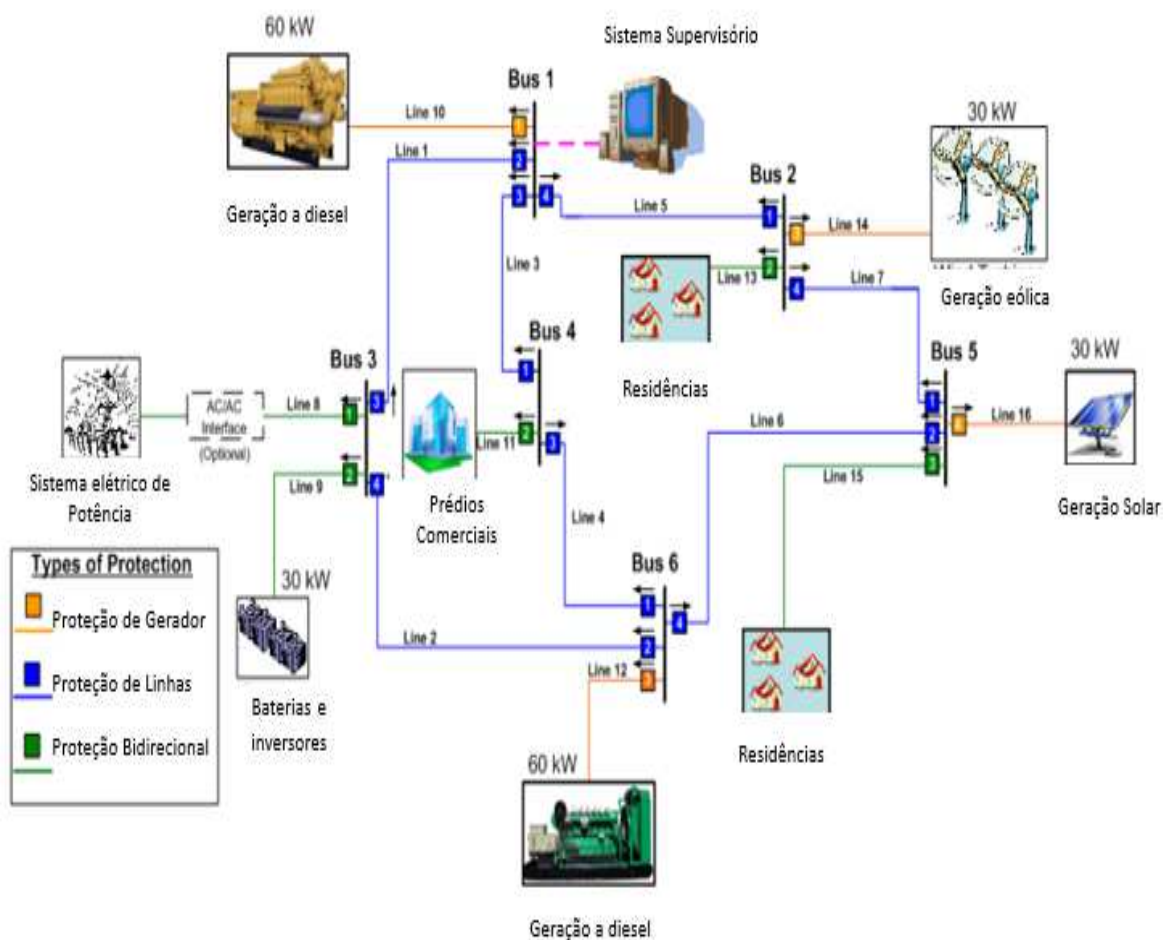


Figura 17 - Microrrede com suas zonas de proteção. Retirado de (PRASAI *et al.*, 2010).

A proteção da microrrede da Figura 17 é dividida em zonas pelos autores do artigo: geração, carga, linhas e barras, onde cada zona tem seu esquema de proteção. Para a proteção das linhas de distribuição no interior da microrrede, é mostrado que a proteção de distância, tradicionalmente utilizada, não é adequada já que as linhas são curtas e possuem impedância muito pequena para ser ajustada, caindo em faixas de valores de erro de medição do equipamento. 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 falta nas barras da microrrede, à grande variação da corrente de falta em função da condição operativa (*on-* ou *off-grid*) e também à variação do número de microfuentes em operação, o que dificulta a escolha de um *pick-up* único para a unidade de sobrecorrente. Deste modo, os autores propõem para a proteção das linhas a aplicação da unidade diferencial de corrente. Essa proteção requer a troca de informação entre os relés de cada terminal. Caso ocorram falhas de comunicação, a unidade de proteção diferencial de corrente é bloqueada para impedir atuações indevidas. Unidades de sobrecorrente temporizadas são utilizadas como *backup* da proteção diferencial. Nesta condição, não há mais garantia de seletividade do sistema de proteção. Para evitar que a proteção diferencial fique bloqueada por falha do canal de comunicação, este é monitorado permanentemente, sendo enviado um alarme ao centro de operação toda vez que a comunicação entre os relés é perdida. A proteção das barras é realizada também via proteção diferencial, porém com o facilitador de que o mesmo relé é conectado a um enrolamento de cada transformador de corrente instalado nos vãos que chegam ao barramento protegido, sem a necessidade de troca de informação com outro equipamento. Essa mesma filosofia já é aplicada na proteção de barras no sistema elétrico de potência. Já nos terminais de carga são utilizadas unidades de sobrecorrente de sequência zero, positiva e negativa, sobretensão, subtensão e unidades de frequência. É proposto que os ajustes sejam modificados via controle supervisão, adequando-os à condição operativa. Por fim, para a proteção das fontes ressalta-se que é necessário que estas forneçam corrente de falta por um determinado tempo para que os demais relés da microrrede sejam capazes de identificar a localização da falta e isolá-la antes que toda a geração seja desligada. Para garantir a integridade da microfonte, o sinal de comando é enviado ao disjuntor que a conecta à microrrede quando o fluxo de corrente reverso é identificado, caracterizando um defeito no lado da geração.

Exemplo de proteção adaptativa aplicada a uma microrrede também pode ser encontrado em (USTUN *et al.*, 2013), onde é proposto que um algoritmo central atualize os *pick-ups* da proteção de sobrecorrente nos relés tendo como base a topologia atual da microrrede. A Figura 18 ilustra a microrrede estudada no artigo e a presença da unidade de proteção central (*Microgrid Central Protection Unit*) incumbida de atualizar os relés. A unidade central calcula o valor do *pick-up* de corrente de cada relé pela equação (2):

$$I_{relay} = (I_{faultGRID} \times OperationMode) + \sum_{i=1}^m (k_i \times I_{faultDG_i} \times Status_{DG_i}) \quad (2)$$

onde I_{relay} é o valor do *pick-up* de corrente a ser calculado, $I_{faultGRID}$ é o valor da contribuição de corrente do sistema elétrico a que a microrrede está conectada, $OperationMode$ é um fator que define se a microrrede está conectada ou isolada, m é o número total de microfones, k é o fator de impacto da i -ésima microfonte no relé em questão, $I_{faultDG_i}$ é a máxima corrente de falta da microfonte e $Status_{DG_i}$ é um fator que define se a fonte está ligada ou não. Caso a microrrede trabalhe isolada, o fator $OperationMode$ é igual a zero. A parte crucial do algoritmo da unidade central é a determinação do fator de impacto k . Os valores de k são calculados a partir da análise em componente simétrica apenas para defeitos trifásicos desprezando a resistência de falta. Em caso de perda de comunicação, o relé ficará com o último valor informado pela central, o que pode causar descoordenação e perda de sensibilidade.

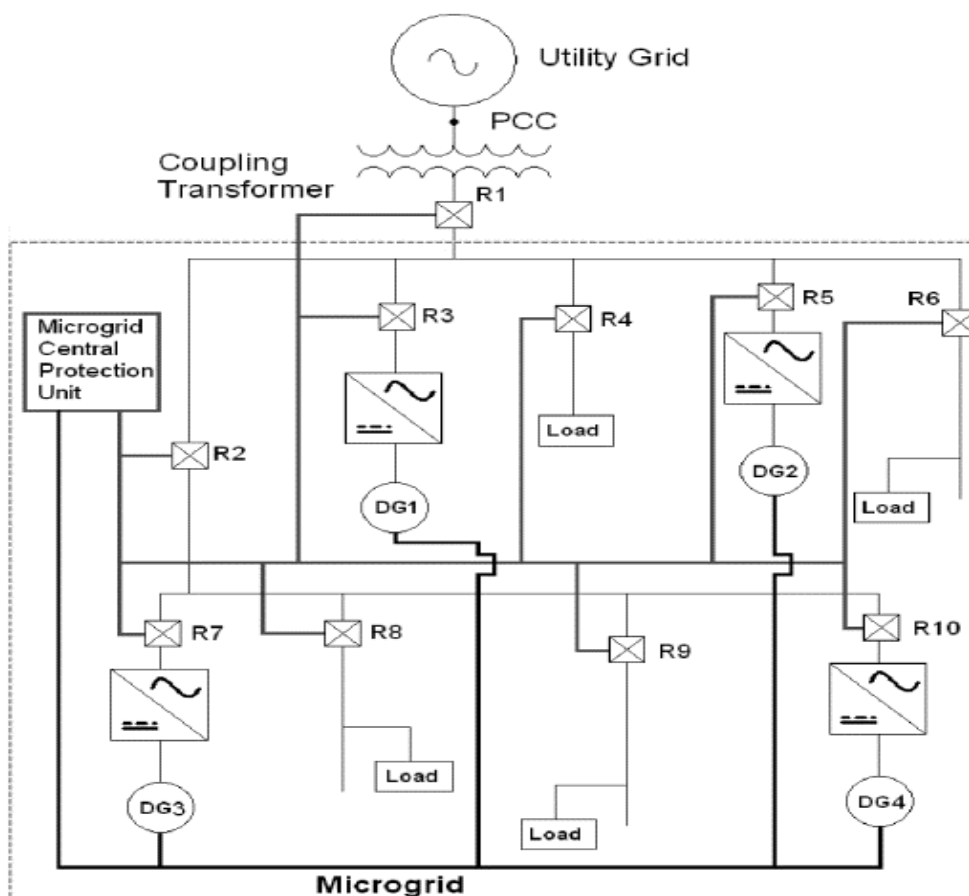


Figura 18 - Microrrede com unidade de proteção central. Retirado de (USTUN *et al.*, 2013).

Outro esquema de proteção adaptativa é apresentado em (PINTO *et al.*, 2015), onde é proposto um sistema multiagente baseado em estrutura hierárquica e técnicas de sistemas especialistas. A Figura 19 mostra a arquitetura do sistema proposto. Os relés são responsáveis por medir as grandezas elétricas da rede e informar ao agente coordenador caso algum valor ultrapasse a condição normal de operação. Assim, na ocorrência de uma falta, todos os relés que perceberem alteração relevante em suas medições enviarão uma mensagem M-1 ao coordenador, que por sua vez tem como função localizar e informar ao configurador a seção do sistema em falta. Para realizar essa tarefa, o coordenador tem acesso às informações de topologia da rede através do sistema de supervisão e controle (SCADA) da microrrede. O configurador recebe a mensagem M-3 do coordenador e tem a função de decidir quais disjuntores devem ser abertos para isolar a seção faltosa. Comandos de *trip* são enviados ao configurador, via mensagem M-4, que por sua vez os repassa aos relés selecionados para comando de *trip* em seu disjuntor através da mensagem M-2. O algoritmo foi testado em uma rede real de distribuição modelada no software PSCAD e os resultados encontrados foram satisfatórios, apesar de faltas em que a corrente medida nos relés ficou abaixo de 50% da corrente nominal não tenham sensibilizado o sistema, demonstrando uma falha do algoritmo em localizar faltas de alta impedância.

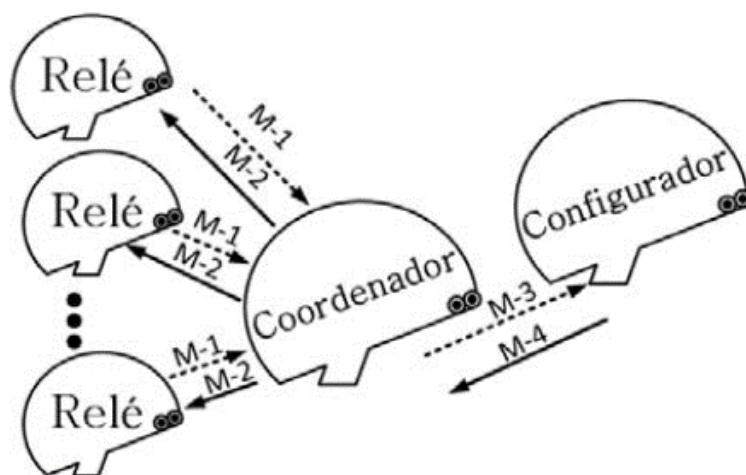


Figura 19 - Arquitetura sistema multiagente. Retirado de (PINTO *et al.*, 2015).

Baseado no conceito de proteção adaptativa no qual os ajustes do relé são atualizados dinamicamente, o algoritmo proposto em (OUDALOV *et al.*, 2009) modifica os parâmetros de proteção através de uma rede RS-485 com protocolo Modbus. Os novos parâmetros são calculados a partir da topologia atual da microrrede

reportada pelos relés digitais de proteção a um controlador que centraliza as informações, e de uma tabela gerada a partir de estudos de simulação *off-line* de curtos-circuitos. A Figura 20 ilustra a microrrede estudada nesta referência.

Os casos simulados são selecionados para as diversas condições operativas da microrrede. Para cada simulação, é estimada a corrente de falta monofásica, bifásica e trifásica em disjuntores localizados em pontos pré-selecionados dentro da microrrede. Desta forma, com as informações dos estados dos disjuntores e do nível de geração no interior da microrrede informado pelos relés, o controle central (*Microgrid Central Controller*) consulta a linha da tabela correspondente à topologia atual e escreve nos relés os ajustes das proteções de sobrecorrente mais adequados à atual condição operativa da microrrede, garantindo assim a sensibilidade suficiente para cada tipo de falta simulada. Os autores propõem ainda um esquema de seletividade lógica para manter a coordenação na microrrede baseada no fluxo de corrente calculado nos casos simulados de falta. A Figura 21 ilustra o esquema de seletividade proposto.

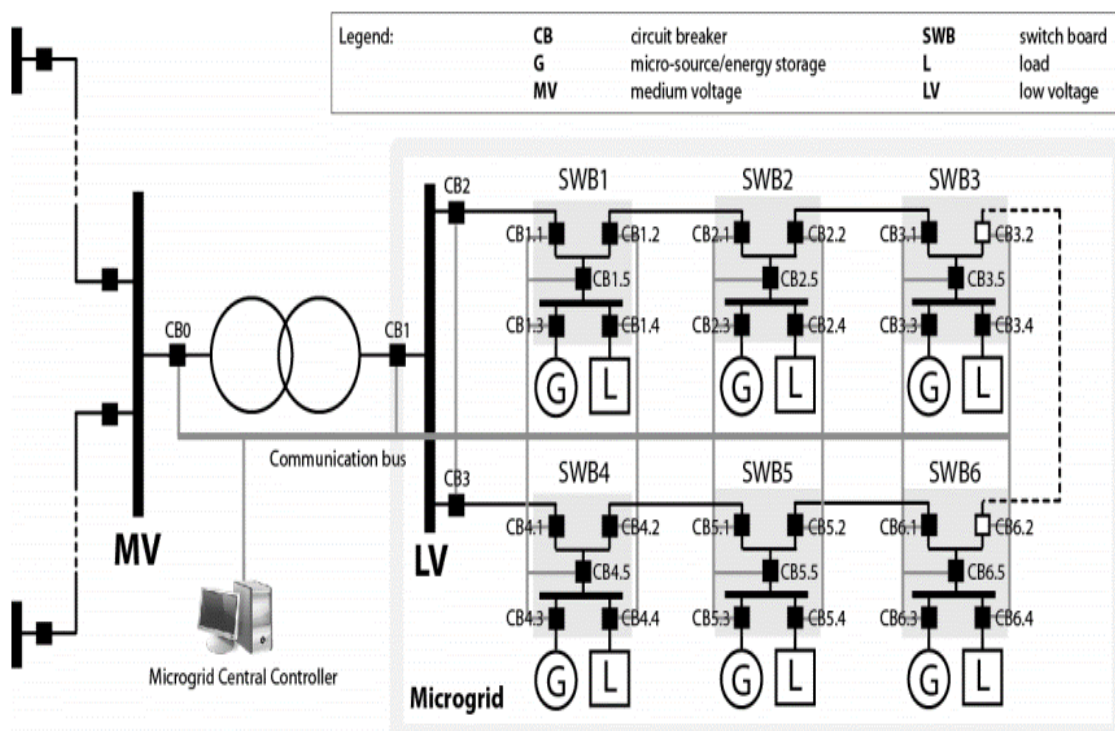


Figura 20 – Microrrede estudada em (OUDALOV *et al.*, 2009).

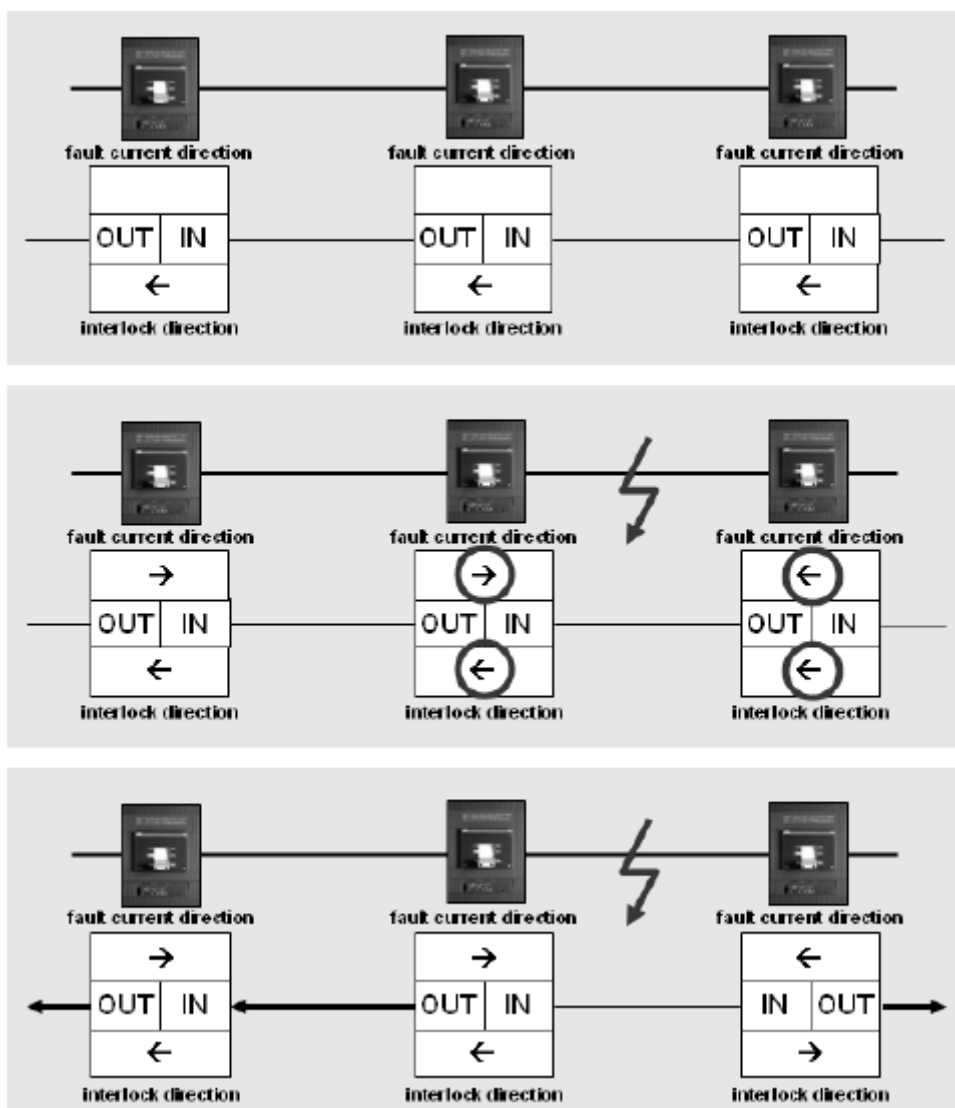


Figura 21 - Esquema de seletividade lógica em uma microrrede. Retirado de (OUDALOV *et al.*, 2009).

Na primeira situação, ilustrada no topo da Figura 21, os relés estão parametrizados para enviar o sinal de bloqueio de atuação para o relé a sua esquerda (*interlock direction*). Em seguida, é ilustrado que para um defeito entre o relé central e aquele mais à direita, o fluxo de corrente visto por ambos os relés é “entrando na linha” e o sinal de bloqueio lógico deve ser corrigido no relé à direita, uma vez que o relé central também deve enviar sinal de *trip* a seu disjuntor para isolar a falta. A correção do sinal de seletividade lógica é feita pelo próprio relé baseado no fluxo de potência medido.

A referência (DEWADASA *et al.*, 2011) investiga uma microrrede, ilustrada na Figura 22, cujo esquema de proteção adotado é subdividido em proteção das linhas, das barras e dos microgeradores.

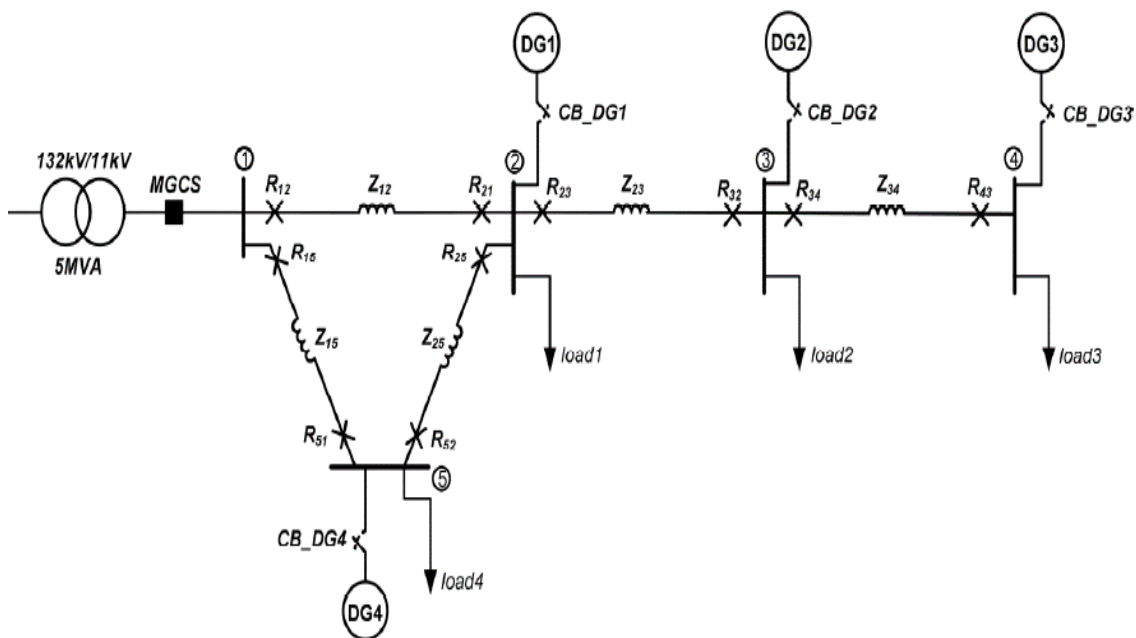


Figura 22 - Microrrede retirado de (DEWADASA *et al.*, 2011).

A proteção das linhas de distribuição é feita por proteção diferencial de fase, de neutro e de sequência negativa, totalizando cinco elementos diferenciais. Conforme mencionado anteriormente, a proteção diferencial de linha requer a comunicação entre os relés em cada terminal de linha. O artigo simula a rede em ambiente computacional, PSCAD, e, portanto, não define um meio físico para a comunicação entre os relés. Entretanto, enumera as diversas opções existentes: fio piloto, *carrier*, micro-ondas, fibra ótica ou rede *Ethernet*. Qualquer que seja o meio escolhido, o canal diferencial está sujeito a falhas e perda de comunicação. Alguma filosofia de proteção de retaguarda deve ser proposta para que, no caso de uma eventual falha de comunicação, a proteção da microrrede ainda seja capaz de detectar faltas. Neste artigo é sugerido o uso de elementos de sobrecorrente e subtensão, que são habilitados na detecção de falha de comunicação. Durante a operação normal do esquema diferencial, essas proteções estão bloqueadas. A proteção dos barramentos também é feita por relés diferenciais, que nesse caso não necessitam de comunicação com outros relés, uma vez que fisicamente os barramentos ocupam um espaço reduzido em comparação com as linhas de distribuição.

Dessa forma, todas as correntes que chegam à barra podem ser ligadas ao mesmo relé. Finalmente, para a proteção das microfones é proposto um relé com as unidades de subtensão, sobretensão e potência inversa. As proteções baseadas em tensão contam com um temporizador suficiente para que faltas externas à geração sejam eliminadas antes da abertura das microfones. Dado interessante sobre esse artigo é o fato de a simulação ser feita supondo que todas as fontes possuam uma interface realizada por inversores, que limitam a corrente de curto-circuito. Supõe-se que as fontes saturem em duas vezes a corrente nominal durante as simulações de falta. O artigo ainda conclui que foi possível garantir a proteção da microrrede tanto para a condição *on-grid* quanto *off-grid* sem a necessidade de alteração dinâmica dos ajustes de proteção parametrizados nos relés.

Como discutido anteriormente, a limitação de injeção de corrente de falta imposta pelo circuito de controle das interfaces em eletrônica de potência das fontes renováveis torna a proteção das microrredes um desafio. Vale ressaltar que o controle de corrente de saída destes equipamentos faz-se necessário de forma a se evitem danos aos materiais semicondutores empregados em sua construção. Uma maneira de lidar com o problema seria especificar inversores com maior capacidade de corrente de curto-circuito. Todavia, tal proposta encarece o custo da microfonte, podendo inviabilizar financeiramente sua implantação. Buscando encontrar uma espécie de meio termo entre limitação e fornecimento de corrente de falta, a referência (PEI *et al.*, 2015) propõe um esquema de proteção utilizando relés de sobrecorrente e um método de controle de corrente dos inversores a partir do local de defeito dentro da microrrede. A Figura 23 ilustra o controle apresentado no artigo de referência.

Resumidamente, o algoritmo calcula o valor da impedância Z_{fault} a partir das medições de tensão e corrente nos terminais do inversor e realimenta o controle através do parâmetro k , chamado de coeficiente de *droop* do controlador. I_{ref_lim} é o valor parametrizado no controlador para a máxima corrente de falta a ser fornecida. O valor que o controlador deverá disponibilizar de corrente em sua saída é dado por pela equação (3), que indica que, quanto maior Z_{fault} , menor a corrente fornecida. A Figura 24 ilustra a corrente versus a distância da falta, já indicando também o ajuste do relé de proteção de sobrecorrente em tracejado azul. Os autores realizaram testes de simulação

com faltas trifásicas e bifásicas, porém não foi demonstrado o comportamento do algoritmo e da proteção quando o defeito possui impedância de falta ou quando há diversas fontes em localidades distintas no interior da microrrede.

$$I_{fault} = I_{ref_lim} - k \cdot Z_{fault} \quad (3)$$

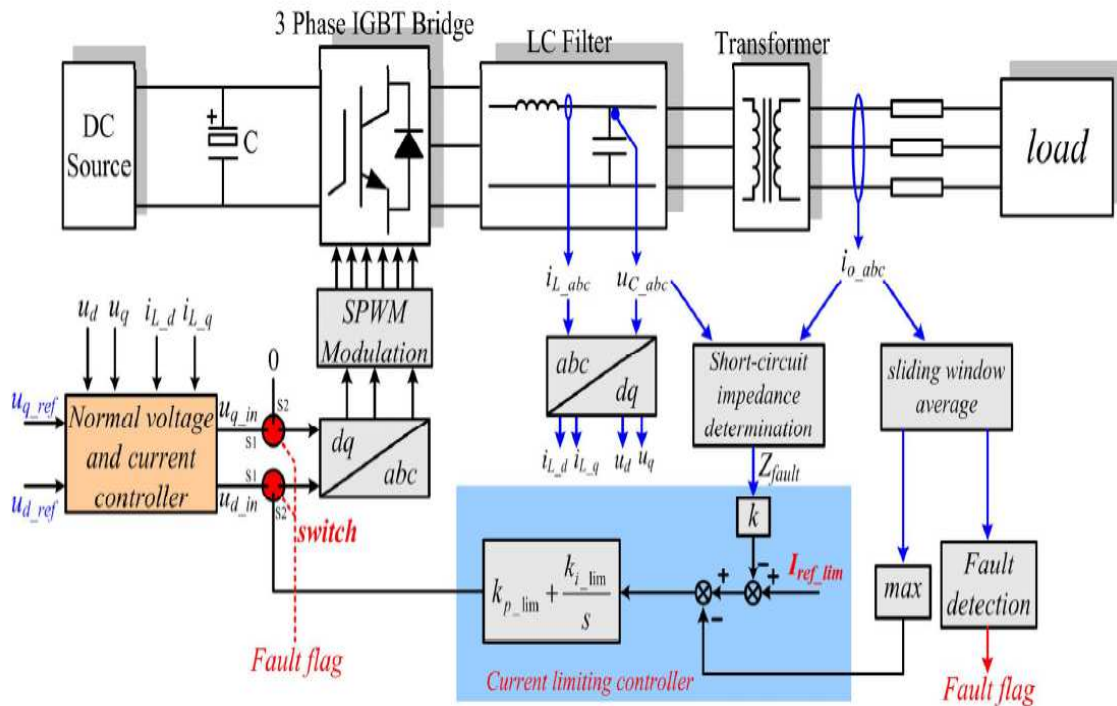


Figura 23 - Método de controle do inversor. Retirado de (PEI *et al.*, 2015).

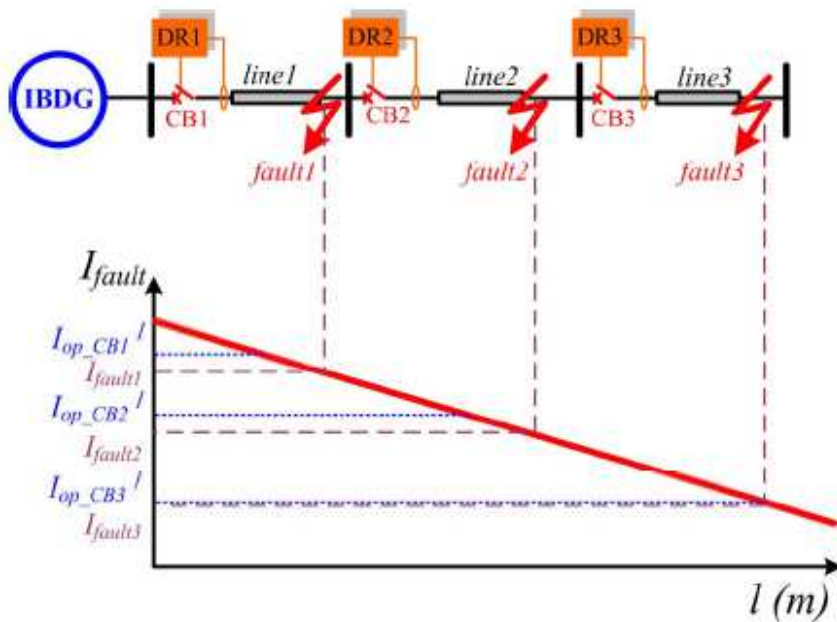


Figura 24 - Característica da corrente de falta com a impedância. Retirado de (PEI *et al.*, 2015).

Outra abordagem que vem sendo estudada e que merece destaque são os algoritmos baseados na medição de tensão no interior da microrrede. Em (LOIX *et al.*, 2009), é apresentada uma metodologia baseada na análise dos valores obtidos após a aplicação da transformação de Park nas tensões de fase dentro da microrrede. O artigo apresenta o impacto de cada tipo de falta nas componentes direta, em quadratura e homopolar, o que é ilustrado na Tabela 3.

Tabela 3 - Impacto nas componentes de Park dos fasores de tensão para cada tipo de falta.
Retirado de (LOIX *et al.*, 2009).

Tipo de Falta	Componente Direta	Componente em Quadratura	Componente Homopolar
Trifásica	↓↓↓	↑	↑
Bifásica	↓↓	↑↑↑	↑
Monofásica	↓↓	↑↑	↑↑

Na Tabela 3, a direção da seta indica aumento ou diminuição da componente, e a quantidade de setas indica o módulo desta variação. Com isso, a partir da análise da variação e do módulo das componentes de Park dos fasores de tensão, é possível confirmar e identificar o tipo de falta ocorrido na microrrede.

A dificuldade de uso de algoritmos de proteção baseados em tensão no interior de microrredes deve-se ao fato de que as microrredes são geograficamente pequenas e os afundamentos de tensão causados por faltas possuem valores muito semelhantes em todas as suas barras, o que torna a seletividade um desafio.

Para contornar esse problema, LOIX *et al.* (2009) propõem a determinação da direção de falta tendo como base a medição do fluxo de potência, uma vez que, mesmo que limitada pela eletrônica de potência, há corrente fluindo para o defeito. Desta forma, aplicando-se relés com coordenação no tempo de atuação, detectando-se a falta a partir da medição e transformação da tensão, e calculando-se a direção da falta pela medição de corrente é possível garantir a proteção da microrrede, segundo os autores. 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.

Em (PANDEJI *et al.*, 2015) é estudada uma microrrede modelada no ambiente MATLAB/SIMULINK com proteção diferencial e direcional de sobrecorrente. No

ponto de acoplamento com o sistema elétrico (*PCC*) é parametrizado um relé de proteção com sobrecorrente direcional. Para uma falta no sistema, o ângulo entre a tensão e a corrente fica defasado entre 90° e 270° , caracterizando um fluxo reverso de corrente e conseqüentemente uma falta no sistema. Não é mencionado no artigo como deve ser tratado o valor de *pick-up* da proteção, uma vez que a microrrede pode optar por exportar energia para o sistema e o ângulo entre corrente e tensão cairia novamente na faixa permitida para atuação da proteção direcional. A proteção diferencial é aplicada somente nos transformadores localizados no interior da microrrede. O esquema proposto não mostra como ficaria a coordenação entre relés para faltas dentro da microrrede no modo de operação ilhada, sendo um dos tópicos que os autores propõem para futuros trabalhos, demonstrando que o assunto ainda não é de fácil aplicação.

3.5 Considerações Finais

Conforme demonstrado através da revisão bibliográfica sobre o tema, pode-se inferir que a proteção elétrica é um desafio para a implementação das microrredes. Diversos algoritmos vêm sendo propostos como forma de garantir que as perturbações a que estão sujeitos todos os equipamentos dentro da microrrede sejam reconhecidas e isoladas de forma seletiva sem prejuízo para todas as cargas.

Os padrões de instalação das diversas concessionárias do país foram criados para garantir a segurança de seus sistemas, exigindo funções de proteção que assegurem a desconexão da geração distribuída na ocorrência de faltas ou de condições anormais de operação na rede de distribuição, tais como unidades de sobrecorrente, subtensão, sobretensão, subfrequência e sobrefrequência. Desfeita a interligação com o sistema de potência, o sistema de proteção da microrrede deverá ser capaz de identificar as faltas dentro da microrrede. Nesse caso, a simples aplicação das unidades exigidas pelas concessionárias não será capaz de realizar tal tarefa.

Para garantir que o sistema de proteção possa cumprir a tarefa de identificar e isolar apenas a parte em falta dentro da microrrede, a troca de informações entre os relés é de extrema valia uma vez que as correntes de falta podem sofrer alterações significativas dependendo do estado operativo, do tipo de geração e da quantidade de microfones da microrrede. Dentre a gama de novos algoritmos que vêm sendo

estudados e propostos na literatura, a função diferencial e a proteção adaptativa em que os ajustes variam dinamicamente mostram-se promissoras, com a ressalva de que dependem do sistema de comunicação entre os diversos relés instalados na microrrede. Uma eventual falha de comunicação pode ser crítica e filosofias de unidades de proteção de retaguarda devem ser pensadas e aplicadas.

De particular interesse é a proteção das linhas de distribuição que fazem parte da microrrede. A eliminação de faltas de forma seletiva, isolando apenas o trecho em defeito, é primordial para garantir que a geração da microrrede não seja toda desligada para um defeito interno e que a carga, ou pelo menos parte dela, continue sendo atendida.

No intuito de investigar o tema em maior detalhe, os próximos capítulos descrevem a modelagem de uma microrrede em ambiente computacional e a análise do comportamento das tensões e correntes nas barras e linhas de distribuição de média tensão desta microrrede frente a vários tipos de falta a que os sistemas elétricos estão normalmente sujeitos. Desta análise, são apresentadas recomendações de proteção que possam ser aplicadas no contexto investigado.

4 Modelo de Microrrede

Baseado na Rede de 34 Barras do IEEE

4.1 A rede padronizada IEEE de 34 barras

Neste trabalho, visando à modelagem de uma microrrede em ambiente computacional, partiu-se da rede de distribuição de 34 barras padronizada pelo IEEE (1991). Essa rede, que em sua forma original contempla somente fluxo unidirecional de potência, foi modificada de forma a incluir geração distribuída. A rede original encontra-se representada na Figura 25, onde cada ponto representa uma barra que é identificada pelo número ao seu lado. Os círculos atravessados por uma flecha representam reguladores de tensão ao longo do alimentador. Essa rede foi criada pelo IEEE no ano de 1991 para servir de referência para comparação de resultados extraídos dos diversos programas computacionais para análise de redes de distribuição que começaram a surgir na época.

O sistema original possui frequência de 60 Hz, nível de tensão de distribuição em 24,9 kV e cargas trifásicas equilibradas e desequilibradas, bem como cargas monofásicas. As características principais desta rede são (IEEE, 1991):

- i. Cargas do tipo potência constante, concentradas em algumas barras e distribuídas ao longo das linhas, todas com ligação em estrela.
- ii. Linhas de distribuição aéreas, com circuitos trifásicos e monofásicos.
- iii. Reguladores monofásicos de tensão ao longo do circuito.
- iv. Banco de capacitores trifásicos localizados nas barras 844 e 848.

- v. Potência de curto-circuito do sistema elétrico que alimenta essa rede de 1800 MVA com ângulo de 85° graus na barra de 345 kV, que não foi representada na Figura 25.
- vi. Transformador de potência 345-24,9 kV 2,5 MVA delta-estrela aterrada, cuja baixa tensão está ligada à barra 800.
- vii. Autotransformador entre as barras 832 e 888 de relação 24,9/4,16 kV.

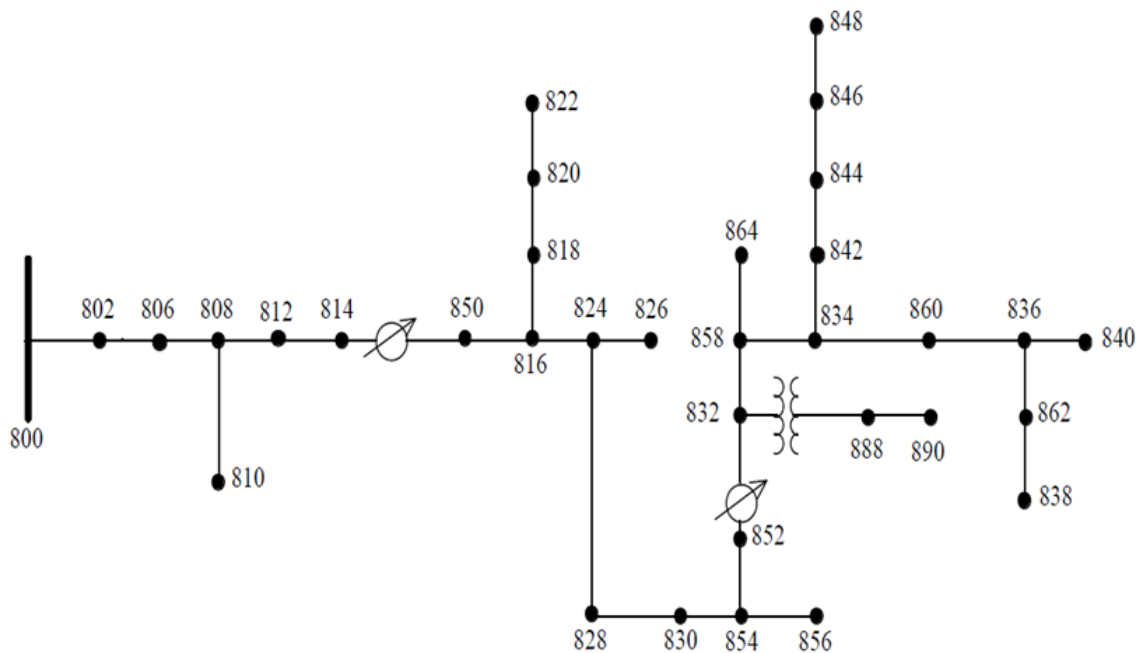


Figura 25 - Rede padronizada de 34 barras do IEEE. Retirado de (IEEE,1991).

Os dados das linhas de distribuição que interconectam as 34 barras, bem como as características elétricas do transformador de potência que abaixa a tensão do sistema ao nível de distribuição, das cargas desta rede e dos bancos de capacitores, são apresentados nas Tabelas 4 a 9, tendo sido retirados da referência (IEEE, 1991).

Tabela 4 - Valores de potência das cargas concentradas nas barras da rede IEEE 34 barras (IEEE, 1991).

Barra	Fase A (kW)	Fase A (kVAr)	Fase B (kW)	Fase B (kVAr)	Fase C (kW)	Fase C (kVAr)
860	19,91	15,94	19,91	15,94	19,91	15,94
840	8,86	7,09	8,86	7,09	8,86	7,09
844	133,44	106,83	133,44	106,83	133,44	106,83
848	19,45	15,57	19,45	15,57	19,45	15,57
890	27,00	21,62	27,00	21,62	27,00	21,62
TOTAL	<u>208,66</u>	<u>167,05</u>	<u>208,66</u>	<u>167,05</u>	<u>208,66</u>	<u>167,05</u>

Tabela 5 - Valores de potência das cargas distribuídas ao longo das linhas de distribuição da rede IEEE 34 barras (IEEE, 1991).

Barra origem	Barra destino	Fase A (kW)	Fase A (kVAr)	Fase B (kW)	Fase B (kVAr)	Fase C (kW)	Fase C (kVAr)
802	806	0,00	0,00	31,22	16,14	26,07	13,48
808	810	0,00	0,00	15,88	8,21	0,00	0,00
818	820	33,90	17,52	0,00	0,00	0,00	0,00
820	822	135,53	70,07	0,00	0,00	0,00	0,00
816	824	0,00	0,00	0,39	0,20	0,00	0,00
824	826	0,00	0,00	41,93	21,68	0,00	0,00
824	828	0,00	0,00	0,00	0,00	2,78	1,44
828	830	6,18	3,20	0,00	0,00	0,00	0,00
854	856	0,00	0,00	3,71	1,92	0,00	0,00
832	858	6,68	3,45	1,08	0,56	5,35	2,77
858	864	0,63	0,33	0,00	0,00	0,00	0,00
858	834	3,99	2,06	12,55	6,49	12,82	6,63
834	860	15,66	8,09	20,86	10,78	111,15	57,46
860	836	27,37	14,15	10,55	5,45	42,05	21,74
836	840	17,49	9,04	21,81	11,27	0,00	0,00
862	838	27,61	14,27	0,00	0,00	0,00	0,00
842	844	9,12	4,71	0,00	0,00	0,00	0,00
844	846	0,00	0,00	24,59	12,71	22,23	11,49
846	848	0,00	0,00	22,62	11,70	0,00	0,00
TOTAL		<u>284,16</u>	<u>146,89</u>	<u>207,19</u>	<u>107,11</u>	<u>222,45</u>	<u>115,01</u>

Tabela 6 - Potência dos bancos de capacitores presentes na rede de 34 barras padrão do IEEE (IEEE, 1991).

Barra	Fase A (kVAr)	Fase B (kVAr)	Fase C (kVAr)
844	100,00	100,00	100,00
848	150,00	150,00	150,00

Tabela 7 - Configuração das linhas de distribuição da rede de 34 barras do IEEE (IEEE, 1991).

Tipo de configuração	Condutores presentes	Tipo de condutor fase	Tipo de condutor neutro	Tipo de poste de distribuição
300	A B C N	1/0	1/0	500
301	A B C N	#2 6/1	#2 6/1	500
302	A N	#4 6/1	#4 6/1	510
303	B N	#4 6/1	#4 6/1	510
304	C N	#2 6/1	#2 6/1	510

Tabela 8 - Características das linhas de distribuição presentes na rede de 34 barras do IEEEE (IEEEE, 1991).

Barra de origem	Barra de destino	Comprimento (m)	Tipo de configuração
800	802	786,38	300
802	806	527,30	300
806	808	9823,70	300
808	810	1769,06	303
808	812	11430,00	300
812	814	9061,70	300
814	850	3,05	301
816	818	521,21	302
816	824	3112,01	301
818	820	14676,12	302
820	822	4187,95	302
824	826	923,54	303
824	828	256,03	301
828	830	6230,11	301
830	854	158,50	301
832	858	1493,52	301
832	888	0	-
834	860	615,70	301
834	842	85,34	301
836	840	262,13	301
836	862	85,34	301
842	844	411,48	301
844	846	1109,47	301
846	848	161,54	301
850	816	94,49	301
852	832	3,05	301
854	856	7110,98	303
854	852	11225,78	301
858	864	493,78	302
858	834	1776,98	301
860	836	816,86	301
862	838	1481,33	304
888	890	3218,69	300

Tabela 9 - Dados dos transformadores presentes na rede de 34 barras do IEEE.

Barra	Potência (kVA)	Impedância (Ω)	Relação	Ligação
Sistema - 800	2500	$1,0 + j8,0$	345 / 24,9 kV	Delta-estrela aterrada
832-888	150	$1,90 + j4,08$	24,9 / 4,16 kV	Autotransformador

A Figura 26 ilustra os tipos de postes presentes na rede de 34 barras do IEEE, que estão identificados na Tabela 7.

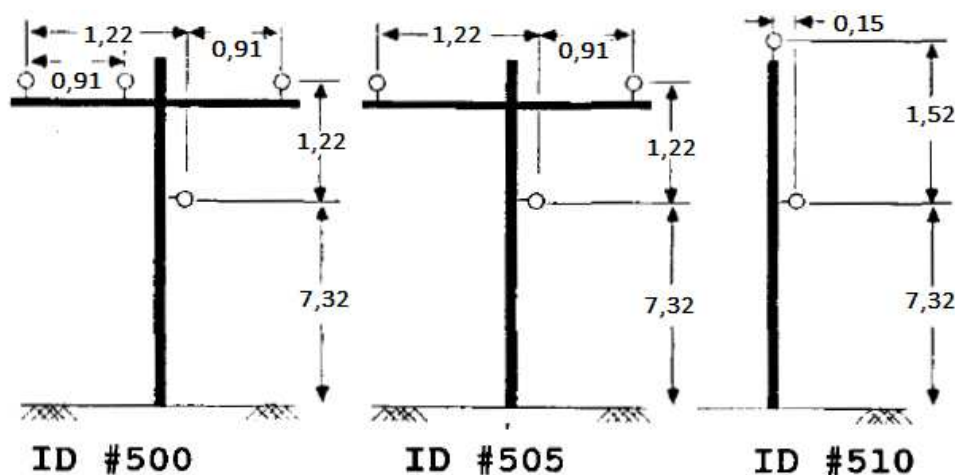


Figura 26 - Tipos de poste presentes na rede de 34 barras do IEEE (IEEE, 1991). Distâncias indicadas em metros.

A partir dos dados apresentados, foi realizada a implementação da rede no programa de simulação de transitórios elétricos ATP (*Alternative Transient Program*), tendo sido feitas as adaptações necessárias para alcançar os objetivos deste estudo.

4.2 Modelagem da rede no programa ATP

O programa ATP foi escolhido para a modelagem da microrrede por ser um software gratuito, amplamente utilizado para a simulação de transitórios elétricos, mas com 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. A presença da linguagem de programação MODELS no ATPDraw também contribuiu para a escolha, pois 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 rede de 34 barras do IEEE foi escolhida por já ter sido amplamente testada e referenciada na literatura, possuindo, desta forma, modelos já bem definidos para sua implementação computacional. Todavia, como o objetivo deste trabalho é o estudo da proteção de microrredes e o circuito original não foi criado com esse propósito, algumas adaptações foram necessárias. Os próximos itens têm o objetivo de descrever com detalhes a modelagem utilizada para a simulação da microrrede estudada.

4.2.1 Modelagem do sistema elétrico de potência

O sistema elétrico foi modelado por um equivalente de Thévenin calculado a partir da informação da potência de curto-circuito trifásica na barra de 345 kV do sistema. A tensão de Thévenin foi adotada como 1,03 pu, ou seja, 355,4 kV de tensão fase-fase. A impedância de Thévenin foi calculada a partir da informação de potência de curto-circuito trifásica na barra de 345 kV. A equação (4) detalha o cálculo da impedância equivalente

$$|Z_{th}| = \frac{(V_{\phi\phi})^2}{|S_{cc_{3\phi}}|} \quad (4)$$

onde $|Z_{th}|$ é o módulo da impedância de Thévenin, $V_{\phi\phi}$ é a tensão fase-fase nominal do sistema, cujo valor é 345 kV, e $|S_{cc_{3\phi}}|$ é o módulo da potência trifásica de curto-circuito, informada como 1800 MVA. Com esses valores obtém-se, a partir de (4), o valor de 66,125 Ω . O ângulo desta impedância é igual ao ângulo informado para o curto-circuito e equivale a 85°. Em coordenadas retangulares tem-se, portanto, $Z_{th} = 5,76 + j65,87 \Omega$. A parcela imaginária é representada no ATP como uma indutância de valor $65,87 / (2\pi 60)$, ou seja, 0,175 H.

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 27 ilustra o equivalente simulado no ATP.

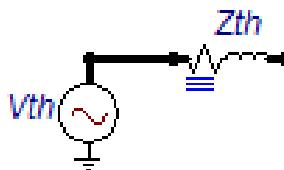


Figura 27 - Representação do equivalente Thévenin do sistema elétrico da rede IEEE 34 barras no ATPDraw.

4.2.2 Modelagem do transformador

Os dados informados para modelagem do transformador da rede IEEE de 34 barras resumem-se à sua potência, relação de transformação, ligação dos enrolamentos e impedância. Na referência (IEEE, 1991) não há dados sobre o ramo de magnetização ou capacitâncias parasitas. Para estudos de regime permanente, como fluxo de potência e curto-circuito, as informações omitidas têm pouca influência nos resultados e, portanto, serão desprezadas ou, quando necessário, estimadas.

Foi escolhido o modelo BCTRAN disponível no ATP para modelagem do transformador desta rede. Os dados utilizados estão informados na Tabela 9. As capacitâncias foram desprezadas e o ramo de magnetização foi considerado do tipo linear, com corrente de magnetização de 0,75% e perdas de 0,8 kW para tensão nominal, estimados a partir da experiência do autor. Os dados do ramo de excitação não influenciam nos resultados de simulações de curto-circuito, porém não podem ser desprezados, pois são dados de entrada necessários para o programa ATP.

4.2.3 Modelagem das cargas

Na rede IEEE de 34 barras existem dois tipos de cargas a serem modeladas: aquelas que se encontram concentradas em uma barra e aquelas distribuídas ao longo das linhas que interligam as barras. Independentemente se é concentrada ou distribuída, todas as cargas são do tipo potência constante e seus valores de potência ativa e reativa, por fase, são dados na Tabela 4 e na Tabela 5.

As cargas concentradas nas barras foram modeladas utilizando o componente LOADPQ, disponível no ATPdraw, que permite alterar o tipo de modelagem entre carga com potência constante, corrente constante ou impedância constante a partir dos parâmetros N_p , para potência ativa, e N_q , para a potência reativa. A desvantagem desta representação é que a carga deve ser trifásica equilibrada, não permitindo a parametrização de potências ativa ou reativa distintas por fase. Conforme indicado na Tabela 4, todas as cargas concentradas em barras são do tipo trifásica equilibrada.

A modelagem de cargas distribuídas ao longo do alimentador pode ser feita de diversas maneiras, não sendo necessário representar todas as cargas para determinar a queda de tensão ou a perda energética na linha de distribuição (KERSTING, 2002).

Nesta dissertação, utiliza-se o modelo ilustrado na Figura 28, que representa de forma adequada a tensão nas barras da rede, ou seja, computa a queda de tensão ao longo do alimentador devido à carga distribuída. Nesse modelo, I_T representa a corrente drenada pela carga, S é a barra onde há geração e n corresponde à barra remota. Pode-se demonstrar que, concentrando toda a carga no centro do alimentador, as tensões nos pontos S e n são computadas de forma correta. Vale notar, contudo, que este modelo não pode ser utilizado para calcular as perdas ao longo da linha, sendo para isso necessário um modelo mais completo (KERSTING, 2002).

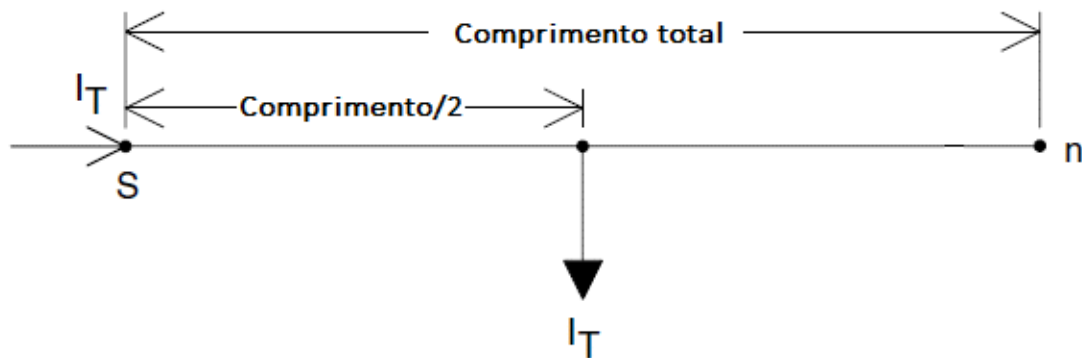


Figura 28 - Modelo para carga distribuída ao longo de um alimentador. Adaptado de (KERSTING, 2002).

Para as cargas que foram representadas de forma concentrada no meio da linha de distribuição conforme indicado na Figura 28, foi feita uma simplificação adicional com relação à rede original. O tipo de carga, conforme mencionado anteriormente, é potência constante. Porém, na rede implementada no ATPDraw foi adotado um modelo do tipo impedância constante. Essa modificação foi feita de forma a incluir a representação de cargas tipicamente residenciais, que possuem essa característica. A Figura 29 representa o modelo de carga distribuída adotado no ATPdraw, utilizando como exemplo o trecho de linha entre os nós 802 e 806. Para incluir a carga distribuída ao longo dessa linha, foi criado um nó central, chamado 802C, onde há uma derivação para a carga desequilibrada do tipo impedância constante. O valor das impedâncias foi calculado com base nas potências informadas na Tabela 5, supondo tensão nominal. A partir das potências indicadas nas Tabela 4 e Tabela 5, tem-se que praticamente 50% da carga da rede foi modelada como potência constante e 50% como impedância constante.

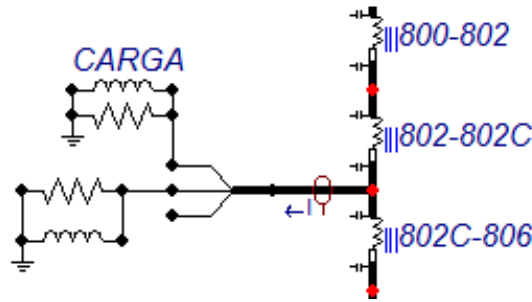


Figura 29 - Representação do modelo de carga distribuída ao longo do alimentador no ATPdraw.

4.2.4 Modelagem dos reguladores de tensão

Os reguladores de tensão foram modelados como transformadores monofásicos ideais, uma vez que não se pretende realizar um estudo dinâmico com a alteração de *tap* dos reguladores (ATPDraw, 2016). A Figura 30 ilustra a representação do regulador de tensão no programa ATPDraw. Os valores da relação de transformação de cada fase foram ajustados para que a tensão nas três fases correspondesse a 1,02 pu na barra logo após o regulador de tensão.

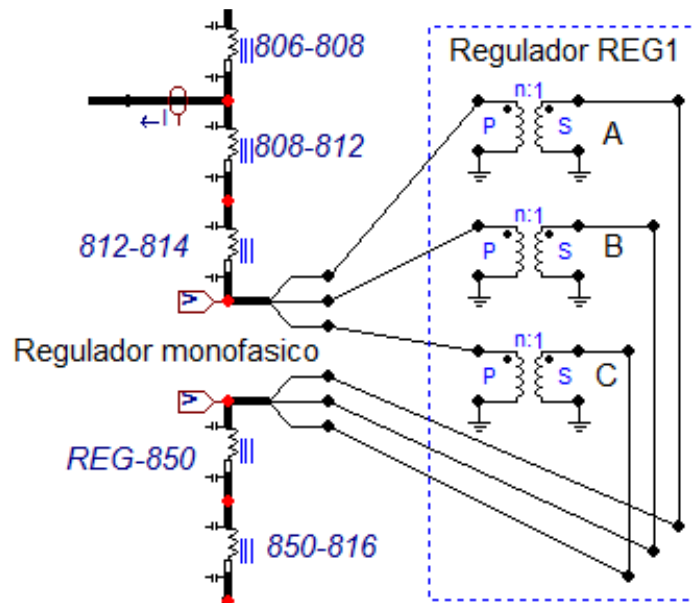


Figura 30 - Representação do modelo do regulador de tensão no ATPdraw.

4.2.5 Modelagem das linhas de distribuição

Conforme indicado na Tabela 8, todas as linhas de distribuição do sistema são eletricamente curtas, com menos que 15 km, o que permite sua modelagem a parâmetros concentrados. Com isso, para representar as linhas de distribuição foi

utilizado o modelo PI nominal. Os valores da impedância série e da susceptância paralela das linhas foram retirados de (IEEE, 2004). O modelo já considera em seus cálculos os tipos de poste ilustrados na Figura 26 e os dados da Tabela 7 e da Tabela 8.

4.3 Validação da rede modelada

Para validar a rede modelada foi feita uma simulação no ATP sem a presença de faltas. Os fasores de tensão calculados nas barras trifásicas da rede após 1 segundo do início da simulação estão compilados na Tabela 10, com valores em pu para o módulo e em graus para o ângulo. A tensão da fonte de Thévenin foi ajustada para 1,05 pu e a fase A da fonte foi ajustada para 30 graus. Devido à diferença de fase associada à ligação delta-estrela do transformador de 345/24,9 kV, a referência angular é a fase A do nível de tensão 24,9 kV (zero grau). Os reguladores foram ajustados para que a tensão na barra 850 conectada ao secundário do regulador 1 fosse igual a 1,02 pu e na barra 832 conectada ao secundário do regulador 2 fosse igual a 1,035 pu. Neste primeiro teste, os bancos de capacitores de 100 kVA e 150 kVA não foram incluídos na simulação devido ao carregamento leve da rede original.

Tabela 10 - Valores dos fasores de tensão nas barras da rede 34 barras IEEE.

Barra	Módulo Fase A (pu)	Ângulo Fase A (graus)	Módulo Fase B (pu)	Ângulo Fase B (graus)	Módulo Fase C (pu)	Ângulo Fase V (graus)
800	1,050	29,988	1,050	-90,086	1,050	150,057
802	1,049	-2,082	1,049	-121,672	1,049	118,229
806	1,048	-2,082	1,049	-121,672	1,048	118,229
808	1,030	-2,103	1,040	-121,802	1,034	118,219
812	1,040	-2,739	0,000	-122,251	0,000	118,080
814	1,009	-3,005	1,031	-122,409	1,016	118,042
850	0,992	-3,004	1,024	-122,411	1,003	118,001
816	1,017	-4,983	1,025	-122,411	1,018	118,000
824	1,013	-3,014	1,017	-122,407	1,010	117,973
828	1,013	-3,015	1,017	-122,405	1,010	117,972
830	1,006	-3,066	1,011	-122,368	0,999	117,936
854	1,006	-3,066	1,009	-122,368	0,999	117,936
852	0,993	-3,149	0,996	-122,254	0,975	117,882
832	1,035	-3,149	1,038	-122,253	1,033	117,881
888	1,027	-3,096	1,025	-148,451	1,027	117,408

890	0,944	-3,051	0,948	-147,571	0,957	117,420
858	1,033	-3,158	1,036	-122,239	1,030	117,876
834	1,032	-3,167	1,034	-122,221	1,027	117,872
842	1,032	-3,167	1,034	-122,221	1,026	117,870
844	1,032	-3,165	1,034	-122,221	1,026	117,872
846	1,031	-3,162	1,033	-122,222	1,024	117,868
848	1,031	-3,159	1,033	-122,222	1,024	117,868
860	1,030	-3,173	1,033	-122,219	1,024	117,871
836	1,031	-3,177	1,034	-122,222	1,026	117,865
840	1,031	-3,177	1,034	-122,219	1,026	117,875
862	1,031	-3,177	1,034	-122,222	1,026	117,875

Os resultados da Tabela 10 mostram que as tensões medidas nas barras do circuito modelado ficaram dentro da janela operacional de 0,95 a 1,05 pu e os dois reguladores de tensão instalados ao longo do alimentador, entre as barras 814, 850 e 852, atuaram de forma correta, elevando a tensão para níveis próximos do desejado.

A Tabela 11 compara o desvio dos resultados da simulação com os valores de referência apresentados em (IEEE, 2004).

Tabela 11 - Comparação resultados encontrados com a referência (IEEE, 2004).

Barra	Desvio tensão (%)			Desvio angular (graus)		
	Fase A	Fase B	Fase C	Fase A	Fase B	Fase C
800	0,013	0,017	0,003	-2,08	-1,67	-1,77
802	0,115	0,090	0,053	-2,05	-1,73	-1,73
806	0,198	0,139	0,059	-2,04	-1,70	-1,71
808	1,600	1,020	0,486	-1,65	-1,06	-1,16
812	3,325	2,074	0,933	-1,17	-0,33	-0,51
814	4,774	2,938	1,371	-0,75	0,29	0,03
850	-0,037	-0,078	-0,171	-0,74	0,29	-0,01
816	-0,002	-0,087	-0,190	-2,72	0,30	-0,01
824	0,520	0,354	-0,047	-0,64	0,53	0,21
828	0,560	0,360	-0,046	-0,63	0,54	0,22
830	1,674	1,300	0,501	-0,44	1,02	0,69
854	1,705	1,168	0,537	-0,43	1,03	0,70
852	3,651	2,936	1,221	-0,04	1,93	1,55

832	-0,112	0,322	-0,321	-0,04	1,93	1,55
888	2,731	2,659	2,690	1,54	-2,72	2,59
890	2,997	2,685	4,264	2,14	-0,79	3,44
858	-0,014	0,365	-0,376	0,01	2,04	1,66
834	0,072	0,447	-0,449	0,07	2,17	1,78
842	0,072	0,442	-0,525	0,08	2,17	1,78
844	0,082	0,433	-0,539	0,11	2,20	1,81
846	0,043	0,409	-0,687	0,16	2,24	1,86
848	0,019	0,409	-0,711	0,16	2,25	1,87
860	-0,052	0,361	-0,678	0,07	2,17	1,78
836	0,058	0,496	-0,472	0,05	2,17	1,77
840	0,063	0,491	-0,453	0,05	2,17	1,78
862	0,068	0,496	-0,463	0,05	2,17	1,78

Como se vê na Tabela 11, ocorreram pequenas divergências entre os valores simulados e de referência. Porém, todos esses desvios foram menores que 5% para o módulo da tensão e inferiores a 5° graus para a diferença angular. Algumas simplificações feitas na rede original para a modelagem no ATP podem ter levado aos desvios mencionados, como o tipo de carga, simulado em parte como impedância constante, e a modelagem do regulador de tensão como um transformador ideal.

A partir dos valores indicados na Tabela 10 e na Tabela 11, considera-se a rede modelada validada, sendo possível incluir elementos que a caracterizem como um alimentador que possui uma microrrede inserida.

4.4 Adaptações feitas na rede original

A rede original é um alimentador radial, sem nenhuma geração no nível de distribuição. Conforme já mencionado ao longo do texto, é necessário incluir geração distribuída na parcela do circuito original que poderá trabalhar de forma isolada, formando a microrrede a ser estudada. As microrredes geralmente ainda incluem alguma forma de armazenamento de energia, como banco de baterias, supercapacitores ou *flywheels*. Esses componentes, assim como a geração distribuída, geralmente possuem interface em eletrônica de potência. Por esse motivo, seu comportamento do ponto de vista de curto-circuito é semelhante ao de uma fonte com inversor, ou seja, possuem uma limitação na injeção de corrente de falta até valores próximos a 2 pu.

Desta forma, não é considerado ganho do ponto de vista de simulação de faltas a inclusão deste armazenador. De toda forma, uma das fontes de geração distribuída que serão adicionadas ao circuito pode ser pensada como um armazenador de energia da microrrede no momento da simulação de faltas.

Foi arbitrado que a microrrede será formada pelas barras 858 e demais barras a jusante do alimentador, conforme mostrado na Figura 31. Nesse caso, o ponto de acoplamento comum (PCC), modelado no ATP como uma chave ideal, se dará na barra 858. A geração distribuída a ser incluída na rede já está representada na Figura 31.

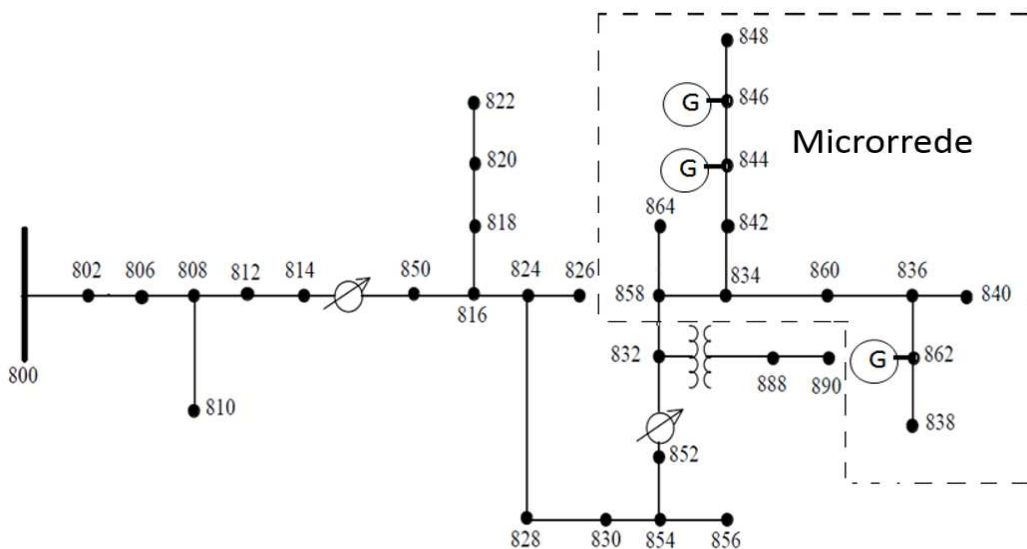


Figura 31 - Microrrede modelada a partir da rede de 34 barras IEEE.

A carga na microrrede pode ser obtida de forma aproximada através da Tabela 4 e da Tabela 5 somando-se as cargas concentradas e distribuídas ao longo das barras selecionadas para fazer parte da microrrede. Deve-se ressaltar que o modelo para as cargas distribuídas foi representado como impedância constante e, portanto, a potência drenada depende da tensão nas barras. Realizando-se esta soma, obtêm-se os valores de 948 kW e 644,6 KVAR consumidos pela microrrede selecionada na tensão nominal de 24,9 kV.

Para suprir a microrrede na ausência do sistema elétrico de potência são modelados dois tipos de geração distribuída: painel fotovoltaico ligado às barras 846 e 862 e um gerador síncrono movido a combustível fóssil conectado à barra 844.

4.4.1 Modelagem do painel fotovoltaico

Devido ao aumento de competitividade da tecnologia de geração solar fotovoltaica com a contínua queda nos preços dos painéis, e o potencial de uso deste tipo de geração distribuída no Brasil privilegiado pelas altas taxas de irradiação solar, detalha-se aqui um possível modelo para inclusão deste tipo de geração na microrrede em estudo.

A Figura 32 ilustra um sistema de geração solar composto 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, com seu controle integrado com malha de rastreamento de fase (PLL), e por um indutor de acoplamento (DOS SANTOS *et al.*, 2014).

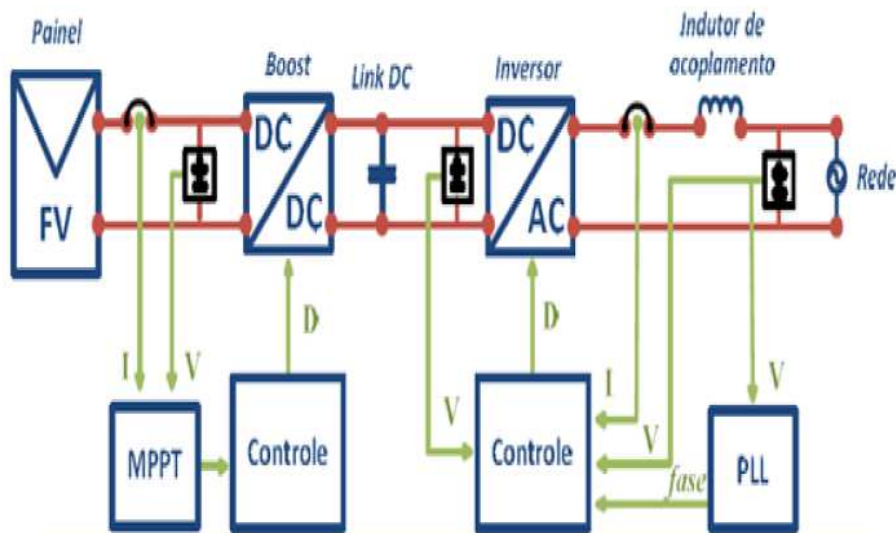


Figura 32 - Representação de um sistema de geração solar. Retirado de (DOS SANTOS *et al.*, 2014).

O painel é o responsável por converter a energia luminosa solar em energia elétrica através do efeito fotovoltaico, que consiste na excitação de elétrons de certos tipos de materiais na presença da luz do sol. O conversor elevador *boost* e seu controle MPPT ajustam a tensão de saída para extrair a máxima potência do painel, que varia conforme a temperatura e a irradiação sobre o painel. A função do inversor é adequar a energia elétrica gerada em corrente contínua pelo painel às características elétricas da rede em corrente alternada ao qual o sistema é conectado. O inversor possui um controle de corrente para realizar o controle do fluxo de potência e limitar a injeção na rede,

preservando seus componentes eletrônicos. A malha de rastreamento de fase (PLL) tem a função de manter a geração em sincronismo com a rede de distribuição.

Um modelo elétrico utilizado para representar o painel fotovoltaico é ilustrado na Figura 33. Nesse modelo, I_{ph} é a corrente gerada pelo efeito fotovoltaico do painel, D é o diodo que representa a junção P-N do material semicondutor do painel, a resistência R_p modela as correntes de fuga que ocorrem nas células que compõem o painel, R_s caracteriza a queda de tensão na condução da corrente entre o material semicondutor e a extremidade do painel, V é a tensão nos terminais da placa solar e, finalmente, I é a corrente de saída do painel.

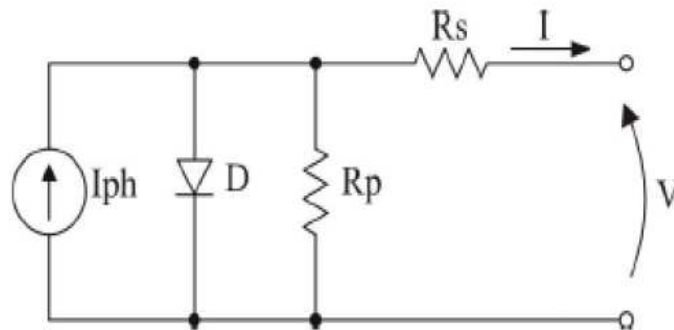


Figura 33 - Modelo elétrico painel fotovoltaico. Retirado de (DOS SANTOS *et al.*, 2014).

Conforme mostrado na Figura 33, o painel fotovoltaico pode ser pensado como uma fonte de corrente, em que o valor da corrente gerada é dado por (CUNHA, 2013):

$$I_{ph} = [I_{sc} + \alpha(T - T_{ref})] \cdot \frac{S}{S_{ref}} \quad (5)$$

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 e S_{ref} é a intensidade de irradiação solar de referência. Através de (5), 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 . De interesse particular para este trabalho é o comportamento da corrente fornecida pelo sistema fotovoltaico durante a ocorrência de uma falta no sistema elétrico ao qual ela se conecta.

A determinação do comportamento transitório de equipamentos que utilizam eletrônica de potência é tarefa não trivial no estágio de desenvolvimento do produto, que frequentemente especifica limites para grandezas elétricas ao invés de prever

formas de respostas transitórias. O modelo utilizado para a simulação deve se adequar a 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 (VELASCO, 2015).

Para determinar o comportamento do painel fotovoltaico em condições de falta, é necessário entender a resposta do controle do inversor que acopla o painel ao sistema elétrico. Duas estratégias de controle podem ser utilizadas: modo de controle de tensão e modo de controle de corrente de saída. O controle de tensão tem a desvantagem de permitir a ocorrência de sobrecorrentes tanto em regime permanente quanto transitório. Por essa razão, o modo de controle de corrente é amplamente utilizado justamente por permitir a imposição de um limite máximo de corrente que seja seguro aos componentes semicondutores do inversor.

A Figura 34 detalha um modelo elétrico de um inversor trifásico que pode ser utilizado em conjunto com um painel fotovoltaico. O circuito consiste em seis transistores, uma dupla para cada fase, e um filtro passa-baixa na saída com o intuito de minimizar a injeção de componentes de alta frequência geradas pelo chaveamento dos transistores no sistema elétrico.

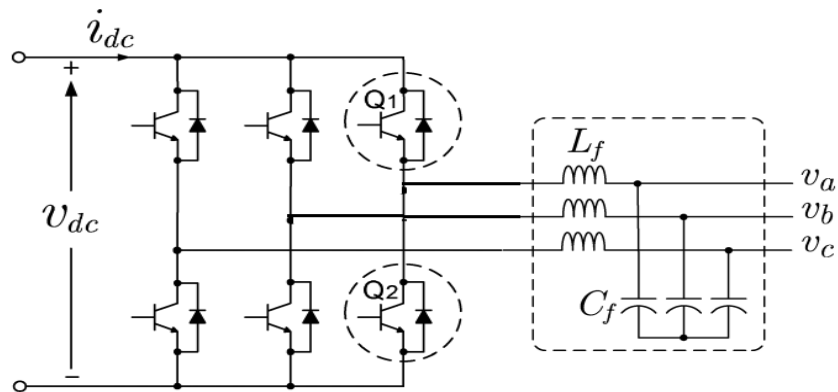


Figura 34 - Modelo elétrico de um inversor trifásico. Adaptado de (YAZDANI *et al.*, 2011).

O circuito de controle de disparo dos transistores geralmente é baseado em modulação PWM (*pulse-width modulation*) ou SVM (*space vector modulation*). Em simulações em que a modelagem da rede não é de alta complexidade, é possível a substituição do controle de chaveamento dos transistores por um modelo equivalente

médio conhecido na literatura como “*averaged model*”, que se encontra representado na Figura 35 (YAZDANI *et al.*, 2011).

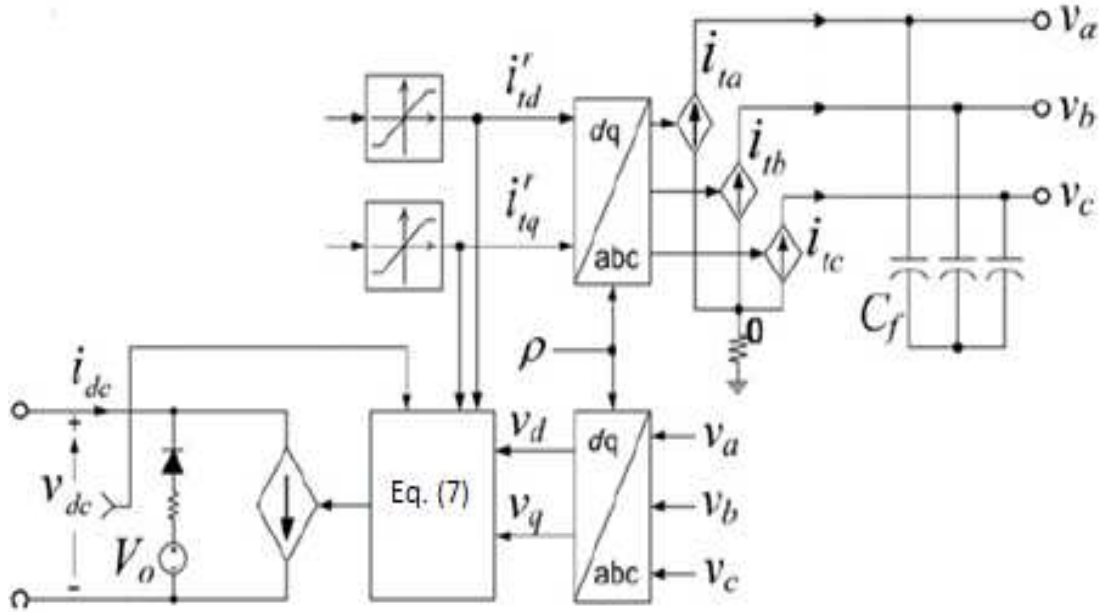


Figura 35 - *Averaged model* de um inversor trifásico. Retirado de (YAZDANI *et al.*, 2011).

No modelo da Figura 35 não há presença de transistores, tampouco do circuito de controle de seu chaveamento. Em vez disso, supõe-se uma relação entre as variáveis em corrente contínua (v_{dc} e i_{dc}) e em corrente alternada trifásica (v_a , v_b , v_c , i_{ta} , i_{tb} , i_{tc}), referenciada em coordenadas ortogonais, via transformada de Park, baseada no princípio de conservação de energia. As equações (6) e (7) definem essa relação.

$$v_{dc} \cdot i_{dc} = v_a \cdot i_{ta} + v_b \cdot i_{tb} + v_c \cdot i_{tc} \quad (6)$$

$$i_{dc} = \frac{3 \cdot (v_{td} \cdot i_{td} + v_{tq} \cdot i_{tq})}{2 \cdot v_{dc}} \quad (7)$$

Na equação (6), v_{dc} é a tensão contínua nos terminais da placa, i_{dc} é a corrente contínua fornecida pela placa solar, v_a , v_b e v_c são as tensões das fases a, b e c, respectivamente, medidas na saída do sistema de geração, e i_a , i_b e i_c são as correntes das fases a, b e c na saída do sistema de geração. Na equação (7) foi feita a transformação do sistema abc para dq via transformada de Park: nessa equação, v_{td} é a tensão de eixo direto, i_{td} é a corrente de eixo direto, v_{tq} é a tensão de eixo em quadratura e, por fim, i_{tq} é a corrente do eixo em quadratura. O uso da transformada de Park é uma

técnica que facilita a análise e implementação do circuito de controle do inversor, passando de três para duas variáveis num plano girante, onde o eixo d gira com a velocidade síncrona do sistema elétrico.

A saída do painel fotovoltaico pode ser então 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.

Para implementar um modelo para a geração distribuída fotovoltaica no ATP, desenvolveu-se na linguagem MODELS um código para controlar uma fonte de corrente a partir do cálculo da tensão no ponto de acoplamento do sistema de geração solar com o sistema elétrico ao qual ela alimenta. Um limite de 2 pu foi considerado para a injeção de corrente do sistema fotovoltaico, independentemente do valor de tensão calculado. A Figura 36 ilustra o modelo desenvolvido no ATPdraw com o cálculo da tensão eficaz nos terminais de saída, que 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 elétrica gerada pelo sistema solar no momento da simulação, que neste estudo será constante e igual a 650 kW por gerador.

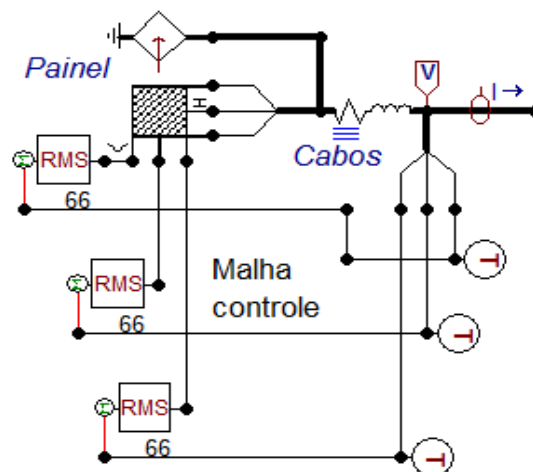


Figura 36 - Modelo sistema fotovoltaico no ATPdraw.

4.4.2 Modelagem de um gerador síncrono a combustão

A inclusão de um gerador síncrono à modelagem da microrrede tem o intuito de garantir uma fonte de energia segura, uma vez que a maioria das fontes renováveis tem o caráter de geração intermitente, como a energia solar e eólica, que dependem das condições climáticas. As microrredes poderão incluir esse tipo de geração como uma fonte de reserva de energia a ser usada quando as condições de geração fotovoltaica e eólica estiverem desfavoráveis e a microrrede não quiser depender da alimentação exclusiva do sistema elétrico de potência.

O gerador síncrono foi modelado a partir dos dados de um grupo gerador-motor (GMG), modelo GTA201AI25, do fabricante WEG, mostrados na Tabela 12. A partir desses dados é possível incluir o grupo motor-gerador à simulação através do componente Synchronous Machine Type 59, disponível no ATPdraw. Como o grupo gerador-motor possui tensão nominal de 380 V, utilizou-se um transformador de distribuição auxiliar para adequar a tensão para 24,9 kV. Os dados desse transformador auxiliar estão listados na Tabela 13.

Assim, tem-se modelado no ATP um alimentador de distribuição que possui uma porção capaz de se isolar e operar de forma independente da rede principal através da utilização de geração distribuída, formando uma microrrede com carga total de 1146 kVA e fator de potência 0,83. A microrrede em questão possui geração suficiente para atender à totalidade de sua carga através de dois sistemas de geração solar de 650 kW cada, incluindo placas, inversores e acumuladores de energia, e de um GMG de 75 kVA. O comportamento dessa microrrede em condições de falta para as condições *on-grid* e *off-grid* é avaliado nos próximos capítulos.

Tabela 12 - Dados do grupo motor-gerador da microrrede.

Parâmetro	Valor
Tensão	380 V
Potência	74 kVA
Número de polos	4 salientes
Reatância síncrona - eixo direto	322,6%
Reatância transitória - eixo direto	22,29%
Reatância subtransitória - eixo direto	14,25%
Reatância síncrona - eixo quadratura	104,13%
Reatância subtransitória eixo quadratura	20,37%
Reatância sequencia negativa	17,31%
Reatância sequencia zero	2,38%
Resistência de estator	0,1 ohms
Tensão de excitação	33,97 V
Corrente de excitação	3,22 A
Constante de tempo transitória em curto	60,84 ms
Constante tempo subtransitória em curto	1,06 ms
Constante de tempo transitória em aberto	758,64 ms
Constante tempo subtransitória em aberto	1,26 ms
Inércia	0,45 kgm ²

Tabela 13 - Dados do transformador auxiliar do GMG.

Parâmetro	Valor
Potência nominal	75 kVA
Relação	24,9 / 0,38 kV
Ligação	YNd1
Impedância	3,5 %
Perdas a vazio	0,33 kW
Perdas em carga	1,14 kW

5 Aplicação de Faltas à Rede Modelada

5.1 Casos simulados

No intuito de verificar o comportamento dos fasores de corrente e tensão nas barras da rede modelada no ATP e avaliar se as filosofias de proteção para microrredes detalhadas no Capítulo 3 são capazes de garantir a segurança operativa da microrrede, tanto para a condição *on-grid* quanto *off-grid*, são apresentados neste capítulo resultados da aplicação de curtos-circuitos trifásicos e monofásicos (fase C para terra), com e sem resistência de falta, em barras eleitas da rede modelada. A resistência de falta a terra foi padronizada em 40Ω , valor típico máximo utilizado na simulação de faltas com impedância. A Tabela 14 sintetiza os defeitos simulados.

Tabela 14 - Faltas simuladas na rede modelada.

Barra	Falta trifásica	Falta monofásica sem resistência (C-N)	Falta monofásica com resistência 40Ω (C-N)
800	X	X	X
810		X	X
850	X	X	X
822		X	X
832	X	X	X
834	X	X	X
848	X	X	X
840	X	X	X
838		X	X

Inicialmente, demonstra-se como a proteção convencional de redes de distribuição pode ser adotada de forma a garantir a operação segura da rede sem a conexão da geração distribuída. Com a inclusão da geração nas barras 844, 846 e 862 é esperado que a proteção convencional apresente problemas de coordenação e seletividade de atuação.

5.2 Faltas aplicadas à rede sem a presença da microrrede

A Tabela 15 e a Tabela 16 resumem as correntes de falta calculadas para os três tipos de curtos-circuitos simulados nas barras escolhidas. A referência de ângulo é a tensão da fase A no setor de 24,9 kV. Para os ramais monofásicos foram indicados apenas o valor eficaz da magnitude de corrente de falta.

Tabela 15 - Fasores de corrente (A) para falta trifásica nas barras selecionadas.

Barra	Falta Trifásica		
	Fase A	Fase B	Fase C
800	719 ∠ -88°	742 ∠ 152°	720 ∠ 32°
850	325 ∠ -52°	313 ∠ -179°	353 ∠ 63°
832	226 ∠ -49°	221 ∠ -176°	210 ∠ 68°
834	215 ∠ -48°	204 ∠ -172°	200 ∠ 73°
848	203 ∠ -48°	197 ∠ -167°	192 ∠ 75°
840	174 ∠ -54°	178 ∠ -164°	169 ∠ 76°

Tabela 16 - Fasores de corrente (A) na fase C para falta monofásica nas barras selecionadas com e sem resistência de falta.

Barra	Falta Monofásica	
	Fase C – sem resistência de falta	Fase C – 40 Ω de resistência de falta
800	734 ∠ 32°	315 ∠ 92°
810*	425	236
850	255 ∠ 61°	167 ∠ 84°
822*	163	119
832	169 ∠ 64°	120 ∠ 85°
834	159 ∠ 70°	114 ∠ 85°
848	157 ∠ 69°	112 ∠ 85°
840	152 ∠ 61°	112 ∠ 85°
838*	152	114

*Ramais monofásicos

A Figura 37 e a Figura 38, que foram construídas a partir dos dados da Tabela 15 e da Tabela 16, permitem uma visualização clara da evolução das correntes de falta à medida que o ponto de curto-circuito é alterado.

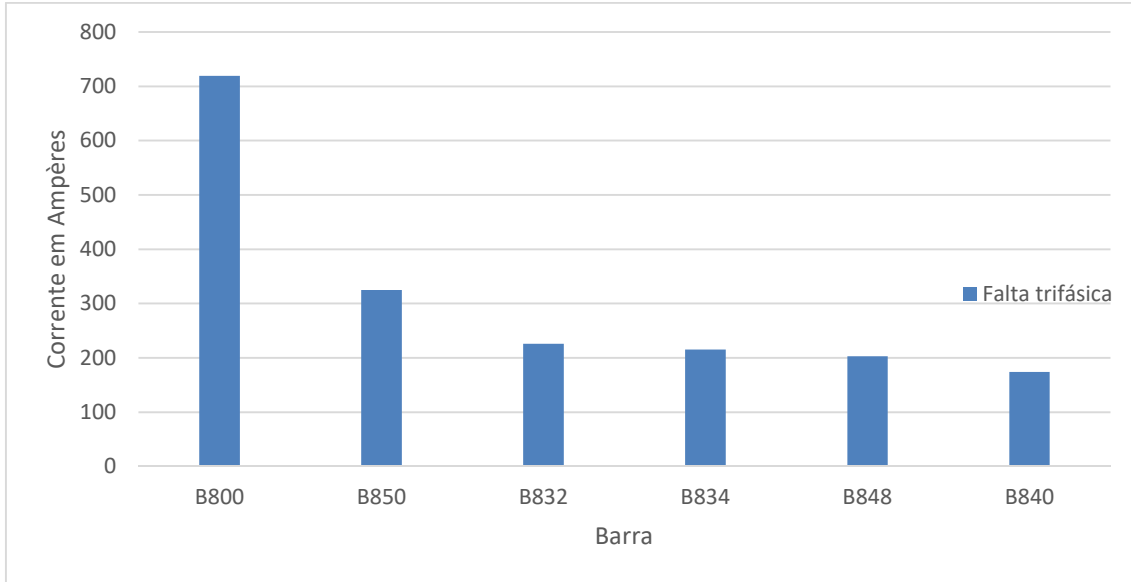


Figura 37 - Evolução das correntes de falta para o caso de falta trifásica.

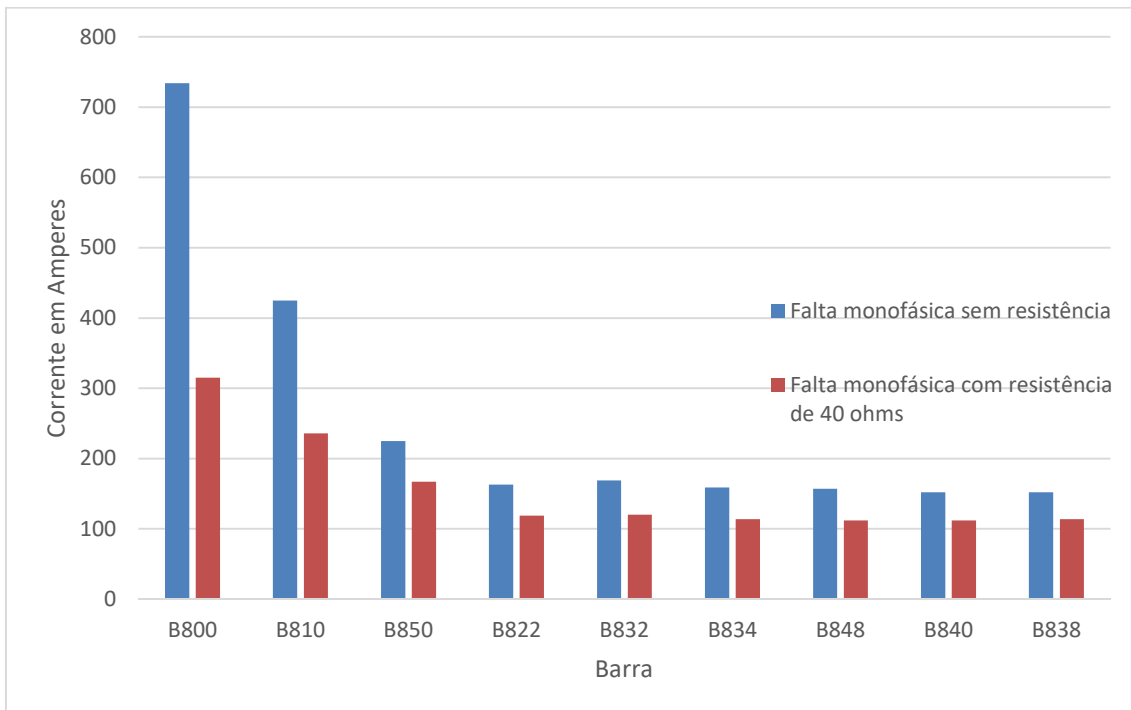


Figura 38 - Evolução das correntes de falta monofásicas com e sem resistência de falta. Série 1 - sem resistência de falta. Série 2 - resistência de falta de 40 ohms.

Através da Tabela 15 e da Tabela 16 e das figuras correspondentes, pode-se fazer as seguintes observações pertinentes à proteção da rede sem a presença da microrrede:

1. O valor da corrente de curto-circuito é, em todos os casos, maior que a corrente nominal de 58 A do transformador de 2,5 MVA que alimenta a rede;
2. O valor de corrente decresce à medida que o ponto de falta se afasta da barra 800, que delimita o início do alimentador;
3. O fluxo de corrente é unidirecional, ou seja, o ângulo de fase entre a corrente e a tensão não varia mais que $+90^\circ$ e -90° , situando-se sempre entre -90° e 90° para a fase A, 150° e 330° para a fase B e 30° e 210° para a fase C.

Os resultados obtidos corroboram a filosofia de proteção convencional de redes de distribuição radiais discutida no Capítulo 3, já que apresenta as premissas necessárias para o seu funcionamento, como alta relação entre a corrente de curto-circuito e a corrente nominal e fluxo unidirecional de energia. O engenheiro responsável pelo ajuste dos relés presentes nesta rede deverá definir o grau de coordenação e seletividade entre os diversos dispositivos de proteção através do uso das curvas de sobrecorrente de relés/religadores/fusíveis que serão instalados ao longo do alimentador. Uma breve análise propondo os equipamentos necessários e seu ajuste para proteção desta rede inicial, sem geração distribuída, é apresentada no Capítulo 6. O estudo para definição destes ajustes fica bem mais complexo quando se acrescenta a geração distribuída da microrrede ao circuito. O comportamento das correntes e tensões nas mesmas barras eleitas com a inclusão da microrrede é mostrado a seguir.

5.3 Resultado das faltas aplicadas com a presença da microrrede na operação *on-grid*

A análise das faltas aplicadas à rede modelada com a presença da microrrede é dividida nesta seção em duas partes: faltas aplicadas em barras localizadas dentro da microrrede e faltas em nós externos à microrrede. Em ambos os casos, o ponto de acoplamento comum na barra 858 permanecerá fechado durante a simulação da falta,

caracterizando a operação *on-grid* da microrrede. Neste modo de operação, o grupo motor-gerador permaneceu desligado, não contribuindo desta forma para a corrente de curto-circuito.

A apresentação dos resultados é feita para cada tipo de falta aplicada, uma vez que com a inserção da geração distribuída passa-se a ter múltiplas fontes alimentando os defeitos aplicados. Desta forma, com o intuito de melhor representar os resultados obtidos nas simulações de curto-circuito, apresenta-se uma figura do diagrama unifilar da rede modelada com a indicação dos módulos dos fasores de corrente e tensão nas principais barras. No Apêndice A, são apresentadas tabelas contendo os valores de módulo e ângulo obtidos para os fasores de tensão e corrente para cada uma das faltas aqui representadas. Os valores dos módulos de tensão e corrente representados da Figura 39 à Figura 47 foram retirados da Tabela 22 à Tabela 39.

5.3.1 Aplicação de faltas externas à microrrede

Os resultados dos fasores de corrente e tensão calculados para faltas na barra 800 da rede modelada são apresentados da Figura 39 à Figura 41. A barra 800 é a primeira barra do alimentador próximo ao equivalente do sistema elétrico de potência e, por conseguinte, está localizada fora da microrrede.

As faltas simuladas são as mesmas consideradas sem a presença da microrrede, ou seja, trifásica, monofásica sem resistência de falta e monofásica com resistência de falta de 40Ω .

A Figura 39 ilustra os resultados obtidos para a falta trifásica na barra 800. Ao contrário do que ocorria na ausência de GD, além da contribuição do sistema para a corrente de defeito representada na cor azul, também se nota a contribuição da geração distribuída da microrrede conforme indicado na cor verde. Este valor de corrente é a soma das correntes das duas fontes conectadas à microrrede nas barras 846 e 862. Os nós 840 e 848 não têm contribuição de corrente, pois são os extremos da microrrede e não há microfuentes conectadas a essas barras. Pode-se verificar também que os módulos dos fasores de tensão nas barras que compõem a microrrede, indicados em vermelho, possuem uma diferença muito pequena entre si. Esse comportamento da tensão dificulta

a localização do defeito, se interno ou externo, caso se utilize apenas essa grandeza como referência.

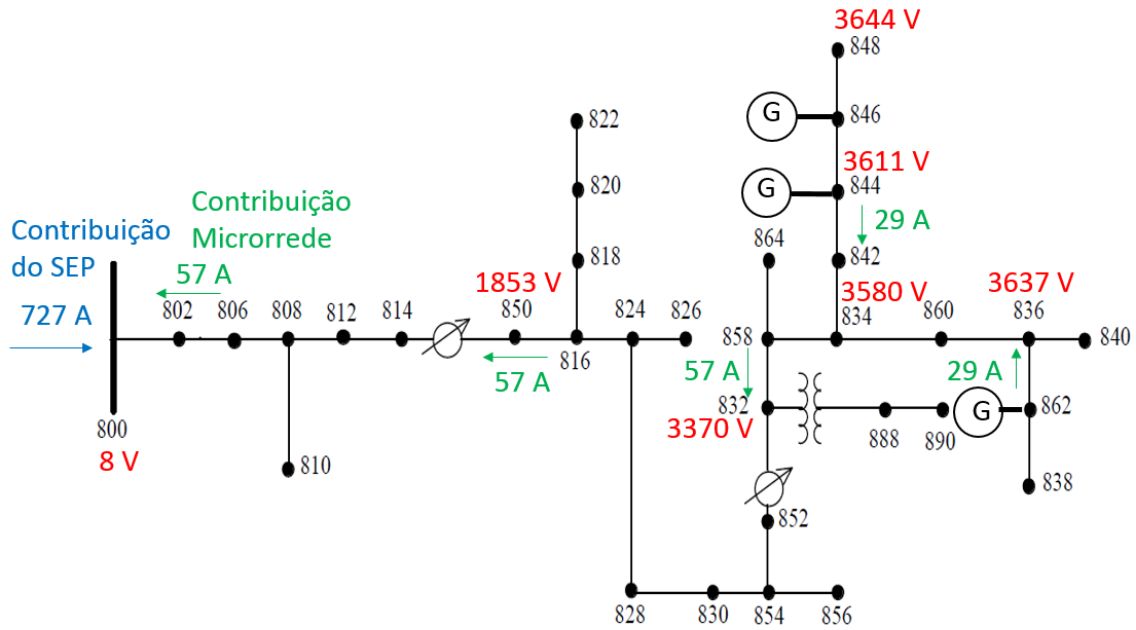


Figura 39 - Módulos dos fasores de tensão e corrente para falta trifásica na barra 800.

Os resultados obtidos para as faltas monofásicas na barra 800 são apresentados na Figura 40 (faltas sem resistência) e na Figura 41 (faltas com resistência).

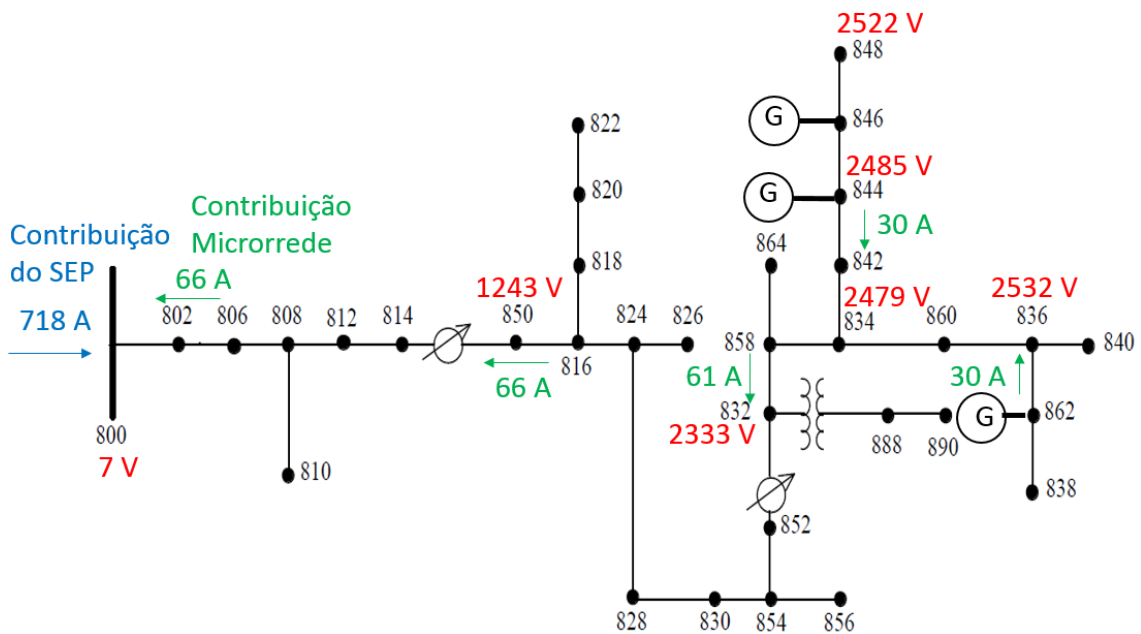


Figura 40 - Módulos dos fasores de tensão e corrente para falta monofásica sem resistência de falta na barra 800.

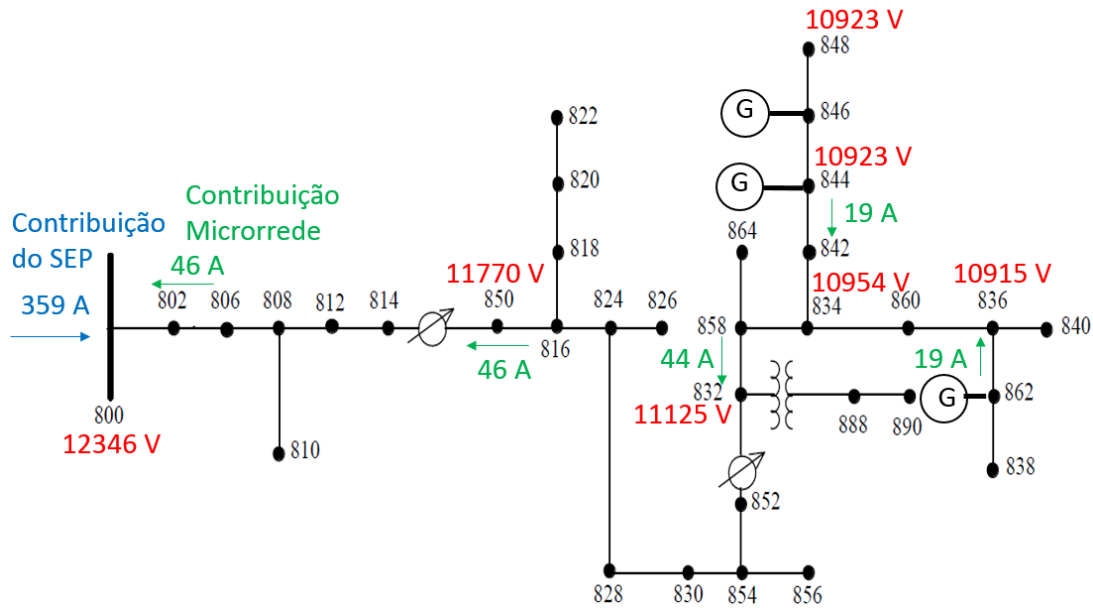


Figura 41 - Módulos dos fasores de tensão e corrente para falha monofásica com resistência de falta de 40 ohms na barra 800.

Para faltas monofásicas, verifica-se que, para a fase C defeituosa, a microrrede contribui com aproximadamente 60 A para curtos-circuitos sem resistência. No caso de faltas com resistência de 40Ω , essa contribuição é de aproximadamente 40 A, como pode ser visto na Figura 41. A diferença se deve ao menor afundamento da tensão para faltas com impedância, sendo o menor valor calculado aquele indicado na barra 848, correspondendo a 0,76 pu da tensão nominal. Para falta franca à terra, a tensão no interior da microrrede caiu para menos de 0,2 pu em todas as barras da Figura 40.

Os mesmos defeitos foram testados em seguida na barra 814 e no enrolamento de baixa do regulador de tensão REG2. Os resultados obtidos corroboram a análise realizada para o defeito na barra 800, não agregando novas informações e, por essa razão, não sendo apresentados aqui.

5.3.2 Aplicação de faltas internas à microrrede

A seguir apresenta-se o resultado de faltas simuladas, trifásicas e monofásicas, com e sem resistência de falta, no interior da microrrede, especificamente no meio da linha de distribuição que interliga as barras 844 e 846. Essa linha encontra-se próxima à geração distribuída conectada à barra 846. Vale lembrar que a modelagem da carga distribuída ao longo de uma linha foi modelada como concentrada em seu centro, criando-se desta forma um nó adicional no circuito. É exatamente este nó, localizado

entre as barras 844 e 846, que serve como local de ocorrência das faltas internas à microrrede. Os resultados obtidos são apresentados da Figura 42 à Figura 44 termos dos módulos dos fasores de corrente e de tensão calculados.

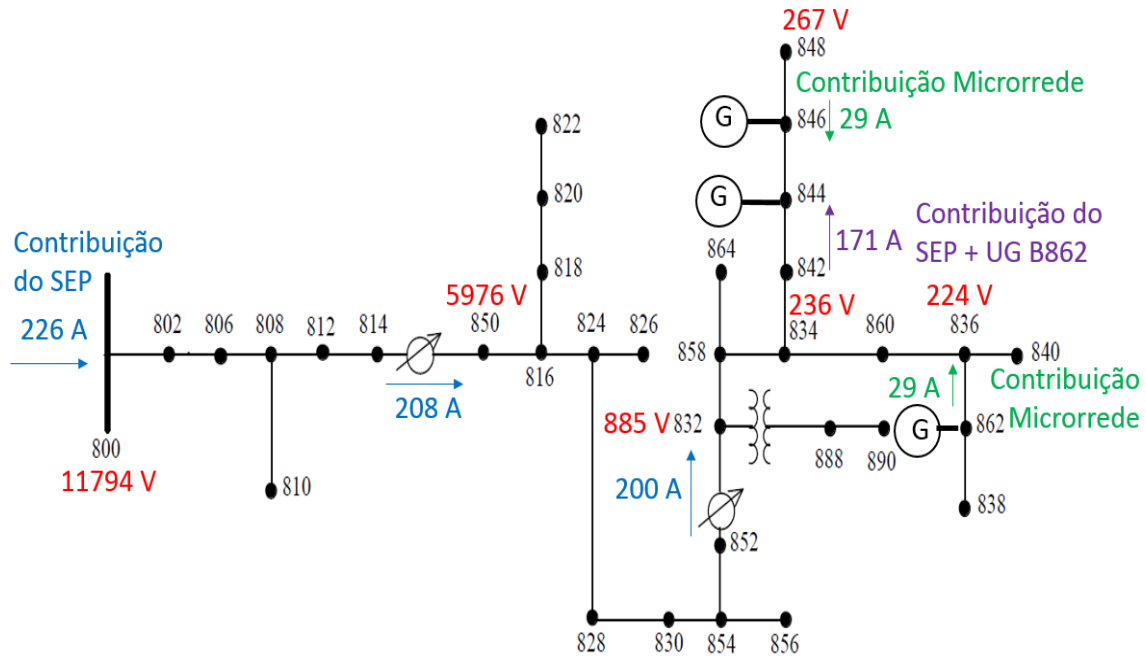


Figura 42 - Módulos dos fasores de tensão e corrente para falta trifásica no centro da linha entre as barras 844 e 846.

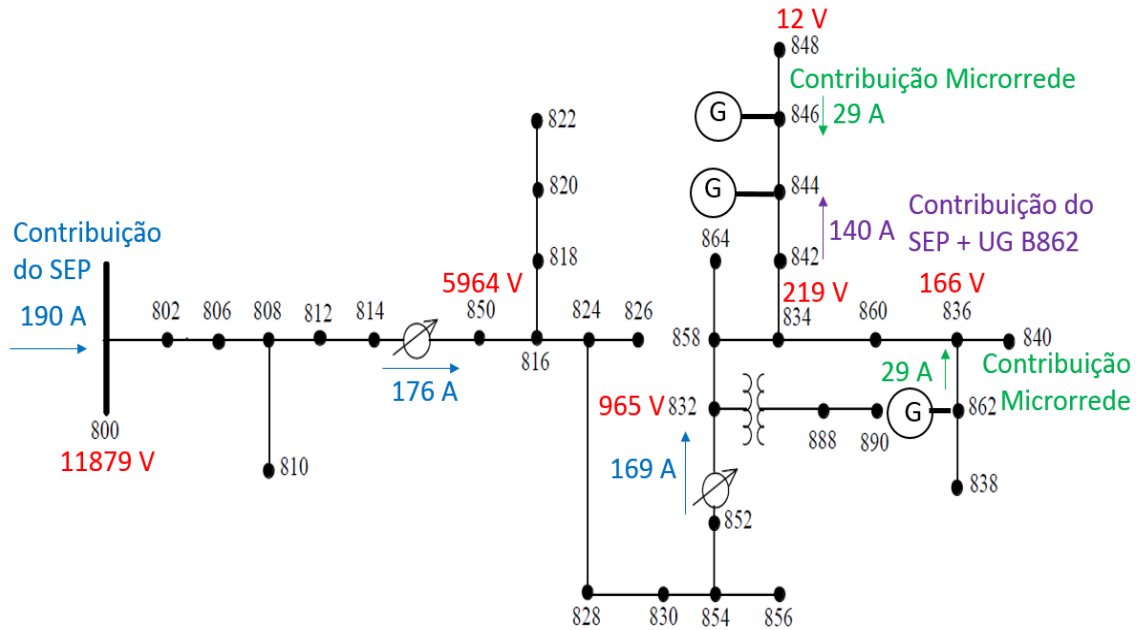


Figura 43 - Módulos dos fasores de tensão e corrente para falta monofásica sem resistência de falta no centro da linha entre as barras 844 e 846.

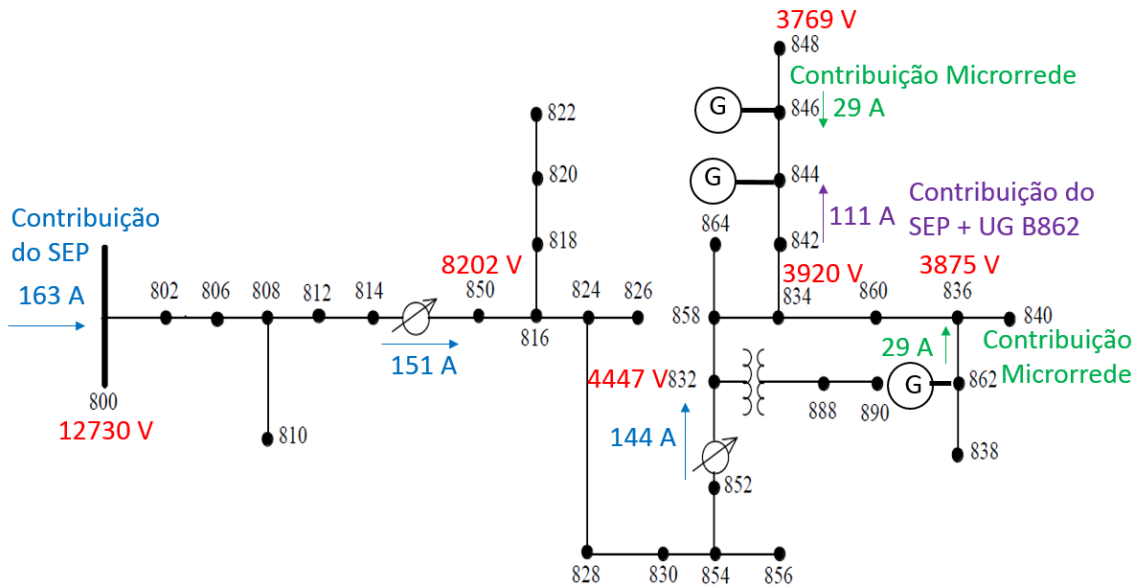


Figura 44 - Módulos dos fasores de tensão e corrente para falha monofásica com resistência de falha de 40 ohms no centro da linha entre as barras 844 e 846.

Analisando-se os resultados apresentados, verifica-se que, para faltas internas à microrrede na operação *on-grid*, a contribuição de corrente de curto-circuito do sistema elétrico, tanto para falha trifásica quanto para as faltas monofásicas, é maior que a parcela de corrente de falha devida às microfuentes com interface de eletrônica de potência. Analisando a corrente que entra na microrrede pelo nó 858, tem-se aproximadamente 200 A para o defeito trifásico (Figura 42), 169 A para falha monofásica sem resistência (Figura 43) e 144 A para falha monofásica com resistência de falha (Figura 44). Nota-se a semelhança dos valores para faltas monofásicas com e sem resistência, o que pode ser justificado pela distância elétrica entre a fonte do sistema elétrico e o ponto do defeito. Em outras palavras, há uma impedância série grande o bastante para limitar a falha monofásica franca e a inclusão de uma resistência adicional de 40 Ω , tipicamente utilizada em estudos de faltas de alta impedância, não alterou significativamente o módulo da corrente de curto-circuito.

Como se vê nas figuras apresentadas, os valores dos fasores de tensão nas barras no interior da microrrede, assim como no caso anterior de falha externa, são muito próximos, porém com um afundamento maior já que a falha é interna.

Também foram realizadas simulações de curtos-circuitos na barra 836, localizada no interior da microrrede em ponto próximo à geração distribuída da barra

862. Os resultados alcançados corroboram aqueles obtidos para a simulação de faltas entre as barras 844 e 846 e, portanto, não são incluídos neste texto.

5.4 Resultado das faltas aplicadas com a presença da microrrede na operação *off-grid*

Da Figura 45 à Figura 47 são apresentados resultados obtidos para os módulos dos fasores de corrente e tensão para as mesmas faltas aplicadas no item 5.3, entre as barras 844 e 846, porém considerando o ponto de acoplamento comum localizado na barra 858 aberto, isolando a microrrede do sistema de potência da concessionária local. Na operação *off-grid*, o grupo gerador-motor permaneceu ligado, contribuindo desta forma para a corrente de curto-circuito.

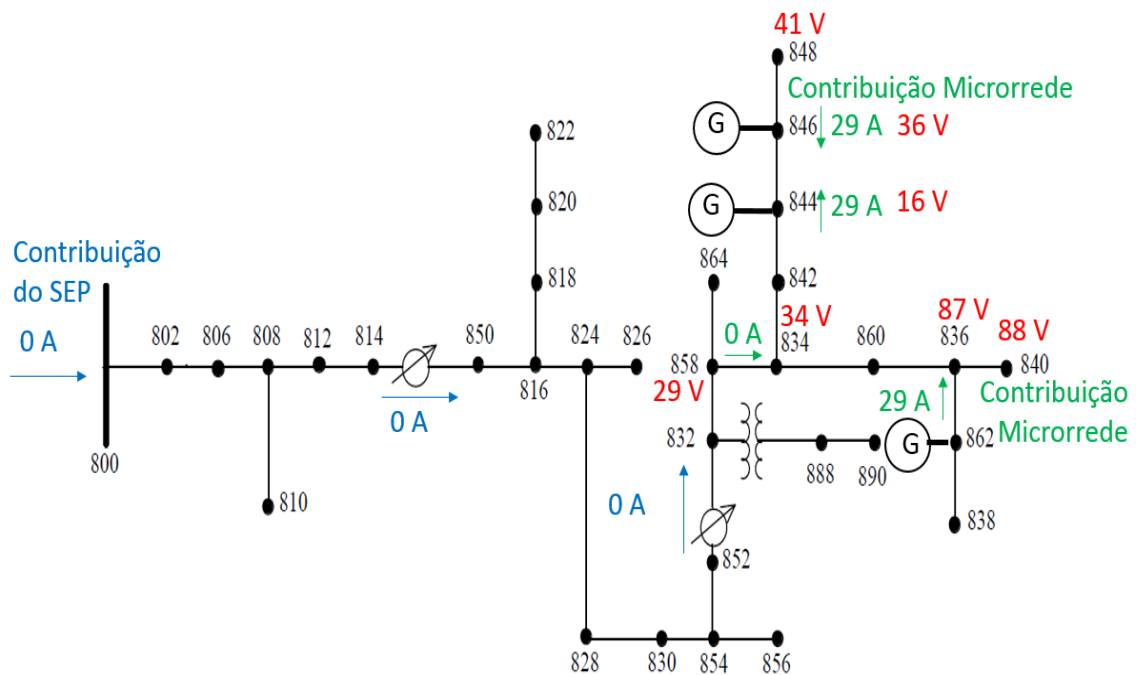


Figura 45 - Módulos dos fasores de tensão e corrente para falta trifásica no centro da linha entre as barras 844 e 846 com a microrrede no modo *off-grid*.

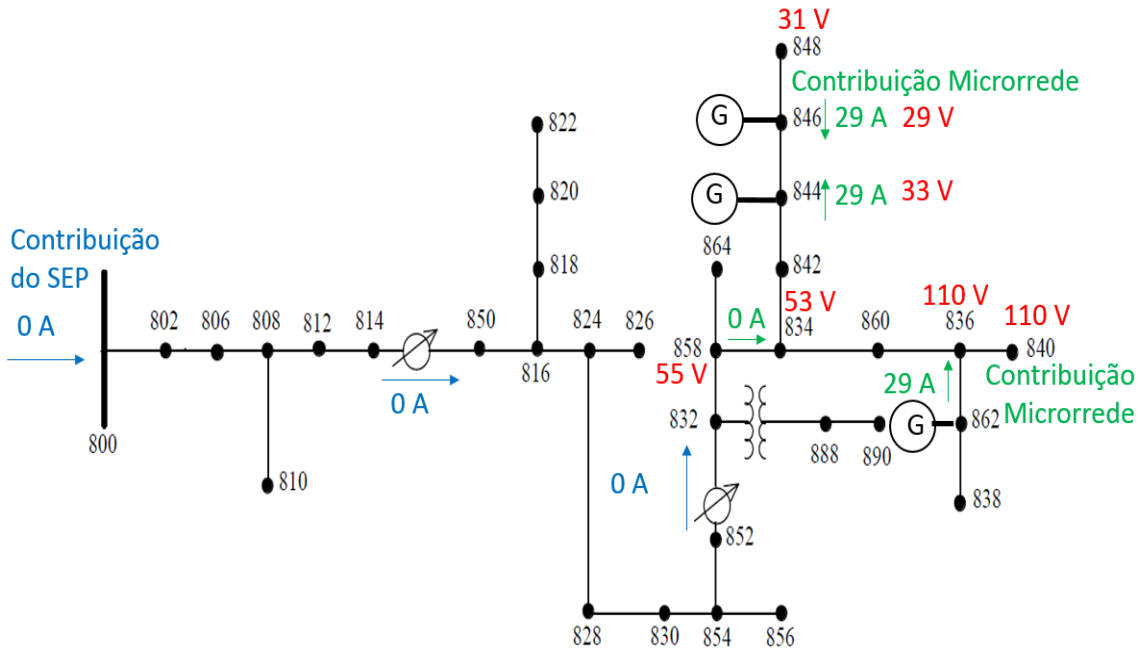


Figura 46 - Módulos dos fasores de tensão e corrente para falta monofásica sem resistência de falta no centro da linha entre as barras 844 e 846 com a microrrede no modo *off-grid*.

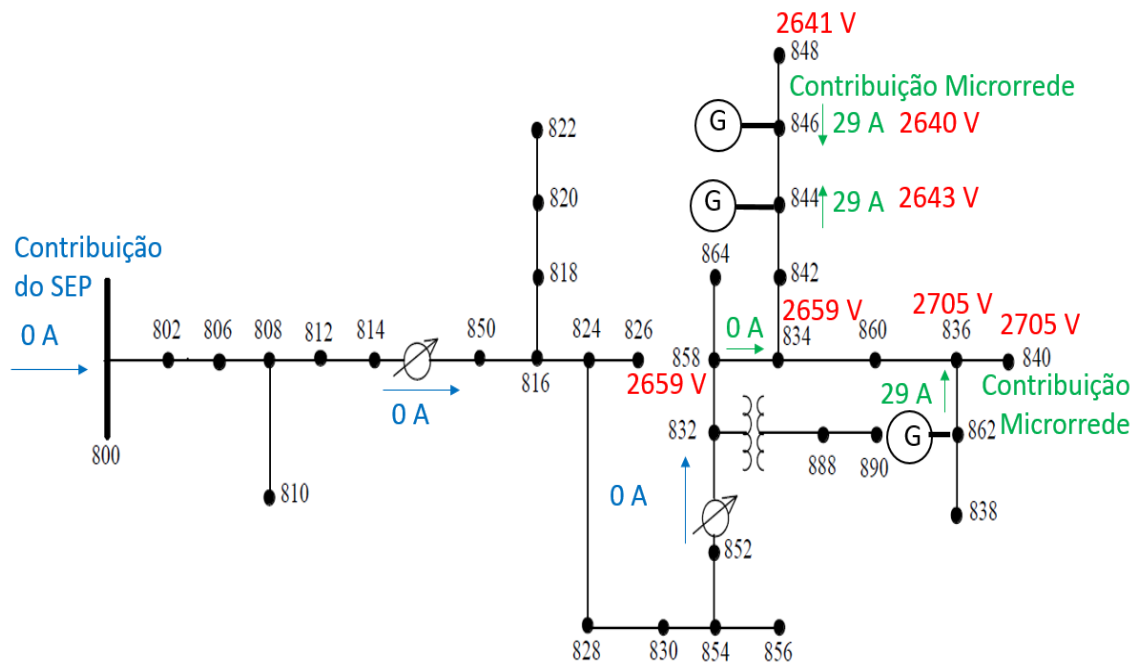


Figura 47 - Módulos dos fasores de tensão e corrente para falta monofásica com resistência de falta de 40 ohms no centro da linha entre as barras 844 e 846 com a microrrede no modo *off-grid*.

Analisando-se os resultados apresentados nas figuras, verifica-se que na operação *off-grid* a corrente de falta foi praticamente idêntica para os três tipos de falta simulados. A limitação de injeção de corrente provocada pelos inversores ligados às microfontes da microrrede fez-se presente e cada fonte contribuiu com aproximadamente 30 A, como pode ser visto nas figuras e nas linhas relativas às barras 846 e 862 da Tabela 34 à Tabela 39, que estão localizadas no Apêndice A. Ressalta-se que 30 A correspondem a 2 pu da corrente nominal das fontes fotovoltaicas considerando operação na tensão nominal. Nota-se que os fasores de corrente representados na Figuras 46 e na Figura 47 são praticamente idênticos, e que a inclusão de uma resistência de falta de 40 ohms não altera significativamente a contribuição de curto-circuito à terra da microrrede. Já os fasores de tensão mostrados nas mesmas figuras demonstram que há uma diferença no perfil de tensão nas barras dentro da microrrede, já que para a falta monofásica com impedância houve menor afundamento da tensão.

Simulações dos mesmos tipos de faltas foram realizadas em outros pontos da microrrede na condição operativa desconectada do sistema de potência, especificamente na linha de interligação entre os nós 836 e 840 e na barra 848. Por não acrescentarem informações relevantes à análise, esses resultados não serão apresentados neste texto.

De posse dos resultados obtidos, passa-se a avaliar no próximo capítulo estratégias de proteção que poderiam ser adotadas para garantir a segurança operativa da rede de distribuição sem a presença da microrrede e também da própria microrrede tanto nas condições *on-grid* e *off-grid*.

6 Proposta de Proteção da Microrrede Avaliada

6.1 Considerações Iniciais

Neste capítulo busca-se propor uma filosofia de proteção capaz de garantir a identificação e a eliminação das faltas para os casos estudados nesta dissertação, tanto para o caso do sistema original sem a microrrede, quanto para o caso em que se tem a presença da microrrede.

6.2 Análise da proteção sem a presença da microrrede

A proteção de redes de distribuição convencionais sem a presença de microrredes foi discutida no capítulo 3 de forma qualitativa. Esta se baseia no uso de curvas de sobrecorrente coordenadas no tempo, através da escolha de um dial de tempo adequado, e do valor de corrente de partida, por meio da seleção de um *pick-up* de corrente para o relé. Seguindo-se os critérios usualmente praticados em redes radiais, propõe-se neste capítulo, para a proteção da rede sem a presença da microrrede, um esquema de proteção baseado em relés de sobrecorrente de fase e terra, instalados na saída do alimentador e ao longo deste, e no uso de fusíveis de proteção ao longo das ramificações da rede. Também é proposta a adoção de religamento automático para o rápido restabelecimento da alimentação dos consumidores.

A Figura 48 ilustra a proposta de proteção da rede de distribuição original, sem a adição da geração distribuída da microrrede, onde foram incluídos relés de proteção, ou religadores, na saída das barras 800, 824 e 858, além de fusíveis em diversas barras da rede. Adotou-se aqui o critério da CPFL Energia, em que o número máximo de fusíveis em série não deve superar quatro (CPFL ENERGIA, 2003). Na Figura 48, o símbolo R circulado significa relé ou religador, e o símbolo para fusível é o classicamente utilizado “~”, perfazendo um total de três relés e onze fusíveis.

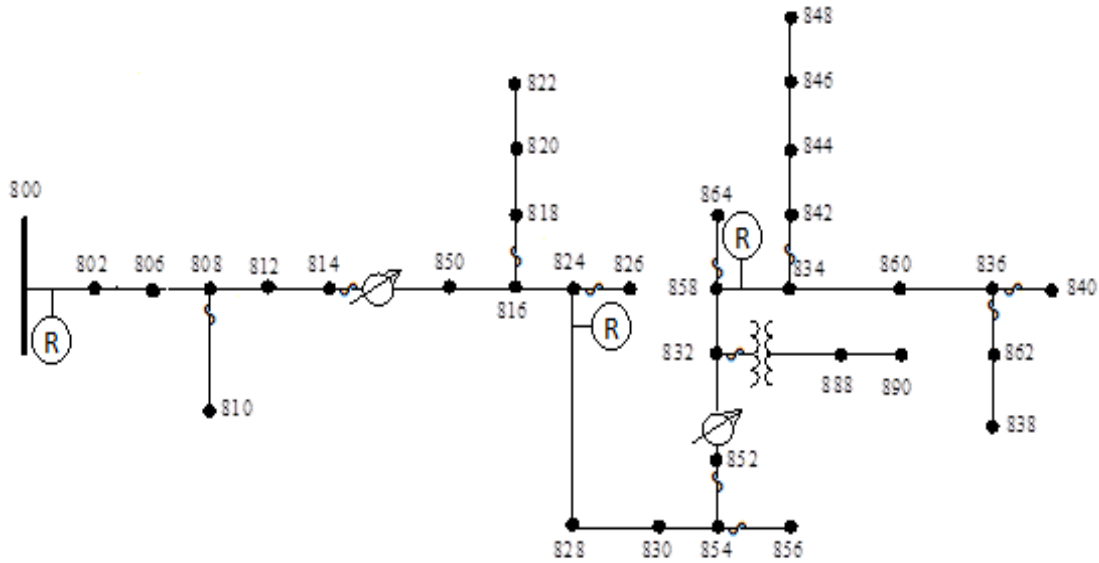


Figura 48 - Proposta de proteção para a rede de distribuição convencional.

Definida a localização e o tipo dos elementos de proteção da rede original, parte-se para a determinação dos tipos e correntes nominais dos fusíveis e do ajuste das funções de sobrecorrente de fase e neutro e religamento dos relés.

Geralmente são empregados três tipos de fusíveis na rede de distribuição, cujas curvas de tempo por corrente são definidas na norma NBR-5359 (ABNT, 2010):

- Tipo H (alto surto – *high surge*): fusíveis de ação lenta para surtos de corrente, como a corrente de energização de transformadores;
- Tipo K: utilizado nas derivações de rede de distribuição com característica de atuação mais rápida;
- Tipo T: também utilizado nas derivações de alimentadores, porém com atuação mais lenta que os fusíveis do tipo K.

Convencionou-se que os fusíveis adotados para essa rede serão todos do tipo K, exceto o elo de saída da barra 832, que protege um transformador de distribuição de 24,9/4,16 kV, onde será utilizado elo fusível do tipo H.

A corrente nominal dos elos fusíveis foi escolhida com base na carga total protegida, para os elos que não possuem outros fusíveis em série, e no valor de curto-circuito simulado na barra mais próxima, mostrado na Tabela 15 e na Tabela 16. Para os fusíveis localizados antes dos reguladores automáticos de tensão 1 e 2, que são os únicos que estão em série com algum outro, respeitou-se o valor mínimo de corrente

nominal que garanta a coordenação com o fusível a jusante conforme tabela orientativa de fabricante.

A Tabela 17 mostra a maior carga e a maior corrente nominal entre as três fases protegidas pelos elos que não possuem outros equipamentos de proteção em série.

Tabela 17 - Carga protegida pelos fusíveis da rede modelada.

Fusível	Carga (kVA)	Corrente Nominal (A)
808 – 810	17,88	1,24
816 – 818	190,73	13,27
824 – 826	47,20	3,28
854 – 856	4,18	0,29
832 – 888	50,0	3,48
858 – 864	0,71	0,05
834 – 842	249,0	17,32
836 – 840	35,90	2,50
836 – 862	31,08	2,16

Como a corrente de carga é muito menor que o menor valor de corrente de falta simulado, que é de 112 A para um curto-circuito monofásico com resistência de falta de 40Ω (vide Tabela 15 e na Tabela 16), o fusível será dimensionado para atender à carga nominal. Uma vez que fusíveis admitem sobrecarga de $1,5I_n$ e têm sua fusão a partir de $2,0I_n$, onde I_n é seu valor nominal de corrente (Machado, 2014), foi feita pelo autor a especificação indicada na Tabela 18.

Tabela 18 - Valores Nominais dos fusíveis da rede simulada.

Fusível	Corrente Nominal (A)	Tipo
808 – 810	3	K
816 – 818	20	K
824 – 826	5	K
854 – 856	1	K
832 – 888	5	H
858 – 864	1	K
834 – 842	20	K
836 – 840	3	K
836 – 862	3	K

Os fusíveis entre as barras 814 e o regulador de tensão 1, e entre o nó 852 e o regulador 2, serão coordenados com os demais fusíveis a partir da Figura 49, retirada de (SANTOS, 2012). Ambos os fusíveis serão coordenados com o maior fusível em série, de valor 20K, localizado entre as barras 834 e 842 (vide Tabela 18). Pela Figura 49, o primeiro fusível a montante de um fusível 20K passível de coordenação é o de 30K, desde que a corrente de falta máxima esperada não supere 500 A. Sabendo, da Tabela 15 e da Tabela 16, que a maior corrente de falta esperada não supera os 500 A para um defeito na barra 850, localizada logo após o religador 1 da rede, é possível afirmar que o uso de um fusível de 30K logo antes do religador 1 será capaz de coordenar com o fusível de 20K a jusante. A mesma análise pode ser feita para o fusível logo antes do religador 2.

ELO A MONTANTE	10K	12K	15K	20K	25K	30K	40K	50K	65K	80K	100K	140K	200K
ELO A JUSANTE	MÁXIMA CORRENTE DE FALTA - AMPÈRE												
6K	190	350	510	650	840	1060	1340	1700	2200	2800	3900	5800	9200
8K		210	440	650	840	1060	1340	1700	2200	2800	3900	5800	9200
10K			300	540	840	1060	1340	1700	2200	2800	3900	5800	9200
12K				320	710	1050	1340	1700	2200	2800	3900	5800	9200
15K					430	870	1340	1700	2200	2800	3900	5800	9200
20K						500	1100	1700	2200	2800	3900	5800	9200
25K							660	1350	2200	2800	3900	5800	9200
30K								850	1700	2800	3900	5800	9200
40K									1100	2200	3900	5800	9200
50K										1450	3900	5800	9200
65K											2400	5800	9200
80K												4500	9200
100K												2000	9100
140K													4000

Figura 49 - Coordenação entre fusíveis tipo K (SANTOS, 2012).

Após a definição dos fusíveis, deve-se fazer o ajuste dos religadores da rede. De forma a coordená-los com os fusíveis, conforme discutido no Capítulo 3 e ilustrado na Figura 11, é feito o ajuste de duas curvas no religador, uma rápida para se evitar a queima do fusível em faltas transitórias, e outra lenta para garantir seletividade com o fusível para faltas permanentes. A coordenação será garantida para os fusíveis de 20K e 30K, cuja queima para falta transitória levará à interrupção de uma carga maior, deixando mais consumidores sem fornecimento de energia. Para os fusíveis de 1K, 3K e

5K, será adotada a seletividade na atuação, deixando que estes queimem para faltas antes mesmo de o religador atuar. Para esses fusíveis de baixo valor, pode ser estratégica para a concessionária a sua substituição ao invés da interrupção momentânea de vários consumidores.

A coordenação entre os religadores será realizada também através de sua corrente de partida, sendo definida pela corrente de carga passante com uma sobrecarga admissível de 50%. A carga média calculada de cada religador está ilustrada na Tabela 19. Serão ajustadas duas curvas de sobrecorrente nos religadores com o mesmo pick-up de proteção mostrado na Tabela 19, porém considerando dois valores de dial distintos com o objetivo de coordenar com os fusíveis da rede.

Tabela 19 - Corrente passante pelos religadores da rede.

Religador	Corrente passante (A)	Sobrecarga 50% (A)	Ajuste Fase
800	37,25	55,56	56
824	31,11	46,66	48
858	26,58	39,87	40

A Figura 50 e a Figura 51 mostram as curvas corrente x tempo dos fusíveis presentes na rede simulada. Essas curvas são usadas como base para a escolha de uma curva rápida e de uma curva lenta para os religadores da rede. As curvas foram retiradas do catálogo do fabricante de elos fusíveis Delmar (Delmar, 2006).

A Figura 52 mostra as curvas rápidas e lentas selecionadas para os religadores em conjunto com a curva dos fusíveis de 20K e 30K. A curva utilizada é a padronizada pela IEC como *muito inversa*, e a diferença nos tempos de atuação entre as duas curvas é feita pela escolha do dial de tempo: 1,0 para a lenta e 0,01 para a curva rápida. Pode-se notar na Figura 52 que as curvas dos fusíveis de 20K e 30K encontram-se entre as curvas rápida e lenta do religador. O intervalo de coordenação está entre aproximadamente 60 A e 200 A para o fusível de 20K, e até 300 A para o fusível de 30K. Para esses valores, a diferença entre os tempos de atuação do religador e queima do fusível está acima de 200 ms.

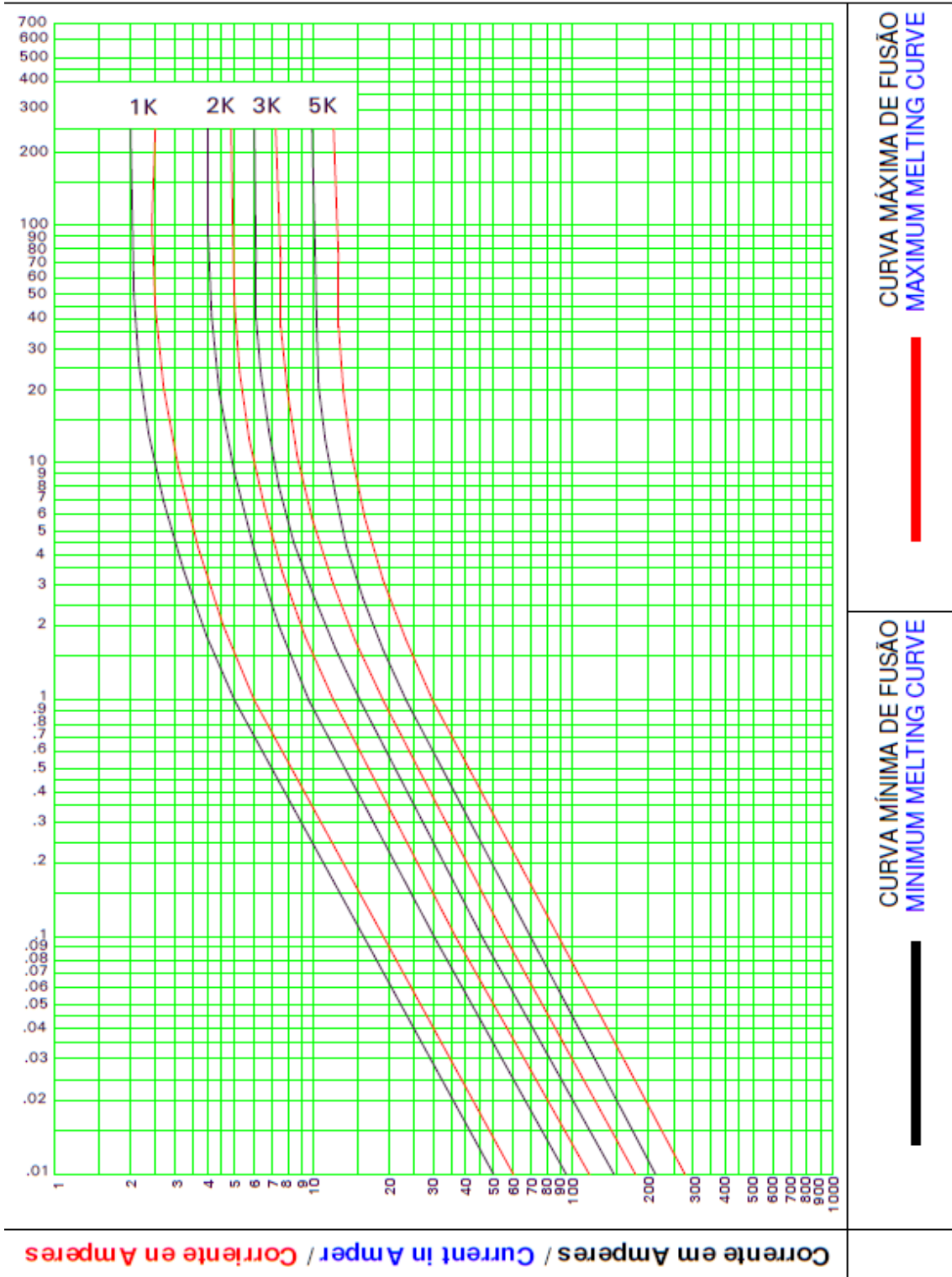


Figura 50 - Curva dos fusíveis 1K a 5 K.

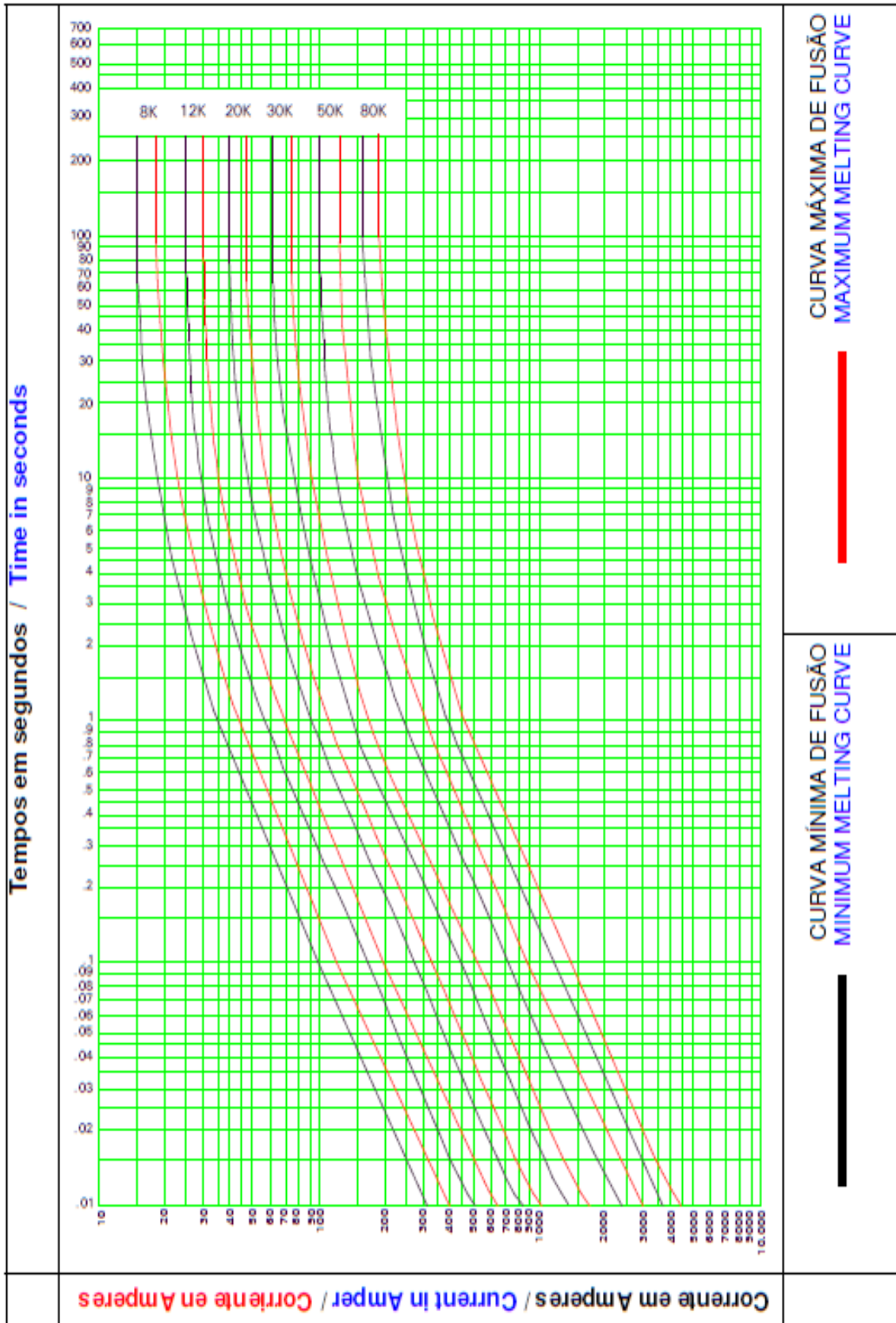


Figura 51 - Curva dos fusíveis 8K a 80K.

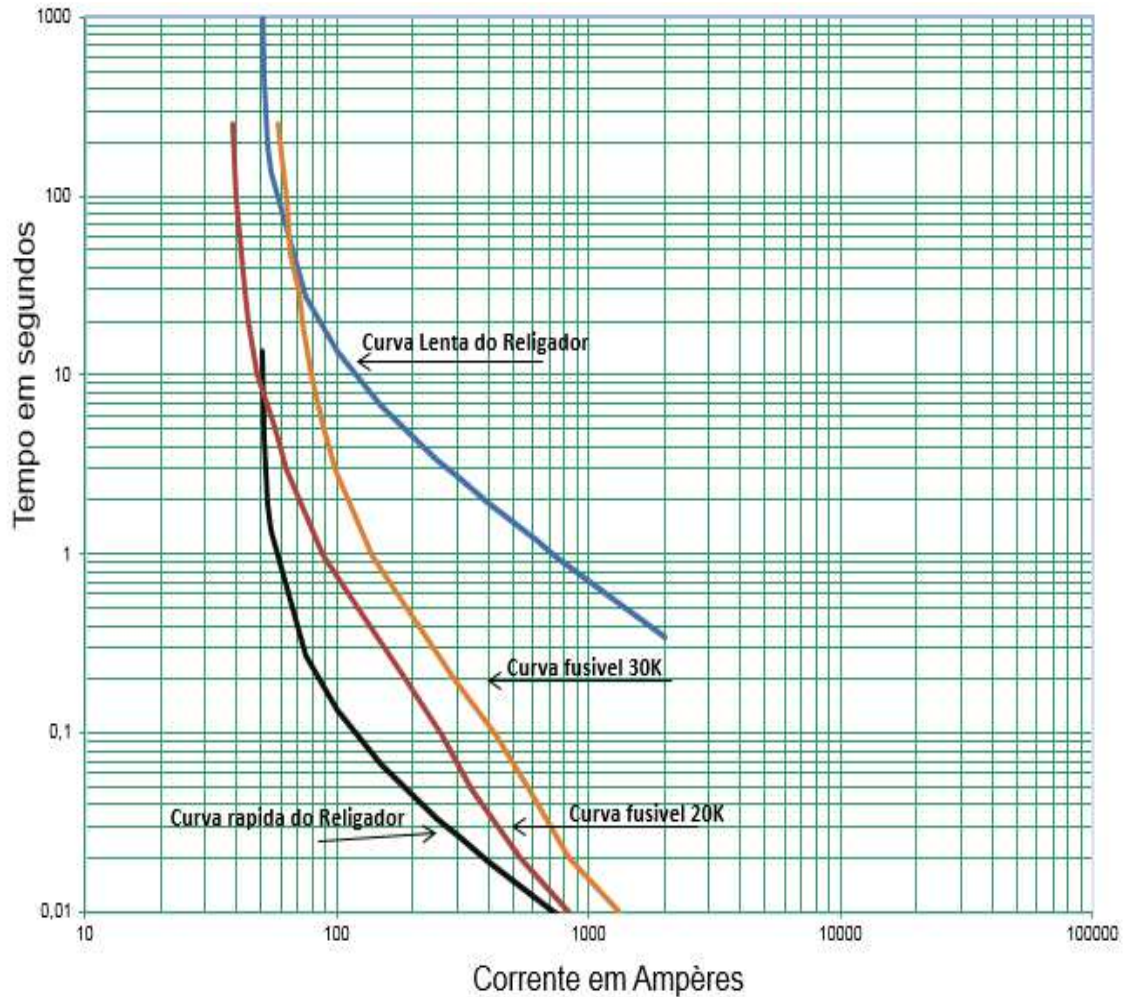


Figura 52 - Coordenograma religador-fusível.

Os religadores e disjuntores de distribuição têm a capacidade de realizar religamentos automáticos. Um dos dados técnicos informados pelos fabricantes é o ciclo de operação que seu equipamento é capaz de realizar. Geralmente, a informação é encontrada nos catálogos com a notação CO-0,3s-CO-3min-CO, onde C significa *close*, ou fechar em português, e O vem de *open*, abrir. O tempo entre uma abertura e outra é o mínimo que se deve esperar para realizar-se um novo fechamento. Será pressuposto que os religadores da rede atendem ao ciclo de exemplo descrito acima e, portanto, será parametrizada uma tentativa de religamento automático logo após a abertura por atuação da proteção com tempo morto de 0,3 segundos.

Outras unidades de proteção são geralmente habilitadas em religadores, tais como sobrecorrente de neutro, sobretensão, sobrefrequência e subtensão. Todavia, não é objetivo desta dissertação detalhar o cálculo dos ajustes de proteção de um religador de

distribuição. Entende-se que as unidades de sobrecorrente de fase e religamento automático são suficientes para ilustrar os objetivos deste estudo.

6.3 Análise do impacto da presença da microrrede na proteção da rede original

Com a introdução da geração distribuída na rede modelada, o esquema de proteção proposto no item 6.2 pode não ser mais adequado para garantir a coordenação e a seletividade da proteção. Para verificar essa hipótese, são analisados os valores de corrente de curto-circuito calculados no capítulo 5 para faltas no interior e fora da microrrede, tanto na operação *on-grid* quanto *off-grid*.

Primeiramente, parte-se para a avaliação de defeito no interior da microrrede na condição em que está conectada ao sistema elétrico. Para isso, considera-se a falta na linha de distribuição que interliga as barras 844 e 846, cujos resultados estão compilados da Tabela 28 à Tabela 33 e ilustrados da Figura 42 à Figura 44. Pela Figura 42, um defeito trifásico no meio dessa linha gera uma corrente passante pelo nó 862 de aproximadamente 30 A. Neste mesmo nó, foi acrescentado um fusível 3K, que pela Figura 50 tem tempos de queima de 0,25 a 0,40 s para uma corrente de 30 A. Desta forma, caso o defeito não seja extinto pelo equipamento de proteção mais próximo em menos de 250 ms, há grande chance de ocorrer a queima do fusível na barra 862 para uma falta em outro ponto da rede, levando à interrupção do fornecimento de energia de forma indevida para uma parcela da carga da microrrede. A mesma conclusão pode ser tirada para a falta à terra franca ou com resistência de falta, já que ambas levam à mesma contribuição de 30 A de corrente de falta passante pelo nó 862 conforme indicado na Figura 43 e na Figura 44.

Se na operação *on-grid* ocorre a perda de coordenação e de seletividade do sistema de proteção, conforme discutido no parágrafo anterior, causadas pela queima indevida de fusível, para a operação *off-grid* ocorre outra dificuldade técnica discutida no capítulo 3: perda de sensibilidade. Desta forma, a atuação da proteção convencional para faltas internas à rede na condição ilhada também é prejudicada. A análise para essa condição operativa é apresentada a seguir.

A Tabela 34, que compila no Apêndice A os fasores de corrente referentes à simulação de defeito trifásico interno à microrrede na condição *off-grid*, precisamente no meio da linha entre as barras 844 e 846, mostra, em sua linha referente à barra 834, que o valor de corrente passante por este nó é próximo de 30 A para qualquer uma das três fases. O fusível escolhido para essa parte da rede é, conforme Tabela 18, do tipo 20K. A partir da análise da Figura 51, nota-se que para uma corrente de 30 A não ocorre a queima do referido fusível. Desta forma, um defeito interno à microrrede não sensibiliza o dispositivo de proteção mais próximo ao local de falta e a consequência desta perda de sensibilidade seria a perda também da seletividade da proteção.

Além dos problemas de perda de coordenação e de sensibilidade verificados para faltas no interior da microrrede, para sua operação conectada ou desconectada do sistema, deve-se ainda levar em consideração problemas causados por faltas externas à microrrede. Nessa situação, cujos resultados de simulação se encontram apresentados no item 5.3.1, há o risco de atuação indevida de um dos religadores da rede da concessionária. Como exemplo, a Figura 39 ilustra as correntes de falta trifásicas nas barras 850 e 832, bem como a corrente deixando o PCC, que corresponde ao nó 858, para um defeito na barra 800. Essas correntes são próximas a 60 A e o *pick-up* de proteção de sobrecorrente ajustado nos três religadores da rede está abaixo deste valor. Como consequência, haverá partida da unidade de proteção destes equipamentos com a abertura do dispositivo ocorrendo após o tempo ajustado para a curva inversa conforme escolha do *dial* de tempo. Ou seja, pode ocorrer abertura do religador por um fluxo inverso de corrente.

Dificuldades são encontradas também para tentativas de religamento automático da rede da concessionária. Para um religamento seguro, espera-se que as fontes da microrrede deixem de alimentar o circuito sob falta a fim de garantir que o defeito transitório seja extinto. Caso contrário, a corrente fornecida pelas microfuentes será capaz de manter o arco elétrico de falta durante o tempo morto do religamento e, quando houver o fechamento do religador, a isolação do sistema não terá sido restaurada naturalmente.

Conforme visto, com a introdução da microrrede, o sistema de proteção convencional proposto para a proteção da rede original, baseado em dispositivos como fusíveis e religadores e em sua coordenação, mostra-se ineficaz para os casos simulados

no capítulo 5. O esquema de proteção deve então ser revisto e alterado de forma a garantir a sensibilidade, a seletividade e a coordenação entre os equipamentos.

6.4 Proposta de proteção para a microrrede

De acordo com o que foi estudado no Capítulo 3 e detalhado no item 3.4, garantir seletividade e coordenação do sistema de proteção de uma microrrede tanto na condição conectada quanto ilhada é um desafio para os engenheiros de proteção que vierem a planejar esse sistema. Os resultados apresentados no Capítulo 5 e analisados na seção anterior corroboram essa afirmação.

Diversos algoritmos foram apresentados na literatura técnica no intuito de solucionar a questão e, conforme discutido ao longo deste texto, a grande maioria se baseia na troca de informações entre equipamentos digitais dotados de capacidade de comunicação. Desta forma, avalia-se para a microrrede em estudo o emprego de um esquema de proteção que faça uso de relés digitais com capacidade de troca de mensagens.

Não será objetivo neste trabalho detalhar a solução para a troca de informação entre os dispositivos digitais de proteção. Parte-se do pressuposto de que no ambiente de uma microrrede do futuro as redes de comunicação serão parte integrante da solução e que, dentro desta, canais de comunicação que atendam a requisitos de confiabilidade e velocidade estarão disponíveis para uso do sistema de proteção.

Outra análise que merecerá a atenção dos engenheiros responsáveis pela proteção da microrrede é o custo de implementação da solução. Relés de proteção digitais são inerentemente mais caros que fusíveis e necessitam de um equipamento de desconexão para ser comandado. Este equipamento pode ser um disjuntor ou até mesmo um religador. O uso de disjuntores em cada ponta de uma linha de distribuição da microrrede pode tornar o esquema adotado inviável financeiramente. Na microrrede modelada tem-se, por exemplo, 10 trechos de linha em média tensão com comprimento máximo de 1776,98 metros e mínimo de 85,34 metros; ou seja, são linhas extremamente curtas. A inserção de relé digital, disjuntor e de transformadores auxiliares de tensão e corrente pode tornar a solução de proteção excessivamente cara.

Feitas as devidas observações, passa-se para a proposição de uma filosofia de proteção que possa garantir a integridade e a segurança operacional dos equipamentos da microrrede. Inicia-se essa análise pela avaliação no ponto de acoplamento comum.

6.4.1 Filosofia de proteção no ponto de acoplamento comum

Espera-se, pela própria definição de PCC, que algum equipamento de desconexão esteja presente neste ponto, seja ele um disjuntor, religador, chave estática ou qualquer outro dispositivo capaz de receber comandos externos de abertura e fechamento. A atuação do sistema de proteção sobre esse equipamento deve ocorrer sempre que a desconexão com o sistema elétrico de potência se fizer necessária. Essa decisão deve ser tomada de maneira criteriosa, uma vez que a microrrede conectada ao sistema traz uma segurança energética maior a suas cargas, além do fato de que parte da energia gerada em seu interior pode ser exportada para a concessionária. Todavia, para qualquer falta externa à rede, a desconexão rápida no PCC pode garantir que cargas sensíveis ou prioritárias não sejam afetadas por condições anormais de operação.

De forma a atender às características desejáveis mencionadas, são examinadas as correntes de falta e tensões na barra 858, local arbitrado para ser o PCC da microrrede estudada, para a situação de falta externa com a microrrede trabalhando de forma conectada. Esses resultados encontram-se listados da Tabela 22 à Tabela 33 no Apêndice A para faltas trifásicas, monofásicas francas, e faltas a terra com impedância.

Pode ser observado que a microrrede contribui com aproximadamente 60 A para faltas sem resistência. Para faltas com resistência, o valor cai para próximo de 45 A quando a falta é próxima ao transformador de distribuição, ou seja, no local mais distante da rede de distribuição da qual faz parte. A tensão na barra 858 sofre afundamentos consideráveis, exceto para a falta com impedância, onde o valor em pu é de aproximadamente 0,77.

Uma primeira proposta para abertura do PCC poderia adotar como critério a medição da direcionalidade da corrente. Fluxos superiores à menor contribuição de falta esperada no sentido microrrede-sistema poderiam ser interpretadas como falta externa. Entretanto, conforme visto, são esperadas contribuições de pouco mais de 45 A para a menor corrente de falta simulada. Por segurança, o ajuste não pode ser feito para esse

valor uma vez que há a possibilidade de erros na medição do valor de corrente e também de faltas com impedância ainda maior que a simulada. Por outro lado, o ajuste de sobrecorrente em valores baixos impede o fornecimento de energia da microrredes para o sistema.

Uma segunda proposição poderia verificar a ocorrência simultânea de corrente reversa com afundamento de tensão, já que a exportação de energia da microrrede em direção ao sistema se dará em condições normais de operação, e a tensão esperada será próxima a nominal, com desvios menores que 0,1 pu. Contudo, o afundamento de tensão é pequeno para faltas monofásicas com impedância e o ajuste pode não ser sensibilizado. Para esses casos, o monitoramento da tensão de neutro pode ser mais confiável. Considerando os valores de tensão na barra 858 da Tabela 27 (Apêndice A) referentes a uma falta monofásica com resistência para terra, tem-se:

$$Vn = Va + Vb + Vc = 11853,6|_{-5,7^\circ} + 13358,3|_{-127,1^\circ} + 11045|_{86^\circ}$$

$$Vn = 4580|_{-10,23^\circ} \quad V = 0,32|_{-10,23^\circ} \text{ pu} \quad (8)$$

onde Vn é a tensão de neutro calculada a partir da tensão nas fases a , b e c . Nessa expressão, o valor de 0,32 pu toma como base a tensão nominal fase-neutro. Para faltas francas é esperado que a tensão de neutro seja ainda maior, como pode ser confirmado realizando-se o cálculo para a condição indicada na Tabela 25 (Apêndice A):

$$Vn = Va + Vb + Vc = 12084,1|_{1,2^\circ} + 11868,2|_{-130,8^\circ} + 2401,7|_{48,6^\circ}$$

$$Vn = 12079,7|_{-60,68^\circ} \quad V = 0,84|_{-60,68^\circ} \text{ pu} \quad (9)$$

Desta forma, pode ser criada uma lógica no relé de proteção que atue sobre o PCC em caso de sobrecorrente (ANSI 50) direcional reversa (ANSI 32R) com afundamento da tensão de fase (ANSI 27) ou sobretensão de neutro (ANSI 59N). A Figura 53 ilustra a lógica a ser implementada. Os números indicados na figura representam as funções de proteção conforme a tabela ANSI listada no Apêndice B desta dissertação. O temporizador no final da lógica é opcional, e pode ser zerado para deixar a proteção atuando de forma instantânea. Entretanto, o algoritmo de direcionalidade dos relés digitais pode levar algum tempo para determinar a direção do fluxo de corrente. O manual do fabricante do relé deve ser consultado e o temporizador

ajustado conforme recomendação do fabricante de forma a garantir a correta atuação da lógica proposta.

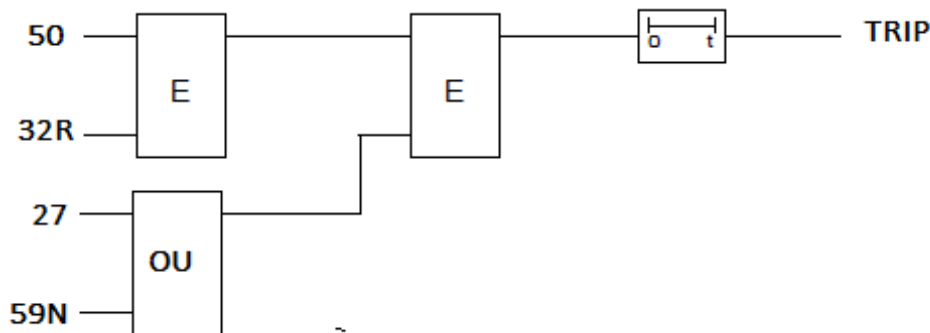


Figura 53 - Lógica de atuação no PCC para falta externa.

A lógica representada na Figura 53 atua somente para faltas externas à microrrede. Para faltas internas à microrrede, alguma outra unidade deve ser habilitada para garantir que a contribuição de falta proveniente do sistema seja eliminada. Pode-se pensar de início que qualquer valor de corrente acima do valor nominal da carga da microrrede, acrescido de um fator de segurança para acomodar erros de medição e possíveis sobrecargas admissíveis, represente uma condição anormal de operação, resultando no envio de comando de abertura ao PCC. Assim, o simples ajuste de uma função de sobrecorrente instantânea (ANSI 50) seria suficiente para eliminar a contribuição da concessionária. No entanto, um dos problemas da operação isolada de uma microrrede é exatamente a limitação de corrente para identificação da falta. A contribuição do sistema elétrico de potência pode desta forma ser útil no sentido de sensibilizar a proteção dentro da microrrede. A abertura instantânea do PCC para uma falta interna pode não ser a melhor opção, uma vez que pode deixar a proteção interna menos sensível, levando a uma atuação mais lenta e eventualmente colocar a microrrede no modo de operação *off-grid* de forma prematura.

Para faltas internas à microrrede na operação *on-grid*, a contribuição de corrente de curto-circuito vinda do sistema pode ser medida pelos valores de corrente passando pelo nó 858. Para o caso particular de falta na interligação entre as barras 844 e 846, o valor da corrente de curto-circuito pode ser encontrado no Apêndice A (Tabela 28, Tabela 30 e Tabela 32), equivalendo a 192,8 A, 168,2 A e 143,9 A, respectivamente, sendo que a corrente nominal da microrrede é de apenas 26,58 A. Devido à alta relação entre a corrente de falta e a corrente nominal, pode-se adotar a mesma filosofia de

proteção usada em redes convencionais, ou seja, o emprego de curvas inversas de sobrecorrente. A coordenação deve garantir que a proteção interna da microrrede tenha tempo suficiente para identificar o defeito e comandar a abertura do equipamento de interrupção mais próximo da falta antes da abertura do PCC. Considerando que a proteção dentro da microrrede seja ajustada para atuação instantânea, a proteção do PCC deve atuar no mínimo em 200 milissegundos para garantir a coordenação entre a proteção interna e a proteção do PCC. Desta forma, é sugerida a parametrização de uma curva de sobrecorrente inversa direcional com atuação apenas para faltas internas à microrrede, sendo o tempo de atuação mínimo de 200 milissegundos. A curva escolhida será mantida na padronizada IEC muito inversa, o dial de tempo será 0,05 e o pick-up da unidade será de 40 A. A Figura 54 ilustra a curva de sobrecorrente a ser utilizada no PCC para faltas internas à microrrede.

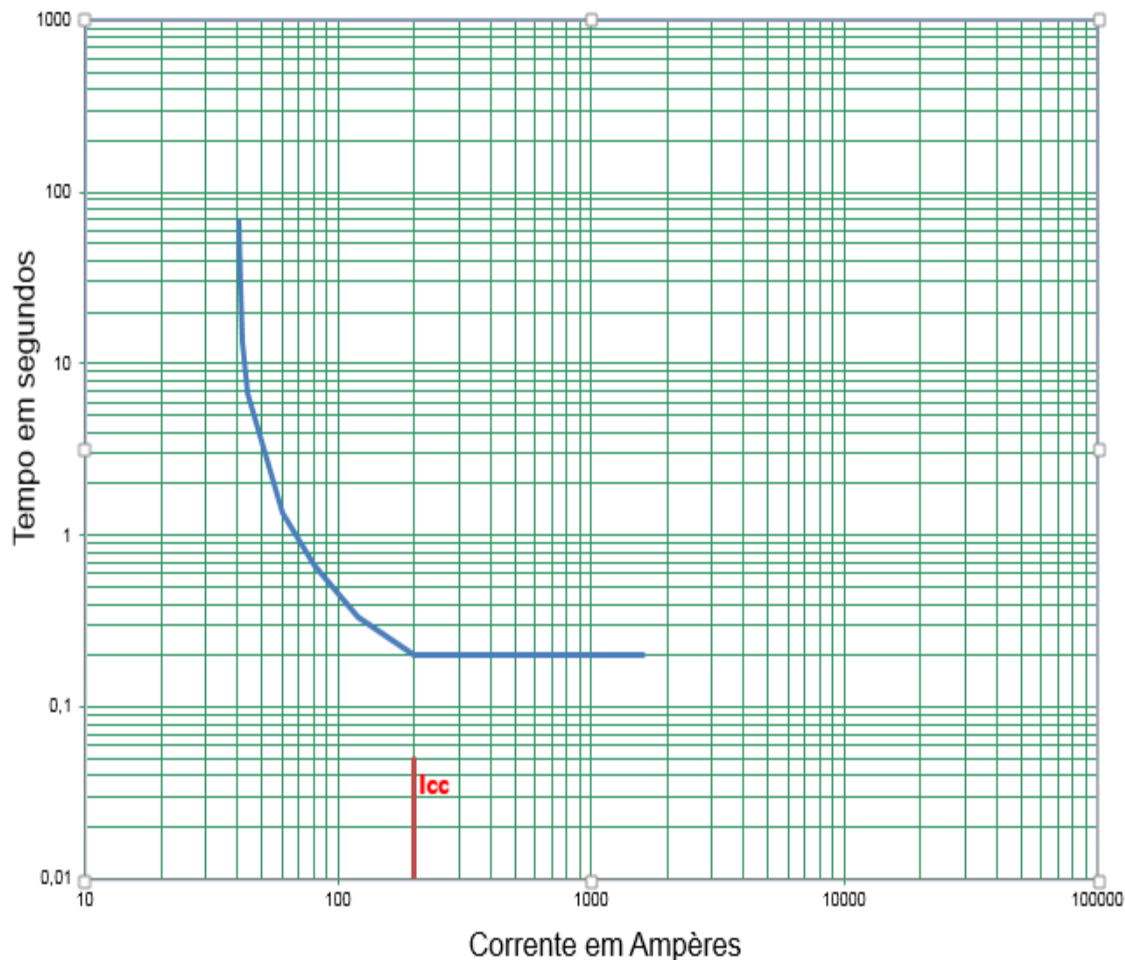


Figura 54 - Coordenograma da unidade de sobrecorrente no PCC para faltas internas a microrrede.

Pode ser visto que o tempo de atuação para faltas internas com contribuição vinda do sistema entre 40 A e 200 A cai sobre a curva de tempo inverso. Valores acima

de 200 A têm a atuação limitada em 200 ms. Para facilitar a análise, foi incluído no coordenograma o valor esperado de curto-circuito para faltas na linha de interligação entre os nós 844-846. Para essas faltas é esperado que o PCC abra aproximadamente 200 milissegundos após o início da falta.

Definidas as unidades de proteção e sua respectiva parametrização no PCC, deve-se partir para a análise do esquema de proteção para eliminação de forma seletiva dentro da microrrede.

6.4.2 Esquema de proteção interno à microrrede

O esquema de proteção adotado para a microrrede deve ser capaz de identificar e isolar de forma seletiva as faltas que ocorram internamente na microrrede tanto na operação conectada ao sistema elétrico quanto na condição ilhada. Conforme visto no capítulo 3, diversos algoritmos têm sido propostos na literatura com o objetivo de garantir essas características.

A proteção diferencial de corrente é um ponto de partida interessante para a avaliação de sua aplicabilidade em uma microrrede. Essa unidade de proteção tem como característica ser seletiva, sensível e rápida. Suas desvantagens residem na necessidade de um esquema de comunicação para que os relés digitais sejam capazes de trocar entre si a informação da leitura de corrente em seus respectivos terminais, e no custo associado, que implica o uso de relés em cada barra com seus respectivos disjuntores e transformadores de corrente. Não é objetivo deste trabalho discutir a solução de rede de comunicação para uma microrrede nem a viabilidade econômica do uso da proteção diferencial. Assim, as observações feitas têm o intuito apenas de apontar as potenciais desvantagens da tecnologia, cuja aplicabilidade do ponto de vista estritamente técnico é analisada a seguir.

O ajuste da proteção diferencial requer a definição de um valor de partida de corrente (*pick-up*). Geralmente há ao menos um *slope* ajustável para acomodar erros de medição à medida que a corrente de falta aumenta, o que é geralmente devido aos efeitos de saturação do núcleo do transformador de corrente. A Figura 55 ilustra a curva de atuação típica de um relé diferencial.

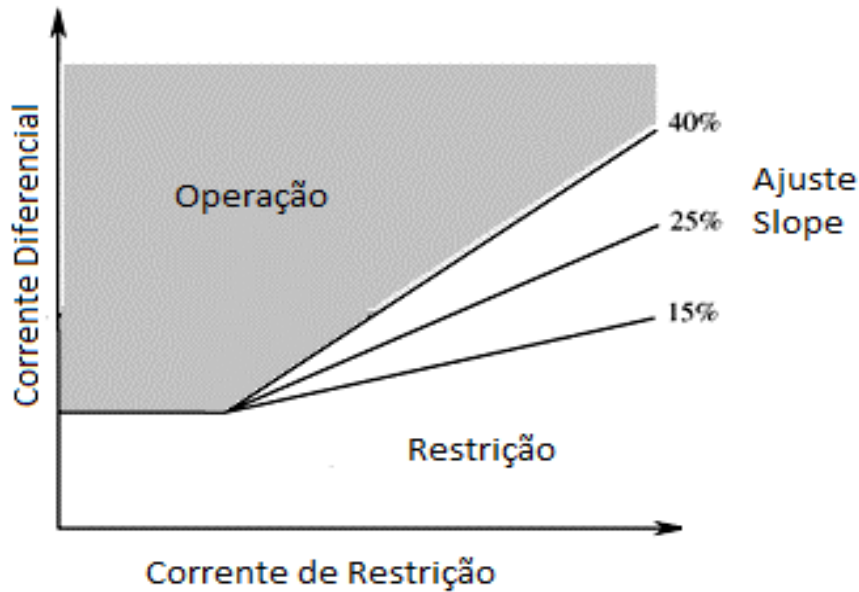


Figura 55 - Curva típica de uma unidade de proteção diferencial.

Para os casos simulados de curto-circuito é possível calcular as correntes diferenciais realizando a subtração da corrente entrando em cada nó do circuito. Realizando esse procedimento para as faltas na linha de distribuição entre as barras 844 e 846 para a operação *on-grid* e *off-grid*, chega-se aos valores apresentados na Tabela 20. Os valores das correntes entrando nos nós 844 e 846 foram retirados da Tabela 28, da Tabela 30 e da Tabela 32 para a operação *on-grid*, e da Tabela 34, da Tabela 36 e da Tabela 38 para a operação *off-grid*. Todas essas tabelas encontram-se no Apêndice A.

Tabela 20 - Correntes diferenciais para faltas na linha entre as barras 844 e 846.

Modo de Operação	Tipo de Falta	Corrente entrando na barra 844	Corrente entrando na barra 846	Corrente Diferencial
On-grid	Trifásica	171 \angle -47°	29,8 \angle 148,6°	199,9 \angle -45°
	Monofásica franca	140 \angle 66,8°	29,7 \angle -92,4°	168,1 \angle 70°
	Monofásica com resistência	111,9 \angle 80,2°	29,7 \angle -92,4°	141,4 \angle 82°
Off-grid	Trifásica	29,2 \angle 147,8°	29,2 \angle -32,2°	58,4 \angle 147,8°
	Monofásica franca	29,7 \angle -92,7°	29,7 \angle 87,3°	59,4 \angle -92,7°
	Monofásica com resistência	27,6 \angle -88,5°	29,7 \angle 87,3°	57,3 \angle -91°

Conforme pode ser observado a partir da Tabela 20, existe corrente diferencial para todas as condições de falta simuladas no capítulo 5. O valor de corrente é maior para a condição *on-grid* devido à elevada contribuição do sistema, e supera a corrente

nominal da microrrede para a operação ilhada, onde a contribuição é devida somente à geração distribuída interna. É importante observar que, para faltas passantes pelos demais nós da microrrede, a corrente diferencial é praticamente zero. Isso pode ser confirmado verificando-se as correntes passantes pelas barras 834 e 844 compiladas nas mesmas tabelas usadas para extrair as informações da Tabela 20. A proteção diferencial é, desta forma, seletiva, detectando o trecho em falta.

A sensibilidade da unidade diferencial de corrente depende do ajuste do *pick-up* e da escolha de um *slope*. A escolha do *pick-up* deve ser a menor possível para que se comportem os erros de medição e saturação dos transformadores de corrente (TC) que alimentam os relés. A faixa de medição dos TCs dedicados à proteção varia entre 0,1 a 20 vezes a corrente nominal. Dentro desta faixa de medição, o fabricante é obrigado a garantir, pela norma ABNT NBR 6856 (ABNT, 1992), que o erro máximo de medição seja inferior a 10%.

Diante do exposto, sugere-se um ajuste de *pick-up* de corrente diferencial de 0,1 pu e um *slope* baixo de 25% como parametrização inicial da unidade diferencial de corrente. Caso as oscilografias geradas pelas atuações da proteção de linha mostrem uma possível saturação dos TCs, deve-se ajustar o *slope* para acomodar esses erros, tornando a proteção mais restritiva. Valores de até 80% de inclinação para o *slope* podem ser necessários em casos de forte saturação dos transformadores de corrente. A atuação da unidade é instantânea, e nenhum atraso de tempo intencional faz-se necessário para garantir coordenação com os demais equipamentos.

É altamente aconselhável adotar alguma solução para garantir a proteção elétrica da microrrede no caso de perda de comunicação entre os relés. Mesmo com o uso de canais redundantes utilizando meios físicos distintos para dar maior confiabilidade ao sistema de teleproteção, em algum momento pode ocorrer a perda na troca de informações entre os relés diferenciais e, portanto, alguma unidade de proteção de *backup* que seja capaz de tomar a decisão de *trip/não trip* utilizando apenas a medição de tensão e corrente local deve ser parametrizada para aumentar a confiabilidade no esquema de proteção.

Unidades de sobrecorrente não seriam a melhor escolha para esse tipo de função, pois, conforme discutido neste trabalho, na condição *off-grid*, microrredes cujas

microfontes adotem o uso de inversores possuem limitação de injeção de corrente de falta e a sensibilidade e a coordenação entre equipamentos ficam prejudicadas.

Analisando a Tabela 35, a Tabela 37 e a Tabela 39, todas apresentadas no Apêndice A, nota-se um afundamento da tensão para faltas internas à microrrede com esta isolada do sistema. Uma unidade de subtensão seria capaz de detectar a presença de defeito. Porém, verifica-se que a queda de tensão é praticamente a mesma para todas as barras e a detecção do ponto exato de falta não seria possível. Como consequência, não haveria seletividade no esquema e toda a microrrede seria desenergizada. Unidades de sobretensão de neutro também poderiam ser utilizadas para detectar faltas monofásicas, contudo a dificuldade de localização do defeito seria a mesma.

Caso a microrrede a ser protegida não seja extensamente ramificada, pode-se averiguar se uma pequena coordenação no tempo entre unidades de sobrecorrente direcionais habilitadas por subtensão e/ou sobretensão de neutro garantiria um mínimo de seletividade. Por exemplo, na microrrede simulada, cada relé localizado em uma barra teria um ajuste de tempo independente para cada direção de fluxo de potência (corrente entrando ou saindo da barra), caso a corrente esteja próxima do valor de curto-circuito mínimo esperado e a tensão sofra um afundamento.

A lógica da proteção de *backup* implementada em cada relé é ilustrada na Figura 56. A unidade trabalha com o mesmo *pick-up* de sobrecorrente para a unidade direcional reversa (ANSI 32R) e para frente (ANSI 32F). Ambos os relés devem verificar ainda o afundamento da tensão de fase (ANSI 27) ou o deslocamento da tensão de neutro (ANSI 59N). Os temporizadores de cada unidade são parametrizados conforme Tabela 21. Finalmente, é feita a verificação se a unidade diferencial de corrente está bloqueada por falta de comunicação entre os relés antes da emissão do sinal de *trip*.

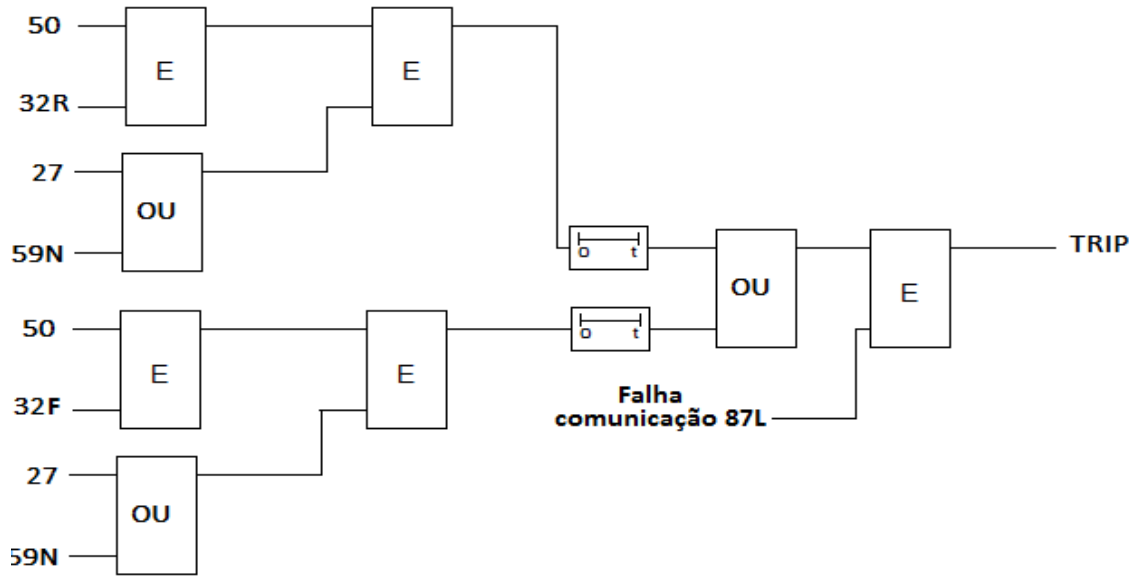


Figura 56 - Lógica unidade de proteção de backup.

Tabela 21 - Tempos de ajuste das unidades de corrente direcionais de backup.

Barra	Direção da corrente	Tempo de retardo de atuação (ms)
848	Direção à barra 848	0
848	Direção à barra 846	960
846	Direção à barra 848	120
846	Direção à barra 844	840
844	Direção à barra 846	240
844	Direção à barra 842	720
842	Direção à barra 844	360
842	Direção à barra 834	600
834	Direção à barra 842	480
834	Direção à barra 860	480
860	Direção à barra 834	600
860	Direção à barra 836	360
836	Direção à barra 860	720
836	Direção à barra 862	240
862	Direção à barra 836	840
862	Direção à barra 838	120
838	Direção à barra 862	960
838	Direção à barra 838	0

Na Tabela 21, o tempo de coordenação utilizado foi de 120 milissegundos, considerando um tempo médio de dois ciclos para identificação da falta e de cinco ciclos para abertura do equipamento de manobra.

Como um exemplo qualitativo, uma falta na linha de interligação entre as barras 844 e 846 que não seja eliminada pela unidade diferencial deverá ser extinta pela atuação das unidades de retaguarda nas barras 844 e 846 de forma independente. O relé na barra 844, após o *pick-up* da unidade, aguardaria 240 milissegundos para atuar. Em contrapartida, o relé na barra 846 esperaria por 840 milissegundos. Vale notar que a corrente de falta passante pelas demais barras, 842, 834, 860, e assim por diante, sensibilizaria a unidade de backup. Porém, devido à direcionalidade da corrente, os tempos de atuação seriam maiores que 240 milissegundos. Desta forma, a seletividade seria garantida em sacrifício do maior tempo de duração da falta.

Outro exemplo seria um defeito qualquer na barra 836 que não fosse eliminado pela unidade diferencial. Este levaria à atuação da proteção na barra 860 com tempos de 360 milissegundos, enquanto a proteção na barra 862 atuaria em 840 milissegundos.

Para as linhas 834-858 e 836-840, as atuações da proteção de retaguarda poderiam ser instantâneas, uma vez que são pontas do alimentador e não seria necessário coordená-las com outras proteções.

Os tempos de falta para o pior caso de atuação podem superar valores de mais de 1 segundo considerando ainda o tempo para abertura do disjuntor. Uma análise da suportabilidade dos equipamentos sujeitos às solicitações térmicas e dinâmicas da corrente de curto-circuito é essencial. Entretanto, os baixos valores de corrente de falta para microrredes com geração distribuída utilizando inversores na condição *off-grid* colabora para que a solicitação dos equipamentos seja aceitável.

6.5 Considerações Finais

A análise realizada no item 6.4 diz respeito apenas à proteção das linhas de média tensão que fazem parte da microrrede. Entretanto, toda microfonte em conjunto com seu inversor também deve possuir unidades de proteção no caso de ocorrência de falha interna a estes equipamentos. Unidades do tipo sub/sobretensão,

sub/sobrefrequência, potência inversa, e até mesmo sobrecorrente podem ser parametrizadas para detectar condições anormais de operação.

A proteção das microfones deve ser coordenada com a proteção das linhas de interligação da microrrede. O desligamento da geração devido a um defeito externo não é desejável, uma vez que pode levar ao desligamento desnecessário de parte da carga. A contribuição de corrente de falta pelas microfones para defeitos internos à rede é uma característica que contribui para sensibilizar os relés de proteção de linha. Desta forma, a coordenação deve ser programada para que as unidades de proteção das microfones atuem como retaguarda das unidades de proteção de linha. Como exemplo, se a proteção diferencial de linha está ajustada para atuação instantânea, as unidades de subtensão parametrizadas no relé de gerador não podem ter tempos de disparo menores que 200 milissegundos.

Outra questão importante refere-se ao fato de que a média tensão da microrrede pode ser demasiadamente ramificada para que o esquema de proteção diferencial possa ser utilizado. Como exemplo, pressupondo que a linha que interliga as barras 844 e 846 da microrrede modelada possui, ao longo de sua extensão, diversos transformadores abaixadores alimentando cargas distribuídas ao longo da linha, seriam necessárias a medição da corrente em cada transformador e a transmissão desta medição até os relés que rodam o algoritmo de proteção. Portanto, o esquema proposto funciona bem para microrredes que possuem cargas concentradas interligadas por linha em média tensão. Como exemplo de microrrede que se encaixa neste perfil, cita-se uma universidade, um conjunto de prédios comerciais ou torres residenciais onde cada edificação possui suas cargas, seu transformador de média para baixa tensão e possivelmente sua geração distribuída, sendo seus prédios interligados por linhas de distribuição em média tensão.

7 Conclusões e Propostas de Continuidade

7.1 Conclusões

O aumento da pressão da sociedade por uma energia renovável, confiável e de qualidade tem levado a comunidade científica a buscar soluções para essa questão. A tecnologia de microrredes surge como uma alternativa viável para as redes de distribuição do futuro, nas quais a presença de geração distribuída será possivelmente a regra e não a exceção. Por essa razão, tem sido alvo de investimentos crescentes, sendo exaustivamente estudada.

Neste trabalho, procurou-se contribuir em um tema fundamental para que as microrredes possam, no futuro, estar perfeitamente integradas às redes de distribuição de energia elétrica: a proteção elétrica desses sistemas.

Para isso, verificou-se inicialmente a legislação e a normatização vigentes, mostrando que o tema é ainda muito recente e deve ser aprimorado. A falta de normas técnicas brasileiras específicas para o tema de microrredes é evidente, o que leva à busca por referências internacionais, com destaque para a norma IEEE 1547, que em seu submódulo 4 trata especificamente de sistemas de potência que podem trabalhar isolados. A discussão da matéria no âmbito nacional, com a proposição de padronizações e requisitos técnicos mínimos para as microrredes, faz-se necessário para o desenvolvimento da tecnologia no país.

Foram apresentados casos reais de microrredes pilotos em desenvolvimento pelo mundo e também no Brasil, com destaque para a experiência de mais de uma década do

CERTS, nos Estados Unidos, cuja grande preocupação no desenvolvimento de uma microrrede experimental é minimizar o impacto causado à concessionária local através de uma arquitetura projetada para ser compatível com as regras e normas técnicas mais atuais. O conhecimento japonês e europeu adquirido também por meio de microrredes experimentais também merece destaque. No Brasil, os principais exemplos de microrredes limitam-se, fundamentalmente, a redes isoladas do sistema elétrico nacional, em regiões de difícil acesso. Desta forma, o atendimento a comunidades isoladas na Amazônia ou em ilhas como as de Lençóis, no Maranhão, da Ferradura, em São Paulo, ou de Fernando de Noronha, em Pernambuco, pode ser visto como exemplo viável de uso de microrredes, porém sem a possibilidade de interligação com o sistema de distribuição ou transmissão local.

A filosofia de proteção de redes de distribuição convencionais baseada fortemente no uso de curvas inversas de sobrecorrente foi apresentada de forma a ressaltar os princípios nas quais se baseia, entre eles, o fluxo de potência unidirecional, a alta relação corrente de falta / corrente nominal e a coordenação entre os equipamentos de proteção. A adição de geração distribuída 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. Esses impactos são conhecidos pelas concessionárias de energia. Porém, com a expansão da geração distribuída através das microrredes, o problema tenderá a se generalizar e novos esquemas de proteção deverão ser aplicados.

Se por um lado o sistema de proteção das concessionárias de energia será fortemente afetado pela inclusão de microrredes, por outro lado as próprias microrredes demandarão uma nova forma de se pensar na proteção elétrica de seus componentes. O levantamento bibliográfico realizado expõe as dificuldades técnicas presentes na implementação de um sistema de proteção capaz de garantir a segurança da microrrede em todas as suas condições operativas. A desconexão da microrrede de forma indiscriminada pode trazer prejuízos a suas cargas caso a geração distribuída instalada seja menor que a carga total alimentada. Por outro lado, desconectar de forma desnecessária uma microrrede capaz de exportar energia excedente para o sistema de potência traz prejuízos de ordem financeira. Portanto, é primordial para o sistema de

proteção determinar em qual instante a microrrede deve ser separada do sistema elétrico de potência, passando a trabalhar no modo *off-grid*. Uma vez operando no modo ilhado, o esquema de proteção deve ainda ser suficientemente sensível para detectar defeitos internos mesmo com a drástica redução da corrente de falta causada pela limitação dos inversores presentes nas fontes de geração distribuída. Além disso, deve ter velocidade de atuação suficientemente rápida para garantir o menor impacto às cargas e aos demais equipamentos que fazem parte da microrrede. Conforme discutido no texto e nas inúmeras referências citadas, os desafios são expressivos.

Alguns conceitos de filosofias de proteção são convergentes na literatura estudada e merecem especial atenção, como a capacidade de os modernos relés digitais trocarem entre si informações através de uma rede de comunicação confiável. Este conceito é particularmente importante para realizar a tarefa de seletividade lógica, na qual um relé é capaz de informar aos demais se identificou, por exemplo, uma sobrecorrente que tenha gerado a partida de alguma unidade de proteção. Desta forma, um relé poderia enviar uma mensagem ao relé a montante, que bloquearia sua atuação por um intervalo de tempo determinado, aguardando a atuação do relé a jusante, ou seja, mais próximo à falta, garantindo a seletividade do esquema de proteção. A unidade de proteção diferencial de corrente também trabalha com o conceito de troca de informações entre os equipamentos. Nesse caso, a informação seria a corrente medida localmente pelo relé. Com a informação vinda do relé da outra extremidade, o algoritmo é capaz de saber se a soma das correntes entrando no equipamento protegido é diferente de zero, o que caracterizaria um defeito interno a zona de proteção. Outras informações podem ser trocadas pelos diversos relés que perfazem o esquema de proteção da microrrede, entre eles, o estado do disjuntor de entrada (PCC), a quantidade de fontes em operação no momento atual, quais linhas estão isoladas ou em operação etc. A partir dessas informações, os relés podem, com base em um conjunto de ajustes pré-definidos, escolher qual a melhor opção para garantir sensibilidade, coordenação e seletividade para a atual condição operativa da microrrede. Essa capacidade de automaticamente variar seus ajustes de acordo com o estado da rede é conhecida como proteção adaptativa e será amplamente utilizada à medida que a troca de informações entre equipamentos tornar-se cada vez mais comum e confiável.

No intuito de avaliar um esquema de proteção para uma microrrede, implementou-se no programa ATP a rede de distribuição de 34 barras padronizada pelo IEEE. A modelagem do sistema, com suas linhas, cargas e equipamentos, foi apresentada em detalhe no capítulo 4. Após sua validação, foi feita a adição artificial de geração distribuída à rede modelada, sendo feita a avaliação de seu impacto através da simulação de curtos-circuitos em pontos selecionados. A modelagem das microfuentes foi detalhada, uma vez que a interface em eletrônica de potência tem a característica de limitar a corrente de falta proveniente destas fontes. Neste trabalho, considerou-se que a geração distribuída contribui com no máximo duas vezes sua corrente nominal para situações de falta.

Os resultados obtidos no capítulo 5 mostram inicialmente que a filosofia convencional de proteção de redes de distribuição é adequada para proteger a rede original de 34 barras do IEEE. Unidades de sobrecorrente parametrizadas em religadores em conjunto com fusíveis distribuídos estrategicamente nos ramais de alimentação garantem a seletividade e a coordenação necessárias para a proteção do sistema radial conforme demonstrado no capítulo 6. Entretanto, com a adição da geração distribuída à rede original, os resultados obtidos confirmam a grande diferença de valores de corrente de falta que podem ocorrer dentro de uma microrrede dependendo da sua condição operativa, *on-grid* ou *off-grid*. A presença de fontes além daquela associada ao sistema elétrico de potência também é um fator que não é esperado pela proteção convencional. Com isso, foi observada a descoordenação religador-fusível para as faltas simuladas, corroborando para que a filosofia de proteção da rede fosse revista para se adequar à nova realidade com a presença da microrrede.

Um novo esquema de proteção contemplando a presença da microrrede foi proposto no capítulo 6. A atuação do sistema de proteção no ponto de acoplamento comum (PCC) é de fundamental importância, uma vez que a desconexão rápida para distúrbios na rede externa garante que as cargas sensíveis da microrrede não sejam afetadas pelo afundamento de tensão resultante na rede interna. Contudo, o desacoplamento do sistema elétrico não se pode fazer à revelia, de forma espúria, já que a condição operativa *on-grid* é mais segura para a microrrede. A abertura do PCC para microrredes nas quais a geração distribuída é insuficiente para atender à carga leva à necessidade de sistema automáticos de contingenciamento de carga e, por outro lado,

microrredes com mais geração que consumo perdem receita ao deixar de exportar energia para o sistema. Sendo assim, a importância da correta operação no PCC levou à proposição de um esquema que avalia a corrente e a tensão na barra do PCC. A filosofia sugerida avalia a direção e o módulo da corrente, além do afundamento da tensão de fase ou o deslocamento da tensão de neutro, conferindo segurança para comandar a abertura do PCC.

A proteção das linhas de distribuição em média tensão da microrrede foi avaliada utilizando-se a unidade diferencial de corrente. A solução proposta mostrou-se adequada para a microrrede estudada, pois é sensível aos curtos-circuitos simulados tanto na condição *on-grid* quanto *off-grid*. Além disso, é seletiva, atuando somente nos disjuntores associados aos elementos sob falta. A corrente diferencial calculada na linha onde é simulada a falta se mostrou significativa mesmo para os casos em que há somente a geração distribuída da microrrede. Nas demais linhas, a corrente de falta passante leva a uma corrente diferencial virtualmente nula e, portanto, não há ocorrência de atuação indevida.

A eficiência da proteção diferencial é altamente dependente da rede de comunicação no interior da microrrede, uma vez que essa tem a missão de levar a informação para o relé digital do terminal remoto em um intervalo de tempo da ordem de milissegundos. A indisponibilidade deste canal é uma probabilidade que não pode ser ignorada pelo sistema de proteção e, desta forma, alguma proteção de retaguarda que não dependa da rede de comunicação é aconselhável.

Neste trabalho, sugeriu-se a utilização de unidades de sobrecorrente direcionais controladas por unidades de tensão com temporização dependente da localização do relé digital no interior da microrrede. A coordenação realizada no tempo pode levar a tempos próximos de 1 segundo para isolar a linha com defeito na eventualidade da indisponibilidade do esquema de proteção diferencial. A princípio, esses tempos podem parecer altos tratando-se de proteção elétrica. Entretanto, a atuação rápida do PCC, eliminando a alta contribuição de corrente do sistema de potência, e a limitação de corrente de falta imposta pela eletrônica de potência empregada nas microfuentes são fatores que minimizam os danos térmicos impostos aos equipamentos sujeitos às correntes de curto-circuito.

A dependência da proteção diferencial com relação à rede de comunicação presente na microrrede, que precisa atender a requisitos de tempos de tráfego de informação rígidos, e o alto custo da solução, que necessita de relés digitais em cada terminal de linha de distribuição, podem inviabilizar essa filosofia. Diversos outros algoritmos vêm sendo propostos, testados e divulgados na literatura técnica, e merecem atenção. Devido à diversidade de arranjos possíveis para uma microrrede, uma solução que se mostra eficiente na proteção de uma microrrede em particular pode não ser adequada para as demais. Por exemplo, como mencionado no capítulo 6, microrredes extremamente ramificadas que tenham várias linhas secundárias contendo transformadores de distribuição dificultariam a solução proposta neste estudo. Desta forma, sugere-se que o estudo da proteção elétrica de microrredes seja amplo, analisando e avaliando as diversas soluções que vem sendo investigadas na literatura técnica e também as tecnologias desenvolvidas pelos grandes fabricantes de relés digitais.

7.2 Propostas de Continuidade

A proteção elétrica de microrredes é um tema ainda em aberto, sendo alvo de estudos por parte de diferentes setores da sociedade. Com base no trabalho realizado, foi possível identificar uma série de pontos a serem explorados futuramente nesse tema. Esses são detalhados a seguir.

Um possível aspecto a ser avaliado futuramente seria o estudo e a análise dos diversos algoritmos propostos na literatura e mencionados ao longo deste trabalho, verificando sua eficácia na proteção da microrrede modelada. Devido às particularidades de cada rede, tais como nível de tensão, potência instalada, número e tipo de microfones utilizadas, quantidade de linhas, tipos de cargas, entre outros, o sistema de proteção adotado para um tipo de microrrede pode não ser eficiente para outro. A sensibilidade técnica para avaliar qual esquema de proteção melhor se adaptaria à microrrede planejada será uma característica valiosa para os engenheiros da área.

Sugere-se também a simulação de outras condições operativas das fontes dentro da microrrede, uma vez que a potência gerada e o número de geradores foram fixados no estudo realizado. Isso permitiria avaliar os diversos cenários que podem ocorrer na

operação de uma microrrede. Nesse contexto, a modelagem das microfontes em conjunto com seu inversor, especialmente sua resposta transitória, é primordial para testar de forma rigorosa a resposta do sistema de proteção. O aprimoramento do modelo utilizado deve ser realizado de forma a reproduzir, da maneira mais fiel possível, as condições às quais os equipamentos de proteção estarão sujeitos no mundo real. A própria modelagem do relé digital, com seus filtros e algoritmos, pode tornar a modelagem mais confiável.

Visando a confirmação do esquema de proteção proposto neste trabalho, pode-se partir para a simulação no ATP do algoritmo sugerido para proteger a microrrede, avaliando-se sua resposta frente aos curtos-circuitos simulados e confirmando-se ou não sua aplicabilidade.

Por fim, considera-se importante uma avaliação das soluções e tecnologias que estão sendo desenvolvidas e divulgadas por empresas da área de proteção elétrica, como grandes fabricantes de IEDs e de sistema de proteção e controle, de forma a buscar-se um alinhamento entre teoria e prática, analisando o que vem sendo proposto na literatura acadêmica com as soluções implementadas e utilizadas para a proteção de microrredes existentes ao redor do globo.

Referências Bibliográficas

ANEEL, “**Resolução Normativa N°482, de Abril de 2012**”, ANNEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica, Abril, 2012.

ANEEL, “**Procedimentos de distribuição de energia elétrica no sistema elétrico nacional – PRODIST**”, ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica, Março, 2016.

ATP/EMTP CanAm Users Group, “**ATP Rule Book**”, 1995.

ATPDraw, em: <<https://www.atpdraw.net/showpost.php?id=40&kind=0>>. Acesso em: 15 outubro de 2016.

BARNES, M.; VENTAKARAMANAN, G.; KONDOH, J.; LASSETER, R.; ASANO, H.; HATZIARGYRIOU, N.; OYARZABAL, J.; GREEN, T., “**Real-World microgrids – An overview**”, System of System Engineering, Santo Antonio, Texas, EUA, Setembro, 2007.

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, J. H. M., “**The Smart Grid – Adapting the power system to new challenges**”, Morgan & Claypool 2011.

CERTS, “**White paper on integration of distributed energy resources the CERTS microgrid concept**”, CERTS – Consortium for Electric Reliability Technology Solutions”, Outubro, 2003.

CHOWDHURY, S.; CHOWDHURY, S. P.; CROSSLEY, P., “**Microgrids and active distribution networks**”, The Institution of Engineering and Technology, Londres, Reino Unido, 2009.

CONTI, S., “**Protection issues and state of the art for microgrids with inverted-interfaced distributed generators**”, International Conference of Clean Electrical Power (ICCEP), Ischia, Itália, 14-16 junho 2011.

CPFL ENERGIA, “**Proteção de Redes Aéreas de Distribuição – Sobrecorrente**”, Norma Técnica Distribuição 2912, versão 1.1. Campinas, 2003.

CUNHA, G. H. B., “**Modelagem matemática e implementação computacional no ATP de um sistema solar fotovoltaico conectado a rede de baixa tensão**”, Dissertação de Mestrado, Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica – Universidade Federal de Uberlândia, Julho, 2013.

DELMAR, “**Elos fusíveis de distribuição modelo “H”, “K”, “T”, “EF”, e “OLHAL”**”, Revisão R04, Setembro, 2006.

DEWADASA, M.; GHOSH, A.; LEDWICH, G., “**Protection of microgrids using differential relays**”, Power Engineering Conference (AUPEC), Brisbane, QLD, Austrália, Dezembro, 2011.

DOS SANTOS, C. B.; DE ALMEIDA, J. R. C.; DAVI, M. J. B. B.; MOURA, F. A. M.; LIMA, G. B., “**Uma contribuição computacional utilizando a ferramenta TACS, ATP-EMTP, para a modelagem do painel Fotovoltaico**”, XII Conferência de estudos em engenharia elétrica, Universidade Federal de Uberlândia, Uberlândia, Minas Gerais, Outubro, 2014.

ENEL, “**Microrredes Inteligentes e a inovação na distribuição de energia elétrica no Brasil**”, Em: < <http://www.ensolucoes.com.br/projetos/microrredes-inteligentes-e-inovacao-na-distribuicao-de-energia-eletrica-no-brasil/>>. Acesso em: 05 de dezembro de 2016.

FOUREAUX, N. C.; ANTUNES, H. M. A.; SILVA, S. M.; FILHO, B. J. C.; JÚNIOR, F. M. R.; BRITO, J. A. S., “**Decisões de projeto da usina experimental fotovoltaica TESLA engenharia de potência**”, VI Congresso Brasileiro de Energia Solar, Belo Horizonte, Minas Gerais, Abril de 2016.

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

MACHADO, J. A., **“Estudos de coordenação entre equipamentos de proteção de redes de distribuição”**, Monografia de Especialização, Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica (PPGEE), UFMG – Universidade Federal de Minas Gerais Julho, 2014.

MARTINS, C. L., **“Avaliação dos impactos da geração distribuída para a proteção do sistema elétrico”**, Dissertação de Mestrado, Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica (PPGEE), UFMG – Universidade Federal de Minas Gerais, Maio, 2012.

MASON, C. R., **“The art & science of protective relaying”**, John Wiley and Sons Ltd, 1956.

MIVEH, M. R.; GANDOMKAR, M.; MIRSAEIDI, S.; GHARIBDOOST, M. R., **“A review on protection challenges in microgrids”**, Electrical Power Distribution Networks (EDPC), Teerã, Iran, 2012.

NBR-5359, **“Elos fusíveis de distribuição – Especificação”**, ABNT – Associação Brasileira de Normas Técnicas, 2010.

NBR 6856, **“Transformador de corrente”**, ABNT – Associação Brasileira de Normas Técnicas, 1992.

NIKKHAJOEI H.; LASSETER, R. H., **“Microgrid protection”**, Power Engineering Society General Meeting, Tampa, Florida, Estados Unidos, Julho, 2007.

NODA, T.; KABASAWA, Y.; FUKUSHIMA, K.; TOKUDA, H.; ISHIKAWA, H.; ICHIHARA, J.; KATO, S.; KAKIGANO, H.; SEKISUE, T.; KATO, T.; KIMURA, N.; KUROE, Y.; SAITO, R.; SHIMOMURA, J.; MATSUI, M., **“Present state and future plan of standard model development for smart grid simulations”**, Control and Modelling for Power Electronics (COMPEL), Junho, 2012.

OUDALOV A.; FIDIGATTI, A., **“Adaptive network protection in microgrids”**, International Journal of Distributed Energy Resources, vol. 4, no. 3, pp.201-225, Dezembro, 2008.

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.

PASCHOARELI, D.; MAIA, L. A.; PAULA, R. R.; SEIXAS, F. J. M., **“Instalação de painéis fotovoltaicos em comunidades isoladas: A experiência da ilha da Ferradura – Ilha Solteira”**, in: Encontro de Energia no Meio Rural, 4., Campinas, 2002.

PEI, X.; CHEN, Z.; WANG, S.; KANG, Y., **“Overcurrent protection for inverter-based distributed generation system”**, Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE), Montreal, QC, Canadá, Outubro, 2015.

PEREIRA, C. **“Proteção digital de sistemas elétricos de potência”**, Notas de aula do professor, Curso de Especialização em Engenharia de Sistemas Elétricos de Potência, Universidade Federal de Minas Gerais, 2012.

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.

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.

RIBEIRO, L. A. S.; SAAVEDRA, R.; LIMA, S. L.; MATOS, J. G., **“Isolated micro-grids with renewable hybrid generation: The case of Lençóis island”**, IEEE Transactions on Sustainable Energy, vol. 2, no. 1, Janeiro 2011.

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.

RODRIGUES, I. R. A.; DE CONTI, A., **“Desafios na proteção de microrredes”**, Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos – VI SBSE, Natal, Brasil, 2016.

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.

SCHWEITZER, em: < <https://selinc.com/pt/products/tables/ansi/>> . Acesso em: 09 de julho de 2017.

SEMI, **“Specification for semiconductor processing equipment voltage sag immunity”**, SEMI F47-0706, Julho, 2006.

SIOSHANI, F. P., **“Smart grid integrating renewable, distributed & efficient energy”**, Academic Press, Waltham, Estados Unidos, 2012.

SORTOMME, E.; VENTAKA, M.; MITRA, J., **“Microgrid protection using communication-assisted digital relays”**, Power and Energy Society General Meeting, Providence, RI, Estados Unidos, Setembro, 2010.

UNIFEI, **“<https://www.unifei.edu.br/noticia/sustentabilidade_energética_acontecendo_na_universidade_federal_de_itajubá>”** Acesso em: Dezembro de 2016.

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.

VELASCO, J. A. M., **“Transient analysis of power systems – Solution techniques, tools and applications”**, IEEE Press, 1ª Edição, 2015.

YAZDANI, A.; DI FAZIO, A. R.; GHODDAMI, H.; RUSSO, M.; KAZERANI, M.; JATSKEVICH, J.; STRUNZ, K.; LEVA, S.; MARTINEZ, J. A., **“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.

ZPRYME, “ **Microgrids: The BRICS opportunity**”, Zpryme Research & Consulting,
Julho, 2012.

Apêndice A

A.1 Resultados das simulações de faltas na barra 800

Tabela 22 - Fasores de corrente para falta trifásica na barra 800 com a presença da microrrede.

Barra	Fase A		Fase B		Fase C	
	Módulo (A)	Ângulo (Graus)	Módulo (A)	Ângulo (Graus)	Módulo (A)	Ângulo (Graus)
800	722,0	-89,4	727,2	150,3	727,1	31,2
850	57,3	-32,9	58,8	-152,8	58,1	87,2
832	56,9	-32,3	58,2	-152,5	55,9	87,1
858	56,9	-32,3	57,2	-152,8	55,9	87,8
844	29,2	-32,2	28,8	-152,2	29,0	87,9
846	29,8	-31,4	28,8	-152,2	29,7	88,0
862	29,5	-31,8	29,4	-152,8	29,7	88,0
834	29,2	122,2	28,8	-117,8	29,0	2,1
836	29,2	122,2	29,4	-117,2	29,0	2,1
840	0,0	90,0	0,0	90,0	0,0	90,0
848	0,0	90,0	0,0	90,0	0,0	90,0

Tabela 23 - Fasores de tensão para falta trifásica na barra 800 com a presença da microrrede.

Barra	Fase A		Fase B		Fase C	
	Módulo (V)	Ângulo (Graus)	Módulo (V)	Ângulo (Graus)	Módulo (V)	Ângulo (Graus)
800	7,8	0,5	7,1	5,7	7,8	5,2
850	1852,9	-179,0	1673,9	66,0	1930,1	-55,2
832	3370,1	177,1	3148,0	61,2	3543,5	-59,7
858	3464,0	177,0	3377,3	62,1	3779,1	-61,0
844	3611,4	176,9	3364,8	60,8	3778,4	-60,2
846	3642,5	177,0	3410,6	60,7	3810,4	-60,2
862	3636,7	-179,8	3389,2	60,6	3824,3	-60,2
834	3580,3	176,9	3362,3	60,8	3759,2	-60,1
836	3633,4	176,9	3418,7	60,5	3809,9	-60,1
840	3637,5	177,0	3403,3	60,8	3787,1	-60,1
848	3644,2	177,1	3419,9	60,8	3810,4	-60,2

Tabela 24 - Fasores de corrente para falta monofásica sem resistência na barra 800 com a presença da microrrede.

Barra	Fase A		Fase B		Fase C	
	Módulo (A)	Ângulo (Graus)	Módulo (A)	Ângulo (Graus)	Módulo (A)	Ângulo (Graus)
800	58,0	-43,0	66,9	-144,5	717,7	31,2
850	54,5	-44,5	60,0	-145,6	66,0	96,0
832	43,1	-49,0	55,5	-145,9	60,8	96,1
858	43,1	-49,0	55,5	-145,9	60,8	96,1
844	21,7	-71,0	33,7	-141,0	29,0	111,8
846	17,5	-31,8	19,3	-151,6	29,7	87,3
862	17,5	-31,8	18,3	-152,4	29,7	87,3
834	22,6	-69,9	34,2	-141,7	29,7	111,0
836	19,6	-30,3	18,3	-152,4	29,7	87,3
840	0,0	45,0	0,0	45,0	0,0	45,0
848	0,0	45,0	0,0	45,0	0,0	45,0

Tabela 25 - Fasores de tensão para falta monofásica sem resistência na barra 800 com a presença da microrrede.

Barra	Fase A		Fase B		Fase C	
	Módulo (V)	Ângulo (Graus)	Módulo (V)	Ângulo (Graus)	Módulo (V)	Ângulo (Graus)
800	13901,7	-4,0	14161,4	-124,4	7,3	29,1
850	13079,1	-2,1	13118,6	-128,4	1243,0	-45,1
832	12154,8	1,0	11969,8	-130,7	2333,3	-48,5
858	12084,1	1,2	11868,2	-130,8	2401,7	-48,6
844	11980,5	1,5	11731,8	-131,1	2485,2	-48,7
846	11966,4	1,5	11700,9	-131,1	2522,7	-48,9
862	11958,2	1,5	11723,2	-131,0	2540,5	-49,1
834	11998,5	1,5	11747,7	-131,0	2478,8	-48,7
836	11962,5	1,5	11712,3	-131,0	2532,3	-49,1
840	11961,0	1,4	11719,1	-131,0	2521,9	-48,9
848	11964,8	1,5	11696,7	-131,1	2522,2	-48,9

Tabela 26 - Fasores de corrente para falta monofásica com resistência de 40 ohms na barra 800 com a presença da microrrede.

Barra	Fase A		Fase B		Fase C	
	Módulo (A)	Ângulo (Graus)	Módulo (A)	Ângulo (Graus)	Módulo (A)	Ângulo (Graus)
800	62,8	-33,5	51,5	-142,8	359,3	88,4
850	58,5	-34,7	45,5	-143,8	46,0	79,4
832	46,5	-36,3	41,6	-144,7	44,0	78,9
858	46,5	-36,3	41,2	-145,5	44,0	78,9
844	22,5	-41,2	21,0	-137,7	19,0	79,7
846	18,4	-32,5	17,7	-151,4	19,1	85,8
862	18,4	-32,5	16,1	-151,2	19,1	87,9
834	22,5	-41,2	21,0	-137,7	19,0	79,7
836	20,0	-32,0	16,1	-151,2	19,1	87,9
840	0,0	90,0	0,0	90,0	0,0	90,0
848	0,0	90,0	0,0	90,0	0,0	90,0

Tabela 27 - Fasores de tensão para falta monofásica com resistência de 40 ohms na barra 800 com a presença da microrrede.

Barra	Fase A		Fase B		Fase C	
	Módulo (V)	Ângulo (Graus)	Módulo (V)	Ângulo (Graus)	Módulo (V)	Ângulo (Graus)
800	14016,1	-4,3	14172,5	-123,6	12346,2	89,8
850	13041,5	-5,8	13929,3	-126,1	11770,7	87,6
832	11934,9	-5,7	13419,4	-127,0	11125,0	86,1
858	11853,6	-5,7	13358,3	-127,1	11045,0	86,0
844	11728,8	-5,7	13281,8	-127,2	10943,0	85,9
846	11709,8	-5,7	13255,6	-127,2	10923,3	85,8
862	11705,8	-5,7	13268,3	-127,2	10909,1	85,8
834	11750,2	-5,7	13286,7	-127,2	10953,8	85,9
836	11710,0	-5,7	13256,7	-127,2	10915,2	85,8
840	11708,1	-5,7	13262,7	-127,2	10926,3	85,8
848	11709,5	-5,7	13250,7	-127,2	10923,3	85,8

A.2 Resultados das simulações de faltas na linha de distribuição entre as barras 844 e 846 na operação *on-grid* da microrrede

Tabela 28 - Fasores de corrente para falta trifásica na interligação entre as barras 844 e 846 com a presença da microrrede.

Barra	Fase A		Fase B		Fase C	
	Módulo (A)	Ângulo (Graus)	Módulo (A)	Ângulo (Graus)	Módulo (A)	Ângulo (Graus)
800	226,0	-44,7	226,3	-167,9	218,5	72,7
850	208,5	-44,9	213,8	-168,2	202,4	72,5
832	200,0	-45,0	206,5	-168,3	192,8	72,5
858	200,0	-45,0	206,5	-168,3	192,8	72,5
844	171,1	-47,0	178,3	-170,9	164,4	69,6
846	29,8	148,6	29,7	28,4	29,7	-92,7
862	29,8	-31,4	29,7	-151,6	29,7	87,3
834	171,1	-47,0	178,2	-171,1	164,4	69,6
836	29,8	-31,4	29,7	-151,6	29,7	87,3
840	0,0	90,0	0,0	90,0	0,0	90,0
848	0,0	90,0	0,0	90,0	0,0	90,0

Tabela 29 - Fasores de tensão para falta trifásica na interligação entre as barras 844 e 846 com a presença da microrrede.

Barra	Fase A		Fase B		Fase C	
	Módulo (V)	Ângulo (Graus)	Módulo (V)	Ângulo (Graus)	Módulo (V)	Ângulo (Graus)
800	11794,7	-15,7	11578,0	-135,2	11688,4	105,3
850	5976,4	-21,9	6207,1	-140,9	5894,8	101,2
832	884,5	-31,9	1180,4	-140,5	853,2	110,5
858	587,1	-40,1	832,8	-140,1	520,0	117,7
844	201,8	-106,9	324,0	-139,6	173,1	-167,5
846	259,0	-153,9	196,7	-141,3	212,6	-112,9
862	222,5	-93,8	390,1	-140,2	147,9	-2,2
834	235,8	-77,9	427,4	-141,0	189,2	162,4
836	224,3	-92,0	368,4	-142,3	154,3	177,1
840	229,5	-93,4	388,6	-143,4	165,3	169,7
848	267,2	-153,1	188,4	-144,2	212,5	-111,3

Tabela 30 - Fasores de corrente para falta monofásica sem resistência de falta na interligação entre as barras 844 e 846 com a presença da microrrede.

Barra	Fase A		Fase B		Fase C	
	Módulo (A)	Ângulo (Graus)	Módulo (A)	Ângulo (Graus)	Módulo (A)	Ângulo (Graus)
800	57,1	-48,0	66,9	-141,4	190,7	71,0
850	53,2	-49,3	61,0	-142,1	176,2	70,5
832	41,2	-55,5	56,6	-143,1	168,9	70,4
858	41,2	-55,5	56,6	-143,1	168,2	70,3
844	22,3	-79,0	35,1	-138,3	140,0	66,8
846	14,9	148,6	18,3	-27,6	29,7	-92,4
862	14,9	-31,4	16,8	-152,4	29,7	87,3
834	22,5	-77,3	35,1	-138,3	140,0	66,8
836	17,5	-31,8	16,8	-152,4	29,7	87,3
840	0,0	90,0	0,0	90,0	0,0	90,0
848	0,0	90,0	0,0	90,0	0,0	90,0

Tabela 31 - Fasores de tensão para falta monofásica sem resistência de falta na interligação entre as barras 844 e 846 com a presença da microrrede.

Barra	Fase A		Fase B		Fase C	
	Módulo (V)	Ângulo (Graus)	Módulo (V)	Ângulo (Graus)	Módulo (V)	Ângulo (Graus)
800	13793,7	-3,1	14136,9	-125,1	11879,5	107,8
850	14102,9	-5,5	13519,3	-123,7	5964,9	103,4
832	13971,0	-5,9	12635,4	-121,4	965,4	102,9
858	13952,2	-5,9	12548,7	-121,1	623,3	102,0
844	13926,5	-5,9	12437,6	-120,9	125,5	101,4
846	13926,0	-6,0	12419,6	-120,8	12,5	-106,4
862	13887,7	-5,9	12427,0	-120,9	159,5	93,8
834	13922,1	-5,9	12450,2	-121,0	219,1	101,2
836	13891,9	-5,9	12415,2	-120,9	166,8	94,9
840	13890,0	-5,9	12421,2	-121,0	177,6	95,5
848	13925,7	-6,0	12414,3	-120,8	12,3	-103,2

Tabela 32 - Fasores de corrente para falta monofásica com resistência de falta de 40 ohms na interligação entre as barras 844 e 846 com a presença da microrrede.

Barra	Fase A		Fase B		Fase C	
	Módulo (A)	Ângulo (Graus)	Módulo (A)	Ângulo (Graus)	Módulo (A)	Ângulo (Graus)
800	59,6	-42,6	62,7	-140,0	163,8	81,3
850	56,0	-44,0	56,3	-141,1	151,0	81,1
832	43,6	-48,3	52,3	-141,6	144,6	81,0
858	43,1	-49,0	52,3	-141,6	143,9	81,0
844	22,2	-67,5	31,0	-135,0	111,9	80,2
846	15,3	146,3	18,3	-27,6	29,7	-92,4
862	15,3	-33,7	16,8	-152,4	29,7	87,3
834	22,5	-65,9	31,0	-135,0	111,9	80,2
836	17,5	-31,8	16,8	-152,4	29,7	87,3
840	0,0	90,0	0,0	90,0	0,0	90,0
848	0,0	90,0	0,0	90,0	0,0	90,0

Tabela 33 - Fasores de tensão para falta monofásica com resistência de falta de 40 ohms na interligação entre as barras 844 e 846 com a presença da microrrede.

Barra	Fase A		Fase B		Fase C	
	Módulo (V)	Ângulo (Graus)	Módulo (V)	Ângulo (Graus)	Módulo (V)	Ângulo (Graus)
800	13830,2	-3,6	14190,2	-124,8	12730,0	108,3
850	13996,2	-5,1	13467,1	-124,1	8202,0	98,5
832	13734,3	-4,9	12523,4	-122,5	4447,8	82,8
858	13706,1	-4,9	12434,2	-122,3	4202,6	80,7
844	13666,3	-4,9	12315,8	-122,2	3859,9	77,4
846	13671,8	-4,9	12288,7	-122,1	3768,6	76,3
862	13632,8	-4,9	12306,4	-122,2	3869,4	77,4
834	13666,6	-4,9	12329,4	-122,2	3920,5	78,0
836	13637,8	-4,9	12294,5	-122,2	3875,4	77,5
840	13635,8	-4,9	12300,7	-122,2	3885,8	77,6
848	13672,1	-5,0	12283,5	-122,1	3769,4	76,3

A.3 Resultados das simulações de faltas na linha de distribuição entre as barras 844 e 846 na operação *off-grid* da microrrede

Tabela 34 - Fasores de corrente para falta trifásica na interligação entre as barras 844 e 846 com a microrrede isolada.

Barra	Fase A		Fase B		Fase C	
	Módulo (A)	Ângulo (Graus)	Módulo (A)	Ângulo (Graus)	Módulo (A)	Ângulo (Graus)
858	0,0	90,0	0,0	90,0	0,0	90,0
844	29,2	147,8	29,7	28,4	29,7	-92,7
846	29,2	-32,2	29,7	-151,6	29,7	87,3
834	29,2	147,8	29,7	28,4	29,7	-92,7
836	29,2	-32,2	29,7	-151,6	29,7	87,3
840	0,0	90,0	0,0	90,0	0,0	90,0
848	0,0	90,0	0,0	90,0	0,0	90,0
862	29,2	-32,2	29,7	-151,6	29,7	87,3

Tabela 35 - Fasores de tensão para falta trifásica na interligação entre as barras 844 e 846 com a microrrede isolada.

Barra	Fase A		Fase B		Fase C	
	Módulo (V)	Ângulo (Graus)	Módulo (V)	Ângulo (Graus)	Módulo (V)	Ângulo (Graus)
858	37,0	173,4	34,5	67,1	29,1	-71,6
844	14,2	177,1	13,6	62,1	16,5	-80,1
846	32,9	-118,2	25,0	137,3	36,4	24,1
834	35,0	171,9	35,7	56,3	34,2	-60,3
836	87,5	173,5	76,3	57,5	87,0	-64,5
840	88,3	173,1	84,9	53,1	88,2	-63,8
848	37,3	-114,6	29,0	135,0	41,7	26,1
862	91,2	172,9	80,7	62,3	95,7	-71,0

Tabela 36 - Fasores de corrente para falta monofásica sem resistência de falta na interligação entre as barras 844 e 846 com a microrrede isolada.

Barra	Fase A		Fase B		Fase C	
	Módulo (A)	Ângulo (Graus)	Módulo (A)	Ângulo (Graus)	Módulo (A)	Ângulo (Graus)
858	0,0	90,0	0,0	90,0	0,0	90,0
844	6,5	77,5	5,7	29,7	29,7	-92,7
846	10,8	-31,6	10,4	-151,7	29,7	87,3
834	6,4	83,7	5,7	29,7	29,7	-92,7
836	8,0	-45,0	12,0	-151,9	29,7	87,3
840	0,0	90,0	0,0	90,0	0,0	90,0
848	0,0	90,0	0,0	90,0	0,0	90,0
862	10,8	-31,6	12,0	-151,9	29,7	87,3

Tabela 37 - Fasores de tensão para falta monofásica sem resistência de falta na interligação entre as barras 844 e 846 com a microrrede isolada.

Barra	Fase A		Fase B		Fase C	
	Módulo (V)	Ângulo (Graus)	Módulo (V)	Ângulo (Graus)	Módulo (V)	Ângulo (Graus)
858	19581,4	-150,5	17513,0	54,3	55,0	-52,8
844	19585,9	-150,5	17508,8	54,3	33,0	-54,6
846	19597,4	-150,5	17518,5	54,4	29,5	-46,0
834	19580,2	-150,5	17515,2	54,3	53,2	-54,2
836	19575,2	-150,5	17528,9	54,3	110,9	-54,1
840	19575,5	-150,5	17538,9	54,3	110,9	-54,1
848	19600,1	-150,5	17521,8	54,4	31,0	-46,8
862	19574,5	-150,5	17531,5	54,3	117,5	-60,0

Tabela 38 - Fasores de corrente para falta monofásica com resistência de falta de 40 ohms na interligação entre as barras 844 e 846 com a microrrede isolada.

Barra	Fase A		Fase B		Fase C	
	Módulo (A)	Ângulo (Graus)	Módulo (A)	Ângulo (Graus)	Módulo (A)	Ângulo (Graus)
858	0,0	90,0	0,0	90,0	0,0	90,0
844	5,8	76,0	5,7	29,7	27,6	-88,5
846	10,8	-31,6	9,8	-149,7	29,7	87,3
834	5,7	82,9	5,7	29,7	27,6	-88,5
836	8,5	-41,6	12,0	-151,9	29,7	87,3
840	0,0	90,0	0,0	90,0	0,0	90,0
848	0,0	90,0	0,0	90,0	0,0	90,0
862	10,8	-31,6	11,4	-150,3	29,7	87,3

Tabela 39 - Fasores de tensão para falta monofásica com resistência de falta de 40 ohms na interligação entre as barras 844 e 846 com a microrrede isolada.

Barra	Fase A		Fase B		Fase C	
	Módulo (V)	Ângulo (Graus)	Módulo (V)	Ângulo (Graus)	Módulo (V)	Ângulo (Graus)
858	19401,6	-153,5	18166,2	54,1	2659,1	-88,4
844	19404,7	-153,5	18162,8	54,1	2643,9	-88,6
846	19420,5	-153,6	18169,1	54,2	2640,2	-88,8
834	19400,9	-153,5	18167,8	54,1	2659,1	-88,4
836	19396,2	-153,6	18181,8	54,1	2705,4	-87,7
840	19395,6	-153,6	18192,2	54,1	2705,4	-87,7
848	19422,8	-153,6	18172,6	54,2	2641,6	-88,8
862	19394,9	-153,6	18185,3	54,1	2717,9	-87,9

Apêndice B

B.1 Tabela ANSI

Número ANSI	Denominação
1	Elemento Principal
2	Relé de partida ou fechamento temporizado
3	Relé de verificação ou interbloqueio
4	Contator principal
5	Dispositivo de interrupção
6	Disjuntor de partida
7	Relé de taxa de variação
8	Dispositivo de desligamento da energia de controle
9	Dispositivo de reversão
10	Chave comutadora de sequência das unidades
11	Dispositivo multifunção
12	Dispositivo de sobrevelocidade
13	Dispositivo de rotação síncrona
14	Dispositivo de subvelocidade
15	Dispositivo de ajuste ou comparação de velocidade e/ou frequência
16	Dispositivo de comunicação de dados
17	Chave de derivação ou descarga
18	Dispositivo de aceleração ou desaceleração
19	Contator de transição partida-marcha
20	Válvula operada eletricamente
21	Relé de distância
22	Disjuntor equalizador
23	Dispositivo de controle de temperatura
24	Relé de sobreexcitação ou Volts por Hertz
25	Relé de verificação de Sincronismo ou Sincronização
26	Dispositivo térmico do equipamento
27	Relé de subtensão
28	Detector de chama
29	Contator de isolamento

30	Relé anunciador
31	Dispositivo de excitação
32	Relé direcional de potência
33	Chave de posicionamento
34	Dispositivo master de sequência
35	Dispositivo para operação das escovas ou curto-circuitar anéis coletores
36	Dispositivo de polaridade ou polarização
37	Relé de subcorrente ou subpotência
38	Dispositivo de proteção de mancal
39	Monitor de condições mecânicas
40	Relé de perda de excitação ou relé de perda de campo
41	Disjuntor ou chave de campo
42	Disjuntor / chave de operação normal
43	Dispositivo de transferência ou seleção manual
44	Relé de sequência de partida
45	Monitor de condições atmosféricas
46	Relé de reversão ou desbalanceamento de corrente
47	Relé de reversão ou desbalanceamento de tensão
48	Relé de sequência incompleta / partida longa
49	Relé térmico
50	Relé de sobrecorrente instantâneo
51	Relé de sobrecorrente temporizado
52	Disjuntor de corrente alternada
53	Relé para excitatriz ou gerador CC
54	Dispositivo de acoplamento
55	Relé de fator de potência
56	Relé de aplicação de campo
57	Dispositivo de aterramento ou curto-circuito
58	Relé de falha de retificação
59	Relé de sobretensão
60	Relé de balanço de corrente ou tensão
61	Sensor de densidade
62	Relé temporizador
63	Relé de pressão de gás (Buchholz)
64	Relé detector de terra

65	Regulador
66	Relé de supervisão do número de partidas
67	Relé direcional de sobrecorrente
68	Relé de bloqueio por oscilação de potência
69	Dispositivo de controle permissivo
70	Reostato
71	Dispositivo de detecção de nível
72	Disjuntor de corrente contínua
73	Contator de resistência de carga
74	Relé de alarme
75	Mecanismo de mudança de posição
76	Relé de sobrecorrente CC
77	Dispositivo de telemedição
78	Relé de medição de ângulo de fase / proteção contra falta de sincronismo
79	Relé de religamento
80	Chave de fluxo
81	Relé de frequência (sub ou sobre)
82	Relé de religamento de carga de CC
83	Relé de seleção / transferência automática
84	Mecanismo de operação
85	Relé receptor de sinal de telecomunicação (teleproteção)
86	Relé auxiliar de bloqueio
87	Relé de proteção diferencial
88	Motor auxiliar ou motor gerador
89	Chave seccionadora
90	Dispositivo de regulação (regulador de tensão)
91	Relé direcional de tensão
92	Relé direcional de tensão e potência
93	Contator de variação de campo
94	Relé de desligamento
95	Usado para aplicações específicas
96	Relé auxiliar de bloqueio de barra
97 a 99	Usado para aplicações específicas
150	Indicador de falta à terra

B.2 Complementação à tabela ANSI

50N	Sobrecorrente instantâneo de neutro
51N	sobrecorrente temporizado de neutro (tempo definido ou curvas inversas)
50G	Sobrecorrente instantâneo de terra (comumente chamado 50GS)
51G	Sobrecorrente temporizado de terra (comumente chamado 51GS e com tempo definido ou curvas inversas)
50BF	Relé de proteção contra falha de disjuntor (também chamado de 50/62 BF)
51Q	Relé de sobrecorrente temporizado de sequência negativa com tempo definido ou curvas inversas
51V	Relé de sobrecorrente com restrição de tensão
51C	Relé de sobrecorrente com controle de torque
50PAF	Sobrecorrente de fase instantânea de alta velocidade para detecção de arco voltaico
50NAF	Sobrecorrente de neutro instantânea de alta velocidade para detecção de arco voltaico
59Q	Relé de sobretensão de sequência negativa
59N	Relé de sobretensão residual ou sobretensão de neutro (também chamado de 64G), calculado ou medido por TP em delta aberto
64	Relé de proteção de terra pode ser por corrente ou por tensão. Os diagramas unifilares devem indicar se este elemento é alimentado por TC ou por TP, para que se possa definir corretamente.
67N	Relé de sobrecorrente direcional de neutro (instantâneo ou temporizado)
67G	Relé de sobrecorrente direcional de terra (instantâneo ou temporizado)
67Q	Relé de sobrecorrente direcional de sequência negativa

B.3 Proteção Diferencial

87L	Diferencial de linha
87T	Diferencial de transformador
87N	Diferencial de neutro
REF	Falta restrita à terra
87Q	Diferencial de sequência negativa
87G	Diferencial de geradores
87GT	Proteção diferencial do grupo gerador-transformador
87SP	Proteção diferencial de fase dividida de geradores
87V	Diferencial de tensão de fase
87VN	Diferencial de tensão de neutro
87B	Diferencial de barras. Pode ser de alta, média ou baixa impedância.
87M	Diferencial de motores