

UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANÁ

SUSAN CAROLINA ALVES DE MATOS

AValiação de REQUISITOS PARA PROTEÇÃO E CONEXÃO DE
MICRORREDES EM SISTEMAS ATIVOS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA
ELÉTRICA

CURITIBA

2021

SUSAN CAROLINA ALVES DE MATOS

AVALIAÇÃO DE REQUISITOS PARA PROTEÇÃO E CONEXÃO DE
MICRORREDES EM SISTEMAS ATIVOS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA
ELÉTRICA

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Área de Concentração Sistemas de Energia, Departamento de Engenharia Elétrica, Setor de Tecnologia, Universidade Federal do Paraná, como parte das exigências para a obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Dr. Alexandre Rasi Aoki

Coorientador: Prof. Dr. Mateus Duarte Teixeira

CURITIBA

2021

CATALOGAÇÃO NA FONTE – SIBI/UFPR

M433a

Matos, Susan Carolina Alves de

Avaliação de requisitos para proteção e conexão de microrredes em sistemas ativos de distribuição de energia elétrica [recurso eletrônico]/ Susan Carolina Alves de Matos - Curitiba, 2021.

Dissertação (Mestrado) apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Área de Concentração Sistemas de Energia, Departamento de Engenharia Elétrica, Setor de Tecnologia, Universidade Federal do Paraná.

Orientador: Prof. Dr. Alexandre Rasi Aoki

Coorientador: Prof. Dr. Mateus Duarte Teixeira

1. Energia elétrica. 2. Energia eólica. I. Guedes, André Luiz Pires. II. Aoki, Alexandre Rasi. III. Teixeira, Mateus Duarte. Título. IV. Universidade Federal do Paraná.

CDD 621.3

Bibliotecária: Vilma Machado CRB9/1563



MINISTÉRIO DA EDUCAÇÃO
SETOR DE TECNOLOGIA
UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANÁ
PRÓ-REITORIA DE PESQUISA E PÓS-GRADUAÇÃO
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO ENGENHARIA
ELÉTRICA - 40001016043P4

TERMO DE APROVAÇÃO

Os membros da Banca Examinadora designada pelo Colegiado do Programa de Pós-Graduação em ENGENHARIA ELÉTRICA da Universidade Federal do Paraná foram convocados para realizar a arguição da dissertação de Mestrado de **SUSAN CAROLIN ALVES DE MATOS** intitulada: **AVALIAÇÃO DE REQUISITOS PARA PROTEÇÃO E CONEXÃO DE MICRORREDES E SISTEMAS ATIVOS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA**, sob orientação do Prof. Dr. ALEXANDRE RASI AOKI, que após terem inquirido a aluna e realizada a avaliação do trabalho, são de parecer pela sua APROVAÇÃO no rito de defesa.

A outorga do título de mestre está sujeita à homologação pelo colegiado, ao atendimento de todas as indicações e correções solicitadas pela banca e ao pleno atendimento das demandas regimentais do Programa de Pós-Graduação.

CURITIBA, 30 de Julho de 2021.

Assinatura Eletrônica
04/08/2021 19:42:14.0
ALEXANDRE RASI AOKI
Presidente da Banca Examinadora

Assinatura Eletrônica
04/08/2021 19:07:44.0
JOÃO AMÉRICO VILELA JÚNIOR
Avaliador Interno (UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANÁ)

Assinatura Eletrônica
04/08/2021 17:20:51.0
CLODOMIRO UNSIHUAY-VILA
Avaliador Interno (UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANÁ)

Assinatura Eletrônica
17/08/2021 08:18:54.0
RODRIGO BUENO OTTO
Avaliador Externo (FUNDAÇÃO PARQUE TECNOLÓGICO ITAIF)

AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente a Deus, pois sem Ele não teria conseguido chegar até aqui. Sua força e virtude me conduziram nas dificuldades me permitindo não desistir.

Agradeço a minha família, meus pais e irmãs pelo incentivo e dedicação em sempre me apoiar.

Agradeço também ao meu querido esposo Emerson que desde o princípio me apoiou, incentivou, teve paciência, ajudou sempre que pôde e torceu pelo meu desenvolvimento pessoal e acadêmico.

Agradeço aos professores Alexandre Rasi Aoki e Mateus Duarte Teixeira pelo constante apoio e suporte, pois não mediram esforços para orientar, tirar dúvidas, ensinar e repassar seus conhecimentos.

Agradeço em especial ao professor Joao Americo Vilela Junior que disponibilizou um modelo de conversor eletrônicos operando como fonte de corrente para enriquecer os estudos permitindo a realização de novas simulações, e também sempre esteve disponível para esclarecer dúvidas, orientar e repassar seus conhecimentos.

Agradeço ao aluno Thiago Crozeta de Araújo que compartilhou seus estudos sobre a microrrede instalada na UFPR. Foi de grande valia para o desenvolvimento do nosso estudo.

RESUMO

Na presente pesquisa buscou-se apresentar as microrredes destacando características como fontes de geração, dispositivos de armazenamento de energia e funcionamento da proteção. Realizou-se uma pesquisa de artigos relevantes publicados na área dando enfoque às questões importantes como comportamento das grandezas elétricas na presença de microrredes e estudos de proteção importantes. Analisou-se normas de relevância nacional e internacional e levantou-se as principais proteções exigidas. Definiu-se diferentes cenários para realização de simulações que permitissem a avaliação do comportamento do sistema de proteção diante de aplicação de curtos-circuitos. Realizou-se uma comparação dos resultados obtidos através das estratégias de controle por tensão e controle por corrente comumente utilizadas nos inversores. No controle por tensão a corrente de curto-circuito máxima não é limitada por um conversor, enquanto no controle por corrente a corrente de curto-circuito é limitada tendo um valor mais próximo do real. Verificou-se que as sobrecorrentes geradas pela microrrede contribuem para a corrente de curto-circuito do sistema. Observou-se que na estratégia de controle por corrente ocorreu um atraso na atuação da proteção quando comparado à estratégia de controle por tensão influenciando no sistema de proteção.

Palavras-chave: Microrredes. Proteção. Conexão.

ABSTRACT

In this research, we sought present microgrids, highlighting characteristics such as generation sources, energy storage devices and operating modes isolated and connected to the conventional network. A survey of relevant articles published in the area was carried out, focusing on important issues such as the behavior of electrical quantities in the presence of microgrids and important protection studies. Relevant energy concessionaire standards were analyzed, and the main protections required were raised. Different scenarios were defined for carrying out simulations that would allow the evaluation of the behavior of the protection system when applying short circuits. A comparison of the results obtained through the voltage control strategies with current control used in inverters was carried out. In voltage control the maximum short-circuit current is not limited by a converter, while in current control the short-circuit current is limited having a value closer to the real one. It was found that the overcurrent generated by the microgrid contribute to the short-circuit current of the system. It was observed that in the current control strategy there was a delay in the protection performance when compared to the voltage control strategy influencing the protection system.

Keywords: Microgrids. Protection. Connection.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

FIGURA 1 – Exemplo de sistema de geração fotovoltaico isolado	22
FIGURA 2 – Sistema de geração eólico isolado	23
FIGURA 3 – Estratégia de coleta de artigos científicos.....	32
FIGURA 4 – Diagrama unifilar simplificado	53
FIGURA 5 – Esquema simplificado das proteções propostas	56
FIGURA 6 – Curva Standard Inverse	58
FIGURA 7 – Fluxograma das tarefas realizadas	58
FIGURA 8 – Esquema simplificado da microrrede	61
FIGURA 9 – Esquema simplificado das correntes elétricas da microrrede	64
FIGURA 10 – Gráfico cenário 1	65
FIGURA 11 – Gráfico cenário 2 sem geração	66
FIGURA 12 – Gráfico cenário 2 com geração	66
FIGURA 13 – Gráfico cenário 3 sem geração	68
FIGURA 14 – Gráfico cenário 3 com geração	68
FIGURA 15 – Gráfico cenário 4 sem geração	69
FIGURA 16 – Gráfico cenário 4 com geração	70
FIGURA 17 – Gráfico cenário 5 sem geração visto pelo Relé 1.....	71
FIGURA 18 – Gráfico cenário 5 sem geração visto pelo Relé 2.....	72
FIGURA 19 – Gráfico cenário 5 com geração visto pelo Relé 1.....	73
FIGURA 20 – Gráfico cenário 5 com geração visto pelo Relé 2.....	73
FIGURA 21 – Gráfico cenário 5 com geração visto pelo Relé 1(nova simulação)	74
FIGURA 22 – Gráfico cenário 5 com geração visto pelo Relé 2(nova simulação)	75
FIGURA 23– Esquema simplificado da microrrede c/conversor eletrônico	76
FIGURA 24 – Gráfico comportamento conversor eletrônico	78
FIGURA 25 – Gráfico comparativo corrente curto circuito do cenário 2 e 3	81
FIGURA 26 – Gráfico comparativo corrente curto circuito do cenário 4	81
FIGURA 27 – Gráfico comparativo corrente curto circuito do cenário 5 Relé 1.....	82
FIGURA 28 – Gráfico comparativo corrente curto circuito do cenário 5 Relé 2.....	82
FIGURA 29 – Gráfico comparativo curto circuito com geração	83
FIGURA 30 – Gráfico comparativo curto circuito sem geração	84

LISTA DE TABELAS

TABELA 1 – Palavras chaves das pesquisas dos periódicos	30
TABELA 2 – Validação das palavras chaves	31
TABELA 3– Artigos selecionados.....	33
TABELA 4 – Índices bibliométricos do portfólio selecionado.....	33
TABELA 5 – Tópicos destacados do portfólio selecionado	34
TABELA 6 – Comparativo das funções de proteções	55
TABELA 7 – Cenários para simulações	59
TABELA 8 – Resultados das simulações	63
TABELA 9 – Comparativo das simulações do cenário 2	77
TABELA 10 – Comparativo das simulações do cenário 4	79
TABELA 11 – Comparativo das simulações do cenário 5	80

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	11
1.1	CONTEXTO	11
1.2	OBJETIVOS	14
1.3	JUSTIFICATIVA	14
1.4	ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO	16
2	FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA.....	17
2.1	DEFINIÇÕES E CARACTERÍSTICAS DAS MICRORREDES	17
2.2	IMPACTOS ELÉTRICOS DE MICRORREDES	20
2.3	FONTES DE GERAÇÃO DE ENERGIA	21
2.3.1	SISTEMAS FOTOVOLTAICOS	21
2.3.2	GERADORES EÓLICOS	22
2.3.3	MICROTURBINAS.....	23
2.3.4	GERADORES A DIESEL.....	24
2.4	SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA.....	25
2.4.1	BATERIAS	25
2.4.2	APLICAÇÕES DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA.....	26
2.5	PROTEÇÃO DE MICRORREDES	27
2.6	CONSIDERAÇÕES FINAIS DESTES CAPÍTULO	29
3	REVISÃO DA LITERATURA E TECNOLÓGICA.....	30
3.1	ESTRATÉGIA DE SELEÇÃO DE PORTFÓLIO BIBLIOGRÁFICO	30
3.2	ANÁLISE DA LITERATURA.....	34
3.2.1	BIDIRECIONALIDADE DO FLUXO DE POTÊNCIA.....	35
3.2.2	PROTEÇÃO ADAPTATIVA	36
3.2.3	SINCRONISMO	38
3.2.4	NÍVEIS DE CORRENTE DE ELÉTRICA	39
3.3	REVISÃO TECNOLÓGICA	41
3.3.1	PRODIST MODULO 3 – ACESSO AO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO ..	42
3.3.2	NORMA TÉCNICA COPEL NTC 905200	43
3.3.3	NORMA TÉCNICA CEEE NTD-00.081	44
3.3.4	NORMA TÉCNICA EDP PT.DT.PDN.03.14.012.....	44
3.3.5	NORMA TÉCNICA ELEKTRO ND.64	45

3.3.6	NORMA TÉCNICA CPFL 15303.....	45
3.3.7	NORMA TÉCNICA CEMIG ND 5.31.....	46
3.3.8	NORMA TÉCNICA IEEE 1547 INTERCONEXÃO E INTEROPERABILIDADE DE RECURSOS ENERGÉTICOS DISTRIBUÍDOS COM SISTEMA ELÉTRICO DE POTÊNCIA.....	47
3.3.9	RESOLUÇÃO NORMATIVA ANEEL Nº482/2012	48
3.3.10	RESOLUÇÃO NORMATIVA ANEEL Nº493/2012	48
3.3.11	NORMA IEC Nº 62898/2018.....	48
3.4	CONSIDERAÇÕES FINAIS DESTE CAPÍTULO	50
4	MATERIAIS E MÉTODOS	51
4.1	MATERIAIS.....	51
4.2.1	ANÁLISE DAS NORMAS	54
4.2.2	CENÁRIOS AVALIADOS.....	57
4.2.3	PROCEDIMENTO PADRÃO PARA REALIZAÇÃO DOS ENSAIOS	59
4.3	CONSIDERAÇÕES FINAIS DESTE CAPÍTULO	60
5	ANÁLISE DOS RESULTADOS E DISCUSSÃO.....	61
5.1	ESTRATÉGIA DE CONTROLE POR TENSÃO	62
5.1.1	CENÁRIO 1	65
5.1.2	CENÁRIO 2	66
5.1.3	CENÁRIO 3	68
5.1.4	CENÁRIO 4	69
5.1.5	CENÁRIO 5	71
5.2	ESTRATÉGIA DE CONTROLE POR CORRENTE.....	76
5.2.1	COMPARAÇÃO DOS RESULTADOS OBTIDOS NO CENÁRIO 1	77
5.2.2	COMPARAÇÃO DOS RESULTADOS OBTIDOS NO CENÁRIO 2	77
5.2.3	COMPARAÇÃO DOS RESULTADOS OBTIDOS NO CENÁRIO 4	79
5.2.4	COMPARAÇÃO DOS RESULTADOS OBTIDOS NO CENÁRIO 5	80
5.3	DISCUSSÃO DOS RESULTADOS	81
5.3.1	RESULTADOS OBTIDOS NO CONTROLE POR TENSÃO.....	81
5.3.2	RESULTADOS OBTIDOS NO CONTROLE POR CORRENTE	83
5.3.3	COMPARAÇÃO COM A LITERATURA TÉCNICO-CIENTÍFICA.....	85
6	CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS.....	87
	REFERÊNCIAS.....	90

1 INTRODUÇÃO

1.1 CONTEXTO

O setor elétrico tem passado por mudanças contínuas resultando em um mundo moderno que requer funcionalidades que demandam energia elétrica com mais qualidade e quantidade. Dessa forma, inúmeros recursos para suprimento de energia vêm sendo estudados e implementados, tais como fontes de energia renováveis e geração distribuída (GD) com a presença de turbinas eólicas, painéis fotovoltaicos e células a combustível, etc. (CIGRE, 2015)

Os investimentos em infraestruturas de transmissão e distribuição de energia elétrica estão aumentando a confiabilidade e qualidade do fornecimento de energia. Tais investimentos serão necessários para desenvolver e renovar as redes elétricas por meio de soluções tecnológicas inovadoras levando em consideração os valores da sociedade, meio ambiente e economia.

As tecnologias também devem ter confiabilidade, sustentabilidade e rentabilidade. Dentro deste ambiente pode-se citar o conceito de *Smart Grid* do inglês que pode ser traduzido como redes inteligentes, o qual surge neste contexto de evolução das redes de eletricidade. Pode-se considerar *Smart Grid* como uma rede de eletricidade que integra de forma inteligente os usuários conectados a ela, geradores, consumidores, para fornecer energia de forma sustentável, econômica e segura. Uma rede inteligente emprega produtos e serviços inovadores em conjunto com tecnologias de monitoramento, controle, comunicação e auto recomposição do sistema.(HATZIARGYRIOU, 2014).

Smart Grid (em português, redes elétricas inteligentes) são projetadas para lidar com fornecimento de energia e distribuir recursos usando tecnologia de informação e comunicação que emprega medidores inteligentes e sistemas de controle. Fornecimento de energia confiável, geração de energia renovável distribuída, redução de perdas, conservação de energia, redução de emissões e utilização otimizada de ativos são também benefícios das redes elétricas inteligentes. Seus impactos serão refletidos na geração, transmissão e distribuição desde o valor comercial, atendimento ao cliente, até na fabricação de equipamentos inovadores. As

redes elétricas inteligentes prometem um sistema de energia mais eficiente, seguro e mais sustentável do ponto de vista ambiental. (VINEETHA; BABU, 2014)

Pode-se citar como principais benefícios das redes inteligentes o fornecimento ininterrupto de energia para os consumidores, redução de perdas na transmissão e distribuição, flexibilidade para os consumidores interagirem com o mercado de energia, preço de eletricidade baseado no mercado e gerenciamento por parte da demanda. Isso pode ser alcançado por meio de maior inserção de fontes de energia renováveis, armazenamento de energia em larga escala. Tanto países desenvolvidos como em desenvolvimento devem investir nas redes inteligentes por meio de políticas e planejamento para sua implementação, considerando a infraestrutura elétrica disponível de cada país bem como a taxa de crescimento de energia. Isso pode ser feito por exemplo investindo em estudos com projetos-piloto, padrões de interoperabilidade de redes inteligentes, promoção da geração distribuída de energia renovável, estudos sobre a rentabilidade das tecnologias de redes inteligentes, etc. O Relatório da Federação Smart Grid Global em 2012 revela o progresso significativo de países como Austrália, Canadá, Europa, Grã-Bretanha, Irlanda, Japão, Coréia e Estados Unidos.

Buscando aprimorar estes sistemas surgem as microrredes, também caracterizadas como “blocos de construção de redes elétricas inteligentes”, que são uma estrutura de rede promissora e inovadora. A organização de microrredes baseia-se na capacidade de controle sobre a operação de rede oferecida pela inserção crescente de geradores distribuídos, incluindo microgeradores, como microturbinas, células a combustível e painéis fotovoltaicos, juntamente com dispositivos de armazenamento, tais como baterias e cargas controláveis. Tais controles permitem que as microrredes, principalmente interconectadas à rede de distribuição a montante, também operem quando isoladas da rede principal, no caso de faltas ou outros distúrbios externos ou desastres, aumentando assim a qualidade do fornecimento de energia.

Do ponto de vista do cliente, as microrredes suprem necessidades de eletricidade e, além disso, aumentam a confiabilidade local, reduzindo emissões, melhoram a qualidade da energia, reduzindo quedas de tensão e potencialmente reduzindo custos de fornecimento de energia. Já do ponto de vista da concessionária, uma microrrede pode ser considerada como uma entidade controlada dentro do

sistema de energia que pode ser operada como uma única carga agregada ou gerador e também como uma pequena fonte de energia ou serviços auxiliares de rede. Assim, uma microrrede agrega recursos do lado da oferta e do lado da demanda nas redes de distribuição. (HATZIARGYRIOU, 2014)

Redes isoladas existem há décadas, porém, o conceito de uma microrrede foi inicialmente introduzido como recursos energéticos distribuídos (do inglês, *distributed energy resources* - DERs), e cargas controláveis. Geralmente, uma microrrede é definida como um grupo DER, incluindo recursos de energia renováveis e sistemas de armazenamento de energia, e cargas, que operam juntas localmente como uma única entidade controlável. Microrredes existem em vários tamanhos e configurações podendo ser redes grandes e complexas com vários recursos de geração e unidades de armazenamento atendendo a múltiplas cargas, ou sistemas pequenos e simples que suprem um único cliente. (IEEE, 2018).

A aplicação destes recursos pode reduzir potencialmente a demanda por instalações de distribuição e transmissão. A geração distribuída localizada próxima às cargas pode reduzir os fluxos de energia nos circuitos de transmissão e distribuição resultando em redução de perdas. Microrredes podem fornecer suporte à rede em momentos de contingência bem como auxiliar na recomposição após falhas. (CIGRE, 2015)

Um exemplo atual de projeto piloto de microrredes é o *Brooklyn Microgrid*, o qual trata-se de um projeto com base na cidade de Nova Iorque que teve início em 2015 onde os cidadãos podem comprar e vender energia fotovoltaica produzida localmente uns dos outros. Por meio de um aplicativo, um vizinho pode verificar quanto deseja gastar em energia solar e encontrar outros vizinhos que estão produzindo energia. Desta forma, em uma região densamente povoada nos Estados Unidos, um prédio com excedente de energia fotovoltaica consegue comercializar com outro prédio energia limpa e sustentável, criando um conceito de rede de energia comunitária, enquanto a concessionária de energia convencional fornece paralelamente seus serviços. A produção de energia é medida utilizando medidores inteligentes e um sistema é munido de informações para fazer o gerenciamento dos dados que é automaticamente atualizado e pode ser monitorado por computadores particulares. (BROOKLYN, 2019).

Diante do desafio da instalação de microrredes, é importante a verificação de vários pontos dentre eles o sistema de proteção, o qual deve ser projetado de forma

a garantir uma operação segura e satisfatória protegendo equipamentos, instalações e operadores durante o funcionamento da microrrede e no instante da sua conexão. É importante verificar o comportamento da proteção da proteção para diferentes configurações e topologias da microrrede proporcionando confiabilidade para o sistema.

Identifica-se a necessidade de estudos específicos de proteção para instalações com microrredes devido às suas características particulares. Questões como comportamento de correntes elétricas e verificação de dispositivos de proteção precisam ser levantadas para que sejam realizados estudos que permitam estabelecer padrões para conexão de microrredes e definam diretrizes para uma operação segura e satisfatória.

1.2 OBJETIVOS

O objetivo geral deste trabalho é fazer uma avaliação de requisitos técnicos para proteção e conexão de microrredes avaliando o comportamento da proteção diante de curtos-circuitos.

Para atingir este objetivo propõe-se:

- Identificar os requisitos de proteção necessários para a conexão de microrredes;
- Analisar os requisitos técnicos de normas de concessionárias de energia para acesso de geração distribuída em seus sistemas;
- Analisar requisitos técnicos de microrredes de normas internacionais de relevância;
- Desenvolver simulações computacionais de conexão de uma microrrede específica;
- Analisar o comportamento da proteção com microrredes conectadas diante de curtos-circuitos.

1.3 JUSTIFICATIVA

As microrredes estão ganhando muita importância devido aos benefícios fornecidos tanto aos consumidores pela maior disponibilidade de energia elétrica como ao meio ambiente pela característica de maior utilização de fontes renováveis. E até mesmo para as concessionárias de energia que podem ter seu sistema de geração aliviados através de entradas de novas fontes geradoras.

Portanto, é importante avaliar os impactos técnicos gerados pela existência de uma microrrede como carregamento de energia, pré-requisitos para sua implementação, desafios das novas topologias com conexão à rede convencional, comportamento das grandezas elétricas, etc. Além disso, alguns fatores como robustez da rede elétrica, equipamentos que irão compor a microrrede devem ser identificados.

A integração das microrredes no sistema elétrico também exige um estudo de proteção específico por parte da concessionária de energia, pois o que foi projetado para a rede convencional pode não ser adequado. Em relação ao sistema de proteção dentro dos limites das microrredes, os estudos de proteção precisam considerar as eventuais falhas na microrrede avaliando como atuar neste cenário de modo a isolar as áreas defeituosas da microrrede no menor tempo possível bem como distinguir cada topologia da microrrede e suas particularidades para direcionar como a proteção será projetada em cada caso. A inclusão da geração distribuída, topologia da rede e o modo de operação da microrrede afetam os níveis de corrente e seu direcionamento, e conseqüentemente impõe um desafio para a proteção de microrredes. Vários esquemas de proteção têm sido propostos na literatura de microrredes, destacando-se a proteção contra sobrecorrentes e estudos de proteção diferencial. (AGHDAM; KAREGAR, 2018).

Outro fator importante é aprofundar a compreensão do tema de modo a subsidiar informações para uma futura elaboração de normatização nesta área já que o Brasil carece de normas neste assunto. Ao fazer um levantamento geral das normas, verifica-se que elas foram criadas focadas em geração distribuída havendo uma lacuna no que diz respeito à microrredes. A Norma Internacional de Interconexão e Interoperabilidade de recursos energéticos distribuídos associados com interfaces de sistemas de energia elétrica IEEE 1547 faz algumas citações de configurações de microrredes, e a Norma IEC 62898 especifica requisitos técnicos sobre microrredes, porém ainda insuficiente para a exploração do tema.

Há escassez de estudos que estabeleçam padrões para conexão de microrredes e definam diretrizes para uma operação segura e satisfatória justificando assim a necessidade de estudos aprofundados que subsidiem elementos para o desenvolvimento de regras que direcionem tais questões.

1.4 ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO

Esta dissertação foi elaborada em seis capítulos organizados da seguinte forma: o capítulo 1 contextualiza brevemente as redes inteligentes e dentre elas sistemas de microrredes e seus principais desafios. Este mesmo capítulo apresenta ainda os objetivos e a justificativa do trabalho.

O capítulo 2 apresenta uma fundamentação teórica de fontes de geração de energia, sistemas de armazenamento de energia e questões sobre proteção de microrredes.

O capítulo 3 apresenta revisão da literatura destacando as principais normas nacionais e internacionais de relevância na área e focando os principais conceitos levantados nos artigos estudados.

O capítulo 4 apresenta uma descrição dos materiais utilizados nessa dissertação, como por exemplo, circuitos da microrrede para simulações, dados de curvas de proteção de relés, e descreve as atividades realizadas bem como os cenários determinados para realização de ensaios.

O capítulo 5 apresenta os resultados alcançados através de simulações realizadas em cinco diferentes cenários de uma microrrede nas estratégias de controle por tensão e estratégias de controle por corrente e são apresentadas comparações dos resultados dessas simulações. Ao final é feito uma comparação dos resultados obtidos com a literatura técnico-científica.

Por fim, no último capítulo, são delineadas as conclusões e sugestões de trabalhos futuros.

2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

2.1 DEFINIÇÕES E CARACTERÍSTICAS DAS MICRORREDES

Microrredes podem ser classificadas como sistemas de distribuição de eletricidade contendo cargas e recursos de energia distribuída (como geradores distribuídos, microturbinas, células a combustível, etc.) juntamente com dispositivos de armazenamento ou cargas controláveis que podem ser operados de maneira controlada e coordenada, enquanto conectados à rede de energia principal ou ainda ilhados.

Pode-se considerar microrredes como uma plataforma de integração para microgeração distribuída e unidades de armazenamento, recursos de demanda (cargas controláveis) localizados em uma rede de distribuição local. No conceito de microrrede, há um foco no fornecimento local de eletricidade para cargas próximas, assim, modelos agregadores que desconsideram locais físicos de geradores e cargas não são microrredes. (HATZIARGYRIOU, 2014).

As microrredes podem existir tanto de maneiras conectadas à rede quanto isoladas. Quando conectadas à rede possuem um Ponto de Interconexão, do inglês *Point of Interconnection* (POI) ou Ponto de Acoplamento Comum, do inglês *Point of Common Coupling* (PCC), com uma grande rede de energia e devem ser capazes de realizar uma transição sem cessar o fornecimento de energia naquela microrrede tanto em uma condição de ilhamento intencional como não intencional. Nos modos de operação conectado à rede e isolado/ilhado, as microrredes devem manter o equilíbrio entre a geração e o consumo, enquanto satisfazem determinados padrões de confiabilidade e qualidade de energia. Para atingir esses objetivos, todos os DERs e cargas controláveis devem estar ativamente envolvidos para manter a tensão e a frequência do sistema estáveis e dentro dos limites aceitáveis. Em microrredes conectadas à rede, o ilhamento pode ocorrer intencionalmente (por exemplo, para realizar manutenção programada) ou, não intencionalmente, para manutenção corretiva. Em ambos os casos, uma microrrede deve utilizar técnicas de controle apropriadas para realizar a operação do sistema. Por outro lado, as microrredes isoladas não têm ponto de interconexão ou acoplamento, portanto, ilhamento não é um problema nesses sistemas, como por exemplo em comunidades remotas.

Algumas características das microrredes podem ser destacadas, como o fornecimento de energia confiável para usos específicos como serviços emergenciais, e ainda, o uso de ativos que dificilmente seriam utilizados ou difíceis de operar pela rede centralizada como exemplo recursos renováveis de pequena escala como baterias de veículos elétricos conectadas na rede.

Para verificar a possibilidade de instalação de uma microrrede, deve-se identificar os impactos potenciais ocasionados, os custos e benefícios, as consequências resultantes de sua implementação e operação bem como uma análise das partes envolvidas que serão afetadas. Uma vez identificadas, essas entidades interdependentes e suas relações devem ser definidas e identificadas, a fim de compreender como cada parte interessada irá interagir proporcionando a sua implementação e operação.

Todas as partes interessadas na instalação de microrredes precisam ser consultadas. São elas pessoas, grupos, organizações, corporações ou sistemas que terão interesses financeiros de maneira direta na microrrede ou que serão afetados indiretamente por seus impactos. As partes com interesse financeiro direto incluem: o Proprietário ou Produtor Independente de Energia da microrrede, que possui e opera a microrrede e sua Geração Distribuída; os clientes de microrrede de uso final; Operador de Rede de Distribuição; e as empresas de geração. Os clientes fora da microrrede podem estar entre os beneficiários diretos ou indiretos. Eles podem ser afetados pela existência de microrredes, e experimentar uma melhor confiabilidade ou qualidade de energia como resultado do isolamento de microrredes; no entanto, esse grupo não tem participação financeira. (CIGRE, 2015).

As microrredes receberam considerável atenção nas últimas duas décadas, impulsionadas por questões ambientais globais, a necessidade de acesso à energia em comunidades remotas e a promessa de maior confiabilidade do sistema. São consideradas um elo crítico na evolução de sistemas de energia integrados para redes inteligentes descentralizadas, facilitando a integração de DERs. Órgãos como agências governamentais, empresas de serviços públicos, bases militares e universidades em todo o mundo estão implementando microrredes, e espera-se que esse índice cresça ainda mais na próxima década. Portanto, uma compreensão clara do comportamento, controle e estabilidade do sistema de microrredes é essencial para garantir a transição bem-sucedida para sistemas de energia descentralizados. (IEEE, 2018).

Uma microrrede normalmente está situada no nível Baixa Tensão (BT) com capacidade de microgeração total instalada abaixo da faixa de MW, embora possa haver exceções.

A maioria das microrredes deverá ser operada durante a maior parte do tempo ligado à rede, exceto aquelas ilhadas fisicamente. Assim, os principais benefícios do conceito de microrrede irão surgir a partir de estados de operação conectados à rede. As microrredes têm a capacidade de mudar para operação ilhada em situações de emergência, aumentando assim a confiabilidade do cliente, mas eles são operados principalmente interligados à rede de distribuição a montante.

A fim de alcançar uma operação satisfatória, uma microrrede deve satisfazer requisitos na capacidade de armazenamento e dos microgeradores para um contínuo fornecimento à todas as cargas ou possuir uma flexibilidade de demanda significativa. Quando necessário, pode-se utilizar a estratégia de realizar o ilhamento parcial de cargas importantes.

A diferença entre uma microrrede e uma rede passiva penetrada por micro fontes reside principalmente em termos de gestão e coordenação de recursos disponíveis. Um operador de microrrede é mais do que um agregador de pequenos geradores, ou um controlador de carga, ele executa todas essas funcionalidades e atende a múltiplos objetivos sendo eles econômicos, técnicos e ambientais.

As microrredes podem melhorar a confiabilidade do suprimento das suas cargas através da capacidade de operar desconectado da rede a montante no caso de uma falha ou perturbação, e pela capacidade de algumas microrredes de redirecionar energia para restabelecer o fornecimento. Quando uma microrrede se desconecta da rede, utiliza seus recursos disponíveis para fornecer energia a cargas críticas. Isso pode incluir utilização de Geração Distribuída adicionais e reduzir ou rejeitar cargas menos críticas de modo a assegurar energia suficiente para cargas mais críticas.

Há probabilidades de haver interrupções em microrredes levando em consideração fontes de alimentação tipicamente radiais. Entretanto, pode-se calcular os índices de carregamento de cada ponto e analisar formulações que permitam melhoria de confiabilidade. A probabilidade de uma falha causar uma interrupção deve levar em conta não apenas a probabilidade de que o isolamento funcione corretamente, mas também a disponibilidade da GD, a adequação da GD em relação

à demanda, e a possibilidade de cargas serem eliminadas ou mesmo se a rejeição é uma opção.

No caso de um distúrbio na rede, a microrrede pode desconectar, tornando seu fornecimento de serviços à rede menos confiável do que a partir de uma estação geradora padrão, e como tal, os critérios para ilhamento devem ser equilibrados.

Microrredes são capazes de controlar a geração e cargas de modo a manter os valores de frequência da rede em níveis aceitáveis. Se acontecer uma redução de carga algumas medidas podem ser necessárias como por exemplo a utilização de DER para controlar a frequência. As unidades de Geração Distribuída podem ser solicitadas para dar um suporte ao controle de frequência

O controle de tensão pode ser feito por meio da potência reativa que por sua vez é controlada pelo operador do sistema. A produção de energia reativa precisará de uma máquina com fator de potência variável, uma máquina indutiva ou através de um controle por interface eletrônica. Cada caso deve ser avaliado para verificar a melhor opção.

Em casos de blecaute de energia, normalmente as concessionárias iniciam o restabelecimento nas grandes centrais elétricas, na sequência energizando os seus alimentadores, em seguida as cargas mais críticas, e por fim alimentando todo o sistema. Isso pode levar em média doze horas de acordo com a gravidade do problema. Quando há microrrede, o tempo de interrupção de energia pode ser reduzido, especialmente para cargas que são de baixa prioridade na ordem de restabelecimento por parte da concessionária trazendo benefício para o consumidor.

2.2 IMPACTOS ELÉTRICOS DE MICRORREDES

A presença das microrredes podem ocasionar impactos no sistema elétrico, econômico e ambiental. Dentre eles estão o custo da energia elétrica, investimentos necessários em infraestrutura, redução de emissões, melhoria da confiabilidade, energia produzida por cada fonte. Cada impacto afetará todas as partes interessadas diferentemente necessitando de uma ampla avaliação para verificar sua viabilidade.(CIGRE, 2015)

É possível citar como impactos técnicos diretos obtidos com as microrredes uma melhor eficiência através da aproximação das cargas às fontes de geração,

redução de emissões de gases de efeito estufa por meio da utilização de fontes renováveis, melhor qualidade de energia e melhoria da confiabilidade pois reduz a dependência das subestações convencionais diminuindo perdas na distribuição.

Cargas elétricas podem exigir atualizações na infraestrutura. Se o perfil da carga for com picos de energia serão necessárias atualizações de infraestrutura. Esses picos tendem a estressar os componentes de rede e assim reduzir a sua vida útil. Nestes casos é importante avaliar a possibilidade de investimento substituindo equipamentos e realizando atualizações tecnológicas. Entretanto, quando há uma microrrede é possível permitir um grau adicional de controle sobre os fluxos da rede podendo ser operado para reduzir sua potência de pico, adiando determinados *upgrades* em infraestruturas.

2.3 FONTES DE GERAÇÃO DE ENERGIA

Várias tecnologias DERs podem ser utilizadas em microrredes como fontes de geração de energia. Algumas delas serão relacionadas na sequência.

2.3.1 SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

A tecnologia fotovoltaica tem sido amplamente utilizada em especial em locais sem acesso à energia elétrica ou ainda como uma segunda fonte de energia. A célula solar é formada por um dispositivo semicondutor geralmente feito de silício que converte luz solar em eletricidade. Em uma célula de silício típica, a maior parte do material é dopada com uma pequena quantidade de boro para dar um caráter positivo. Uma camada fina da célula é dopada com fósforo para dar um caráter negativo. A interação entre estas duas camadas forma um campo elétrico. Quando a luz atinge os materiais semicondutores, os fótons são capazes de transmitir sua energia para os elétrons de valência do semicondutor, causando a quebra do elo que os mantém presos aos átomos. Para cada ligação quebrada, há um elétron livre circulando dentro do sólido. A circulação de elétrons e lacunas em direções opostas cria uma corrente elétrica dentro do semicondutor.(CIGRE, 2015)

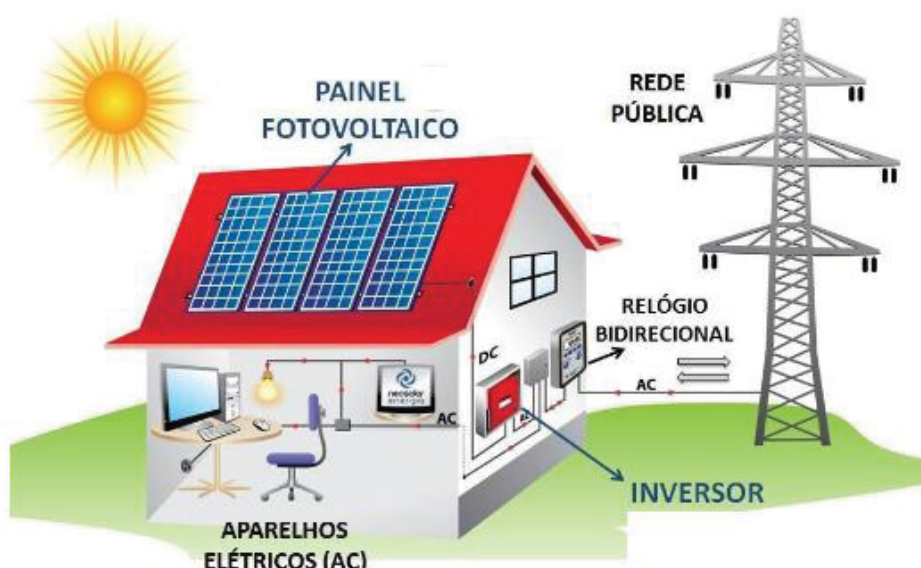
Além dos módulos fotovoltaicos, vários outros componentes são necessários em um sistema fotovoltaico para conduzir, controlar, converter, distribuir e armazenar

a energia produzida. Por exemplo, conversores de energia de corrente contínua para corrente alternada, banco de baterias, controle para o sistema de baterias, fontes de energia.

O sistema fotovoltaico conectado à rede opera de maneira interligada à rede elétrica. É feita uma interface bidirecional entre os circuitos de saída do sistema fotovoltaico e a rede convencional. Isso permite que a energia produzida pelo sistema fotovoltaico seja fornecida alimentando as cargas locais ou retorna para rede convencional quando a geração for maior que o consumo local.

A FIGURA 1 ilustra um exemplo de sistema de geração fotovoltaico.

FIGURA 1 – Exemplo de sistema de geração fotovoltaico isolado



FONTE: (NEOSOLAR, 2019)

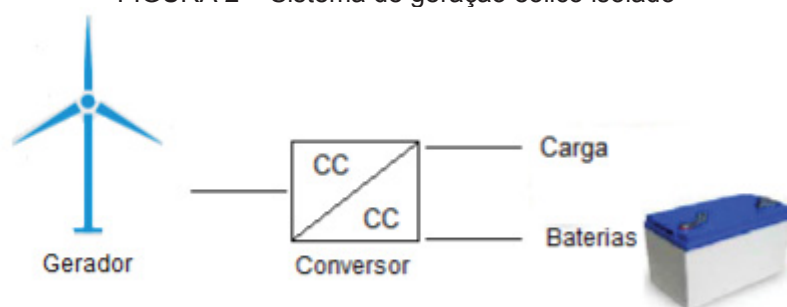
2.3.2 GERADORES EÓLICOS

Pequenas turbinas eólicas (menos de 100 kW) e microturbinas eólicas (menos de 5 kW) têm sido amplamente utilizados tanto para o fornecimento de eletricidade em áreas isoladas quanto para redes em sistemas conectados. Os projetos de turbinas eólicas atualmente disponíveis podem ser organizados em três categorias principais: Turbinas eólicas de eixo horizontal, nesta configuração as pás da turbina giram em torno do eixo horizontal, sendo este o sistema mais utilizado. Outro modelo é o de Turbinas eólicas de eixo vertical onde a turbina gira em torno de um eixo vertical. Alguns estudos indicam que este design é mais adequado devido ao

melhor desempenho no fluxo de vento turbulento. E a configuração das Turbinas eólicas aumentadas que é para funcionar como um concentrador do vento.

O gerador elétrico eólico é projetado especificamente para a turbina eólica. O gerador de ímã permanente é o mais utilizado, uma vez que não requer escovas e um sistema separado de excitação. Na maioria das pequenas e microturbinas eólicas, o rotor é conectado diretamente ao eixo do gerador de ímãs permanentes, criando assim uma frequência variável e tensão, com base na velocidade do vento. A potência de saída é então retificada em DC para carregar baterias ou fazer interface para a rede através de um conversor eletrônico de energia sincronizado à rede. Muitas vezes o sistema também é equipado com uma caixa de engrenagens mecânica. Para maximizar a extração de energia eólica, as pás da turbina devem estar perpendicularmente orientadas em relação à direção do vento. A FIGURA 2 ilustra um sistema de geração eólico.

FIGURA 2 – Sistema de geração eólico isolado



FONTE: (KRAPF, 2017)

2.3.3 MICROTURBINAS

Microturbinas são pequenas turbinas com queima de combustíveis gasosos ou líquidos com potência elétrica variando de 30 kW a 400 kW. Existem duas configurações típicas para microturbinas: o eixo único e o eixo dividido.

A operação da microturbina é baseada no ciclo termodinâmico de Brayton, onde o ar ambiente é comprimido e aquecido a pressão constante no recuperador da câmara transferindo calor do gás de escape da turbina para o ar de entrada antes de entrar no combustor. O ar comprimido e aquecido entra na câmara de combustão onde é misturado com combustível. A mistura é inflamada e o fluxo de gás resultante é expandido sobre a turbina girando o eixo que alimenta o compressor e o gerador

elétrico.

Em relação às aplicações de microturbinas, elas podem ser fonte de geração de energia e calor confiável e versátil, se adequando a uma ampla gama de aplicações incluindo instalações elétricas remotas. Pode ser útil em instalações comerciais, industriais ou instalações residenciais, podendo ser combinada à necessidade de eletricidade com o uso eficiente de gases de escape para aquecimento, arrefecimento por absorção, desumidificação, cozedura ou secagem. As microturbinas operam com uma variedade de tipos de combustível: gás natural, biogás, diesel, querosene ou propano.

2.3.4 GERADORES A DIESEL

Em áreas remotas ou em ilhas, uma microrrede isolada é uma boa alternativa para fornecer energia elétrica aos moradores. A integração de energia renovável reduz uma grande quantidade de consumo de combustível exigida pelos geradores a diesel. Contudo, a natureza intermitente e aleatória das energias renováveis pode ocasionar um impacto negativo na rede causando desde grandes flutuações de energia até a completa falta dela. A introdução do armazenamento de energia pode auxiliar neste ponto, incluindo também os geradores a diesel que podem fornecer potência de maneira equilibrada complementando as possibilidades de fontes de geração. O armazenamento de energia pode atuar em conjunto com os geradores a diesel, visando reduzir o consumo de combustível e melhorando a economia do sistema. (XIAO, 2014).

A eficiência dos geradores a diesel diminui quando opera em baixo nível de geração. Para manter o equilíbrio pode-se operar em um tempo maior mantendo certa estabilidade de potência ou operar por um tempo menor permitindo flutuações na carga.

Estudos a nível nacional e internacional têm sido realizados avaliando a viabilidade dos sistemas de geração de energia. Os resultados dessas pesquisas mostram que a integração de fontes renováveis de energia, como fotovoltaica e eólica, com um gerador a diesel, pode ajudar a reduzir o custo do sistema e os custos de geração aumentando a confiabilidade desse sistema. (KUZNETSOV, 2019)

2.4 SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA

O armazenamento de energia em pequena escala, em alguns casos, pode ser realizado por meio de armazenamento de energia cinética, energia química em baterias, sistemas de ar comprimido (embora não utilizado para a conversão de energia), supercapacitores ou armazenamento em células hidrogênio.

2.4.1 BATERIAS

Unidades DER incluem dispositivos de GD e outro ponto importante é o sistema de Armazenamento de Energia Distribuída, representado pela sigla (DESS), do inglês *Distributed Energy Storage Systems*. Uma unidade DER, dependendo do tamanho, funcionalidade e requisitos do sistema, podem ser conectadas em baixa tensão ou média tensão e, conseqüentemente, a sua capacidade de operação também pode variar em um intervalo de tempo.

O uso de unidades DESS em conjunto com as unidades GD é um processo natural para melhorar a capacidade das GDs acrescentando a capacidade de armazenamento de energia. A DESS também pode ser usada em aplicações específicas como por exemplo aumentar a disponibilidade do suprimento de energia, possibilitar que cargas críticas possam operar sempre em condições normais, ou ainda melhorar a qualidade de energia fornecida atuando na compensação de queda de tensão.

As diferentes aplicações serão classificadas de acordo com o desempenho do fornecimento de energia podendo atuar com fornecimento de elevada potência em intervalos curtos de tempo ou um fornecimento de energia de potência nominal por um maior período de tempo.(CIGRE, 2015)

Com exceção do capacitor e do indutor que armazenam diretamente a energia elétrica, as tecnologias disponíveis transformam energia elétrica em outra forma, por exemplo, química ou mecânica, e posteriormente precisam ser transformadas novamente em energia elétrica.

O armazenamento de energia pode ocorrer em quatro categorias:

- Aplicações de baixa potência em áreas isoladas;
- Aplicação de média potência em áreas isoladas;
- Aplicações com controle de nível de demanda;

- Aplicações de controle garantindo a qualidade de energia, como por exemplo reduzindo os efeitos de quedas de tensão.

As tecnologias de baterias incluem chumbo-ácido, níquel-cádmio, níquel-metal híbrido, lítio-íon e sódio-enxofre. Deve-se notar que as tecnologias de baterias estão evoluindo rapidamente e tecnologias novas modificadas podem estar disponíveis no futuro próximo. Embora o termo “Bateria” seja frequentemente usado, a designação correta de uma unidade eletroquímica básica é a “célula”. Uma bateria consiste em uma ou mais dessas células, conectadas em série e/ou paralelo, dependendo da capacidade de saída de tensão e corrente. Uma unidade de bateria converte a energia química contida em seus materiais ativos diretamente em energia elétrica por meio de uma reação eletroquímica de oxidação-redução. Este tipo de reação envolve a transferência de elétrons de um material para outro através de um circuito elétrico.

Uma consideração importante em todos os tipos de baterias é o impacto dos ciclos de carga e descarga na bateria no tempo de vida útil. A razão é que a bateria vai se degradando gradualmente e perdendo sua capacidade de armazenamento. A reação química do ciclo de descarga não é totalmente revertida durante o ciclo de recarga, contribuindo assim para a degradação do eletrólito, dano dos eletrodos ou até dano molecular permanente de alguns componentes. Como exemplo, uma bateria típica de chumbo-ácido industrial, projetada para ciclos de carga e descarga, não suportam mais do que algumas centenas de ciclos, no entanto, o tempo de vida é consideravelmente prolongado se for submetido a não mais de metade de capacidade de descarga.(CIGRE, 2015)

2.4.2 APLICAÇÕES DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA

O aumento de redes de distribuição com descentralização de geração direciona a uma nova era no fornecimento de energia elétrica. DER, sistemas fotovoltaicos, uso de baterias, podem agregar valor aos seus usuários possibilitando uma combinação de funcionalidades com fornecimento de energia ininterrupta proporcionando também um resultado econômico positivo para o operador do sistema. No futuro, com uso de sistemas multifuncionais controlando potência ativa e reativa, supõe-se um crescimento ainda maior destes sistemas.

De acordo com o perfil de cada consumidor poderá haver uma gestão de armazenamento por exemplo possibilitando um aumento de consumo de energia local em decorrência do armazenamento ou ainda permitindo fornecimento ininterrupto em casos de contingência.

2.5 PROTEÇÃO DE MICRORREDES

Normalmente, dois modos principais de operação são considerados, o modo conectado à rede e modo ilhado. Durante o modo conectado à rede, uma unidade GD envia as diretrizes do controlador para a microrrede por meio de um supervisor de modo a alcançar valores específicos de energia ativa e reativa. Uma unidade de GD também pode fornecer regulação de tensão bem como compensação de potência reativa dinâmica para a rede em modo conectado.

Os sistemas de proteção devem ser projetados para atender requisitos de confiabilidade e disponibilidade. A estratégia de proteção, em particular a seletividade, é um fator chave para atingir o nível de disponibilidade necessário para uma determinada microrrede, mas esses requisitos técnicos devem considerar também o custo correspondente do equipamento de proteção.

As microrredes operando de modo conectadas a rede convencional de energia podem ter fluxo de energia bidirecional no ponto de acoplamento, o que significa que a microrrede pode exportar ou importar potência ativa da rede elétrica.

Os sistemas de proteção de microrrede são afetados pelos níveis de corrente de curto-circuito. Devido aos diferentes modos de operação (conectado à rede e ilhados) e à disponibilidade e controle de geração distribuída, o nível de corrente de curto-circuito e as características podem variar muito em qualquer ponto da microrrede. Se os geradores síncronos estiverem operando continuamente, por exemplo em usinas hidrelétricas ou de biogás, a corrente de curto-circuito deve ser grande o suficiente para tornar a proteção convencional eficaz. No caso de microrredes ilhadas, a corrente de curto-circuito costuma ser baixa. Nestes casos, os geradores podem ser capazes de fornecer corrente suficiente para sensibilizar um dispositivo de proteção de sobrecorrente com ajustes menores, mas não aqueles com uma configuração para valores maiores. O ajuste da proteção da microrrede precisa

considerar a corrente de curto-circuito da fonte de geração dentro da microrrede e o impacto dos diferentes modos operacionais.(IEC-3, 2020).

Relés de proteção multifuncionais podem ser usados para implementar sistemas de proteção complexos. Esses dispositivos podem fornecer várias funções de proteções, lógicas internas personalizadas e diferentes grupos de configuração, que normalmente podem ser alterados remotamente através uma comunicação com o relé. Como partes essenciais do sistema de proteção há também sensores de medição (transformadores de corrente, transformadores de tensão, sensores de temperatura, etc.) e sistema de fonte de alimentação confiável. (IEC-3, 2020)

Em níveis de baixa tensão, funções de proteção mais simples são frequentemente incorporadas em disjuntores de baixa tensão. No entanto, os sistemas de proteção também devem atender a requisitos mínimos de proteção. (IEC-3, 2020).

Ao ocorrer uma falha dentro de uma microrrede, o equipamento com falha deve ser isolado com correta seletividade para garantir a continuidade do sistema remanescente e possibilitando reparo do equipamento.

Para um alimentador de alimentação única, o sistema de proteção deve desarmar apenas o disjuntor localizado apenas a montante da localização da falha. No caso de um alimentador de alimentação dupla, o sistema de proteção deve desarmar os dois disjuntores em ambas as extremidades do alimentador com falha. Em geral, todos os disjuntores de todas as entradas da falha devem ser disparados para isolar a falha.

Com relação ao tempo de operação da proteção, o tempo máximo de atuação do sistema de proteção deve ser determinado de acordo com o tempo máximo de eliminação de curto-circuito de forma a garantir a estabilidade da microrrede, a capacidade do equipamento de suportar a corrente de falha e seletividade.(IEC-2, 2018).

Os sistemas de proteção para microrredes podem ser baseados em duas abordagens básicas.

- a) Proteção descentralizada autônoma com base em medições locais (por exemplo, corrente, tensão) com seletividade;
- b) Proteção centralizada baseada em dispositivos de medição associados a disjuntores específicos na microrrede. Esses dispositivos de medição enviam dados de correntes ou tensões, informações binárias, como a posição da chave ou direção do fluxo de corrente para o equipamento

centralizado em tempo real remotamente por meio de um sistema de comunicação.

Com base em todos esses dados, a proteção centralizada pode localizar a falha e desarmar o (s) disjuntor (es) relevante (s) para garantir eliminação seletiva de falhas.

Identifica-se a necessidade de estudos específicos de proteção para instalações com microrredes devido às suas características particulares. Questões como comportamento de correntes elétricas e verificação de dispositivos de proteção precisam ser levantadas para que sejam realizados estudos que permitam estabelecer padrões para conexão de microrredes e definam diretrizes para uma operação segura e satisfatória.

2.6 CONSIDERAÇÕES FINAIS DESTES CAPÍTULO

Neste capítulo discorreu-se a respeito do funcionamento das microrredes desde a sua geração até dispositivos de armazenamento de energia e funcionamento da proteção.

Como fontes de geração citou-se sistemas fotovoltaicos, geradores eólicos, microturbinas e meios de armazenamento de energia como baterias. E finalizou-se comentando a respeito de meios de proteção para microrredes.

3 REVISÃO DA LITERATURA E TECNOLÓGICA

Um ponto relevante a ser considerado neste trabalho são os esquemas de proteção das microrredes, pois somente se eles estiverem bem ajustados proporcionarão a operação segura da microrrede no modo conectado ou ilhado. Além de verificar quais grandezas elétricas precisam ser monitoradas e controladas de maneira a atender as exigências mínimas para uma operação adequada seja no modo conectado, ilhado ou ainda executando uma correta transição de um modo para o outro.

3.1 ESTRATÉGIA DE SELEÇÃO DE PORTFÓLIO BIBLIOGRÁFICO

Inicialmente realizou-se o levantamento do estado da arte relativo ao tema estudado que é a conexão de microrredes. Foi feita uma coleta de artigos científicos através do Portal de Periódicos da Capes, disponibilizado pelo Ministério da Educação.

Para selecionar os artigos científicos foi adotado o critério de buscas através de dois eixos de pesquisa sendo o eixo um microrredes e eixo dois proteção. Para realizar a pesquisa utilizou-se as palavras chaves microrredes, proteção, DER e conexão. A combinação das palavras chaves resultou em quatro buscas, conforme demonstrado na TABELA 1.

TABELA 1 – Palavras chaves das pesquisas dos periódicos

Índice	Eixo de pesquisa
I	Microrredes x Proteção
II	Microrredes x Conexão
III	DER x Proteção
IV	DER x Conexão

FONTE: A autora (2019)

Após definidas as palavras chaves foi escolhido um artigo para cada eixo de pesquisa e efetuado a validação das palavras-chave por meio de uma pesquisa na plataforma sucupira, em periódicos Qualis e estes foram classificados na área de

avaliação engenharias IV com classificação A1 nas editoras que foram publicados sendo todas revistas de grande relevância na área de engenharia elétrica. Os artigos selecionados neste processo estão sendo apresentados na TABELA 2.

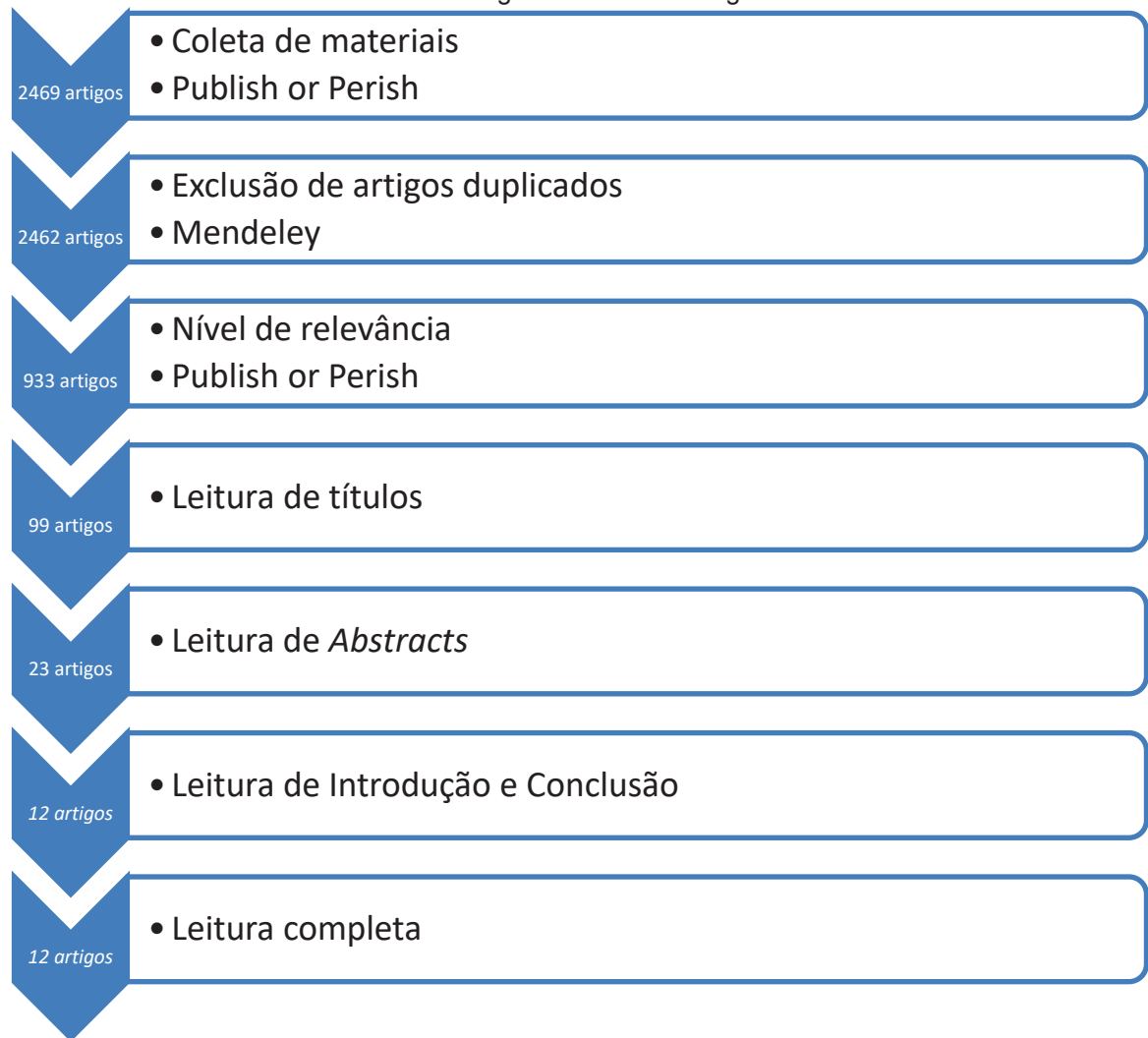
TABELA 2 – Validação das palavras chaves

Índice	Artigo selecionado	Periódico publicado
I	Microgrid Protection Using Communication-Assisted Palavras-chave: <i>Digital relay, distribution communication, distribution systems, high impedance fault, microgrid, protection</i>	IEEE Transactions on Power Delivery
II	The Control Method of Grid-Tied Photovoltaic Generation Palavras-chave: <i>Microgrids, Inverters, Mathematical model, Voltage control, Standards, Power quality, Control systems</i>	IEEE Transactions on Smart Grid
III	Trends in Microgrid Control Palavras-chave: <i>Control, droop control, hierarchical control, microgrid, smart grid</i>	IEEE Transactions on Smart Grid
IV	Power-Sharing Method of Multiple Distributed Generators Considering Control Modes and Configurations of a Microgrid Palavras-chave: <i>Active power control, distributed generator, droop characteristics, feeder flow control, microgrid</i>	IEEE Transactions on Power Delivery

FONTE: A autora (2019)

Uma vez realizada a validação das palavras chaves, deu-se início a busca dos artigos científicos que totalizaram 2469 artigos. Por isso foi necessária uma estratégia de coleta a análise do material encontrado. Foi definida uma sequência de passos a serem seguidos ilustrados na FIGURA 3.

FIGURA 3 – Estratégia de coleta de artigos científicos



FONTE: A autora (2019)

Inicialmente realizou-se uma primeira filtragem excluindo artigos duplicados resultando em 2462 artigos. O segundo passo foi avaliar o grau de relevância dos artigos verificando o alinhamento das palavras-chave ao tema de pesquisa resultando em 933 artigos. O terceiro passo foi a realização da leitura dos títulos totalizando 99 artigos. No quarto passo realizou-se a leitura dos resumos resultando em 23 artigos. Posteriormente, realizou-se a leitura de introdução e conclusão resultando em 12 artigos. E a análise final deu-se por meio da leitura completa dos artigos restantes considerados relevantes para a presente pesquisa, conforme apresentado na TABELA 3.

TABELA 3– Artigos selecionados

Índice	Título do artigo selecionado	Periódico
1	Microgrids protection	Proceedings of the IEEE
2	A critical review of AC Microgrid protection issues and available solutions	Electric Power Systems Research
3	Intelligent Connection Agent for Three-Phase Grid-Connected Microgrids	IEEE Transactions on Power Electronics
4	Progress and problems in micro-grid protection schemes	Renewable and Sustainable Energy Reviews
5	Differential Frequency Protection Scheme Based on Off-Nominal Frequency Injections for Inverter-Based Islanded Microgrids	IEEE Transactions on Smart Grid
6	Microgrid Protection Using Communication-Assisted Digital Relays	IEEE Transactions on Power Delivery
7	Islanding Detection and Enhancement of Microgrid Performance	IEEE Systems Journal
8	The Influence of Inverter-Based DGs and Their Controllers on Distribution Network Protection	IEEE Transactions on Industry Applications
9	Variable Tripping Time Differential Protection for Microgrids Considering DG Stability	IEEE Transactions on Smart Grid
10	Effect of load type on standalone micro grid fault performance	Applied Energy
11	Microgrid networking for the monitoring, control and protection of modern power systems	The Electricity Journal
12	Impacts of Microgrid on Protection of Distribution Networks and Protection Strategy of Microgrid	The International Conference on Advanced Power System Automation and Protection (2011)

FONTE: A autora (2019)

Após a seleção do portfólio de estudo, optou-se por avaliar a qualidade das referências utilizadas. Para isso foi utilizada a ferramenta *Publish or Perish*, onde realizou-se buscas utilizando a base de dados do Google Scholar. Alguns indicadores bibliométricos foram coletados de acordo com a TABELA 4.

TABELA 4 – Índices bibliométricos do portfólio selecionado

Índices bibliométricos	Valores
Ano das publicações	2011 a 2018
Total de citações	783
Citações por ano	88
Citações por autor	224

FONTE: A autora (2019)

Analisou-se os indicadores bibliométricos dos 12 artigos científicos que formam a base para a pesquisa, sendo eles o ano das publicações, total de citações, citações por ano e citações por autor.

3.2 ANÁLISE DA LITERATURA

Nesta seção será apresentada uma análise dos artigos selecionados verificando principalmente os desafios citados na operação de microrredes em modo conectado e modo ilhado bem como questões relacionadas à sua conexão e desconexão.

Com base na leitura dos artigos selecionados foi possível organizar tópicos estratificando ideias principais em cada artigo conforme indicado na TABELA 5.

TABELA 5 – Tópicos destacados do portfólio selecionado

Índice	Título do artigo selecionado	Bidirecionalidade	Proteção Adaptativa	Sincronismo	Níveis de corrente elétrica
1	Microgrids protection				
2	A critical review of AC Microgrid protection issues and available solutions				
3	Intelligent Connection Agent for Three-Phase Grid-Connected Microgrids				
4	Progress and problems in micro-grid protection schemes				
5	Differential Frequency Protection Scheme Based on Off-Nominal Frequency Injections for Inverter-Based Islanded Microgrids				
6	Microgrid Protection Using Communication-Assisted Digital Relays				
7	Islanding Detection and Enhancement of Microgrid Performance				
8	The Influence of Inverter-Based DGs and Their Controllers on Distribution Network Protection				
9	Variable Tripping Time Differential Protection for Microgrids Considering DG Stability				
10	Effect of load type on standalone micro grid fault performance				
11	Microgrid networking for the monitoring, control and protection of modern power systems				
12	Impacts of Microgrid on Protection of Distribution Networks and Protection Strategy of Microgrid				

FONTE: A autora (2021)

Após realizada a leitura do portfólio selecionado, foi possível verificar que autores diferentes concordam em diversos quesitos, destacando-se características como bidirecionalidade do fluxo de potência, proteção adaptativa, sincronismo e diferentes níveis de corrente elétrica. Tais características serão discutidas na

sequência.

3.2.1 BIDIRECIONALIDADE DO FLUXO DE POTÊNCIA

Uma característica mencionada em vários artigos é a questão da bidirecionalidade do fluxo de potência considerando que a microrrede pode estar ora recebendo energia da rede convencional, ora fornecendo excedente de energia da geração própria para a rede convencional.

A bidirecionalidade do fluxo de potência é um fator importante a ser considerado, tendo em vista que esta é uma particularidade que pode ocorrer com bastante frequência em sistemas que contém microrredes. Dependendo da localização da GD, pode haver erros na atuação de proteção em decorrência da presença de tensão residual. Quando ocorre a conexão da microrrede na rede convencional, questões como bidirecionalidade, seletividade, sensibilidade, confiabilidade e religamento automático precisam ser avaliados. Após ocorrer a conexão da microrrede na rede de energia convencional, o fluxo unidirecional tradicional da rede de distribuição passa a ser bidirecional e a proteção precisa ser revista para atender as novas características apresentadas.(ZHENG; XIA, 2011)

A presença de GD na microrrede pode causar mau funcionamento da proteção da rede principal mesmo ocorrendo em ramificações adjacentes. Zheng e Xia (2011) afirmam que ao ocorrer um curto-circuito em uma linha adjacente ao local onde está posicionado a GD, irá circular uma corrente de falha oposta ao ponto de curto-circuito. Se essa corrente de falha reversa for grande o suficiente e não tiver instalado um elemento direcional pode ocasionar falha na atuação da proteção e perda de seletividade. A presença de GD irá influenciar também na questão do religamento automático por parte da concessionária de energia. É necessário garantir que a fonte de geração seja desconectada da rede de distribuição da concessionária antes do religamento, caso contrário, ao religar pode realimentar a falta, tornando o religamento malsucedido.

A bidirecionalidade do fluxo de energia das microrredes pode ser influenciada também devido às várias conexões da GD podendo ter múltiplas fontes em diferentes locais. Consequentemente, os dispositivos de proteção convencionais tornam-se ineficazes para a proteção das microrredes. Um desafio importante para a proteção de microrredes é descobrir uma estratégia que seja eficaz para o modo de operação

conectado e ilhado. O esquema de proteção deve ter a capacidade de proteger a microrrede contra todos os tipos de falhas e fornecer uma operação segura e garantida, tanto no modo conectado à rede como no modo ilhado.(MIRSAEIDI, 2014).

A grande maioria dos sistemas de distribuição são operadas no modo radial pois estão radialmente conectados. Outros podem estar conectados em modo anel fechando circuitos de alimentadores, porém os anéis são mantidos normalmente abertos sendo fechados apenas quando a abertura ocorre em decorrência de falhas. Portanto, a estrutura radial é mantida. Consequentemente, nesses sistemas a proteção é projetada para operação radial. No entanto, à medida que a penetração de recursos distribuídos aumenta, esses sistemas terão que se readequar à nova configuração. Os novos sistemas de proteção terão que ser adaptáveis, pois à medida que o sistema alterna entre o modo conectado à rede e ilhado, os níveis de falha serão alterados (SORTOMME; VENKATA; MITRA, 2009).

Devido a dificuldade de se detectar faltas de alta impedância vários métodos de proteção foram estudados, dentre eles a substituição de relés de sobrecorrente por relés direcionais mas isso acarreta em altos custos. Porém verificou-se que relés direcionais também não detectam faltas de alta impedância. Foi proposto então um esquema de proteção capaz de detectar estas faltas, ele é mais caro que métodos convencionais mas proporcional maior confiabilidade. (SORTOMME; VENKATA; MITRA, 2009)

3.2.2 PROTEÇÃO ADAPTATIVA

As configurações das microrredes são dinâmicas podendo mudar devido a várias ações de controle como alteração de carga nos horários de pico ou o aumento da geração local para exportação para a rede convencional, ou ainda alguma operação otimizada dentro da microrrede. Portanto, o sistema de proteção adaptativa é uma proposta para que alterações nas configurações dos relés de proteção ocorram automaticamente a medida que hajam alterações nas microrredes. É muito importante procurar meios e métodos alternativos para detecção e isolamento de falhas que venham a funcionar de modo satisfatório tanto no modo de operação conectado à rede como no modo de ilhado o que significa que os novos esquemas de proteção devem ser adaptáveis. (MEMON; KAUHANIEMI, 2015)

Além dos níveis de falha, os novos esquemas de proteção devem considerar também as chances das correntes de falha serem bidirecionais em alguns alimentadores e devem ser usados meios de comunicação para garantir uma operação rápida e confiável. A maioria dos esquemas de proteção adaptativa propostos que são capazes de funcionar no modo conectado à rede e no modo ilhado requerem meios de comunicação. Portanto, será necessária a melhoria da confiabilidade do sistema de comunicação por meio de redundância ou outros meios bem como fornecimento de métodos alternativos para lidar com falhas de comunicação. (MEMON; KAUHANIEMI, 2015).

A maioria dos métodos de proteção adaptativos propostos são completamente dependentes da troca ou transferência de parâmetros do sistema medidos (tensão, corrente, ângulo de fase, etc.) e direção e sinais de intertravamento entre diferentes agentes de proteção através de um meio de comunicação. Portanto, para um esquema de proteção adaptativo eficaz, a confiabilidade do link de comunicação é crítica devido à questões como segurança cibernética e falhas de comunicação. Considerando esse fatores, os futuros esquemas de proteção para Microrredes, em geral, são mais propensos a serem híbridos por natureza, compostos de uma combinação de esquemas de proteção eficazes tradicionais (direcional, distância etc.) e novos esquemas de proteção baseados em comunicação adaptativa usando abordagens de reconhecimento de padrões, sincrofasores, limitadores de corrente de falta e armazenamento de energia. A escolha dependerá da estrutura da microrrede, da necessidade de confiabilidade e controle dos DERs. Além disso, a proteção redundante e os sistemas de comunicação serão necessários para a microrrede, proporcionando um nível mais alto de confiabilidade. (MEMON; KAUHANIEMI, 2015)

A proteção adaptativa pode resolver problemas decorrentes de ambos os modos de operação. Desta forma, o reajuste automático das configurações dos relés é acionado quando a microrrede muda do modo conectado à rede para o modo ilhado ou vice-versa. As principais questões relacionadas à implementação das estratégias de proteção adaptativa mencionadas são a necessidade de atualizar os dispositivos de proteção que atualmente são empregados nas redes de energia. É importante que todas as configurações possíveis de microrrede sejam previamente conhecidas. Deve-se observar altos custos para o estabelecimento de uma infraestrutura de comunicação. (MIRSAEIDI, 2014).

A proteção adaptativa pode alterar o desempenho ou a configuração em

tempo real de acordo com as mudanças do sistema elétrico de potência ou alterações de status de falha. Pode ser entendido como um controle de feedback do sistema tendo como ideia básica a proteção do sistema de energia o qual se adapta às mudanças buscando um melhor desempenho da proteção.

3.2.3 SINCRONISMO

As microrredes podem suprir a energia necessária quando ocorre um desligamento na rede de energia convencional. Ao ser restabelecida a fonte de energia da concessionária, para que seja conectada novamente à microrrede, será necessário avaliar questões de sincronismo entre a rede de energia convencional e a microrrede.

Um dos itens mais importantes a serem resolvidos antes realizar a conexão de qualquer fonte em uma microrrede é executar uma sincronização precisa com a tensão da rede para evitar sobrecorrentes, por isso é essencial possuir um sistema dedicado a obter o ângulo de fase da tensão da rede. Em microrredes, a sincronização de uma rede geralmente é realizada pela detecção da diferença do ângulo de fase entre a rede principal e a microrrede. Inicialmente pode ser detectada a tensão de microrrede e da rede principal. Quando a rede convencional é restaurada, seu ângulo de fase é detectado, enquanto isso, a microrrede continua operando como uma ilha. Depois de sincronizar com o ângulo da fase da rede convencional, a tensão da microrrede terá seu valor de ângulo de fase ajustado. A diferença entre as duas tensões pode ser minimizada por meio de um controlador proporcional integral.(ROCABERT, 2011).

Rocabert (2011) descreve como um agente de conexão inteligente gerencia a desconexão e reconexão de uma microrrede quando a rede principal está em falha. O sistema tem a vantagem de não exigir sistemas de comunicação e também de possuir um algoritmo flexível que não se limita a configuração da microrrede proposta. Foi demonstrado que o controlador proposto segue a tensão da rede em amplitude, frequência e fase no modo conectado, enquanto no modo ilhado permite fornecer uma tensão adequada para as cargas evitando sobrecorrentes.

O tempo de resposta do dispositivo de isolamento da microrrede localizado no ponto de acoplamento entre a rede convencional e a microrrede é essencial para que opere de forma devida restabelecendo a conexão após a extinção da falha, bem como

após devida sincronização das tensões das redes. A disponibilidade de equipamentos de ressincronização da microrrede também deve ser considerada para que a microrrede possa ser reconectada com a rede elétrica assim que a concessionária estiver pronta para conectar todas as cargas desconectadas anteriormente devido ao ilhamento. O processo de ressincronização e reconexão pode ser manual ou automático e pode levar de alguns segundos a vários minutos, dependendo das características do sistema. (MEMON; KAUHANIEMI, 2015).

Alguns esquemas de sincronização de microrredes podem ser citados: sincronização de transferência ativa, passiva e de transição aberta. Os esquemas de sincronização ativa e passiva mantêm alta confiabilidade em comparação com o esquema de transferência de transição aberta, mas os esquemas de sincronização ativa são mais complexos e de alto custo. O esquema de sincronização passiva foi sugerido usando relé de verificação de sincronização tradicional e bancos de capacitores comutados para microrrede com DERs acoplados diretamente e baseados em conversor. No entanto, o uso de bancos de capacitores comutados para balanceamento de tensão após ilhamento da microrrede pode resultar em sincronização lenta. O esquema de ressincronização automática incorporado através do controlador central de microrrede usando a rede de comunicação é sugerido. (MEMON; KAUHANIEMI, 2015).

3.2.4 NÍVEIS DE CORRENTE DE ELÉTRICA

Quando uma microrrede opera no modo ilhado, a natureza dos problemas torna-se completamente diferente daquela do modo conectado à rede. No modo conectado à rede, as correntes de falta possuem magnitudes superiores sendo de 10 a 50 vezes o valor da corrente nominal. Ao contrário, para uma microrrede isolada, dependendo das características deste microrrede, a corrente de falha é cerca de cinco vezes a corrente de carga nominal, dependendo da topologia e do tipo de recursos disponíveis na microrrede. (MEMON; KAUHANIEMI, 2015).

A transição do modo de operação conectado à rede para o ilhado resulta em uma redução acentuada no nível de falha da microrrede. Consequentemente, a sensibilidade e a operação dos relés de sobrecorrente no sistema também serão afetados. Nos casos em que os relés são configurados para correntes de falta mais altas em uma operação conectada à rede, os mesmos relés operariam muito

lentamente para a operação ilhada ou ainda podem não operar devido a correntes de falhas mais baixas. Por isso, algumas estratégias alternativas devem ser desenvolvidas para proteger as microrredes em ambos modos de operação pois os dispositivos de proteção convencionais não serão mais adequados. Quando houver dispositivos de armazenamento de energia, eles podem ser usados para fornecer um nível de curto-circuito suplementar para a rede porém isso envolve investimentos significativos e essa estratégia depende de tecnologia de detecção de ilhamento e dispositivos de detecção de armazenamento. Outro método utilizado são os limitadores de corrente de falta que reduzem a contribuição de muitas unidades de geração distribuída. São capazes também de adequar e alterar níveis de correntes de curto-circuito para exceder um limite pré-determinado. O desafio na aplicação destes limitadores é a determinação da sua impedância diante da influência de várias GDs. (MIRSAEIDI, 2014).

Normalmente há dificuldades em diferenciar perturbações de falha de condições de sobrecarga. Devido aos fenômenos de baixa corrente de falta das microrredes ilhadas, o sistema de aterramento mais adequado é o sistema de aterramento TN. A alta impedância de outros sistemas de aterramento faz o distúrbio de falha na microrrede ilhada quase similar às suas condições normais de operação. Consequentemente, os dispositivos de proteção das microrredes não seriam mais capazes de isolar partes defeituosas.

Em geral, as cargas elétricas são classificadas em duas categorias. A primeira é a carga estática que não contém peças rotativas. A segunda categoria é a carga dinâmica (rotativa) que contém peças rotativas como motores de indução. Cargas dinâmicas atuam como geradores durante o instante de falha e injetam uma considerável corrente de falha, sendo que as maiores correntes de falta estão associadas às cargas rotativas. As altas correntes de falha injetadas pelas cargas rotativas aumentam o valor da corrente de falha associada a esse caso. A tensão de toque induzida por cargas rotativas é aproximadamente igual a três vezes a tensão de toque induzida por cargas estáticas. Por isso as avaliações dos dispositivos de proteção usados são altamente influenciados pelos tipos de carga da microrrede. (KAMEL; NAGASAKA, 2015).

A configuração de tempo dos dispositivos de proteção depende totalmente dos tipos de cargas da microrrede, e o desempenho da proteção da microrrede ilhada

dependerá do seu tipo de carga bem como de seu sistema de geração. (KAMEL; NAGASAKA, 2015).

Devido a presença de DERs nas microrredes, as características unidirecionais não se mantêm, e consequentemente aumentam-se as correntes de falta afetando a operação dos dispositivos de proteção. A inclusão de unidades DER com interfaces de eletrônicas de potência, como conversores, pode limitar a corrente de falha e dessensibilizar os dispositivos de proteção, especialmente no modo ilhado. (ALABDULWAHAB; SHAHIDEHPOUR, 2016).

A proteção de microrrede considera tecnologias DER balanceadas e configurações de relé adaptáveis para abordar o problema de baixa corrente de falha, esquema de proteção assistido por comunicação para rápida detecção de falha na presença de DERs e estruturas de microrrede em anel que facilitam a estratégia de proteção hierárquica e melhoraram o desempenho de confiabilidade da microrrede. A estratégia de proteção apresentado por Alabdulwahab e Shahidehpour (2016) oferece uma operação eficaz nos modos conectados à rede e ilhados. As estratégias de controle aplicadas às microrredes CC são menos complexas do que em CA. Discutiu-se um modelo híbrido CA/CC para microrredes.

3.3 REVISÃO TECNOLÓGICA

Com o intuito de fundamentar o tema de pesquisa, além de verificar portfólios bibliográficos existentes, torna-se imprescindível levantar as normas relacionadas aos assuntos estudados. Para isso verificou-se as normas das concessionárias de energia no Brasil que possuem maiores índices de inserção de geração distribuída em seus sistemas, também foi verificado normas internacionais de relevância bem como a norma de acesso de geração distribuída da Companhia de energia elétrica do Paraná (COPEL), apesar da sua pequena representatividade neste meio. Buscou-se destacar nas normas os aspectos relacionados à proteção e conexão dos sistemas.

O termo acessante será bastante utilizado nestas normas e significa o consumidor que tem autorização para geração de energia.

3.3.1 PRODIST MODULO 3 – ACESSO AO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO

A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) estabelece procedimentos de distribuição de energia elétrica para o sistema elétrico nacional através do PRODIST no qual o modulo 3 refere-se ao acesso ao sistema de distribuição e é usado como referência pelas concessionárias de energia no Brasil. (ANEEL, 2017)

O PRODIST exige vários sistemas de proteção e controle para conexão de centrais geradoras. Pode-se citar elementos de desconexão, elementos de interrupção, proteção de sub e sobretensão, proteção contra desequilíbrio de tensão e corrente, direcional, entre outros.

O sistema de proteção das instalações do acessante deve ser compatível com os requisitos de proteção da concessionária. Ele deve estar dimensionado para as correntes de curto-circuito nos pontos de conexões e previstas para o horizonte de planejamento, extinguindo os defeitos dentro do período de tempo estabelecido pela distribuidora. Devem ser observados os seguintes critérios técnicos: As proteções das instalações do acessante, linhas, barramentos, transformadores e equipamentos de compensação reativa, devem ser concebidos de maneira a não depender de proteção de retaguarda remota no sistema de distribuição da concessionária; As proteções do acessante e da acessada devem atender aos requisitos de sensibilidade, seletividade, rapidez e confiabilidade operativa de tal forma a não deteriorar o desempenho do sistema elétrico durante as condições de regime permanente e de distúrbios no mesmo; O acessante deve atender aos padrões e instruções da acessada relativamente à capacidade de interrupção de disjuntores e religadores, lógica de religamentos, esquemas de teleproteção, alimentação de circuitos de comando e controle, medição e registro de grandezas e oscilografia.

A conexão deve ser realizada em corrente alternada. O acessante que conecta suas instalações ao sistema de distribuição não pode reduzir a flexibilidade de recomposição do mesmo, seja em função de limitações dos equipamentos ou por tempo de recomposição. O acessante deve ser o único responsável pela sincronização adequada de suas instalações com o sistema de distribuição da concessionária e deve ajustar suas proteções de maneira a desfazer o paralelismo caso ocorra desligamento, antes da subsequente tentativa de religamento.

3.3.2 NORMA TÉCNICA COPEL NTC 905200

Esta norma pertence a concessionária de energia COPEL e tem como objetivo definir as condições para a conexão de microgeração e minigeração ao seu sistema de distribuição estabelecendo padrões que visam à uniformização e à adoção de procedimentos, observando as exigências técnicas e de segurança recomendadas, em conformidade com as prescrições vigentes nos Procedimentos de Distribuição (PRODIST) e nas Resoluções Normativas da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL).(COPEL, 2018).

A COPEL exige que o sistema de proteção possua relé de proteção bem como um elemento de desconexão visível e acessível pela distribuidora. Para potências de geração a partir de 500 kW será exigida a instalação de um religador na derivação. Este elemento deverá ser automatizado e dotado de meio de comunicação adequado para que, em caso de necessidade, possa ser operado remotamente pela COPEL.

Como requisito de conexão o acessante deve estar ciente de que em situações específicas, o sistema de proteção de suas instalações deverá atuar retirando de operação a geração própria, tais como abertura manual do circuito alimentador na subestação da concessionária, abertura do circuito alimentador na subestação da concessionária por defeitos monofásicos, bifásicos e trifásicos, falta de fases nas instalações do acessante ou na rede elétrica da concessionária, religamentos automáticos provenientes de equipamentos com dispositivos de recomposição automática do sistema elétrico da COPEL.

Ainda se exige que as instalações do acessante disponham de equipamentos adequados para a supervisão das condições de sincronismo de forma a possibilitar o paralelismo entre a geração distribuída e a COPEL.

A COPEL prevê uma proteção anti-ilhamento que deve desconectar o gerador da rede, sem qualquer retardo intencional, em caso de falta de tensão oriunda da rede de distribuição. O gerador não poderá injetar energia na rede se esta não estiver com sua tensão adequada em todas as fases. O sistema de proteção da rede de distribuição foi concebido para um sistema radial, ou seja, com apenas uma fonte de contribuição de curto-circuito, com base na premissa de que os equipamentos de proteção, religadores e fusíveis são dimensionados e ajustados para atender aos requisitos de suportabilidade, sensibilidade, seletividade, rapidez e confiabilidade operativa, de forma a não deteriorar o desempenho do sistema durante condições de

regime e de distúrbios no mesmo. Ou seja, em caso de curto-circuito, a região afetada deverá ser a menor possível.

3.3.3 NORMA TÉCNICA CEEE NTD-00.081

A Companhia estadual de energia elétrica (CEEE) localizada no estado do Rio Grande do Sul, estabelece através desta norma, diretrizes para conexão e acesso de micro e minigeração distribuída, que operem com paralelismo permanente de geradores do consumidor, com energias renováveis ou cogeração qualificada, conectados ao sistema de distribuição da companhia, visando aspectos de proteção, operação e segurança.(CEEE, 2013).

Em casos de perda de tensão da rede da concessionária, a geração distribuída deve ser capaz de identificar condições de ilhamento e interromper seu fornecimento de potência para a rede. A reconexão deve acontecer somente quando as condições normais de tensão da rede forem restabelecidas. Em casos curtos-circuitos, o modulo de geração distribuída, deve possuir dispositivo de proteção contra sobrecorrentes para proporcionar proteção à rede da concessionária contra eventuais defeitos no módulo de geração.

3.3.4 NORMA TÉCNICA EDP PT.DT.PDN.03.14.012

Esta norma pertence as empresas de distribuição do grupo EDP do Brasil e estabelece regras de conexão de microgeradores ao sistema de distribuição em baixa tensão.(EDP, 2018).

Quanto a conexão ao sistema de distribuição, deve ser feita sempre em corrente alternada onde o acessante se responsabiliza pela sincronização adequada das suas instalações com o sistema acessado e ajusta suas proteções de maneira a fazer o paralelismo em caso de desligamento na rede, antes da subsequente tentativa de religamento.

Em casos de perda de tensão da rede, para prevenir o ilhamento, um sistema de geração distribuída conectado à rede deve cessar o fornecimento de energia à rede, independentemente das cargas ligadas ou outros geradores, em um tempo limite especificado. É importante que a rede elétrica não seja energizada por vários fatores, por exemplo, a atuação de proteções contra faltas e a desconexão devido à

manutenção. Após uma desconexão devido a uma condição anormal da rede, o sistema de geração distribuída não pode reconectar à rede elétrica antes de um tempo pré-determinado para a retomada das condições normais de tensão e frequência da rede.

3.3.5 NORMA TÉCNICA ELEKTRO ND.64

Esta norma pertence a empresa de distribuição Elektro redes S.A. e estabelece os requisitos técnicos mínimos necessários para a conexão de microgeração distribuída em paralelo com o sistema de distribuição de energia elétrica em baixa tensão da concessionária.(ELEKTRO, 2017).

Em casos de condições anormais de operação na rede elétrica será necessária uma resposta do sistema de geração distribuída conectado a essa rede de modo a garantir a segurança das equipes de manutenção da rede e das pessoas em geral, bem como para evitar danos aos equipamentos conectados à rede, incluindo o sistema de geração distribuída.

Como meio de prevenção de ilhamento, um sistema de geração distribuída conectado à rede deve cessar o fornecimento de energia à rede ou desconectar-se em, independentemente das cargas ligadas ou outros geradores distribuídos. Após uma desconexão devido a uma condição anormal da rede, o sistema de geração distribuída não pode retomar o fornecimento de energia à rede elétrica, por um período mínimo de tempo pré-estabelecido.

3.3.6 NORMA TÉCNICA CPFL 15303

Esta norma pertence a empresa de distribuição CPFL Energia e estabelece os requisitos técnicos mínimos a serem implementados nas instalações elétricas de consumidores conectados às redes de média e baixa tensão da concessionária e que desejam a elas ligar, de forma permanente, seus próprios sistemas de geração de eletricidade.(CPFL, 2019).

Com relação às características de proteção e manobra aplicáveis ao ponto de conexão da unidade consumidora com geração distribuída, deve-se levar em consideração alguns fatores como ser capaz de interromper o fluxo de corrente da geração à rede da CPFL diante da ocorrência de qualquer distúrbio que dispare as

funcionalidades de proteção nos acessos à rede de baixa tensão de distribuição. Em instalações com potência instalada de geração superior a 300 kW exige-se que o acessante instale um religador automático de distribuição com recursos de supervisão remota no qual poderá ter as funções de proteção habilitadas ou não, a critério da CPFL, e instalado no ponto de conexão do circuito alimentador onde se estabelece o paralelismo do acessante. Não é permitido o religamento automático de qualquer interruptor do acessante que esteja no circuito que promova o paralelismo e que não possua supervisão de sincronismo, devendo aguardar o reestabelecimento da rede para que se religue manualmente a geração.

3.3.7 NORMA TÉCNICA CEMIG ND 5.31

Esta norma pertence a concessionária de energia Companhia Energética de Minas Gerais (CEMIG) e estabelece os requisitos para conexão de acessantes produtores de energia elétrica ao Sistema de Distribuição da CEMIG. (CEMIG DISTRIBUIÇÃO, 2018).

As funções de proteções mínimas exigidas para os acessantes efetuarem a conexão com a concessionária são a utilização de relés de distância de fase, prover meios para verificação de sincronismo, instalação de relés de subtensão, relés direcionais de potência, relés de sequência de fase, relés direcionais, entre outros. As recomendações exigidas pela concessionária compreendem o religamento na instalação da concessionária que deve ser realizado com supervisão de sincronismo, somente após a recomposição da rede elétrica da CEMIG, a obrigação do acessante de prever um esquema de proteção que desconecte o seu sistema de geração no caso de perda do sistema CEMIG, de modo a permitir o religamento automático deste último.

Nos casos de operação isolada, deverá possuir a função do regulador de velocidade que irá manter a frequência dentro de valores aceitáveis para a operação das máquinas e adequados para o funcionamento dos equipamentos dos consumidores atendidos de forma isolada. Nesse caso, as oscilações podem ocorrer na frequência e na potência fornecida pelas máquinas. Para produtores independentes em geral se requer a operação apenas de forma interligada. A operação ilhada só é desejável em situações de emergência, evitando interrupções de longa duração no fornecimento de energia. Nos demais casos a operação se daria

de forma interligada, e caso houvesse ilhamento da rede, as máquinas seriam desligadas como pré-condição para o religamento.

3.3.8 NORMA TÉCNICA IEEE 1547 INTERCONEXÃO E INTEROPERABILIDADE DE RECURSOS ENERGÉTICOS DISTRIBUÍDOS COM SISTEMA ELÉTRICO DE POTÊNCIA

Esta norma estabelece diretrizes para especificações técnicas e testes de interligação e interoperabilidade entre sistemas de energia elétrica e recursos energéticos distribuídos (DER). Ela fornecerá informações relevantes para o desempenho, operação, testes, considerações de segurança e manutenção da interconexão incluindo também requisitos gerais, resposta às condições anormais, qualidade de energia, questões de ilhamento, comissionamento e testes periódicos. Os requisitos descritos são necessários para a interconexão de DER a sistemas de distribuição, incluindo máquinas síncronas, máquinas de indução ou inversores de energia atendendo a maioria das instalações.(IEEE STANDARD ASSOCIATION, 2018).

Irão estabelecer limites de tensão, potência ativa, reativa, frequência, tempos limites para atuação de proteção, ajustes de sincronismo, configuração para atuação da proteção em casos de curtos-circuitos, entre outros parâmetros de proteção.

Para casos de ilhamento não intencionais, esta condição deve ser detectada e em seguida aberto este circuito desfazendo o ilhamento. Em uma condição de ilhamento intencional deverá ser operado em conjunto com o operador do sistema elétrico de potência e operador do DER, ou ainda com outros meios de operação como controles automáticos de geração, que acionarão o paralelismo e sincronização com o sistema de distribuição. As razões para formar intencionalmente a condição ilhada são aprimoramento de confiabilidade, exportação de energia, despacho econômico, etc.

A norma cita ainda diferentes exemplos de sistemas de configurações de microrredes ilhadas juntamente com sistemas DER em que podem ser ligadas em diversas combinações, tendo diferentes pontos de acoplamento ou diferentes formas de alimentação destas ilhas.

3.3.9 RESOLUÇÃO NORMATIVA ANEEL Nº482/2012

Esta norma estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, o sistema de compensação de energia elétrica, e dá outras providências.(ANEEL, 2012a)

Ela orienta as distribuidoras a adequarem seus sistemas comerciais e elaborar ou revisar normas técnicas para tratar do acesso de microgeração e minigeração distribuída, utilizando como referência os Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST, as normas técnicas brasileiras e, de forma complementar, as normas internacionais.

3.3.10 RESOLUÇÃO NORMATIVA ANEEL Nº493/2012

Esta norma estabelece os procedimentos e as condições de fornecimento por meio de Microssistema Isolado de Geração e Distribuição de Energia Elétrica (MIGDI) ou Sistema Individual de Geração de Energia Elétrica com Fonte Intermitente (SIGFI).(ANEEL, 2012b)

Determina também que fornecimento por meio de MIGDI ou SIGFI deve ser realizado em corrente alternada, observando-se os níveis de tensão predominantes no município onde estiver localizada a unidade consumidora sendo observadas as disposições do PRODIST. E estabelece orientações de padrão de fornecimento ajustando disponibilidades mensais de energia.

3.3.11 NORMA IEC Nº 62898/2018

Segundo a norma IEC 62898/2018, parte 2, em microrredes isoladas e não isoladas, a principal função do sistema de gerenciamento de energia é equilibrar as cargas e geração e gerenciar capacidades de armazenamento de energia elétrica. No modo conectado à rede, monitoramento, troca de informações e controle podem ser usados para otimizar a operação dos recursos energéticos distribuídos e controlar o fluxo de energia entre a microrrede e a rede elétrica. No modo de ilhado, os recursos energéticos distribuídos devem ser suficientes para suportar a tensão e frequência da microrrede e condições do ângulo de fase. Quando a microrrede é reconectada à rede de distribuição, as condições da microrrede e da rede elétrica no ponto de

acoplamento devem ser monitoradas por um determinado tempo para verificação das condições de sincronização. A microrrede só pode ser reconectada se todas essas condições forem atendidas.

O objetivo da IEC 62898, em especial na parte 3, é fornecer orientações para proteção e controle dinâmico de microrredes. Destina-se a garantir a operação segura da microrrede em caso de falha ou perturbações no sistema. Aplica-se à microrredes CA monofásicas ou trifásicas, isoladas ou conectadas. (IEC-3, 2020)

Segundo esta norma, a estratégia de proteção depende de muitos fatores e da complexidade de cada sistemas de proteção. Por exemplo, proteção de sistemas em redes residenciais de baixa tensão são muito diferentes daqueles usados em redes de transmissão. Vários fatores são importantes ser verificados como microrredes ligadas em baixa tensão, média ou alta tensão. A arquitetura da microrrede também precisa ser avaliada, por exemplo, configuração radial ou em anel. A estrutura elétrica também impacta na complexidade da proteção. Uma microrrede onde todas as fontes estão conectadas no mesmo barramento é mais fácil de proteger do que uma microrrede com gerações distribuídas em vários barramentos.

As funções de proteção de sobrecorrente (50/51) de fase são citadas nessa IEC. Esta proteção pode ser usada para o modo conectado à rede, uma vez que é adequada para detectar altos curtos-circuitos que geralmente são fornecidos pela rede principal. Esta proteção não é aplicável em locais com baixas correntes de curto-circuito próximas do valor nominal, por exemplo, alimentadores localizados entre barramentos conectados a geradores distribuídos. No entanto, esta proteção pode ser usada em circuitos finais, onde a relação entre a corrente mínima de curto-circuito e a corrente nominal máxima é alta o suficiente para ser capaz de definir uma configuração de sobrecorrente. A proteção (50/51N) é aplicável em microrredes com um único sistema de aterramento com as mesmas restrições dos sistemas convencionais. Se houver várias conexões neutro-terra em locais diferentes, proteção de falha de aterramento simples é geralmente substituído por proteção de falha de aterramento direcional ou outras funções de proteção mais complexas para garantir a seletividade.

As funções de proteção de sobrecorrente controlada por tensão (51V) com redes convencionais ou microrredes alimentadas por máquinas síncronas, são usadas para proteger falta de fase. Esta função pode detectar baixas correntes de curto-circuito, fornecidas pela máquina síncrona com ou sem sobre-excitação.

As funções de proteção de sobrecorrente de fase direcional (67) são normalmente usadas para garantir seletividade em sistemas com recursos de energia distribuída e fluxos de corrente de curto-circuito bidirecionais. E a função de proteção de falha de aterramento direcional (67N) aplica-se à detecção de falta à terra, dependendo do sistema de aterramento selecionado.

A função de proteção de distância (21) é aplicável a qualquer arquitetura de sistema, apenas limitada por uma sensibilidade mínima (corrente de falha mínima) e tamanho mínimo da zona. As funções de proteção diferencial (87T, 87M, 87N e 87G) são exigidas para proteção diferencial de transformador, motor e gerador. A função de proteção de subtensão (27) de fase é usada como proteção de backup para desarmar geradores em caso de falhas não eliminada pela proteção do alimentador. A função de proteção de sobretensão de fase (59) é usada como proteção de backup para faltas à terra não eliminadas pela proteção principal do alimentador. A função de proteção de frequência (81) é usada para detectar uma situação de instabilidade em sistemas de potência, por exemplo, no caso de um desequilíbrio entre carga e geração. A proteção de frequência tem sido classicamente implementada através de esquemas de rejeição de carga de subfrequência.

3.4 CONSIDERAÇÕES FINAIS DESTE CAPÍTULO

Este capítulo apresentou a revisão da literatura e foi possível verificar a relevância do tema de pesquisa, pois muitos trabalhos relacionados à microrredes e os seus desafios já têm sido desenvolvidos. Os artigos selecionados levantam questões importantes como estudos de proteção para microrredes, principais pontos a serem analisados, características específicas de sistemas elétricos com microrredes como bidirecionalidade do fluxo de potência, comportamento de correntes elétricas e também uma verificação de dispositivos de proteção como a utilização de relés diferenciais.

Todavia observou-se uma lacuna nos assuntos relacionados a conexão e desconexão das microrredes em sistemas convencionais de energia elétrica, demonstrando assim a relevância do tema de pesquisa escolhido.

4 MATERIAIS E MÉTODOS

Neste capítulo serão apresentados os materiais e métodos necessários para o desenvolvimento desta dissertação de mestrado.

4.1 MATERIAIS

Para o desenvolvimento do modelo de utilização faz-se necessário a utilização dos seguintes materiais:

- Circuito de uma microrrede para realização de simulações;
- Dados de curvas proteção de relés;
- Plataforma computacional composta de software.
- Normas de principais concessionárias de energia do Brasil e normas internacionais de relevância

4.1.1 CIRCUITOS DE UMA MICRORREDE PARA REALIZAÇÃO DE SIMULAÇÕES

Para realizar simulações, utilizou-se dados de uma microrrede implementada no prédio do Departamento de Engenharia Elétrica (DELT) da UFPR. Ela é composta de um transformador de 300kVA refrigerado a óleo com tensões de linha de 13,8kV no primário, 220V no secundário e impedância de 5,75% conectado na configuração delta-estrela com neutro aterrado.

A microrrede do DELT é responsável por alimentar o prédio do DELT e outro prédios adjacentes. A seção dos cabos de energia que interligam este transformador até o QDG é 3#95(95)T50mm². O QDG é o quadro de distribuição de energia geral do prédio do DELT. Há uma chave estática que utiliza tiristores ligados em antiparalelo para realizar a conexão e desconexão da microrrede da rede de distribuição permitindo o ilhamento quando há interrupção do fornecimento de energia. Por meio da função *Black-start* ele restabelece a alimentação da microrrede.

No quadro de distribuição do laboratório alimentado pela microrrede há seis motores instalados sendo um deles de 10CV e os outros de 4 CV. Todos são trifásicos conectados em delta com tensão nominal de 220V e são utilizados como bombas de

água para um sistema de aproveitamento de água da chuva. Os motores foram modelados com potências de 10.850W e 5.250 Var para o motor de 10 CV e 3.230W e 2.230Var para os motores de 4CV. O transformados de 150kVA é do tipo a seco, com tensões de 380V no primário e 220V no secundário com impedância de 5,75%. Ele está conectado na configuração estrela-estrela com neutro aterrado em ambos os lados. A função deste transformador é ajustar o nível de tensão para operação de inversores de tensão presentes na microrrede.

A seção dos cabos de energia que interligam o QDG até a microrrede é 3#120(120) T70mm² e o cabo de energia que interliga a transformador de 150kVA até o quadro QD-MR é de 3#95(95)T50mm². Há um sistema de armazenamento de energia constituído por um banco de baterias de níquel-sódio com potência nominal de 12,5kW, capacidade de energia de 45kWh e tensão de operação de 620 VCC. Este banco está ligado ao barramento CC da microrrede através de um conversor CC-CC bidirecional de 30kW. O conversor CC pode ser configurado também para operar como fonte de corrente e esta será uma das formas utilizadas para realização das simulações.

O sistema de geração é fotovoltaico e utiliza inversor *Grid-Tie* para converter os 65kWp gerados pelos painéis fotovoltaicos. Uma parcela desses painéis fotovoltaicos, aproximadamente 10 kWp, pode ser conectada no conversor CC-CC e transferir energia diretamente para a rede CC. Os dois inversores de tensão, em paralelo, fazem a conexão da rede CC com a rede CA.(JUNIOR et al., 2019). A FIGURA 4 ilustra um diagrama unifilar simplificado da microrrede.

O sistema operacional utilizado é o Windows 10, 64 bits, instalado em um laptop com um processador Intel Core i5 vPro com memória 16GB.

4.1.4 NORMAS DE CONCESSIONÁRIAS DO BRASIL E INTERNACIONAIS

Foi realizado uma verificação das exigências feitas pelas principais concessionárias do Brasil bem como por normas internacionais de relevância quanto à conexão de geradores em seus sistemas e requisitos técnicos de microrredes e realizado um comparativo dos pontos citados.

4.2 MÉTODOS

Nesta seção é apresentado um estudo de requisitos de proteção citados pelas principais concessionárias de energia do Brasil, por normas internacionais e também o método para realização de simulações bem como verificação do comportamento do sistema de proteção.

4.2.1 ANÁLISE DAS NORMAS

Foi realizado um levantamento de normas brasileiras de acesso de geração distribuída em sistemas de concessionárias de energia, da norma internacional IEEE 1547 de Interconexão e Interoperabilidade de Recursos de distribuição de energia e da norma internacional IEC 62898.

A TABELA 6 é um comparativo de proteções mínimas exigidas pelas normas selecionadas.

TABELA 6 – Comparativo das funções de proteção exigidas por principais concessionárias

Requisitos técnicos	Normas							
	COPEL	CEEE	EDP	ELEKTRO	CPFL	CEMIG	IEEE 1547	IEC 62898-3
Potência instalada	300 a 500kW	75kW a 1MW	Até 75kW	Até 75kW	75kW a 500kW	Acima de 300kW	Até 500kW	Até 30kW
Chave seccionadora								
Disjuntor								
Relé de sobrecorrente (50/51)								
Relé de sub e sobre frequência (81)								
Relé direcional de corrente (67)								
Relé de falha do disjuntor (50BF)								
Relé de sub e sobretensão (27/59)								
Relé direcional de potência (32)								
Relé de sincronismo (25)								
Relé de salto de vetor (78)								

FONTE: A autora (2021)

Os relés de proteção são elementos essenciais em sistema de proteção pois monitoram as condições de operação do sistema elétrico de forma ininterrupta e enviam comando de abertura para o disjuntor ou emitem alarme indicando alguma anormalidade no sistema. Na TABELA 6 é possível verificar as funções de proteção exigidas por diferentes normas. Nota-se que elas concordam em vários aspectos.

O relé de sobrecorrente sensibiliza a proteção em casos de correntes superiores aos valores configurados. A função 50 atua de maneira instantânea e o 51 de maneira temporizada. O relé de sub e sobre frequência monitora a medição de frequência sensibilizando a proteção caso infrinja valores pré-determinados. O relé direcional de corrente 67 opera quando o valor da corrente elétrica do circuito ultrapassa um valor pré-fixado e na direção pré-estabelecida. O relé de falha do disjuntor 50BF deverá atuar quando ocorrer falha do disjuntor do gerador, abrindo o elemento de interrupção adjacente ao que falhou. O relé de sub e sobretensão 27/59 monitora valores eficazes de tensão atuando quando os valores limites forem ultrapassados. O relé direcional de potência 32 limita o máximo valor de potência exportado, evitando assim problemas de sobrecarga nos equipamentos da concessionária. O relé de sincronismo 25 monitora as grandezas no lado do consumidor e da concessionária visando o sincronismo das mesmas para possibilitar o paralelismo entre a unidade geradora e a concessionária. O relé de salto de vetor 78 indica deslocamento de fase de tensão. Ele possui bloqueio por mínima tensão de

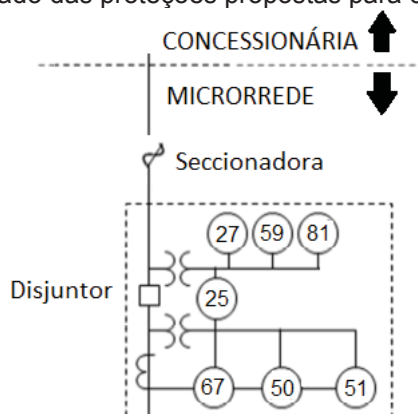
operação bloqueando o relé quando a tensão é inferior ao ajustado de modo a impedir a atuação indevida durante a partida do gerador ou curtos-circuitos com afundamento de tensão.(COPEL, 2018)

Cada norma estabelece uma faixa de potência para especificar suas exigências. E todas concordam na presença de elementos interrupção de energia (disjuntor e chave seccionadora) e também no uso dos relés 81 e 27/59. Das oito normas consultadas, cinco concordam na utilização dos relés 50/51 e 67. O relé direcional de potência é citado por quatro normas, o de sincronismo por 6 normas e o relé de salto de vetor por apenas duas normas.

Com base na análise das normas brasileiras de acesso de geração distribuída às concessionárias e nas normas internacionais IEEE 1547 e IEC 62898-3, identificou-se os principais pontos que podem ser propostos como requisitos para a conexão de microrredes. Observa-se a importância de algumas funções de proteção que são citadas com mais frequência pelas normas, são elas funções de sobrecorrente (50/51), sub e sobrefrequência (81), direcional de corrente (67), sub e sobretensão (27/59) e sincronismo (25).

Na FIGURA 5 é possível visualizar um esquema unifilar simplificado com a indicação das funções de proteções propostas como requisitos para conexão de microrredes.

FIGURA 5 – Esquema simplificado das proteções propostas para conexão de microrrede



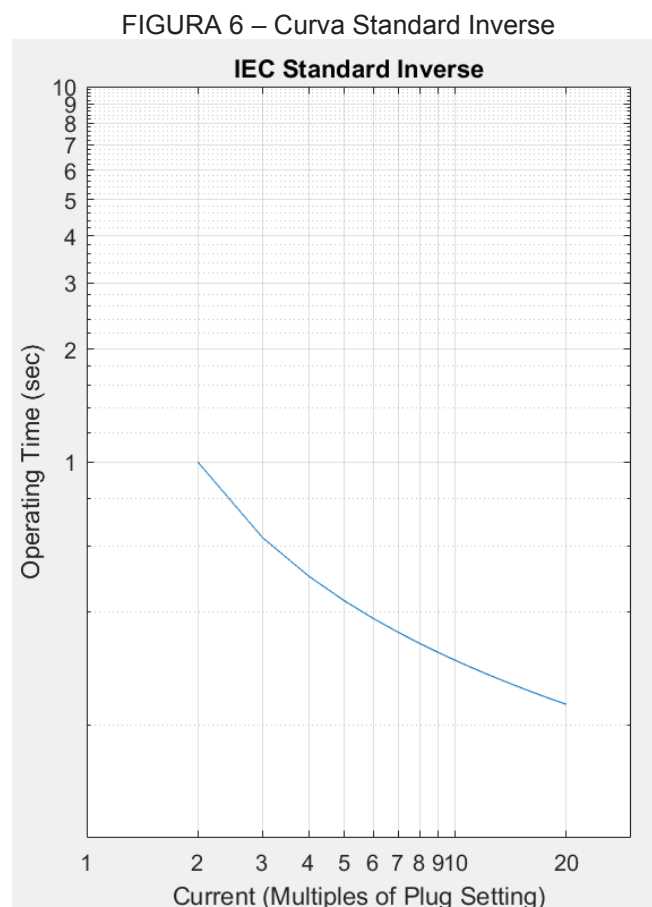
FONTE: A autora (2021)

Com base nas funções de proteções selecionadas, optou-se por realizar simulações utilizando relés de sobrecorrente temporizado (51) e avaliar o comportamento do sistema.

4.2.2 CENÁRIOS AVALIADOS

Relés de proteção podem monitorar diversos parâmetros como correntes, tensão, impedância, ângulo de fase, porém, para o presente estudo optou-se por utilizar o relé de sobrecorrente. Quando ocorrer um curto-circuito, a corrente de curto sensibiliza o relé enviando um sinal de abertura para o disjuntor e isolando a área defeituosa. O relé de sobrecorrente avalia as variações de corrente tendo como base uma corrente de *pick up*. Quando a corrente ultrapassar este valor, o relé irá atuar instantaneamente ou temporizado, conforme ajuste estabelecido.

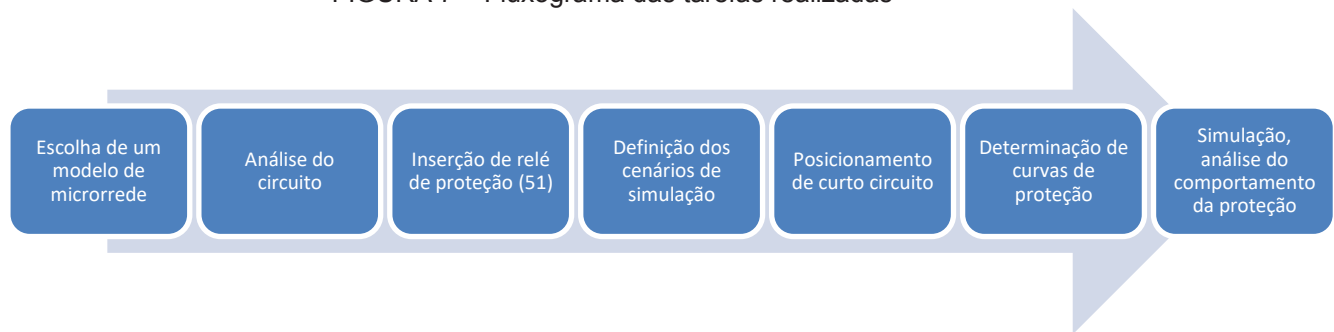
Quanto ao tempo de atuação, os relés utilizados no estudo possuem curvas temporizadas de tempo inverso onde o tempo de atuação do relé é inversamente proporcional à magnitude da corrente de falta, ou seja, quanto maior a corrente, menor será o tempo de atuação. Este método possui a vantagem de possibilitar maior flexibilidade de ajustes garantindo a coordenação e flexibilidade. A FIGURA 6 ilustra a curva *Standard Inverse* utilizada nas simulações realizadas.



FONTE: Curva Standard Inverse (TAN, 2016)

Partindo-se do circuito inicial da microrrede, optou-se por criar diferentes cenários de simulações possibilitando a avaliação do comportamento da proteção. A FIGURA 7 ilustra um fluxo com a sequência de tarefas realizadas nesta etapa.

FIGURA 7 – Fluxograma das tarefas realizadas



FONTE: A autora (2021)

Na TABELA 7 é possível verificar as características principais dos cinco modelos de cenários escolhidos para realização das simulações.

TABELA 7 – Cenários para simulações

Cenário	Curto-circuito	Ponto de avaliação	Geração	Ajuste
1	B	Relé 1	Sem microrrede	Ajuste de $I_{pick\ up}$ Relé 1 conforme I_1
2	B	Relé 1	Sem geração / Com geração	Sem alteração de ajuste de $I_{pick\ up}$
3	B	Relé 1	Sem geração / Com geração	Ajuste de $I_{pick\ up}$ Relé 1 conforme I_1
4	A	Relé 1	Sem geração / Com geração	Ajuste de $I_{pick\ up}$ Relé 1 conforme I_1
5	A	Relé 1 e Relé 2	Sem geração / Com geração	Ajuste de $I_{pick\ up}$ Relé 2 conforme I_2

FONTE: A autora (2021)

Foram determinados cinco cenários diferentes para avaliação do comportamento da proteção diante das características propostas. No cenário 1 há apenas o Relé 1 visualizado na FIGURA 8. A microrrede foi retirada e aplicado o Curto B. Ajustou-se o valor da corrente de *pick up* de acordo com o valor da corrente I_1 . No cenário 2 foi inserida a microrrede, aplicado o Curto B e verificado o comportamento da proteção no circuito com geração e sem geração. Para este caso não foi modificado o ajuste da corrente de *pick up*. O cenário 3 é semelhante ao cenário 2, porém, foi

alterado o ajuste de proteção com base na corrente I_1 . No Cenário 4 foi aplicado o Curto A e verificado o comportamento da proteção com e sem geração e com ajuste da corrente de *pick up* baseado na corrente I_1 . No cenário 5 foi simulado o Relé 1 e Relé 2, foi aplicado o Curto A e ajustado a corrente de *pick up* com base na corrente I_2 e verificado o comportamento da proteção com e sem geração.

4.2.3 PROCEDIMENTO PADRÃO PARA REALIZAÇÃO DOS ENSAIOS

A metodologia utilizada para realização das simulações da presente pesquisa está descrita nos passos abaixo:

1. Necessário um modelo de microrrede para realização de simulações;
2. Definir quais serão os cenários de simulação, ponto onde será aplicado curto-circuito, posicionamento de relés de proteção;
3. Inserir no local desejado uma falta;
4. Inserir junto a falta um bloco para medição trifásica;
5. Inserir bloco de medição para verificação das ondas senoidais nos locais desejados;
6. Inserir um bloco para proteção por sobrecorrente onde deve ser informado dados de curvas de proteção, relação de TC, frequência, ajuste de corrente de *pick up* do relé;
7. Inserir um bloco de contagem do tempo para verificação de tempo de atuação da proteção;
8. Realizar simulação com geração;
9. Coletar resultados;
10. Realizar simulação sem geração;
11. Coletar resultados;
12. Rodar simulação;
13. Analisar os resultados obtidos;
14. Se necessários, ajustar parâmetros;
15. Rodar simulação novamente.

4.3 CONSIDERAÇÕES FINAIS DESTE CAPÍTULO

Este capítulo apresentou os materiais e métodos necessários para realização deste trabalho. Foi realizado uma verificação das normas nacionais e internacionais e feito um levantamento de funções de proteção de maior relevância.

Foi determinado também um circuito com uma microrrede para desenvolvimento de simulações por meio de implementação de relés de proteção com ajustes de parâmetros que proporcionassem os resultados desejados bem como a escolha de diferentes cenários para avaliar o comportamento da proteção em cada caso.

5 ANÁLISE DOS RESULTADOS E DISCUSSÃO

Esse capítulo apresenta a análise e os resultados obtidos através de simulações realizadas em cinco cenários diferentes em uma microrrede específica. Todas as simulações consideram um sistema conectado à rede de distribuição da concessionária de energia.

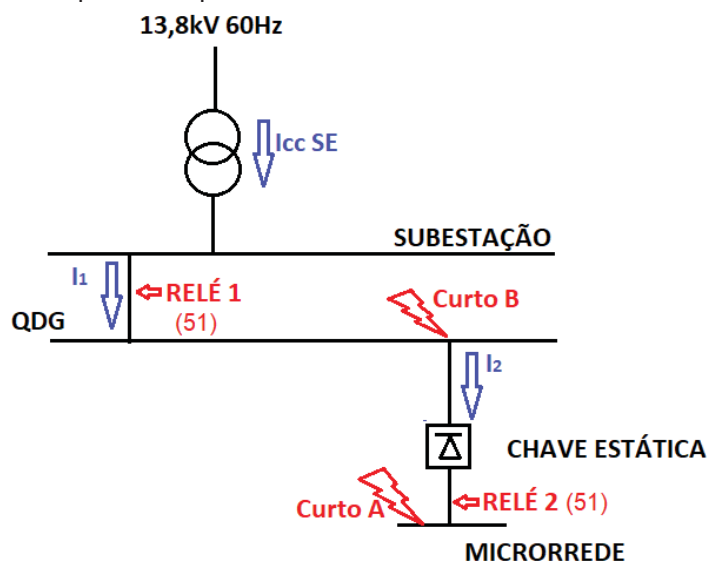
Será observado o comportamento da proteção com utilização de relé de sobrecorrente temporizado em cada cenário diante da aplicação de curtos-circuitos. Inicialmente será analisado o comportamento da proteção utilizando estratégia por meio de controle por tensão onde é utilizado um conversor eletrônico operando como fonte de tensão para formar a rede CA.

Em um segundo momento o comportamento da proteção será analisado por meio de estratégia de controle por corrente utilizando um conversor eletrônico operando como fonte de corrente. A operação destes conversores eletrônicos operando por tensão ou por corrente é determinado pelas suas estruturas internas de controle.

Optou-se por abordar estas duas estratégias de controle devido suas características específicas. No controle por tensão, a corrente de curto-circuito máxima não é limitada por um conversor o que pode resultar em um valor muito superior ao real, enquanto no controle por corrente a corrente de curto-circuito é limitada pelo conversor proporcionado um valor mais próximo do real.

A FIGURA 8 ilustra um esquema simplificado do ramal de conexão da microrrede.

FIGURA 8 – Esquema simplificado do ramal de conexão da microrrede



FONTE: A autora (2021)

Na parte superior da figura está representado a fonte de alimentação de 13,8kV que vem da concessionária de energia, passa pela subestação que irá rebaixar o valor de tensão chegando ao quadro de distribuição QDG onde está localizado o Relé 1 (relé de sobrecorrente temporizado) e circula a corrente elétrica I_1 . A partir do QDG irá circular a corrente elétrica I_2 passando pela chave estática que faz a conexão e desconexão e pelo Relé 2 (relé de sobrecorrente temporizado) até chegar à microrrede. Foram estabelecidos dois curtos-circuitos sendo o Curto A e Curto B, os quais serão aplicados de acordo com a simulação selecionada.

5.1 ESTRATÉGIA DE CONTROLE POR TENSÃO

Inicialmente será apresentado os resultados obtidos através da utilização de um conversor eletrônico operando como fonte de tensão (do inglês *Voltage Source Inverter -VSI*) para formar a rede de corrente alternada.

As simulações realizadas possuem relés de proteção com a função de sobrecorrente, função 51, com curva temporizada. Quando é aplicada uma falta no circuito, a função de proteção do relé é disparada e inicia uma contagem de tempo para o envio de comando de abertura para o disjuntor. Este tempo de atuação será determinado pela magnitude da corrente de falta que de acordo com o posicionamento na curva de proteção será mais rápida ou mais lenta.

A modelagem do relé de proteção usado nas simulações permite o ajuste da corrente de *pick up* por meio de medidas percentuais de 25%, 50%, 75%, 100%, 125%, 150%, 175% e 200%, onde estes valores são percentuais da corrente secundária do transformador de corrente (TC). Por exemplo, para um TC de relação de transformação 1000/5A, se for configurado 50% o relé irá disparar quando uma corrente de *pick up* de 2,5A for detectada. As faltas serão aplicadas no instante 0,05s.

Há também outros campos onde são selecionados a curva de proteção desejada e a relação de transformação do TC. A relação de TC adotada foi 100/5A. Ao término da simulação o modelo irá fornecer o tempo de atuação do relé de proteção bem como os gráficos com as formas de onda de grandezas como corrente elétrica e tensão.

Na TABELA 8 é possível verificar os resultados das simulações dos cinco cenários avaliados. Os valores de corrente e tensão indicados são valores eficazes.

TABELA 8 – Resultados das simulações

Cenário	Curto-circuito	Relé de proteção	Geração	I ₁ (A)	I ₂ (A)	Corrente de curto Icc SE (A)	Corrente de pick up (A)	Curva selecionada	Tensão durante a falta (V _{ef})	Tempo de duração da falta (s)
1	B	Relé 1	Sem microrrede	10,5	-	972	100%(5A)	Standard inverse	113,2	0,3007
2	B	Relé 1	Sem geração	42,4	-	990	100%(5A)	Standard inverse	113,2	0,2986
			Com geração	63	-	898	100%(5A)		114,2	0,3106
3	B	Relé 1	Sem geração	42,4	-	990	75%(3,75A)	Standard inverse	113,2	0,2645
		Relé 1	Com geração	63	-	898	75%(3,75A)		114,2	0,2740
4	A	Relé 1	Sem geração	41	-	904	75%(3,75A)	Standard inverse	113,8	0,2734
		Relé 1	Com geração	63,6	-	822	75%(3,75A)		115,3	0,2840
5	A	Relé 1	Sem geração	41,7	-	851	75%(3,75A)	Standard inverse	115,2	0,2812
		Relé 2	-	-	31,1	841,4	50%(2,5A)		83,2	0,2410
		Relé 1	Com geração	63,6	-	770	75%(3,75A)		116,7	0,2927
		Relé 2	-	-	53,6	760	50%(2,5A)		87,7	2,0210
		Relé 1	Com geração	63,6	-	770	100%(5A)		116,7	0,3348
		Relé 2	-	-	53,6	760	75%(3,75A)		87,7	0,2942

FONTE: A autora (2021)

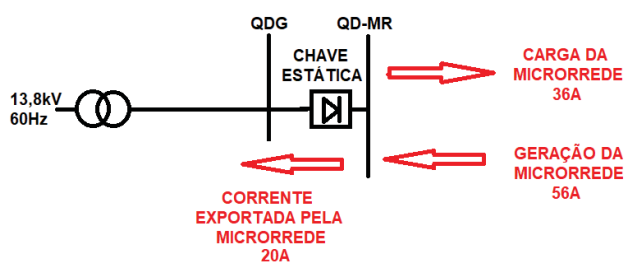
Avaliou-se o comportamento da proteção em cinco diferentes cenários. Todos os cenários estão conectados na rede de distribuição da concessionária de energia. O Cenário 1 avalia apenas o ramal de entrada de energia da concessionária, porém, com a microrrede desconectada. Os cenários 2 a 5 avaliam o comportamento da proteção no ramal de conexão da microrrede de maneira conectada com geração e sem geração.

Os gráficos com as formas de onda que serão demonstrados da FIGURA 10 a FIGURA 22 a seguir indicam a forma de onda de tensão no primeiro quadro e a corrente elétrica no segundo quadro em cada figura. Quando ocorrer o curto-circuito os disjuntores específicos irão realizar a abertura do circuito. No modelo utilizado para as simulações, o disjuntor realiza a abertura por meio de tiristores, por isso a extinção do arco elétrico ocorre quando a corrente cruza o ângulo zero.

Os valores de corrente I_1 são os valores de medidos junto ao Relé de proteção 1 o os valores de corrente I_2 são os valores de corrente medidos junto ao Relé de proteção 2.

É possível observar através dos valores obtidos nas simulações que quando não há microrrede (cenário 1) a corrente medida I_1 tem um valor menor pois as cargas da microrrede não são consideradas. Quando há microrrede, nos cenários sem geração, a corrente I_1 é menor se comparado com geração. Isso se deve ao fato de que quando há geração, a microrrede além de fornecer corrente para as cargas, também irá exportar uma parcela de corrente elétrica excedente para o sistema. Foi inserido um medidor do corrente elétrica no quadro elétrico (QD-MR) que é onde está concentrada as fontes de geração da microrrede. Verificou-se que quando houve geração a contribuição da microrrede foi de 56A. Uma parcela desta corrente, em torno de 36A, é consumida pelos motores que são as cargas da microrrede e o excedente de corrente elétrica que foi de aproximadamente 20A é exportado para a rede elétrica conforme verificado na FIGURA 9. Por isso é possível observar a diferença na medição do valor da corrente I_1 , pois quando há geração é somado a corrente que está sendo fornecida pela microrrede.

FIGURA 9 – Esquema simplificado das correntes elétricas da microrrede

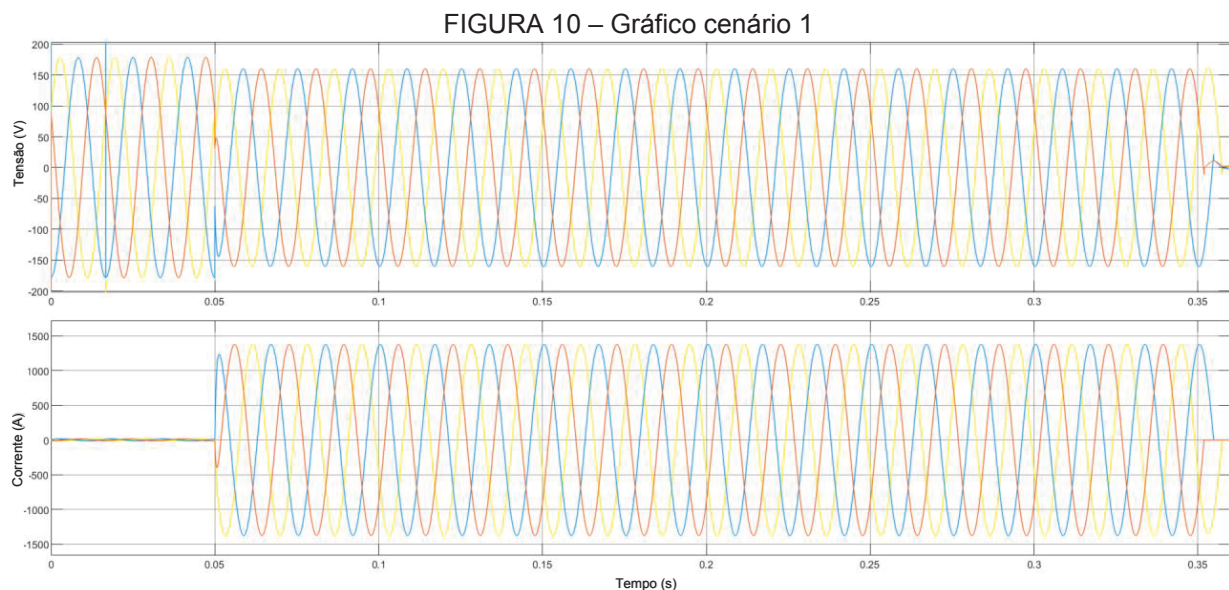


FONTE: A autora (2021)

5.1.1 CENÁRIO 1

O cenário 1 consiste em uma simulação de um circuito desconectado da microrrede e com a aplicação do Curto B que está posicionado entre o quadro de distribuição QDG e a chave estática. A corrente de *pick up* do relé de proteção foi ajustada baseado na corrente I_1 conforme informado na TABELA 7.

A FIGURA 10 ilustra o gráfico obtido com a simulação do cenário 1.

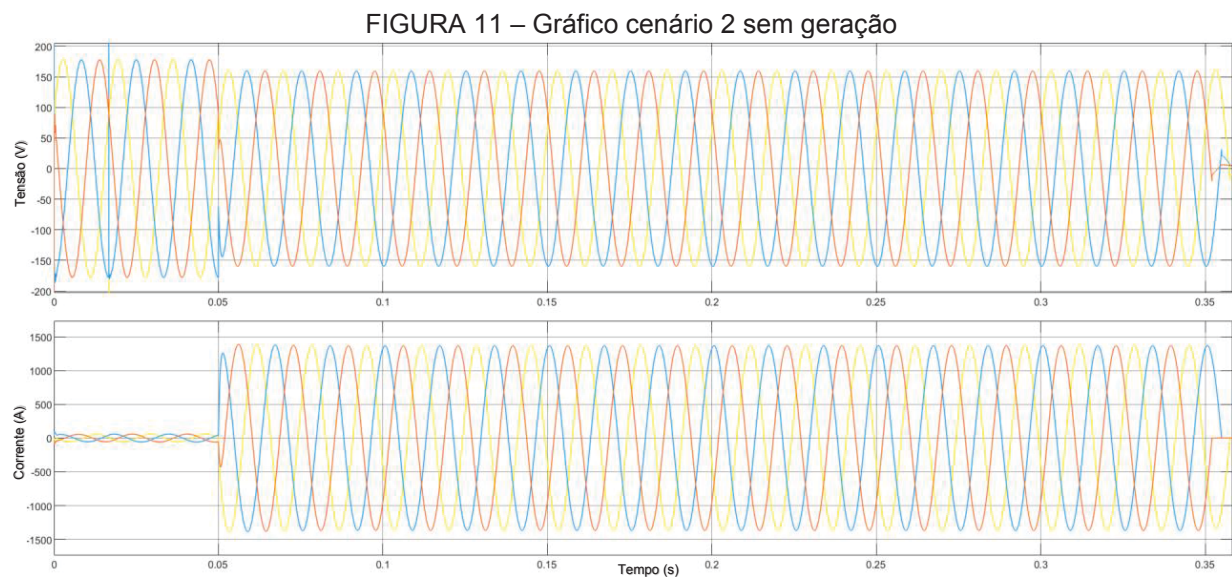


FONTE: A autora (2021)

No cenário 1 a corrente I_1 medida foi 10,5A. Após a aplicação de um curto-circuito de corrente de magnitude de 972A no instante 0,05s, a proteção foi sensibilizada por meio da curva Standard Inverse que enviou um comando de abertura para o disjuntor localizado junto ao Relé 1 em um tempo de 0,3007 segundos. O valor de tensão durante a falta sofreu um afundamento passando de 127V nominal para 113,2V. Devido a microrrede não estar conectada a corrente I_1 foi de apenas 10,5A que corresponde a carga do DELT e de prédios adjacentes. Ao conectar a microrrede este valor irá aumentar devido as cargas da microrrede. Neste cenário a microrrede não contribui para as correntes de curto-circuito.

5.1.2 CENÁRIO 2

O cenário 2 consiste em uma simulação com a microrrede conectada avaliando com geração e sem geração. Foi aplicado o Curto B que está posicionado entre o quadro de distribuição QDG e a chave estática. A corrente de *pick up* do relé de proteção foi ajustada baseado na corrente I_1 conforme informado na TABELA 7. A FIGURA 11 ilustra o gráfico obtido com a simulação do cenário 2 sem geração.



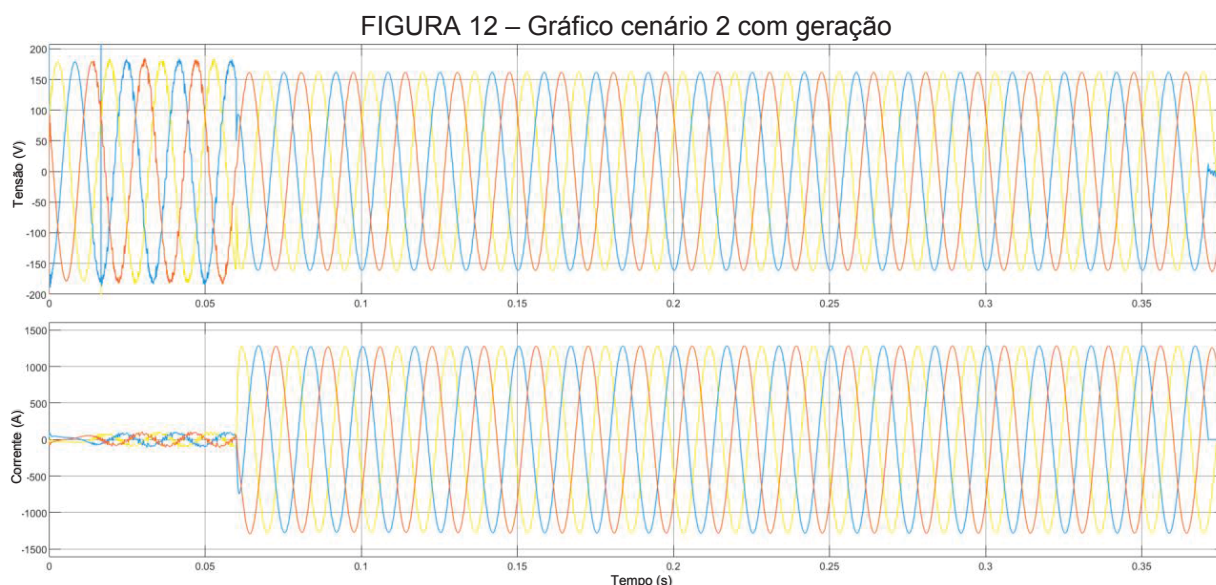
FONTE: A autora (2021)

No cenário 2 sem geração a corrente I_1 medida foi 42,4A. Após a aplicação de um curto-circuito de corrente de magnitude de 990A, a proteção foi sensibilizada por meio da curva Standard Inverse que enviou um comando de abertura para o disjuntor localizado junto ao Relé 1 em um tempo de 0,2986 segundos. O valor de tensão durante a falta sofreu um afundamento passando de 127V nominal para 113,2V.

Ao conectar a microrrede houve um aumento do valor da corrente I_1 em relação ao cenário 1 em decorrência da carga da microrrede.

Neste caso em que não havia geração, a microrrede não contribuiu para as correntes de curto-circuito.

A FIGURA 12 ilustra o gráfico obtido com a simulação do cenário 2 com geração.



FONTE: A autora (2021)

No cenário 2 com geração a corrente I_1 medida foi 63A. Após a aplicação de um curto-circuito de corrente de magnitude de 898A, a proteção foi sensibilizada por meio da curva Standard Inverse que enviou um comando de abertura para o disjuntor localizado junto ao Relé 1 em um tempo de 0,3106 segundos. O valor de tensão durante a falta sofreu um afundamento passando de 127V nominal para 114,2V.

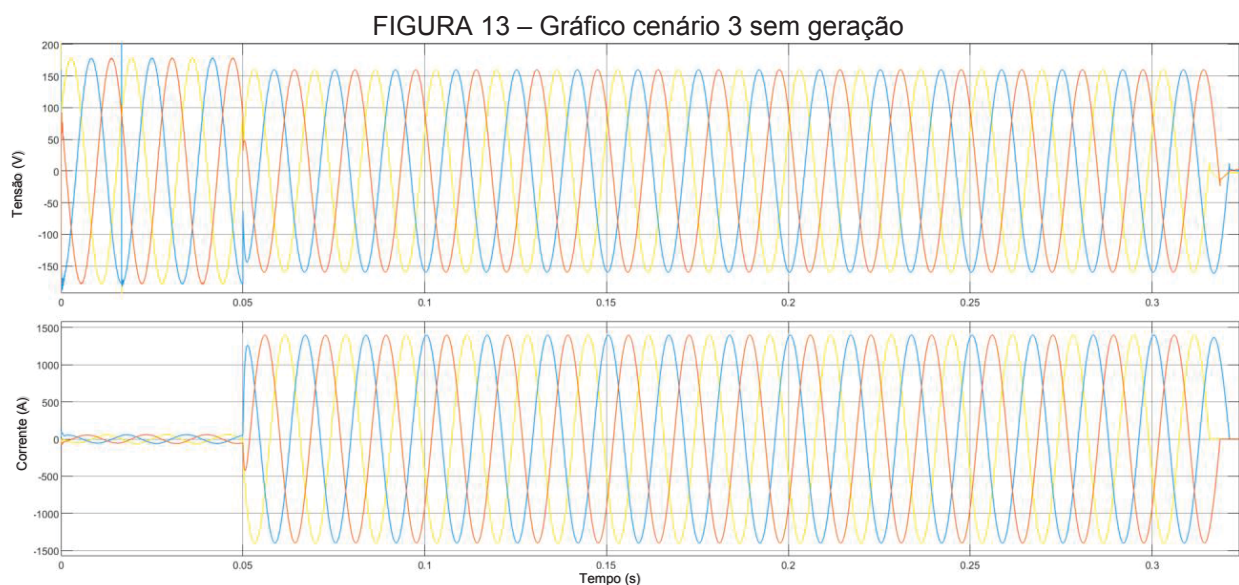
Na simulação do cenário 2 sem geração, o valor da corrente de curto foi maior quando comparado a do cenário 1, portanto o tempo de atuação do relé de proteção foi menor. O cenário 2 com geração teve uma redução do valor do curto-circuito e, portanto, o tempo de atuação do relé de proteção foi mais lento quando comparado com o cenário 1 e com o cenário 2 sem geração.

Neste caso em que havia geração, a microrrede contribuiu para as correntes de curto-circuito. Antes de ocorrer o curto-circuito, a corrente medida no quadro elétrico (QD-MR) que é onde está concentrada as fontes de geração da microrrede, era 56A. Nos instantes após a aplicação do curto-circuito esse valor atingiu 70A. Portanto a microrrede forneceu essa corrente ao curto. Diante do valor total da corrente de curto-circuito essa contribuição pode ser pequena, porém não pode ser desprezado para os estudos de proteção.

5.1.3 CENÁRIO 3

O cenário 3 é semelhante ao cenário 2, porém com alteração do ajuste de proteção para obtenção de tempo de atuação menor em relação ao cenário anterior o que foi atingido. Foi avaliado o cenário com geração e sem geração.

A FIGURA 13 ilustra o gráfico obtido com a simulação do cenário 3 sem geração.

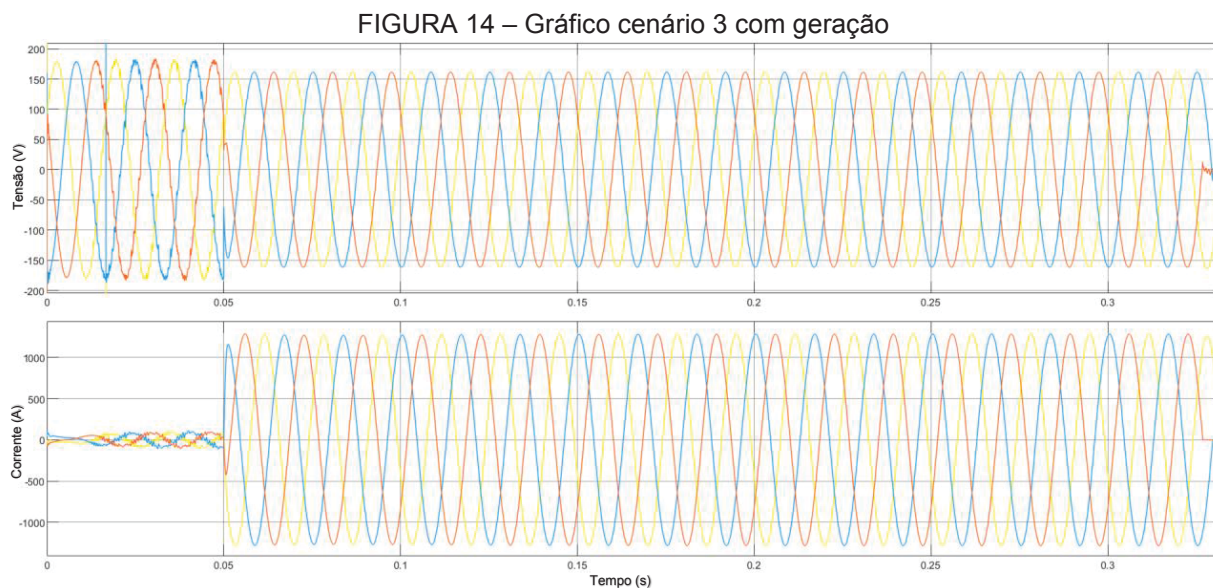


FONTE: A autora (2021)

No cenário 3 sem geração a corrente I_1 medida foi 42,4A. Após a aplicação de um curto-circuito de corrente de magnitude de 990A, a corrente de *pick up* foi ajustada reduzindo o valor em relação ao do cenário 2. A proteção foi sensibilizada por meio da curva Standard Inverse em um tempo inferior ao do obtido no cenário 2 e no cenário 1. O relé de proteção enviou um comando de abertura para o disjuntor localizado junto ao Relé 1 em um tempo de 0,2645 segundos.

Neste caso em que não havia geração, a microrrede não contribuiu para as correntes de curto-circuito.

A FIGURA 14 ilustra o gráfico obtido com a simulação do cenário 3 com geração.



FONTE: A autora (2021)

No cenário 3 com geração a corrente I_1 medida foi 63A. Após a aplicação de um curto-circuito de corrente de magnitude de 898A, a proteção foi sensibilizada por meio da curva Standard Inverse que enviou um comando de abertura para o disjuntor localizado junto ao Relé 1 em um tempo de 0,2740 segundos. O valor de tensão durante a falta sofreu um afundamento passando de 127V nominal para 114,2V.

Neste caso em que havia geração, a microrrede contribuiu para as correntes de curto-circuito. Antes de ocorrer o curto-circuito, a corrente medida no quadro elétrico (QD-MR) que é onde está concentrada as fontes de geração da microrrede, era 56A. Nos instantes após a aplicação do curto-circuito esse valor atingiu 70A. Portanto a microrrede forneceu essa corrente ao curto. Diante do valor total da corrente de curto-circuito essa contribuição pode ser pequena, porém não pode ser desprezado para os estudos de proteção.

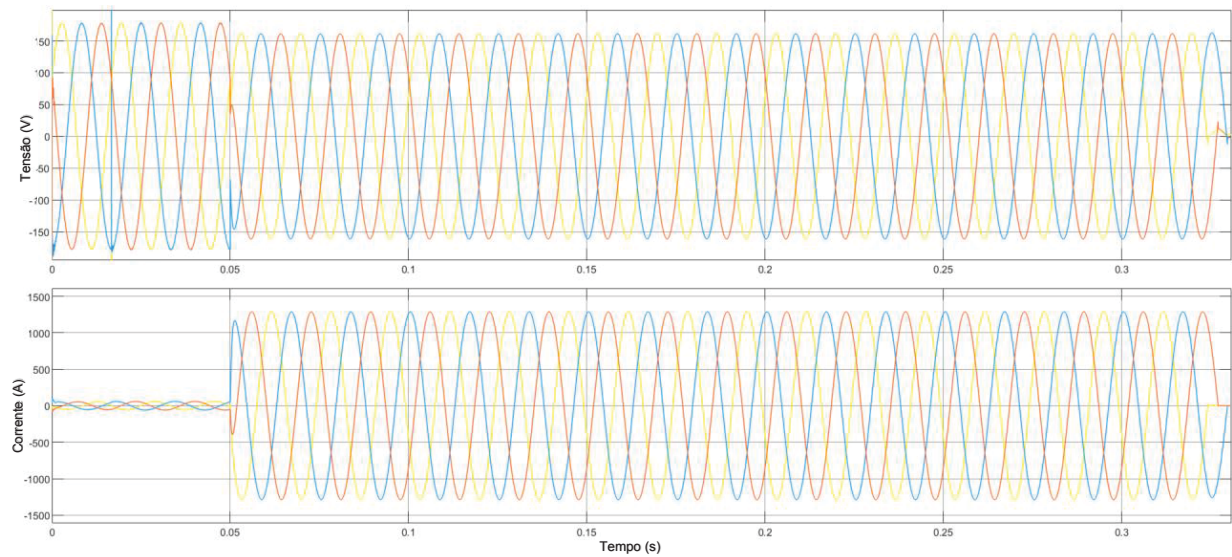
O ajuste da corrente de *pick up* configurada no cenário 3 resultou em tempo de atuação do relé de proteção mais rápidos quando comparado aos cenários 2 e cenário 1.

5.1.4 CENÁRIO 4

O cenário 4 é semelhante ao cenário 3, porém com a aplicação do Curto A ao invés do Curto B.

A FIGURA 15 ilustra o gráfico obtido com a simulação do cenário 4 sem geração.

FIGURA 15 – Gráfico cenário 4 sem geração

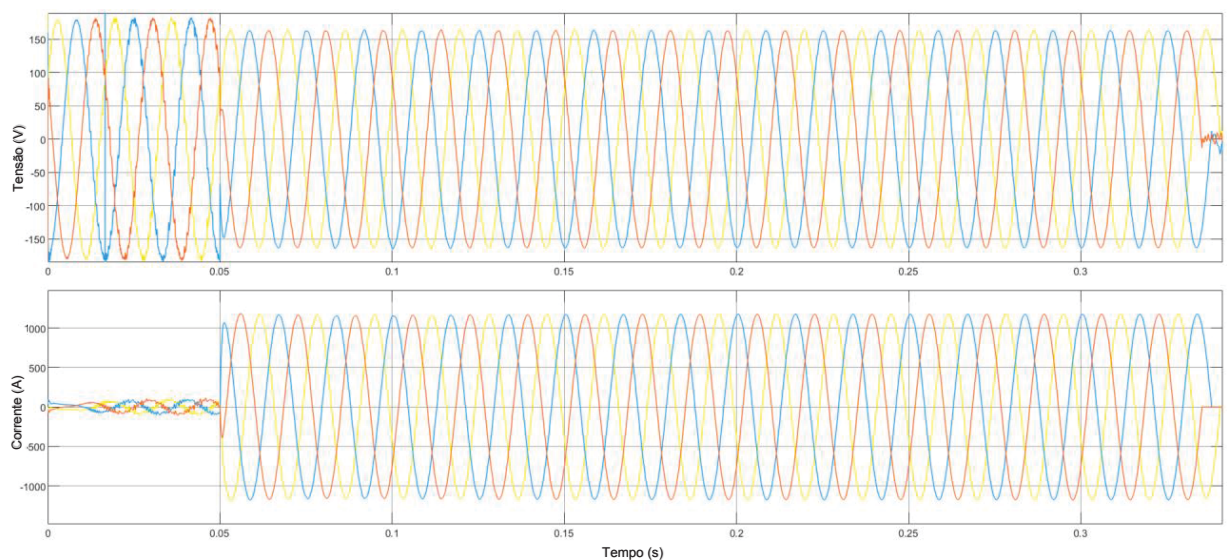


FONTE: A autora (2021)

No cenário 4 sem geração a corrente I_1 medida foi 41A. Após a aplicação de um curto-circuito de corrente de magnitude de 904A, a proteção foi sensibilizada por meio da curva Standard Inverse em um tempo superior ao do obtido no cenário 3 sem geração, o que faz sentido para proteção 51, uma vez que a corrente de curto é menor do ponto de vista do Relé 1. O relé de proteção enviou um comando de abertura para o disjuntor localizado junto ao Relé 1 em um tempo de 0,2734 segundos.

Neste caso em que não havia geração, a microrrede não contribuiu para as correntes de curto-circuito. A FIGURA 16 ilustra o gráfico obtido com a simulação do cenário 4 com geração.

FIGURA 16 – Gráfico cenário 4 com geração



FONTE: A autora (2021)

No cenário 4 com geração a corrente I_1 medida foi 63,6A. Após a aplicação de um curto-circuito de corrente de magnitude de 822A, a proteção foi sensibilizada por meio da curva Standard Inverse que enviou um comando de abertura para o disjuntor localizado junto ao Relé 1 em um tempo de 0,2840 segundos. O valor de tensão durante a falta sofreu um afundamento passando de 127V nominal para 115,3V.

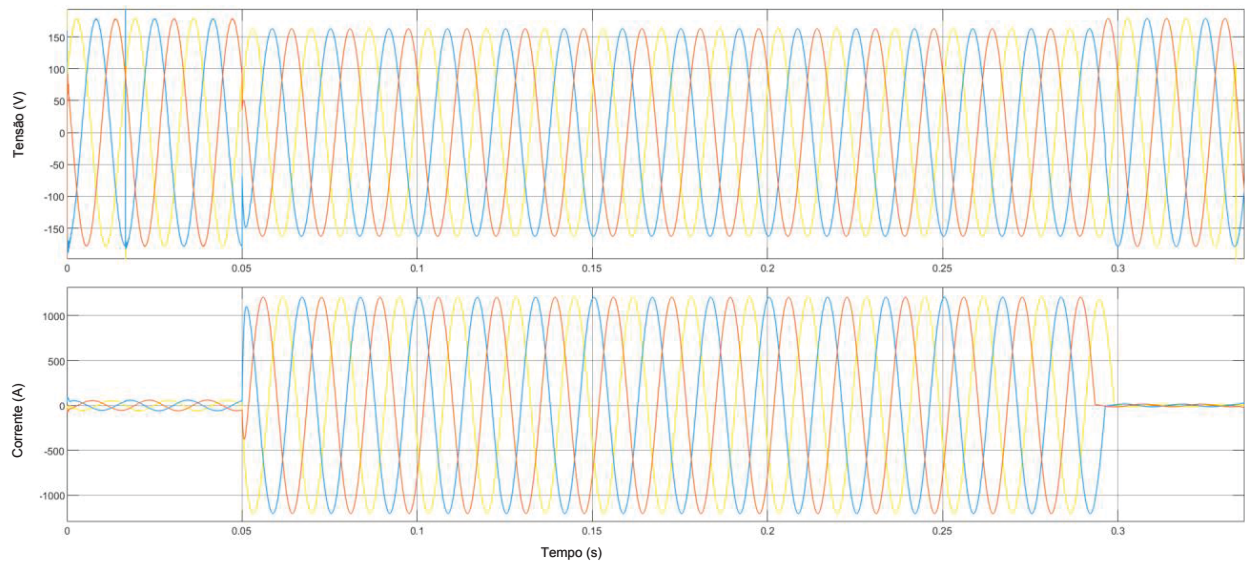
O Curto A aplicado no cenário 4 em relação ao Curto B, ficou posicionado mais próximo da microrrede e mais distante do Relé 1 que é quem faz a proteção. Isso resultou em um tempo de atuação do relé de proteção ligeiramente maior que os tempos obtidos no cenário 3.

Neste caso em que havia geração, a microrrede contribuiu para as correntes de curto-circuito. Antes de ocorrer o curto-circuito, a corrente medida no quadro elétrico (QD-MR) que é onde está concentrada as fontes de geração da microrrede, era 56A. Nos instantes após a aplicação do curto-circuito esse valor atingiu 75A. Portanto a microrrede forneceu essa corrente ao curto. Diante do valor total da corrente de curto-circuito essa contribuição pode ser pequena, porém não pode ser desprezado para os estudos de proteção.

5.1.5 CENÁRIO 5

No cenário 5 foi acrescentado o Relé 2 localizado mais próximo da microrrede além do Relé 1 já presente nas simulações anteriores. Foi aplicado o Curto A que é mais próximo do Relé 2 e avaliado o comportamento da proteção. A FIGURA 17 ilustra o gráfico obtido com a simulação do cenário 5 sem geração visto pelo Relé 1.

FIGURA 17 – Gráfico cenário 5 sem geração visto pelo Relé 1

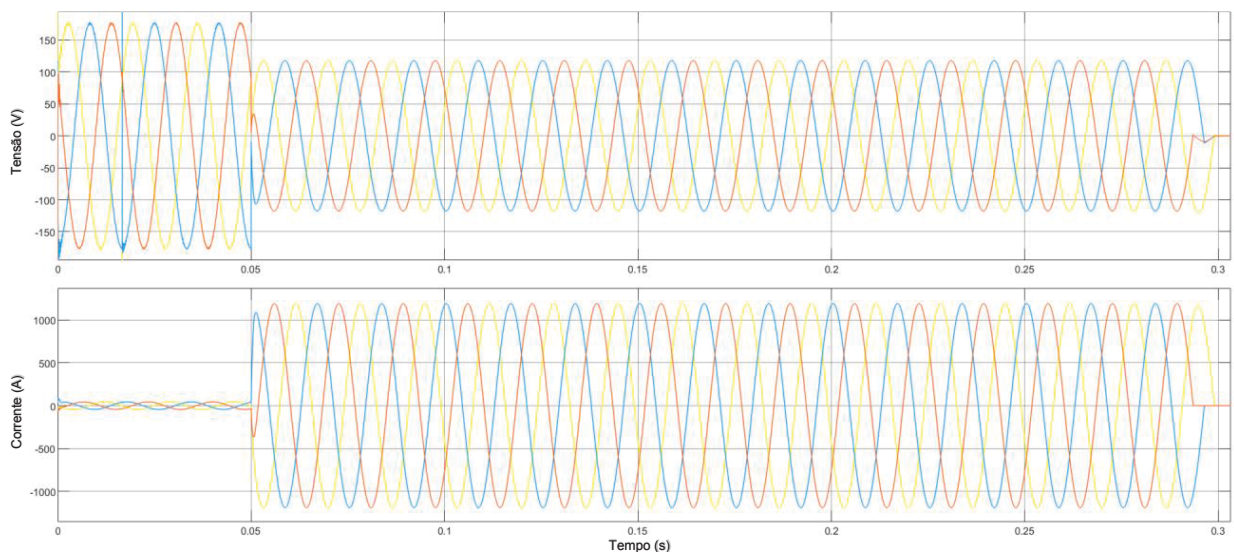


FONTE: A autora (2021)

No cenário 5 sem geração a corrente I_1 medida foi 41,7A. Após a aplicação de um curto-circuito de corrente de magnitude de 851A, a proteção sensibilizou o Relé 1 por meio da curva Standard Inverse em um tempo de 0,2812 segundos. Porém, é possível observar que antes de 0,3 segundos a corrente de curto-circuito não está mais presente, isso devido a atuação do relé 2 que interrompe a corrente de curto-circuito antes da atuação do Relé 1.

Neste caso em que não havia geração, a microrrede não contribuiu para as correntes de curto-circuito. A FIGURA 18 ilustra o gráfico obtido com a simulação do cenário 5 sem geração visto pelo Relé 2.

FIGURA 18 – Gráfico cenário 5 sem geração visto pelo Relé 2



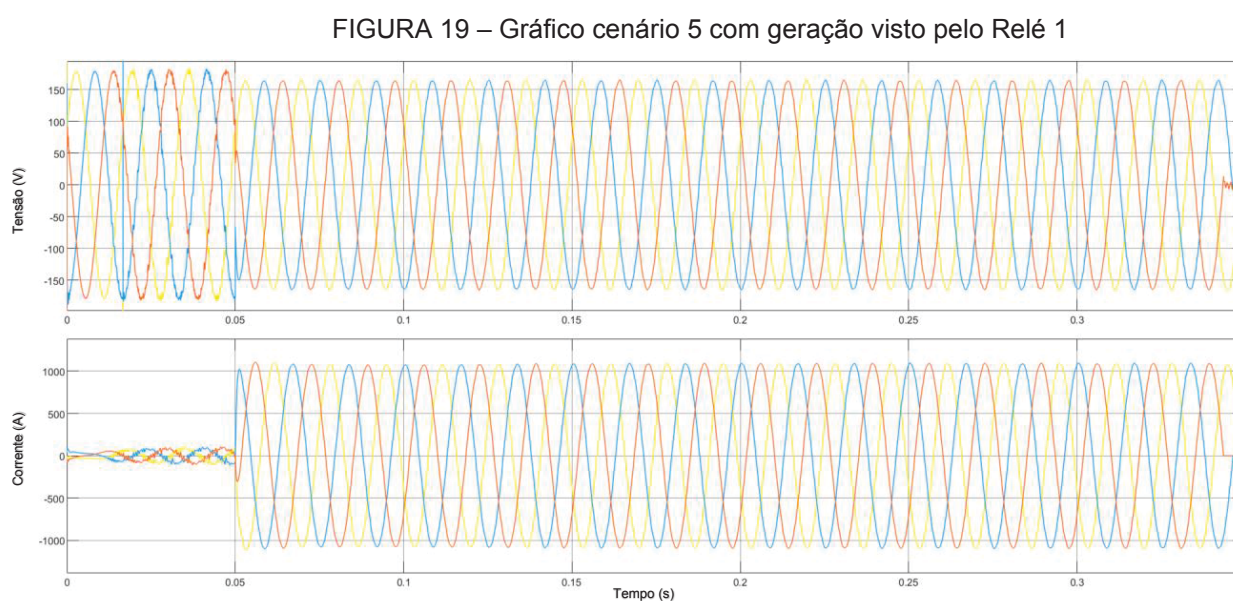
FONTE: A autora (2021)

No cenário 5 sem geração a corrente I_2 (corrente medida pelo Relé 2) foi 31,1A. A corrente que passa pelo Relé 2 sem geração é inferior a corrente medida no Relé 1 pois uma parcela desta corrente já foi consumida pelas cargas do DELT e prédios adjacentes. Após a aplicação de um curto-circuito de corrente de magnitude de 841,4A, a proteção sensibilizou o Relé 2 por meio da curva Standard Inverse em um tempo de 0,2410 segundos.

Nesta simulação o Relé 2 atuou antes do Relé 1 portanto ele interrompe a circulação de corrente elétrica no tempo de atuação 0,2410 segundos, mostrando que os Relés 1 e 2 estão devidamente coordenados para retirada de operação somente da parte do circuito sob falta.

Ao observar a FIGURA 19 nota-se a presença de uma corrente elétrica muito pequena após a atuação do Relé 2. Entretanto, essa corrente deve ser desconsiderada, pois se trata de características específicas do modelo de simulação.

A FIGURA 19 ilustra o gráfico obtido com a simulação do cenário 5 com geração visto pelo Relé 1.

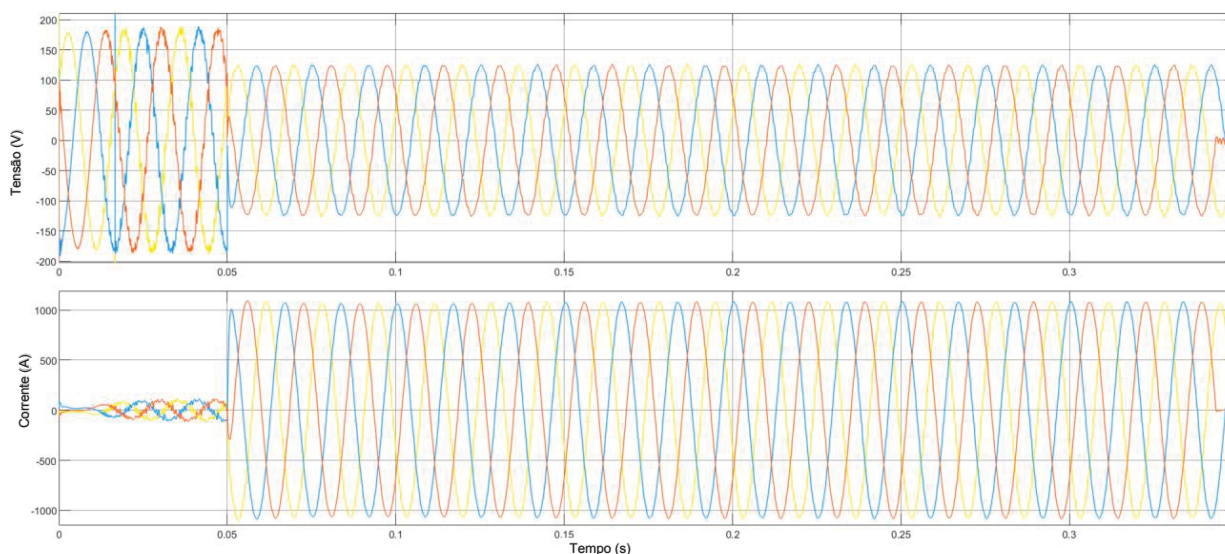


FONTE: A autora (2021)

No cenário 5 com geração a corrente I_1 medida foi 63,6A. Após a aplicação de um curto-circuito de corrente de magnitude de 770A, a proteção sensibilizou o Relé 1 por meio da curva Standard Inverse em um tempo de 0,2927 segundos.

A FIGURA 20 ilustra o gráfico obtido com a simulação do cenário 5 com geração visto pelo Relé 2.

FIGURA 20 – Gráfico cenário 5 com geração visto pelo Relé 2



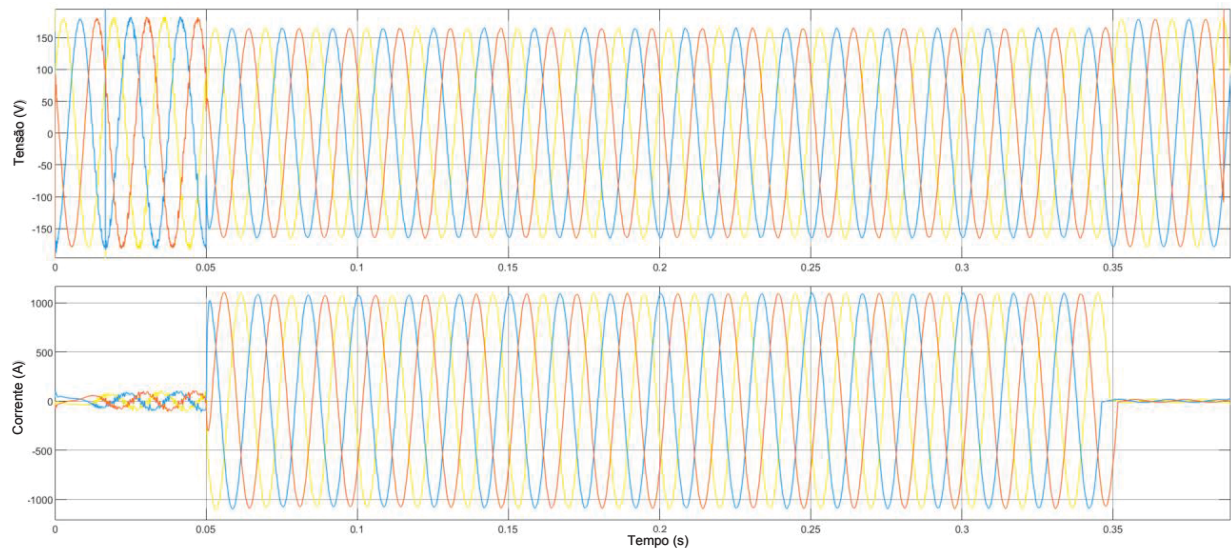
FONTE: A autora (2021)

No cenário 5 com geração a corrente I_2 medida foi 53,6A. Essa corrente é inferior ao valor de I_1 pois uma parcela desta corrente já foi consumida pelas cargas do DELT e prédios adjacentes. Após a aplicação de um curto-circuito de corrente de magnitude de 760A, a proteção sensibilizou o Relé 2 por meio da curva Standard Inverse em um tempo de 2,0210 segundos. Este tempo obtido foi muito superior ao esperado não coordenando com o Relé 1 e assim não proporcionando a proteção desejada para o circuito. O ajuste de *pick up* nesta simulação não está corretamente ajustado, por isso faz-se necessário ajustar a corrente de *pick up* de maneira a conseguir um melhor posicionamento na curva e obtenção de um tempo de atuação que atenda o esperado. Na FIGURA 20 observa-se que a corrente de curto-circuito cessa no mesmo instante indicado na FIGURA 19 pois a proteção é feita pelo Relé 1 de modo descoordenado.

Realizou-se uma alteração do ajuste de *pick up* aumentando este valor para verificar se a proteção atuará em um tempo menor do que o obtido anteriormente.

A FIGURA 21 ilustra o gráfico obtido na nova simulação do cenário 5 com geração visto pelo Relé 1.

FIGURA 21 – Gráfico cenário 5 com geração visto pelo Relé 1 (nova simulação)

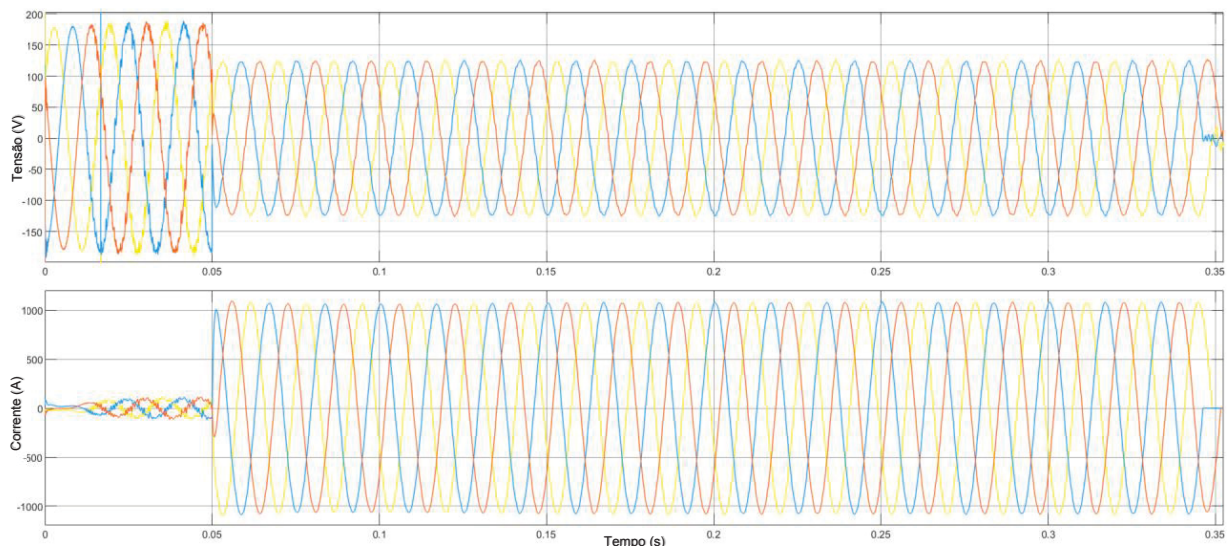


FONTE: A autora (2021)

Na nova simulação do cenário 5 com geração foi ajustado a corrente de *pick up* para um valor maior passando de 3,75A para 5A e obtendo-se um tempo de 0,3348 segundos visto pelo Relé 1.

A FIGURA 22 ilustra o gráfico obtido com a nova simulação do cenário 5 com geração visto pelo Relé 2.

FIGURA 22 – Gráfico cenário 5 com geração visto pelo Relé 2 (nova simulação)



FONTE: A autora (2021)

Na nova simulação do cenário 5 com geração visto pelo Relé 2 obteve-se um tempo de 0,2942 segundos. Portanto, comparando com o tempo de 2,0210 segundos obtidos no ajuste anterior, nota-se que a alteração do ajuste proposta proporcionou a

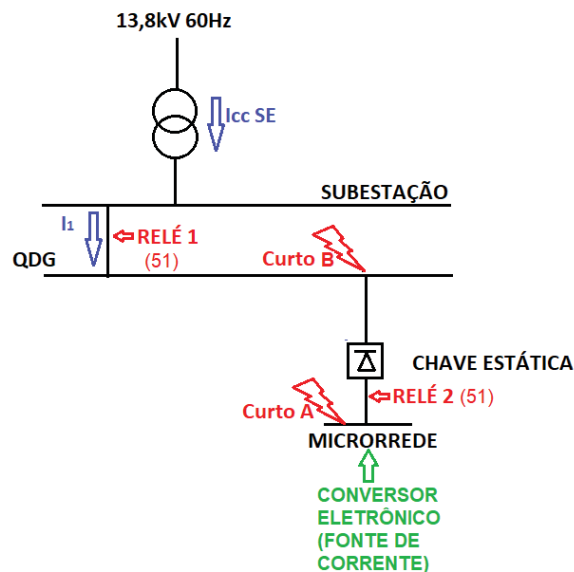
coordenação da proteção sendo que o tempo de atuação do Relé 2 se tornou inferior ao tempo obtido no Relé 1.

Neste caso em que havia geração, a microrrede contribuiu para as correntes de curto-circuito. Antes de ocorrer o curto-circuito, a corrente medida no quadro elétrico (QD-MR) que é onde está concentrada as fontes de geração da microrrede, era 56A. Nos instantes após a aplicação do curto-circuito esse valor atingiu 80A. Portanto a microrrede forneceu essa corrente ao curto. Diante do valor total da corrente de curto-circuito essa contribuição pode ser pequena, porém não pode ser desprezado para os estudos de proteção.

5.2 ESTRATÉGIA DE CONTROLE POR CORRENTE

A estratégia de controle por corrente consiste em utilizar um conversor eletrônico operando como fonte de corrente (do inglês, *Current Source Inverter* - CSI). Ele injeta correntes na rede contribuindo com uma parcela de potência solicitada pelo sistema. No momento que houver um curto-circuito ele deve fornecer corrente elétrica em decorrência do afundamento de tensão. Este método opera como um controle descentralizado tipo *droop* proporcionando que os inversores de tensão conectados à microrrede compartilhe potências demandadas pelas cargas onde a frequência e tensão eficaz da rede são medidas e através dos valores medidos são determinados os valores de potência ativa e reativa que esse inversor deve injetar na rede. Para a realização destes ensaios retirou-se o banco de baterias e os conversores CC-CC que não se fazem necessários nessa nova configuração e inseriu-se a fonte de corrente na entrada da microrrede. A FIGURA 23 ilustra um esquema simplificado do circuito com a microrrede e com a indicação da posição do conversor eletrônico operando como fonte de corrente.

FIGURA 23 – Esquema simplificado da microrrede com conversor eletrônico



FONTE: A autora (2021)

Foram repetidas as simulações da estratégia de controle por tensão dos cenários 1, 2, 4 e 5 com essa nova configuração para verificação do comportamento da proteção na estratégia de controle por corrente e realizado comparação dos resultados.

5.2.1 COMPARAÇÃO DOS RESULTADOS OBTIDOS NO CENÁRIO 1

O cenário 1 consiste em uma simulação com a microrrede desconectada. Para este caso observou-se então que a presença do conversor eletrônico operando como fonte de corrente na microrrede não influenciou nos resultados obtidos em relação à primeira simulação. A fonte de corrente gerou um valor de 18 A de corrente, porém, sem influenciar no circuito.

5.2.2 COMPARAÇÃO DOS RESULTADOS OBTIDOS NO CENÁRIO 2

O cenário 2 consiste em uma simulação com a microrrede conectada avaliando com e sem geração, aplicação do Curto B e proteção realizada pelo Relé 1. Realizou-se a comparação dos valores obtidos nas primeiras simulações no controle por tensão com os valores obtidos no controle por corrente. Estes valores encontram-se na TABELA 9.

TABELA 9 – Comparativo das simulações do cenário 2

Estratégia	Cenário	Curto-circuito	Relé de proteção	Geração	Corrente I1 (A)	Corrente de curto lcc SE (A)	Tempo de duração da falta (s)
Controle por tensão	2	B	Relé 1	Sem geração	42,4	990	0,2986
				Com geração	70	898	0,3106
Controle por corrente				Sem geração	41	965	0,2999
				Com geração	67	880	0,3112

FONTE: A autora (2021)

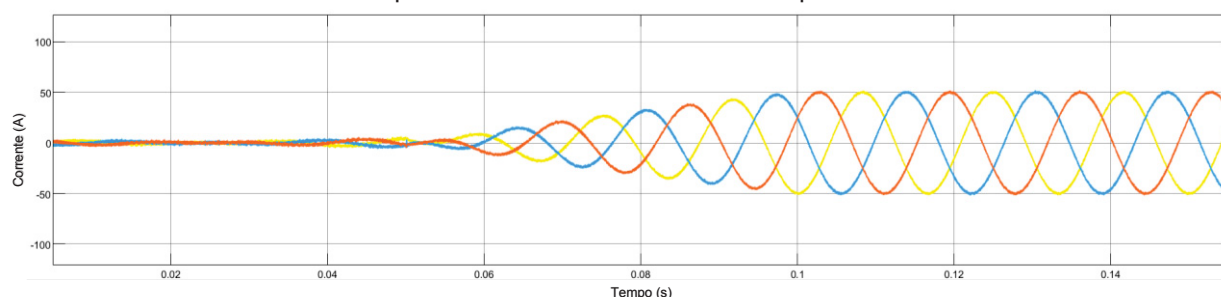
Os valores da corrente I_1 que são os valores medidos no QDG, imediatamente após a subestação, se mantiveram muito semelhantes nas estratégias por controle de tensão e por controle de corrente.

Observou-se que a presença do conversor eletrônico operando como fonte de corrente influenciou nos valores de correntes de curto-circuito que foram ligeiramente menores na estratégia de controle por corrente. Isso resultou em uma atuação mais lenta do sistema de proteção, ou seja, um atraso na atuação da proteção em relação as simulações por controle de tensão.

O conversor eletrônico gerou um valor de corrente elétrica próximo de zero antes da falta, porém, ao ocorrer a falta no sistema, ela passa a gerar um valor de corrente de 36A. Esse valor é determinado por ajustes de parametrização no modelo do conversor eletrônico.

A FIGURA 24 ilustra o gráfico com os valores de corrente medidos na saída do conversor eletrônico. No instante 0,05s ocorre a falta. Nota-se que a fonte de corrente inicia o fornecimento de corrente elétrica.

FIGURA 24 – Gráfico comportamento conversor eletrônico operando como fonte de corrente



FONTE: A autora (2021)

Foram medidas também os valores de corrente elétrica no Quadro de distribuição na entrada na microrrede (QD-MR). Enquanto não havia geração, a medição de corrente neste quadro foi apenas a pequena corrente próxima de zero inserida pela fonte de corrente nos instantes antes da falta. Após ocorrer a falta, sem geração, no QD-MR foi medido o valor de 36 A de corrente elétrica injetado pela fonte de corrente.

Na simulação com geração, quando ocorre a falta, a fonte de corrente injeta os 36 A no QD-MR e esse valor se soma ao valor gerado de 56A totalizando 92A disponíveis para serem consumidos pelas cargas.

5.2.3 COMPARAÇÃO DOS RESULTADOS OBTIDOS NO CENÁRIO 4

O cenário 4 consiste em uma simulação com a microrrede conectada avaliando com geração e sem geração, aplicação do Curto A e proteção realizada pelo Relé 1. Realizou-se a comparação dos valores obtidos na estratégia de controle por tensão com os valores obtidos na estratégia de controle por corrente. Estes valores encontram-se na TABELA 10.

TABELA 10 – Comparativo das simulações do cenário 4

Estratégia	Cenário	Curto-circuito	Relé de proteção	Geração	Corrente I1 (A)	Corrente de curto lcc SE (A)	Tempo de duração da falta (s)
Controle por tensão	4	A	Relé 1	Sem geração	41	904	0,2734
				Com geração	63,6	822	0,2840
Controle por corrente				Sem geração	41	889	0,2747
				Com geração	60	806	0,2848

FONTE: A autora (2021)

Os valores da corrente I₁ que são os valores medidos no QDG imediatamente após a subestação se mantiveram muito próximos nas simulações por controle de tensão e por controle de corrente.

Observou-se que a presença do conversor eletrônico operando como fonte de corrente, tal como no cenário 2, influenciou nos valores de correntes de curto-circuito que foram ligeiramente menores na estratégia de controle por corrente. Isso resultou

em uma atuação mais lenta do sistema de proteção, ou seja, um atraso na atuação da proteção em relação as simulações por controle de tensão.

Na simulação com geração, quando ocorre a falta, a fonte de corrente injeta os 36 A no QD-MR e esse valor se soma ao valor gerado de 56A totalizando 92A disponíveis para serem consumidos pelas cargas.

As medições feitas no conversor eletrônico antes da falta e após a falta tiveram o comportamento conforme ilustrado na FIGURA 24.

5.2.4 COMPARAÇÃO DOS RESULTADOS OBTIDOS NO CENÁRIO 5

No cenário 5 foi acrescentado o Relé 2 localizado mais próximo da microrrede, além do Relé 1 já presente nas simulações anteriores. Foi aplicado o Curto A que é mais próximo do Relé 2 e avaliado o comportamento da proteção. Realizou-se a comparação dos valores obtidos na estratégia de controle por tensão com os valores obtidos na estratégia de controle por corrente. Estes valores encontram-se na TABELA 11.

TABELA 11 – Comparativo das simulações do cenário 5

Estratégia	Cenário	Curto-circuito	Relé de proteção	Geração	Corrente Relé 2 (A)	Corrente de curto Icc SE (A)	Tempo de duração da falta (s)
Controle por tensão	5	A	Relé 2	Sem geração	31,1	841,4	0,2410
				Com geração	63,6	760	0,2942
Controle por corrente				Sem geração	31,0	825	0,2421
				Com geração	63,0	751	0,2950

FONTE: A autora (2021)

Os valores da corrente medidos no Relé 2 se mantiveram muito semelhantes nas simulações por controle de tensão e por controle de corrente.

Observou-se que a presença do conversor eletrônico, tal como nos cenários anteriores, influenciou nos valores de correntes de curto-circuito que foram ligeiramente menores na estratégia de controle por corrente. Isso resultou em uma atuação mais lenta do sistema de proteção, ou seja, um atraso na atuação da proteção em relação as simulações por controle de tensão.

As medições feitas no conversor eletrônico antes da falta e após a falta tiveram o comportamento conforme ilustrado na FIGURA 24.

Na simulação com geração, quando ocorre a falta, a fonte de corrente injeta os 36 A no QD-MR e esse valor se soma ao valor gerado de 56A totalizando 92A disponíveis para serem consumidos pelas cargas.

5.3 DISCUSSÃO DOS RESULTADOS

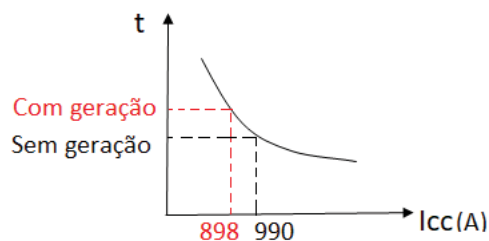
As simulações foram divididas em duas etapas. Inicialmente adotada estratégia de controle por tensão e posteriormente estratégia de controle por corrente. A atuação da proteção foi verificada nos dois sistemas.

5.3.1 RESULTADOS OBTIDOS NO CONTROLE POR TENSÃO

Verificou-se que os valores de corrente de curto-circuito foram menores quando havia geração se comparados com a ausência de geração, uma vez que a geração, apesar de não ter capacidade de fornecer corrente de curto, contribuem para o mesmo, até seu limite de carga.

A FIGURA 25 ilustra o gráfico de comparação de valores de curto-circuito com geração e sem geração do cenário 2 e cenário 3. O eixo horizontal indica valores de corrente de curto-circuito e o eixo vertical indica o tempo.

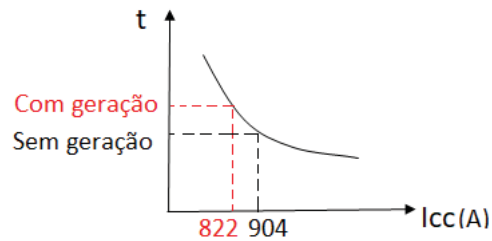
FIGURA 25 – Gráfico comparativo corrente de curto-circuito do cenário 2 e 3



FONTE: A autora (2021)

A FIGURA 26 ilustra o gráfico de comparação de valores de curto-circuito com geração e sem geração do cenário 4.

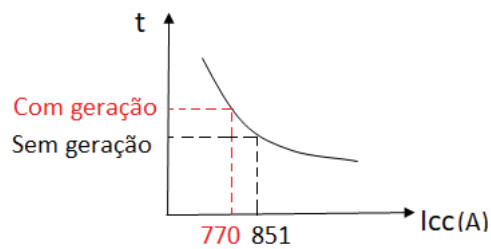
FIGURA 26 – Gráfico comparativo corrente de curto-circuito do cenário 4



FONTE: A autora (2021)

A FIGURA 27 ilustra o gráfico de comparação de valores de curto-circuito com geração e sem geração do cenário 5 do Relé 1.

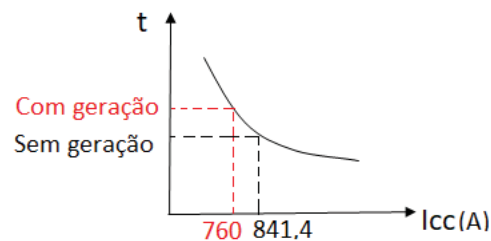
FIGURA 27 – Gráfico comparativo corrente de curto-circuito do cenário 5 visto pelo Relé 1



FONTE: A autora (2021)

A FIGURA 28 ilustra o gráfico de comparação de valores de curto-circuito com geração e sem geração do cenário 5 do Relé 2.

FIGURA 28 – Gráfico comparativo corrente de curto-circuito do cenário 5 visto pelo Relé 2



FONTE: A autora (2021)

Em todas as simulações realizadas observou-se um afundamento dos valores de tensão durante permanência da falta, ou seja, uma redução momentânea da amplitude da tensão em relação a tensão de referência. Este afundamento é esperado

uma vez que há uma maior queda de tensão pelas impedâncias do circuito alimentador com a circulação da corrente de curto-circuito.

Nas simulações realizadas com dois relés foi necessário garantir a coordenação e seletividade. A coordenação é necessária para que ao ocorrer uma falta, o relé mais próximo da falta atue antes que os demais seguindo assim uma ordem de prioridade de operação. A seletividade deve garantir que na ocorrência da falta a menor parte do sistema ao redor deste ponto seja isolado. No cenário 5, na simulação inicial com geração, estes requisitos de proteção não foram atendidos pois o tempo de atuação do Relé 2 foi muito superior ao tempo do Relé 1, não cumprindo os requisitos de coordenação e seletividade. Se estes ajustes não fossem alterados, o sistema só seria interrompido quando o Relé 1 atuasse, porém ele desligaria um maior número de cargas ao invés de apenas isolar a área defeituosa. Os ajustes então foram parametrizados novamente e desta forma foi possível garantir a operação da proteção de maneira satisfatória.

Verificou-se que a microrrede contribuiu para a corrente de curto-circuito. Para a microrrede estudada, no entanto, essa contribuição foi pequena representando aproximadamente um décimo do valor total. Mas para cada microrrede é importante realizar essa análise pois para configurações diferentes de microrredes essa contribuição pode ser maior sendo necessária novas parametrizações de proteção.

5.3.2 RESULTADOS OBTIDOS NO CONTROLE POR CORRENTE

Na segunda parte das simulações optou-se por adotar uma estratégia de controle por corrente inserindo-se um no conversor eletrônico que opera como uma fonte de corrente na entrada da microrrede. Foi retirado o banco de baterias e conversor CC-CC. Verificou-se que em relação à estratégia de controle por tensão, o valor de corrente de curto-circuito foi inferior ocasionando um atraso na atuação da proteção. Isso significa que ao optar por inserir essa fonte de corrente na microrrede, a proteção terá um tempo de atuação mais lento. Portanto, é importante fazer uma avaliação da configuração dos equipamentos pertencentes à microrrede pois estes interferem no tempo de resposta da proteção.

A FIGURA 29 ilustra o gráfico de comparação de valores de correntes de curto-circuito dos controles por corrente com controles de tensão com geração no

cenário 2. O eixo horizontal indica valores de corrente de curto-circuito e o eixo vertical indica o tempo.

FIGURA 29 – Comparativo de curto-circuito no controle por tensão e controle por corrente com geração

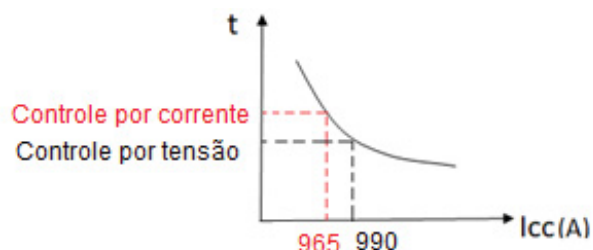


FONTE: A autora (2021)

Observa-se que no controle por tensão a corrente de curto-circuito é maior o que resulta em um tempo de atuação menor da proteção em relação ao controle por corrente, que por ter gerado uma corrente de curto-circuito menor, terá um tempo de atuação da proteção maior. Este comparativo se refere ao cenário 2 com geração, porém, os demais cenários com geração possuem um comportamento conforme o da FIGURA 29.

A FIGURA 30 ilustra o gráfico de comparação de valores de correntes de curto-circuito dos controles por corrente com controles de tensão sem geração no cenário 2.

FIGURA 30 – Comparativo de curto-circuito no controle por tensão e controle por corrente sem geração



Observa-se que no controle por tensão a corrente de curto-circuito é maior o que resulta em um tempo de atuação menor da proteção em relação ao controle por corrente, que por ter gerado uma corrente de curto-circuito menor, terá um tempo de atuação da proteção maior. Este comparativo se refere ao cenário 2 sem geração,

porém, os demais cenários sem geração possuem um comportamento conforme o da FIGURA 30.

5.3.3 COMPARAÇÃO COM A LITERATURA TÉCNICO-CIENTÍFICA

Ao comparar a literatura técnico-científica usada como referência com os resultados obtidos nas simulações realizadas observou-se concordâncias em diversos pontos.

De acordo com Zheng e Xia (2011) a microrrede conectada à rede de distribuição sofre uma redução de sensibilidade da proteção de linha possuindo uma corrente de falha menor do que quando não está conectada o que pode vir a influenciar nas proteções ajustadas. Embora no presente trabalho não tenha sido comparado o comportamento conectado com não conectado, realizou-se comparações do comportamento da microrrede conectada com geração com a microrrede conectada sem geração. E verificou-se uma semelhança neste ponto pois nas simulações onde havia geração a corrente de falha foi menor em relação as simulações sem geração. Os resultados das simulações não influenciaram nos ajustes de proteção neste caso, mas cada microrrede deve ser analisada individualmente pois de acordo com as suas características pode vir a necessitar de nova parametrização de proteção.

Memon e Kauhaniemi (2015) afirmam que quando ocorrer uma falha em uma microrrede conectada à rede de distribuição, os dispositivos de proteção não devem desarmar antes que o dispositivo de proteção do ponto de acoplamento desarme. Nas simulações realizadas no cenário 5 foi necessário rever os ajustes de proteção do relé 2 (mais próximo ao ponto de acoplamento da microrrede) pois estava descoordenado com um tempo de atuação atrasado em relação ao relé de proteção 1 à montante. Após novos ajustes no relé de proteção 2 foi possível garantir que ele atuasse de maneira coordenada com o relé 1 garantindo um sistema de proteção confiável.

Segundo Kamel e Nagasaka (2015) o desempenho da proteção de uma microrrede depende do tipo de carga (estáticas ou dinâmicas) sendo que as cargas rotativas causam correntes de falha três vezes maior do que de cargas estáticas, o que influencia diretamente nos parâmetros de proteção ajustados. No presente estudo

as cargas da microrrede são somente motores e não foi modelado a contribuição destes para a corrente de curto-circuito, porém motores também podem contribuir.

Haj-ahmed e Illindala (2013) afirmam que quando é inserida uma fonte de GD em um determinado circuito, uma parte da corrente de falha passa a ser fornecida por essa GD o que leva a uma redução da fração de corrente de falta retirada da subestação. Isso pode interferir na atuação da proteção pois provoca redução da zona de proteção necessitando de estudos específicos para garantir o funcionamento correto do sistema de proteção. No presente estudo verificou-se essa redução de corrente ao simular a microrrede conectada com geração, porém, a diferença dos valores de corrente de falta foi muito baixa não sendo necessário novos ajustes de proteção. Porém, se houvesse a inserção de muitas fontes de GD possivelmente interferiria no funcionamento da proteção fazendo-se necessário realização de novos ajustes.

Alabdulwahab e Shahidehpour (2016) destacam que a presença de DERs nas microrredes influenciam no caminho e magnitude das correntes de falha e isso afeta o funcionamento dos dispositivos de proteção sendo importante a análise da topologia da microrrede para alcançar uma proteção efetiva. O artigo demonstra ainda uma microrrede com configuração em anel que requer estudos específicos para que a proteção atue corretamente. A microrrede estudada tem uma topologia radial o que facilitou as simulações. Neste artigo ainda os autores afirmam que a inclusão de unidades de DER com interfaces de eletrônica de potência como conversores podem limitar a corrente de falha e dessensibilizar os dispositivos de proteção. No presente estudo, na estratégia de controle por corrente foi inserido um conversor eletrônico operando como uma fonte de corrente e observou-se que houve uma redução da corrente de falha em relação à estratégia de controle por tensão. Porém, a redução foi mínima não exigindo configuração de novos ajustes de proteção, entretanto, para cada microrrede é importante fazer avaliação específica.

6 CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS

As funções de proteção de sobrecorrente, sub e sobrefrequência, direcional de corrente, sub e sobretensão e sincronismo são proteções mínimas exigidas em muitas normas de concessionárias brasileiras em caso de acesso de geração distribuída ao sistema de concessionárias. Verificou-se também em normas de grande relevância internacional a exigências destes requisitos técnicos de proteção na presença de microrredes podendo ser propostos para casos de conexão de microrredes.

A conexão de microrredes na rede de distribuição convencional traz impactos ao sistema elétrico devido suas características próprias como topologia da microrrede, equipamentos pertencentes à microrrede, etc. o que influencia diretamente no sistema de proteção que deve ser dimensionado buscando isolar a falha no menor tempo possível. No presente estudo foi verificado o comportamento da função de sobrecorrente, porém, na prática se for utilizado relés de proteção multifuncionais é possível implementar várias funções de proteção.

Diante do desafio de avaliar sistemas de proteção adequados para microrredes, este trabalho apresentou algumas análises do comportamento da proteção utilizando relé de sobrecorrente temporizado avaliando cenários diferentes e indicando suas principais características.

Optou-se por realizar verificações do comportamento da proteção da microrrede por meio de duas estratégias. Primeiramente pela estratégia de controle por tensão e na sequência pela estratégia de controle por corrente.

Verificou-se que as sobrecorrentes geradas pela microrrede contribuem para a corrente de curto-circuito do sistema. A configuração da microrrede influencia diretamente na contribuição de correntes de curto-circuito.

Observou-se através das simulações realizadas a importância de um estudo aprofundado nas configurações dos parâmetros de proteção. A inserção de mais de um relé de proteção no circuito pode trazer mais confiabilidade para o sistema pois monitora mais de um ponto, porém é necessária uma análise detalhada dos ajustes de proteção de maneira a garantir uma correta operação que atenda requisitos como coordenação e seletividade e que atue rapidamente extinguindo um curto-circuito o mais breve possível.

Os relés de sobrecorrente devem ter suas configurações ajustadas de acordo com a corrente nominal do circuito. Se houver um aumento instantâneo deste valor, o relé deve perceber. Ao infringir o valor de corrente de *pick up* ajustado, deve iniciar a contagem de tempo para desligamento do circuito. Este tempo deve ser determinado pela curva utilizada. As curvas usadas nas simulações foram da norma IEC de tempo inverso. Elas possuem um tempo de atuação menor à medida que os valores de corrente de curto-circuito aumentam. Os tempos de atuação dos relés de proteção obtidos nos ensaios realizados foram eficientes na proteção dos circuitos pois os parâmetros configurados foram dimensionados de acordo com as características do sistema.

Foi possível observar que quando não há geração no sistema, a corrente de curto-circuito é maior quando comparado ao sistema com geração, pois na presença da geração as cargas da microrrede estariam consumindo uma parcela desta corrente. Como consequência destes valores de corrente de curto-circuito, os tempos de atuação do relé de proteção serão afetados. Se a corrente de curto-circuito for maior, o tempo de atuação do relé será menor ocasionando um desligamento do disjuntor mais rapidamente do que para valores menores de corrente de curto.

Foi feita uma comparação dos resultados obtidos das simulações das estratégias de controle por tensão e controle por corrente. Observou-se que na estratégia de controle por corrente ocorreu um atraso na atuação da proteção quando comparado à estratégia de controle por tensão. Isso se deve ao fato de a corrente de curto-circuito ser menor na estratégia de controle por corrente. Muito embora nos estudos realizados neste trabalho os atrasos não tenham sido muito significativos. Porém, é necessária realização de avaliação específica para cada caso pois em uma microrrede onde a corrente de curto-circuito seja muito baixa, pode ocasionar atraso significativo no tempo de atuação da proteção. A escolha dos equipamentos pertencentes a microrrede também podem interferir diretamente no funcionamento da proteção e impactar nos ajustes de proteção parametrizados sendo um fator determinante para alcançar os resultados desejados.

Como trabalhos futuros pode-se elencar:

- O comportamento da proteção diante da bidirecionalidade do fluxo de potência nas microrredes;
- Parâmetros necessários para utilização de proteção adaptativa;

- Realização de simulações com as demais funções de proteção citadas na pesquisa.

REFERÊNCIAS

AGHDAM, T. S.; KAREGAR, H. K.; ZEINELDIN, H. H. Variable Tripping Time Differential Protection for Microgrids Considering DG Stability. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 10, n. 3, p. 2407–2415, 2018.

ALABDULWAHAB, A.; SHAHIDEHPOUR, M. Microgrid networking for the monitoring, control and protection of modern power systems. **The Electricity Journal**, v. 29, p. 1–7, 2016.

ANEEL. **Resolução Normativa Nº 482, de 17 de Abril de 2012**. [s.l: s.n.].

ANEEL. **Resolução Normativa Nº 493, de 5 de Junho de 2012**. [s.l: s.n.].

ANEEL. **PRODIST, Módulo 3, Revisão 7**. [s.l: s.n.].

CEEE. **Acesso de micro e mini geração com fontes renováveis e cogeração qualificada ao sistema de distribuição** Companhia estadual de energia elétrica-CEEE. [s.l: s.n.].

CEMIG DISTRIBUIÇÃO. **Requisitos para a conexão de acessantes Produtores de Energia Elétrica ao Sistema de Distribuição Cemig – Conexão em Média Tensão** Norma Técnica ND 5.31. [s.l: s.n.].

CIGRE, G. Microgrids Engineering, Economics, & Experience. **CIGRE**, n. October, p. 1–144, 2015.

COPEL. **Normas Técnicas COPEL NTC 905200 - Acesso de micro e minigeração distribuída ao sistema da COPEL**. [s.l: s.n.].

CPFL. **Conexão de Micro e Minigeração Distribuída sob Sistema de Compensação de Energia Elétrica**. [s.l: s.n.].

EDP. **Conexão de microgeradores ao sistema de distribuição em baixa tensão**. [s.l: s.n.].

ELEKTRO. **Norma nd.64 Conexão entre Microgeração Distribuída em Baixa Tensão e a Rede de Distribuição da ELEKTRO**. [s.l: s.n.].

HATZIARGYRIOU, N. Microgrid: Architectures and Control -The Microgrid Concept. **Microgrids: Architecture and Control**, v. First edit, p. 1–24, 2014.

IEC-2. **IEC TS 62898-2 TECHNICAL**. [s.l: s.n.].

IEC-3. **Microgrids – Part 3-1: Technical requirements – Protection and dynamic control IEC TS 62898-3-1 TECHNICAL**. [s.l: s.n.].

IEEE STANDARD ASSOCIATION. **IEEE Std. 1547-2018. Standard for Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources with Associated Electric Power Systems Interfaces** IEEE Std 1547-2018 (Revision of

IEEE Std 1547-2003). [s.l: s.n.].

JUNIOR, J. A. V. et al. **Operação de uma Microrrede com Geração Fotovoltaica e Armazenamento de Energia** XXV SNPTEE SEMINÁRIO NACIONAL DE PRODUÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA. [s.l: s.n.].

KAMEL, R. M.; NAGASAKA, K. Effect of load type on standalone micro grid fault performance. **Applied energy**, v. 160, p. 532–540, 2015.

KRAPF, G. D. S. **CONVERSOR BOOST PARA RASTREAMENTO DO PONTO DE MÁXIMA POTÊNCIA DE UM GERADOR SÍNCRONO DE IMÃS PERMANENTES EMPREGADO EM GERAÇÃO EÓLICA**. Santa Maria RS: [s.n.].

KUZNETSOV, O. N. et al. Economic feasibility analysis of PV/wind/diesel/battery isolated microgrid for rural electrification in South Egypt. **Proceedings of the 2019 IEEE Conference of Russian Young Researchers in Electrical and Electronic Engineering, ElConRus 2019**, p. 1001–1006, 2019.

MEMON, A. A.; KAUHANIEMI, K. A critical review of AC Microgrid protection issues and available solutions. **Electric Power Systems Research**, v. 129, p. 23–31, 2015.

MIRSAEIDI, S. et al. Progress and problems in micro-grid protection schemes. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 37, p. 834–839, 2014.

NEOSOLAR. **Sistemas-De-Energia-Solar-Fotovoltaica-E-Seus-Componentes**. Disponível em: <<https://www.neosolar.com.br/aprenda/saiba-mais/sistemas-de-energia-solar-fotovoltaica-e-seus-componentes>>.

ROCABERT, J. et al. Intelligent connection agent for three-phase grid-connected microgrids. **IEEE Transaction on Power Electronics**, v. 26, n. 10, p. 2993–3005, 2011.

SORTOMME, E.; VENKATA, S. S.; MITRA, J. Microgrid protection using communication-assisted digital relays. **IEEE transactions on power delivery**, 2009.

TAN, R. **AC Time Overcurrent Relay block**, 2016.

VINEETHA, C. P.; BABU, C. A. Smart grid challenges, issues and solutions. **Proceedings of 2014 International Conference on Intelligent Green Building and Smart Grid, IGBSG 2014**, 2014.

XIAO, J. et al. Sizing of energy storage and diesel generators in an isolated microgrid Using Discrete Fourier Transform (DFT). **IEEE Transactions on Sustainable Energy**, v. 5, n. 3, p. 907–916, 2014.

ZHENG, K.-H.; XIA, M.-C. Impacts of microgrid on protection of distribution networks and protection strategy of microgrid. **APAP 2011 - Proceedings: 2011 International Conference on Advanced Power System Automation and Protection**, v. 1, p. 356–359, 2011.