



**FACULDADE DOCTUM DE JOÃO MONLEVADE
INSTITUTO ENSINAR BRASIL - REDE DOCTUM DE ENSINO**

**ALEX VITOR SOUZA BRANDÃO
TAFFINES CHRISTIAN DE OLIVEIRA**

**IMPACTOS DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA
NA PROTEÇÃO DE SISTEMAS DE
DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA**

**João Monlevade
2019**

**ALEX VITOR SOUZA BRANDÃO
TAFFINES CHRISTIAN DE OLIVEIRA**

**IMPACTOS DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA
NA PROTEÇÃO DE SISTEMAS DE
DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA**

**Trabalho de Conclusão de Curso
apresentado à Coordenação do Curso de
Engenharia Elétrica da Faculdade Doctum
de João Monlevade, como requisito parcial
para a obtenção do título de Bacharel em
Engenharia Elétrica.**

**Professor Orientador: D.Sc. THAÍS DE
FÁTIMA ARAÚJO SILVA**

João Monlevade

2019

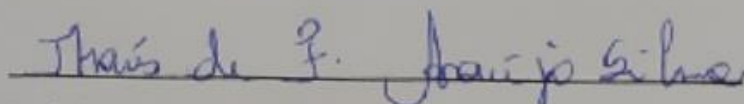
FACULDADE DOCTUM DE JOÃO MONLEVADE
INSTITUTO ENSINAR BRASIL - REDE DOCTUM DE ENSINO

FOLHA DE APROVAÇÃO

O Trabalho de Conclusão de Curso intitulado: **IMPACTOS DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NA PROTEÇÃO DE SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA**, elaborado pelos alunos **ALEX VITOR SOUZA BRANDÃO** e **TAFFINES CHRISTIAN DE OLIVEIRA** foi aprovado por todos os membros da Banca Examinadora e aceita pelo curso de Engenharia Elétrica do Instituto Ensinar Brasil de João Monlevade, como requisito parcial da obtenção do título de

Bacharel em Engenharia Elétrica

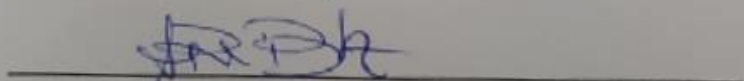
João Monlevade, 10 de Dezembro de 2019



Prof. Orientador Dr.^a Thaís de Fátima Araújo Silva



Prof. Examinador Esp. Hernani de Oliveira Santiago Filho



Prof. Examinador Esp. Ana Regina Lara Bretz

Dedicamos esse trabalho de conclusão a nossos familiares, que nos apoiaram desde o princípio desta jornada, e todos que contribuíram de alguma forma.

Agradecimentos

Alex Vitor Souza Brandão

Agradeço primeiramente à Deus, por todas as realizações até aqui conquistadas, a nossa Senhora por todas as suas interseções e bênçãos em minha vida, agradeço aos meus familiares, ao meu pai Antônio pelos ensinamentos e exemplos, a minha mãe pelo carinho, amor, apoio incondicional e perseverança depositada em minhas realizações. Agradeço a minha esposa Carolina, pela paciência e pelo carinho nos dias mais intensos e conturbados. Agradeço ao corpo docente da Rede Doctum por todo conhecimento adquirido, em especial a professora orientadora DR.^a Thais Araujo Silva e a professora Esp. Ana Regina Lara Bretz. Aos amigos um muito obrigado pelo apoio nas horas difíceis, em especial ao meu colega de trabalho e amigo Taffines Christian, pela parceira ao longo de toda essa jornada, o meu muito obrigado.

Taffines Christian de Oliveira

Agradeço primeiramente à Deus, pela vida que Ele me concedeu, Agradeço ao meu orientador Dr^a Thais Araújo por aceitar conduzir o meu trabalho de pesquisa e à professora Esp. Ana Regina Lara Bretz, pela sua excelente co-orientação e aplicação da matéria de TCC 02. A todos os meus professores do curso de Engenharia Elétrica, pela excelência técnica de cada um. Ao meu companheiro de trabalho, Alex, pelo total apoio e dedicação ao trabalho. Aos meus pais Emerson e Gilcilângela, por todo o esforço investido na minha educação, e que sempre estiveram ao meu lado me apoiando ao longo de toda a minha trajetória, à minha irmã Bianca pela amizade e atenção dedicada quando sempre precisei, à minha noiva Kerolên pela compreensão e paciência demonstrada durante o período do curso. Quero agradecer também à Faculdade Rede de Ensino Doctum e todo o seu corpo docente. A todos que direta ou indiretamente fizeram parte da minha formação, o meu muito obrigado!

“Para nós, os grandes homens não são aqueles que resolveram os problemas, mas aqueles que os descobriram”. **Albert Schweitzer**

Resumo

As tecnologias vêm sendo desenvolvidas no setor de energia elétrica com o objetivo de atender a demanda e às políticas ambientais. Uma das formas encontradas foi a instalação da Geração Distribuída (GD), que consiste em descentralizar a geração das grandes usinas e instalar fontes geradoras próximas dos consumidores, conectando-as ao sistema elétrico. Para instalar a GD no sistema, vários requisitos devem ser atendidos, como denomina a concessionária, com base na Norma Regulamentadora da ANEEL nº 482/2012. Ao conectar a GD a um sistema elétrico, a rede tem suas características alteradas, o que pode causar diversos impactos no sistema elétrico, como aumento do valor da corrente de curto circuito, ilhamento, alteração nos perfis de tensão, reversão do fluxo de potência, impactos na seletividade e comprometimento da proteção do sistema. Um dos maiores problemas é que o sistema de distribuição na maioria das vezes é antigo e sobrecarregado, e deve passar por uma modificação de acordo com os padrões definidos pela ANEEL. Além disso, os investimentos em infraestrutura de distribuição não acompanham o crescimento da demanda. Com as modificações necessárias aplicadas, como instalação de rede inteligente, parametrização correta dos inversores, otimização dos fusíveis e religadores, instalação de medidores inteligentes ao longo da rede, consegue-se minimizar os impactos gerados pela GD e aumentar a confiabilidade do sistema, evitando grandes prejuízos devido às falhas inesperadas. Sendo assim, a manutenção preventiva na rede permite monitorar o sistema e otimizar o uso dos equipamentos, permitindo mensurar o retorno financeiro.

Palavras-Chave: Geração Distribuída. Impactos. Proteção. Seletividade. Sobrecorrente.

Abstract

Technologies are being developed in the electricity sector to meet demand and environmental policies. One of the ways found was the installation of Distributed Generation (GD), which consists in decentralizing the generation of large plants and installing generating sources close to consumers, connecting them to the electrical system. To install GD in the system, several requirements must be met, as the concessionaire calls it, based on ANEEL Regulatory Standard No. 482/2012. When connecting the GD to an electrical system, the network has its characteristics altered, which can cause several impacts on the electrical system, such as increase of short circuit current value, islanding, change in voltage profiles, reversal of power flow, impacts on selectivity and compromise of system protection. One of the biggest problems is that the distribution system is often old and overloaded, and must undergo a modification according to the standards set by ANEEL. In addition, investments in distribution infrastructure do not keep up with growing demand. With the necessary modifications applied, such as smart grid installation, correct parameterization of the inverters, fuse and recloser optimization, installation of smart meters throughout the grid, GD impacts can be minimized and system reliability increased, thus avoiding major problems. damage due to unexpected failures. Thus, preventive maintenance on the network allows monitoring the system and optimizing the use of equipment, allowing to measure the financial return.

Keywords: Distributed generation. Impacts. Protection. Selectivity. Overcurrent.

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica.

BT - Baixa Tensão.

CPFL - Companhia Paulista de Força e Luz.

GD - Geração Distribuída.

MME - Ministério de Minas e Energia.

MT - Média Tensão.

ND - Norma de Distribuição.

QEE - Qualidade de Energia Elétrica.

PRODIST - Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional.

SDEE - Sistema de Distribuição de Energia Elétrica.

SEP - Sistema Elétrico de Potência.

Índice de Figuras

Figura 1 - Conexão do acessante (sem inversor) à rede de BT da Cemig D.....	25
Figura 2 - Conexão do acessante (através do inversor) à rede de BT da Cemig D.....	28
Figura 3 - Fluxo de Potência em um alimentador radial de distribuição.....	31
Figura 4 - Fluxo de Potência em um alimentador radial de distribuição com geração distribuída	32
Figura 5 - Contribuição dos geradores distribuídos para a corrente de falta.....	35
Figura 6 - Diagrama unifilar para conexão de microgeração em EMUC	37
Figura 7 - Chave Fusível.....	38
Figura 8 - Ligação dos TCs e relés de fase e terra	38
Figura 9 - Curvas: normalmente inversa NI, muito inversa MI e extremamente inversa EI	39
Figura 10 - Seletividade entre curvas de relés e elos fusíveis	40
Figura 11 - Controle Microprocessado de um Religador Trifásico	41
Figura 12 - Trip Saver	43
Figura 13 – Exemplo de aplicação de medidores em rede Mesh.....	47

Índice de Quadros

Quadro 1 – Níveis de tensão requeridos para conexão e exigência do transformador de acoplamento para centrais geradoras na distribuição.....	21
Quadro 2 – Requisitos de proteção para potência instalada até 75 kW.....	25

Índice de Tabelas

Tabela 1 - Ajustes para as proteções de geradores que não utilizam inversores.....	26
Tabela 2 - Aplicação do DSV.....	26
Tabela 3 - Valores de K associados ao número de operações rápidas do religador.....	42

SUMÁRIO

1 Introdução	15
2 Objetivo Geral	16
2.1 Objetivos Específicos.....	16
3 Metodologia	17
4 Referencial Teórico	17
4.1 Sistema Elétrico de Potência	18
4.2 Sistema de Distribuição de Energia Elétrica	18
4.3 Proteções no Sistema de Distribuição	19
4.4 Geração Distribuída	20
4.5 Impactos e técnicas de minimização da GD no sistema elétrico	22
4.6 Métodos utilizados para minimizar os impactos da GD	23
4.6.1 Conexão para geradores sem a utilização de inversores	24
4.6.2 Conexão de geradores com a utilização de inversores	27
4.6.3 Requisitos de Proteção para a Conexão Através de Inversores.....	28
4.6.4 Alteração nos perfis de tensão.....	29
4.6.5 Reversão do fluxo de potência.....	30
4.6.6 Alterações na corrente de curto circuito.....	32
4.6.7 Ilhamento	33
4.7 Seletividade e proteção na geração distribuída	34
4.8 Equipamentos de Proteção Para Redes de Distribuição	36
4.8.1 Chave Fusível/Elo Fusível	37
4.8.2 Disjuntores e Relés.....	38
4.8.3 Religadores.....	40
4.8.4 Trip Saver	42
4.8.5 Políticas de Religamentos Automáticos em Redes de Distribuição	43
4.8.6 Equipamentos de proteção para uma rede de proteção inteligente.....	44
4.8.7 Medidor Inteligente.....	47
4.8.8 Sensores.....	47
4.8.9 Relé Inteligente	47
5 Comparações dos Sistemas	48
5.1 Pontos Negativos da Rede Elétrica Atual	48

5.2 Pontos Positivos do Sistema Com as Proteções na GD.....	49
6 Considerações Finais.....	51
Referências.....	53

1 Introdução

Com os avanços tecnológicos, aumentou-se a demanda de geração de energia elétrica, e várias mudanças foram necessárias no setor de energia, devido às novas políticas ambientais. Da mesma forma, o desenvolvimento tecnológico possibilita o aumento de produção de energia elétrica, permitindo a geração de energia em plantas de pequeno porte, utilizando na grande maioria fontes renováveis para reduzir o impacto ambiental, como fontes eólicas, solares e biomassa. Neste novo cenário, parte da geração de energia não é centralizada nas grandes usinas, e parte da demanda é complementada por meio da Geração Distribuída (GD), que consiste na geração elétrica realizada próxima dos consumidores, independente da potência, tecnologia e fonte de energia. Essas tecnologias têm evoluído para produzir potências cada vez menores.

Segundo o Instituto Nacional de Eficiência Energética (2012), o surgimento da GD está relacionado à eficiência energética, estabilização do sistema, e crises do petróleo, que é uma fonte de combustível altamente poluente, finita e cara.

Em 2004, a GD é sancionada na Lei 10.848/04, decretada pelo presidente da república, como uma das possíveis fontes de geração/ cogeração de energia. O Decreto 5.163/04, em detalhe, apresenta características mínimas obrigatórias que as concessionárias devem seguir, que até então se opunham a esta forma de geração, a distinguir na GD uma das formas de mitigar riscos de planejamento.

O sistema de distribuição de energia elétrica no Brasil é regulamentado pela resolução (842/2018 – Revisão 10 com data vigente de 26/12/2018), elaborada pela agência reguladora Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), a qual, por sua vez, se orienta pelas diretrizes estabelecidas nas leis aprovadas pelo congresso nacional e nos decretos estabelecidos pelo Executivo Federal. A ANEEL através das normas elaboradas no PRODIST (Procedimento de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional) acompanha os serviços prestados pela distribuidora através de indicadores de qualidade.

Os dispositivos elétricos de proteção são fundamentais para garantir a segurança de operação das máquinas e equipamentos de um sistema em geral, tendo grande investimento. O conceito envolve ainda, equipamentos de medida, controle e comando, que permitem o controle de cargas de acordo com sua necessidade, de forma a realizar a leitura das grandezas elétricas, para monitorar as condições dos equipamentos elétricos. Dispositivos estes que são citados ao longo do trabalho.

A GD é muito importante para a confiabilidade do sistema, traz inúmeros benefícios, como redução da sobrecarga das linhas de transmissão, redução de custos e impactos ambientais.

Com a instalação da GD no sistema de distribuição, as características são alteradas, o que provoca efeitos indesejáveis, como ilhamento, aumento das correntes de curto circuito, alteração do fluxo de carga e aumento da tensão na rede, ocasionar desde faltas desnecessárias à danos nos equipamentos, com isso o estudo sobre esses problemas se faz essencial, procurando a respeito de desenvolvimento de novas tecnologias e metodologias que provoquem a minimização dos impactos no sistema de distribuição.

Uma das soluções é a implantação de uma rede inteligente, que propõe um ambiente com comunicação rápida e remota permitindo uma operação robusta e eficiente, monitorando todo o sistema de distribuição.

A hipótese do seguinte trabalho embasa que a geração distribuída (GD) permeie impactos negativos no sistema de distribuição de uma rede elétrica, com isso, estes demonstram a necessidade de uma readequação ou modificação.

Este trabalho de conclusão de curso propõe a avaliação dos impactos da geração distribuída (GD) na proteção do sistema de distribuição, visando métodos e tecnologias para amenizar essas perturbações.

2 Objetivo Geral

De forma geral, o presente trabalho tem o objetivo de apresentar um estudo bibliográfico relacionado aos impactos que a geração distribuída provoca na proteção do sistema elétrico de distribuição de energia, os benefícios e técnicas da minimização dessas perturbações e indicar os melhores métodos através de pesquisas e estudos de novas tecnologias para amenizar tais impactos que serão apresentados no decorrer deste trabalho.

2.1 Objetivos Específicos

- Realizar levantamento bibliográfico sobre as principais características de um sistema de distribuição de energia e de seu sistema de proteção.
- Realizar levantamento bibliográfico sobre os impactos que a GD pode causar no sistema de proteção, seus benefícios e malefícios.
- Realizar um estudo bibliográfico sobre as formas de minimizar os impactos causados pela geração distribuída na proteção do sistema de distribuição.

3 Metodologia

A metodologia aplicada é de origem fundamental, pois trata-se de um estudo do tipo bibliográfico. A pesquisa realizada é explicativa, pois preocupa-se em focar na melhoria e compreensão de como uma geração distribuída influencia no funcionamento do sistema de distribuição, e como minimizar esses impactos. Os procedimentos técnicos utilizados, se baseiam em estudos bibliográficos e documentais como por exemplo relatórios do Programa de Desenvolvimento de Geração Distribuída (PROGD), os procedimentos elaborados pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), normas regulamentadoras - NBR5410, NBR 14039, e demais documentos da concessionária CEMIG, tais como, ND 5.30, ND 5.31, ED 5.57, ND 4.15, ND. 78, ND. 3.31, ED 5.58, que possui mais critérios do que os requisitos mínimos requeridos pelos órgãos fiscalizadores.

A metodologia deste presente trabalho foi desenvolvida em várias etapas que são apresentadas abaixo, a fim de expor o passo a passo de como ele foi desenvolvido.

- Pesquisa bibliográfica relacionadas ao sistema de distribuição e suas características;
- Instruir sobre as normas de conexão da geração distribuída.
- Realizar um levantamento bibliográfico sobre os impactos que a GD pode causar no sistema de proteção;
- Pesquisar e avaliar os métodos utilizados para mitigar impactos negativos deste tipo de geração na proteção;
- Avaliar os métodos e tecnologias para elaboração de um sistema de proteção para uma rede elétrica com geração distribuída. Avaliar quais as principais mudanças devem ser realizadas e quais novas tecnologias devem ser empregadas em um sistema de distribuição.

4 Referencial Teórico

Neste capítulo são citados alguns conceitos relacionados ao tema do trabalho, como Sistema Elétrico De Potência (SEP), geração, transmissão, distribuição, geração distribuída, proteção e os impactos relacionados ao tema, juntamente com seus métodos de eliminação.

4.1 Sistema Elétrico de Potência

O Sistema Elétrico de Potência (SEP) tem a função de transportar energia elétrica com qualidade a pequenos e grandes consumidores. Consiste em sistemas de energia que englobam a geração, transmissão e distribuição de energia elétrica (NERI, 2015).

De acordo com ANEEL (2019), o sistema elétrico de potência é dividido em geração transmissão e distribuição. As distribuidoras recebem energia dos geradores e das linhas de transmissão, podendo ser subterrâneas ou aéreas, entregando-a aos consumidores sendo eles residências, comércios áreas rurais e/ou industriais.

O processo de geração utiliza na maioria geradores síncronos que são conectados à rede através do transformador que eleva a tensão para níveis adequados de transmissão, estes sistemas são geralmente compostos por um pequeno número de plantas de geração com capacidades elevadas (MARUJO, 2017).

Segundo a Abradee (2018), as Linhas de Transmissão (LT) são constituídas por fios condutores metálicos suspensos em torres metálicas, por meio de isoladores e outros materiais isolantes. Em geral, o sistema de transmissão possui alimentação do tipo anel, o qual possibilita que a potência seja transportada por mais de um caminho.

O Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) é o órgão responsável pela coordenação e controle da operação das instalações de geração e transmissão de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional (SIN) e pelo planejamento da operação dos sistemas isolados do país, sob a fiscalização e regulação da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL).

4.2 Sistema de Distribuição de Energia Elétrica

No passado, os sistemas de energia elétrica eram compostos por grandes unidades de geração de energia centralizadas, uma rede de transmissão de alta tensão para escoamento da energia e redes de distribuição de média e baixa tensão para levar a energia aos centros consumidores. Tradicionalmente, nenhuma fonte de geração estava conectada à rede de distribuição, porém, este cenário mudou significativamente nas últimas décadas. Hoje em dia vários tipos de GD estão conectadas às redes de distribuição, e na sua grande maioria são fontes de energias renováveis, como turbinas eólicas, hidrelétricas de pequena escala e painéis fotovoltaicos (COSTER; MYRZIK; KLING, 2010).

O Sistema de Distribuição de Energia Elétrica (SDEE) geralmente começa na subestação de distribuição, que pode ser alimentada por uma ou mais linhas de subtransmissão ou diretamente pelo sistema de transmissão em alta tensão. Cada subestação se conecta a um ou mais alimentadores primários (KERSTING, 2012). O

SDEE tem característica dedicada ao rebaixamento de tensão proveniente do sistema de transmissão, para fornecer energia com qualidade para o consumidor final, sendo eles: residências, indústrias apartamentos e iluminações públicas (ABRADEE, 2018).

De acordo com a (ANEEL, 2019), o sistema de distribuição é composto pelo conjunto de instalações e equipamentos elétricos que operam em níveis de alta tensão (superior a 69 kV e inferior a 230 kV), média tensão e baixa tensão (igual ou inferior a 1 kV), sendo divididas em sistema primário e secundário de distribuição.

4.3 Proteções no Sistema de Distribuição

Todo sistema elétrico requer proteções que garantam a confiabilidade e segurança na operação e no fornecimento de energia, tendo o objetivo de desligar a parcela do sistema elétrico de potência que se encontra defeituosa, ou operando fora das suas condições normais, de forma rápida para minimizar os riscos à vida humana e danos aos equipamentos que compõem o sistema.

O sistema de proteção sempre deve atuar de forma eficaz, para evitar desligamentos desnecessários, pois a qualidade no fornecimento de energia está relacionada também ao número de interrupções e afundamentos de tensão (JUNIOR, 2017).

Alguns dos distúrbios dos sistemas de proteção podem ser problemas de natureza térmica, vandalismo, problemas estruturais na rede, sobretensões provocadas por surtos de manobras, descargas atmosféricas, queimadas, vendavais e curto circuito. A coordenação é o ato ou efeito de dispor dois ou mais equipamentos de proteção seguindo certa ordem, de modo a atuarem numa sequência de operação preestabelecida, permitindo o restabelecimento automático para faltas temporárias e seletividade para faltas permanentes. Uma boa coordenação dos dispositivos de proteção de sobrecorrente é um fato essencial para a manutenção da confiabilidade e a integridade do sistema elétrico de distribuição (FRITZEN; KRUPA; MORAES, 2019).

Os dispositivos de proteção de sistemas de distribuição que interrompem correntes de falta, tais como: disjuntores, que são seccionados por atuações de relés, religadores, fusíveis limitadores de corrente e de expulsão, possuem uma função vital ao bom desempenho da proteção nos sistemas de distribuição, devendo ter atuação precisa e rápida. A confiabilidade de qualquer sistema de potência requer a continuidade de serviço do sistema em meio a condições críticas de faltas sem causar colapsos. A proteção básica de qualquer tipo de sistema ou circuito elétrico, para todos os níveis de tensão é a proteção de sobrecorrente, que pode ser associada a outros tipos de proteção (SHORT, 2004; FRITZEN; KRUPA; MORAES, 2019)).

4.4 Geração Distribuída

No Brasil, a geração distribuída foi definida de forma oficial a partir do Decreto no 5163 de 30 de julho de 2004:

Art. 14. [...] Considera-se geração distribuída a produção de energia elétrica proveniente de empreendimentos de agentes concessionários, permissionários ou autorizados, [...] conectados diretamente no sistema elétrico de distribuição do comprador, exceto aquela proveniente de empreendimento: I - hidrelétrico com capacidade instalada superior a 30 MW; e II - termelétrico, inclusive de cogeração, com eficiência energética inferior a setenta e cinco por cento, conforme regulação da ANEEL, a ser estabelecida até dezembro de 2004. Parágrafo único. Os empreendimentos termelétricos que utilizem biomassa ou resíduos de processo como combustível não estarão limitados ao percentual de eficiência energética [...].

A Geração Distribuída (GD) pode ou não ser proveniente de fonte renovável de energia. Nem todas as pequenas unidades de geração podem ser consideradas GD, como por exemplo as unidades hidrelétrica ou eólica são muito dependentes do seu combustível, seus locais são ditados em função da disponibilidade de um fluxo de água e vento respectivamente, dessa maneira quando não se encontram próximas as cargas não podem ser consideradas GD (BORBELY; KREIDER, 2001).

A geração distribuída é composta por tecnologias de geração cuja produção é destinada para atender cargas locais e equipamentos. A GD pode ser on-grid, que é conectada à rede, ou off-grid, que é um circuito isolado do sistema de distribuição, no qual são utilizados banco de baterias.

Segundo o INEE (2008), a geração elétrica perto do consumidor chegou a ser regra na metade do século, quando a energia industrial era gerada localmente. A partir da década de 40, a geração em centrais de grande porte ficou barata, ocasionando na redução do interesse dos consumidores pela GD.

Com o aumento do consumo de energia elétrica no Brasil, e o crescente desenvolvimento dos centros consumidores de carga, e dos impactos que a GD afeta o sistema elétrico, torna-se necessário o estudo relacionado a proteção e seletividade no sistema de energia elétrica, desde à geração, altas tensões, médias tensões, linhas de transmissão, distribuição, distribuição residencial e circuitos eletrônicos de equipamentos, mas neste trabalho o enfoque está relacionado ao sistema de distribuição.

O PRODIST (Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional) (ANEEL, 2012), é o conjunto das normas técnicas da ANEEL que regulam e estabelecem padrões para a distribuição de energia no Brasil. O módulo 3 do PRODIST foi criado para tratar do acesso aos sistemas de distribuição, incluindo a geração distribuída. O item 5 do PRODIST trata da proteção e do controle para a conexão de

centrais geradoras e estabelece os limites de tensão para conexão em função da potência da central e a exigência de um transformador de acoplamento, conforme o Quadro 1.

Quadro 1 – Níveis de tensão requeridos para conexão e exigência do transformador de acoplamento para centrais geradoras na distribuição

Potência Instalada	Nível de Tensão de Conexão	Transformador de Acoplamento
< 10 kW	Baixa Tensão (monofásico)	Não
10 a 75 kW	Baixa Tensão (trifásico)	Sim
76 a 500 kW	Baixa Tensão (trifásico) / Média Tensão	Sim
501 kW a 30 MW	Média Tensão / Alta Tensão	Sim
> 30 MW	Alta Tensão	Sim

Fonte: ANEEL, PRODIST - Módulo 3 (2012)

O uso de um transformador de acoplamento ajuda a mitigar os efeitos da geração distribuída sobre as correntes de curto-circuito na rede da acessada, mas ele tem um custo mais elevado.

De modo geral, existem mini ou micro-usinas geradoras que são instaladas em maior parte, como por exemplo a eólica, hidráulica, térmica e fotovoltaica.

Em relação às GD provenientes de mini ou micro usinas eólicas, alguns fatores a tornam menos atraente do que outros tipos de geração, como o fato de que, é necessário captar o vento a uma velocidade entre 7 m/s e 15 m/s, para ter melhor aproveitamento; outro ponto é a dificuldade de instalá-la em centros urbanos, devido à altura dos prédios atrapalharem o fluxo de ar nos aerogeradores, e sem contar que a altura dos mesmos para maior aproveitamento devem ser entre 10 e 40 metros. Uma solução existente é a instalação do aerogerador no telhado de edifícios, desde que seja feito um laudo estrutural antes; e o grande ruído feito por eles, podendo prejudicar o sossego de moradores no entorno (COSTA, 2014).

As usinas termelétricas são utilizadas na geração descentralizada, geralmente, na forma de cogeração, em que resíduos de processos industriais são utilizados para a geração de eletricidade e calor. Assim, além da possibilidade de gerar menos resíduos, a cogeração viabiliza também o aproveitamento do calor gerado na usina termelétrica para outros processos produtivos, podendo este calor estar na forma de vapor, água quente ou fria. A vantagem desta solução é que o consumidor economiza o combustível que necessitaria para produzir o calor do processo, elevando a eficiência energética do sistema (ANEEL, 2017).

A modalidade mais utilizada na GD é a usina solar fotovoltaica, tendo como maioria consumidores residenciais, com destaque também para as unidades comerciais.

Alguns fatores a tornam a modalidade mais popular, como a facilidade de instalação e adequação, pois o sistema geralmente é instalado na própria área construída, como telhados, ou áreas não utilizadas pelo consumidor. Outro ponto positivo é a modularidade dos painéis solares, podendo atender a diferentes perfis de consumidores.

O custo da energia solar fotovoltaica depende de três fatores: irradiação solar disponível, desempenho e custo dos sistemas fotovoltaicos. O desempenho do sistema fotovoltaico é dependente da radiação solar incidente no plano dos módulos, da temperatura de operação dos módulos, da curva de desempenho do inversor e das perdas do sistema como as registradas na fiação e conexões, entre outros (GASPARIN, 2017).

No Brasil, desde 17 abril de 2012, a ANEEL declarou que o consumidor pode gerar sua própria energia elétrica a partir de fontes renováveis qualificada e ainda fornecer o excedente para a rede de distribuição de acordo com a Resolução Normativa (RN) ANEEL nº 482/2012. Buscando a redução dos custos e tempo de instalação de uma GD, compatibilizar o sistema de compensação de energia elétrica com as condições gerais de fornecimento, o aumento de público alvo e melhorar as informações na fatura, foi publicada pela ANEEL a nova Resolução Normativa nº 687/2015 revisando a anterior. De acordo com a resolução, a GD no Brasil se divide em dois tipos, sendo a Microgeração, que consiste em uma central geradora com potência menor ou igual a 75kw, e a Mini geração, com potência instalada superior a 75 kW e menor ou igual a 3 MW para fontes hídricas ou menor ou igual 5 MW para cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, ou para as demais fontes renováveis de energia elétrica, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras.

A RN 482 também criou um sistema de compensação, ao qual toda energia excedente gerada é injetada na rede da concessionária, utilizando um wattímetro de sentido bidirecional, que servirá como um tipo de empréstimo, e mais tarde retornará para o consumidor na forma de créditos energéticos, que serão utilizados posteriormente. Esses créditos possuem um prazo de 60 meses para serem utilizados (ANEEL, 2012).

4.5 Impactos e técnicas de minimização da GD no sistema elétrico

A conexão de GD no sistema é de grande importância, pois traz vários benefícios, mas também o afeta de algumas formas.

Segundo Ramos (2009), a relevância desses impactos dependerá se a GD está conectada no sistema primário de distribuição ou secundário, dependem da tecnologia utilizada, da distribuição geográfica da mesma, características do ponto de conexão, do fator de penetração da mesma, dentre outros.

Segundo o Relatório do Programa de Desenvolvimento da Geração Distribuída de Energia Elétrica (ProGD), do Ministério de Minas e Energia (2015), a conexão de unidades de geração distribuída impõe diversos impactos aos sistemas de distribuição, observando que foi dado destaque às instalações de GD no lado de BT, que é a situação mais comum. No entanto, já existem alguns casos de instalações de minigeração distribuída em que a conexão se dá diretamente aos sistemas de MT.

Ainda segundo o ProGD, nestes casos os impactos são, de modo geral, mais relevantes e as concessionárias precisam prever eventuais reforços nas redes tanto do ponto de vista de equipamentos.

A maioria dos sistemas de proteção presentes na distribuição detectam uma situação problemática do sistema através do discernimento de uma corrente de falta de uma corrente nominal, prevista de acordo com a potência disponível de fornecimento. Como a GD altera a contribuição da rede para a corrente de falta, a operação do sistema de proteção pode ser afetada (COSTER; MYRZIK; KLING, 2010), proporcionando uma perda de sensibilidade das proteções. Os impactos técnicos da GD no Sistema de Distribuição de Energia Elétrica (SDEE) são: mudança nas tensões, aumento no nível de falta, variação da qualidade da energia, nas proteções, estabilidade e na operação do sistema (JENKINS, 1995).

4.6 Métodos utilizados para minimizar os impactos da GD

O objetivo das normas estabelecidas pelas concessionárias é estabelecer a conexão da GD com o intuito de minimizar os impactos. Devido a isso, com a avaliação das tecnologias disponíveis, foram encontradas algumas formas de minimizar cada situação e problema na rede devido a geração distribuída, como flutuação de tensão, regulação da potência ativa, controle de frequência.

Segundo ProGD (2015), para evitar sobrecargas dos sistemas de distribuição e/ou fluxos reversos de potência, alguns países têm optado por limitar a potência ativa gerada pelas unidades de GD, utilizando um sistema de flutuação de carga. Outra forma, é o suporte à frequência da rede nas unidades de geração para diminuir a potência de saída diante de aumentos na frequência, buscando conter o incremento da frequência. Caso o gerador tenha folga, poderia realizar também a função inversa, aumentando a potência fornecida diante de diminuições de frequência.

Uma forma de amenizar os impactos é utilizar a tecnologia utilizada nos inversores para realizar uma conexão confiável e segura com o sistema (no caso de uma geração distribuída fotovoltaica (GDFV)), contribuindo para diminuir o impacto na rede e aumentar o grau de penetração. Desta forma, inversores com funções auxiliares e vários modos de

operação reduzem a necessidade de medidas de reforço adicionais. Uma outra sugestão seria a utilização de uma rede modernizada que inclui sistemas de controle que comandem os inversores para contribuir no controle da tensão no ponto de conexão, ajustando a potência reativa injetada na rede (JUNIOR,2017).

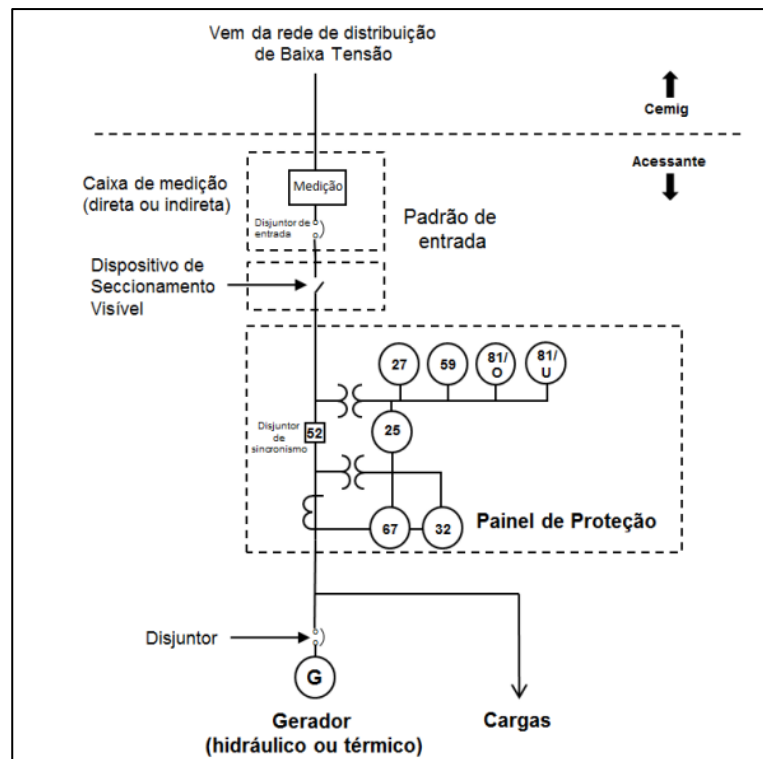
As fontes de geração fotovoltaicas, utilizadas também em uso doméstico, aplicam parte da potência requerida localmente. Assim, a corrente que flui pela rede de distribuição é reduzida, onde ocorre a queda de tensão. Logo, sistemas fotovoltaicos podem atuar como reguladores de tensão para compensar quedas de tensão em situações de carga pesada (PVUPSCALE, 2007b).

4.6.1 Conexão para geradores sem a utilização de inversores

No que tange a ND-5.30 CEMIG (2019), utilizar geradores síncronos ou assíncronos, conectados normalmente em turbinas hidráulicas ou térmicas, deve ser utilizado na caixa de medição, podendo ser direta ou indireta, um disjuntor acompanhado de um wattímetro bidirecional, de forma a medir a energia ativa injetada na rede e a energia ativa consumida da rede. Deve possuir registradores independentes para apuração da energia ativa consumida e da energia ativa injetada, em outra caixa, um dispositivo de seccionamento visível para que a concessionária possa garantir a desconexão da central geradora durante manutenção em seu sistema e em outro painel denominado de painel de proteção. Deve possuir um disjuntor com bobina de abertura e fechadura, acompanhado com relés inteligentes, que possua uma saída capaz de atuar o elemento de interrupção.

Ainda, segundo a ND-5.30 CEMIG (2019), um relé de sincronismo poderá ser substituído por um sistema eletroeletrônico que realize o sincronismo e conecte a GD com a rede após atingir o sincronismo. No caso de ausência de tensão da Cemig ou operação isolada da GD, o sistema de proteção deve desconectar a rede de distribuição da GD. Deve possuir também um disjuntor específico para a proteção da fonte geradora, como demonstra a figura 1, de acordo com a ND-5.30 CEMIG (2019). Pode ser demonstrado também no Quadro 2– Requisitos de proteção para potência instalada até 75 kW.

Figura 1 – Conexão do acessante (sem a utilização de inversor) à rede de BT da Cemig D



Fonte: CEMIG ND-5.30 (2019)

Os requisitos de proteção exigidos para as unidades consumidoras que façam a adesão ao sistema de compensação e se conectem à rede de distribuição de baixa tensão estão descritos no Quadro 2 e seguem as determinações contidas na Seção 3.7 do Prodist ND-5.30 (CEMIG, 2019).

Quadro 2 – Requisitos de proteção para potência instalada até 75 kW

Requisito de Proteção
Elemento de desconexão ⁽¹⁾ - DSV
Elemento de interrupção ⁽²⁾
Proteção de sub e sobretensão ⁽³⁾
Proteção de sub e sobrefrequência ⁽³⁾
Proteção de sobrecorrente direcional ⁽³⁾
Relé de sincronismo ⁽⁴⁾
Anti-ilhamento ⁽⁵⁾
Proteção de potência reversa ⁽⁶⁾

Fonte: CEMIG ND-5.30 (2019)

De acordo com a ND-5.30 CEMIG (2019), deve ser utilizado um sistema nobreak de forma que não haja interrupção na alimentação do sistema de proteção, deve possuir potência mínima de 1000w e autonomia mínima de 6 horas, com uma carga de 30Va, 4

tomadas de saída, faixa de temperatura mínima de 0 a 40°C, by-pass automático, caso haja um defeito no nobreak, alimentando as cargas diretamente com a tensão de entrada do nobreak. Pode ser instalado um conjunto de baterias para suprir uma eventual ausência do nobreak, mas de forma opcional.

Em relação ao ajuste das proteções, os sistemas que são conectados à rede sem a utilização de inversores ou no caso da presença de geração com fontes não incentivadas devem ajustar os relés de acordo como descreve a CEMIG ND 5.30, de acordo com a Tabela 1: Na esquerda o tipo do relé, no centro, a unidade de ajuste, e à direita, o tempo de atuação máximo.

Tabela 1 – Ajustes para as proteções de geradores que não utilizam inversores

Requisito de Proteção	Parametrização de referência	Tempo máximo de atuação
Proteção de Subtensão (27) - N1	0,8 p u.	5 seg.
Proteção de Subtensão (27) - N2	0.7 p u.	1,5 seg.
Proteção de sobretensão (59) -N1	1,1 p u.	5 seg.
Proteção de sobretensão (59) -N2	1,2 p u.	0.5 seg.
Proteção de subfrequência (81U) - N1	59,5 Hz	5 seg.
Proteção de subfrequência (81U) - N2	57,0 Hz	0,2 seg.
Proteção de sobrefrequência (810) - N1	60.5 Hz	5 seg.
Proteção de sobrefrequência (810) - N2	62.0 Hz	0,2 seg.
Proteção de sobrecorrente direcional (67)	A ser definido pela Cemig D	A ser definido pela Cemig D
Relé de potência reversa (32)'	105% da potência da geração	15 seg.
Relé de potência reversa (32)''	5% da potência da geração	15 seg.
Relé de sincronismo (25)	10° 10% Tensão 0.3 Hz	N/A

Fonte: CEMIG ND-5.30 (2019)

O sistema de geração deve ser capaz de suportar religamento automático da rede fora de fase, na pior condição. O tempo de religamento automático varia de acordo com o sistema de proteção adotado e o tipo de rede de distribuição. Esse tempo pode variar de 500 ms até 60 segundos.

A parametrização dos ajustes de proteção do acessante deverá ser submetida à aprovação da Cemig D. Ajustes diferentes dos sugeridos acima pode ser proposto pelo cliente e submetidos à avaliação da Cemig D, desde que tecnicamente justificados. Pode ocorrer casos nos quais, por características específicas do sistema de distribuição ou aspectos de coordenação da proteção, ser necessários realizar ajustes diferentes dos

especificados na Tabela 1. Desta forma, a Cemig D pode propor ajustes diferentes dos sugeridos acima, nos casos em que tal necessidade for detectada durante a fase de análise do projeto ND-5.30 (CEMIG,2019).

Não é permitido ao microgerador atender outras cargas do sistema da Cemig D de forma ilhada. O sistema de geração distribuída deve cessar o fornecimento de energia à rede, por meio da abertura do elemento de desconexão, em até 2 segundos após a perda da rede.

Em relação ao Dispositivo de Seccionamento Visível (DSV) a ser instalado pelos consumidores para conexão de sistemas de microgeração, que não utilizam inversores, à rede de baixa tensão da Cemig D, ou nos casos com presença de geração própria, deve apresentar a condição de realizar abertura sob carga, deve ser instalado com seu acionamento voltado para parte interna da propriedade do microgerador, deve possuir acionamento com dispositivo para que possa ser realizado o bloqueio, capa protetora para os contatos elétricos, tampa transparente para que os contatos elétricos possam ser visualizados, acionamento fixo, tensão de isolamento de 1000V, certificação IEC60947, deve ser utilizado uma caixa CM-DSV padronizada pela Cemig, é necessário a utilização da placa conforme o item 5.3 desta norma. A tabela 2 relaciona o disjuntor de entrada da unidade consumidora e a chave seccionadora que deve ser utilizada.

Tabela 2 – Aplicação do DSV

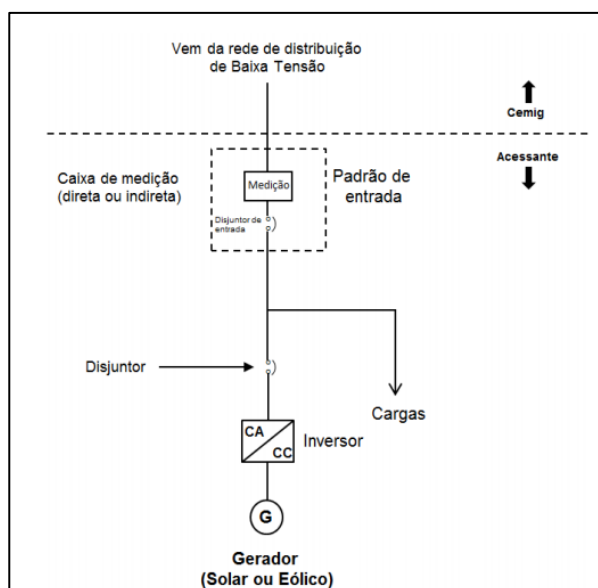
Disjuntor de entrada	Chave Seccionadora
≤ 60 ^a	63A
> 60A e ≤ 100 ^a	100A
> 100 ^a	250A

Fonte: CEMIG ND-5.30 (2019)

4.6.2 Conexão de geradores com a utilização de inversores

As seções a seguir apresentam os critérios técnicos, que foram estabelecidos conforme a RN nº482/2012 e a seção 3.7 do PRODIST, a conexão de geradores que utilizam inversores como interface de conexão, tais como geradores eólicos, solares ou microturbinas, deverá possuir obrigatoriamente um disjuntor entre a carga e a rede da concessionária, de acordo com a figura 2:

Figura 2 - Conexão do acessante (através do inversor) à rede de BT da Cemig D.



Fonte: CEMIG ND-5.30 (2019)

Os inversores devem seguir os requisitos da NBR 16149 (ABNT, 2013), e apresentar certificado de conformidade do Inmetro em relação a tensão nominal de conexão com a rede, devem ser instalados em local apropriado e de fácil acesso e o acessante tem que disponibilizar condições para que o mesmo possa ser vistoriado pela CEMIG. Em casos incomuns, a CEMIG deverá realizar uma análise.

Em caso de ilhamento, a GD deve cessar o fornecimento à rede em até 2 segundos. O sistema de proteção contra ilhamento deve ser obedecer a NBR IEC 62116. O objetivo da NBR IEC 62116 é fornecer um procedimento de ensaio para avaliar o desempenho das medidas de prevenção de ilhamento utilizadas em sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica (SFCR). Esta Norma descreve as diretrizes para ensaiar o desempenho das medidas automáticas de prevenção de ilhamento utilizadas em conjunto com ou embutidas nos inversores monofásicos ou polifásicos empregados nos SFCR. Inversores e outros dispositivos que satisfazem os requisitos desta Norma são considerados equipamentos com função anti-ilhamento (ABNT NBR IEC 62116, 2012).

4.6.3 Requisitos de Proteção para a Conexão Através de Inversores

De acordo com o Prodist, na seção 3.7, a GD que se conecta à rede deve possuir proteções inseridas nos inversores, sem a necessidade de proteção redundante. Os aspectos do sistema de proteção e os ajustes são feitos de acordo com as normas utilizadas para certificação do inversor. Em potências instaladas até 75kW, deve-se seguir as seguintes regras:

- A GD deve possuir um elemento de interrupção automático acionado por proteção.
- Não é necessário relé de proteção específico, mas um sistema eletroeletrônico que detecte tais anomalias e que atue o elemento de interrupção.
- Não é necessário relé de sincronismo específico, mas um sistema eletroeletrônico que realize o sincronismo da GD com a frequência da rede, e que atue o elemento de interrupção, para conectar a GD na rede da concessionária após o sincronismo ter sido atingido.
- No caso de ausência de tensão na rede da Cemig D e/ou operação isolada do acessante, o sistema de proteção deve garantir a desconexão física entre a rede de distribuição e as instalações elétricas, não permitindo ao microgerador atender a outras cargas do Sistema de distribuição (ilhamento).

4.6.4 Alteração nos perfis de tensão

No caso de um sistema de geração centralizada, geralmente a tensão é mais elevada próxima ao gerador e mais reduzida perto da carga, com a respectiva queda de tensão nas redes de transmissão e distribuição. Para regular essa tensão, são utilizadas técnicas como alteração dos taps dos transformadores e instalação de sistema de chaveamento de capacitores, que visam manter um nível de tensão determinado. Com a GD instalada no sistema, parte da potência requerida pela carga é suprida localmente, e faz com que a corrente que percorre a rede de distribuição seja diminuída, reduzindo a queda de tensão (PVUPSCALE, 2007B).

Segundo o ProGD (2015), um dos grandes impactos causados pela GD é o aumento dos níveis de tensão no ponto de conexão, que possui seu aumento dependendo da potência de geração gerada. Em uma fonte fotovoltaica, por exemplo, a tensão aumenta à medida que mais painéis forem conectados à rede. Outro fator impactante é relacionado à incidência solar, fatores como a configuração do alimentador, a localização geográfica da GD e o funcionamento dos outros sistemas de controle de tensão.

Segundo Masters (2002), fatores técnicos podem limitar a quantidade e conseqüentemente a potência de geradores síncronos conectados à rede de distribuição. Um deles seria a elevação do nível das tensões de conexão, expressivamente em situação de carga leve. Com isso é indispensável garantir que o perfil de tensão da rede não seja afetado antes da instalação de um gerador em uma determinada rede de distribuição.

Com isso, a instalação de geradores próximos às cargas pode permitir o aumento da estabilidade de tensão em redes de distribuição. Porém, essa margem da estabilidade

pode ser aumentada, depende principalmente da troca de potência reativa entre o gerador e o sistema.

O sistema de distribuição é planejado para que em situações de carga máxima, o mais remoto consumidor receba níveis de tensão aceitáveis. Durante os instantes de carga mínima, a tensão em todos consumidores está logo abaixo do máximo permitido. Se uma GD é conectada no final do circuito deste sistema, o fluxo sofrerá mudanças alterando o perfil de tensão. A variação de tensão também afeta a qualidade de energia. A GD causa variações na tensão se grandes mudanças de corrente são permitidas durante sua conexão ou desconexão. Se mal dimensionada a GD pode também, através dos equipamentos de eletrônica de potência, injetar harmônicos no sistema, alterando assim a tensão do sistema (MILLER, 2001).

4.6.5 Reversão do fluxo de potência

Segundo o ProGD (2015), geralmente, a energia elétrica é fornecida aos consumidores de forma unidirecional: desde a subestação até as cargas, mas com a instalação das GD's, a potência total gerada pelas unidades pode superar a demanda total do ramal de alimentação, deixando o fluxo de potência bidirecional.

Júnior (2017) segue a mesma linha de raciocínio, explicando que as redes de distribuição geralmente possuem o fluxo de potência do gerador até as cargas, em um só sentido, tendo os equipamentos de proteção instalados e dimensionados ao longo do alimentador seguindo a configuração do sistema.

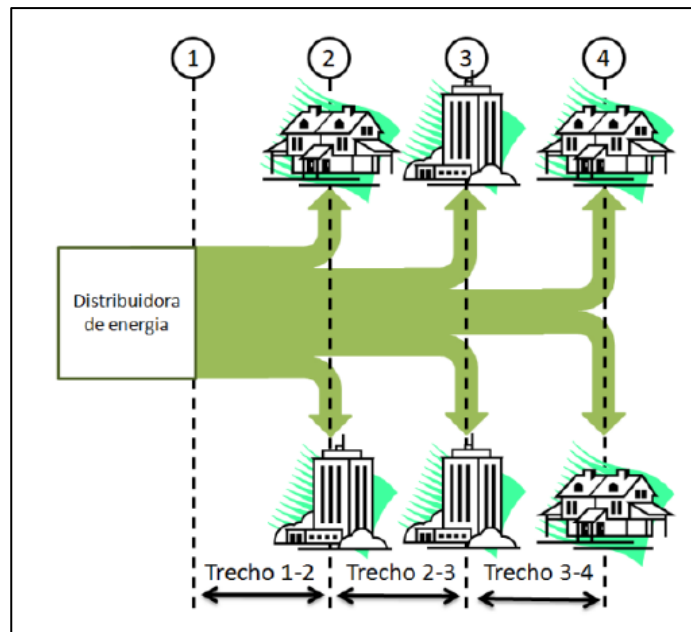
Ainda nas palavras do autor a partir da GD instalada no sistema, o fluxo de potência pode fluir em direção bidirecional, o que podem causar efeitos indesejáveis na coordenação da proteção e alterar a capacidade de atuação de elementos de proteção ajustados na configuração anterior (unidirecional). Podem também ocorrer sobretensões em vários pontos do alimentador, de forma a prejudicar o funcionamento dos reguladores de tensão instalados.

Além disso, o fluxo de potência bidirecional dificulta os ajustes do sistema de proteção da rede, pois curtos-circuitos e sobrecargas são supridos por várias fontes, onde cada uma independentemente pode não detectar as anomalias (PEPERMANS ET AL.,2005; MARTINEZ-VELASCO ET AL, 2007).

A alteração do fluxo de potência tem um lado positivo, que não sobrecarrega as linhas de transmissão, mas com essa alteração, acaba gerando impacto nas características da rede, afetando drasticamente a seletividade e proteção do sistema em um todo.

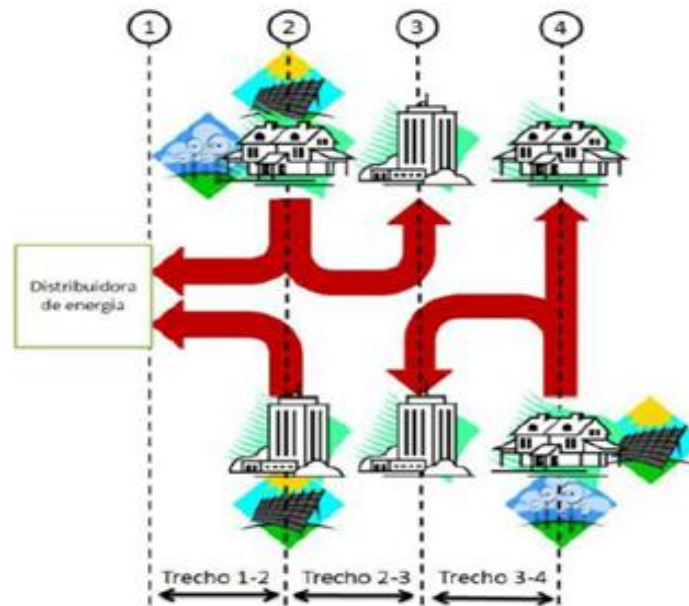
Com a utilização da GD, segundo Pessoa (2016), passam a existir diversos pontos de geração interligados à rede de distribuição, que pode alterar drasticamente o fluxo de potência. Nessa situação, o fluxo não é mais unidirecional e a subestação da distribuidora pode até receber potência ao invés de fornecê-la, o que pode causar impactos na rede, principalmente do ponto de vista da proteção do sistema de distribuição, no que diz respeito aos ajustes de parâmetros. Na Figura 3 observa-se o fluxo de potência unidirecional em um sistema convencional de distribuição elétrica, por não ter mini ou micro gerações da central geradora para as cargas. A Figura 4 apresenta o fluxo de potência em diversos sentidos, devido a geração distribuída possuir diversos pontos de geração, e esse fluxo depende da carga demandada e potência fornecida.

Figura 3 – Fluxo de Potência em um alimentador radial de distribuição.



Fonte: Shayani (2010)

Figura 4 – Fluxo de Potência em um alimentador radial de distribuição com geração distribuída.



Fonte: Shayani (2010)

4.6.6 Alterações na corrente de curto circuito

Bittencourt (2011), ressalta que em um projeto, os dispositivos de proteção são especificados de acordo com a capacidade de curto-circuito, como disjuntores, religadores e fusíveis. Esta medida também é considerada na coordenação dos equipamentos de proteção. Com a inserção da GD ocorrerá uma elevação nos níveis de curto-circuito da rede. Estes níveis não devem superar os valores do projeto antes da interconexão com a rede da concessionária, caso contrário, devem ser definidas medidas para a sua adequação.

Com relação aos níveis de curto-circuito, quando a GD estiver conectada ao alimentador, durante a ocorrência de uma falta, as GDs podem contribuir para corrente de defeito, atuando indevidamente uma proteção, ou inclusive não atuar as proteções. Outros impactos relacionados à GD conectada ao sistema são o surgimento de pontos cegos diminuindo o alcance das proteções (NAIEM, 2011).

Quando instalado um gerador em um sistema de distribuição, o mesmo se torna mais uma fonte a contribuir para a corrente de curto circuito pode trazer alguns problemas, como a superação da suportabilidade ao curto-circuito de linhas e equipamentos e a perda de coordenação da proteção, pois a rede provavelmente não foi projetada para ser seletiva neste novo nível de curto-circuito. No caso de um sistema trifásico, a corrente de curto circuito aumenta conforme a falta se distancia da fonte/subestação da concessionária, até que se atinge um valor máximo no ponto de conexão do gerador, em seguida diminui

conforme a falta se afasta do gerador, então, pode-se dizer que os impactos do gerador são mais significativos quanto mais próximas forem as faltas de seu ponto de conexão (SALGADO, 2015).

4.6.7 Ilhamento

O fenômeno do ilhamento ocorre quando pelo menos uma unidade de GD na rede de distribuição permanece em operação e alimenta um determinado setor, tendo o sistema sido desligado (intencionalmente ou não) por algum motivo (IEEE, 2000; ANEEL, 2009). O ilhamento pode ser muito útil, pois pode-se manter cargas prioritárias alimentadas, mesmo que o restante do sistema esteja desenergizado. (SHAYANI, 2010; BITTENCOURT, 2011)

Existem duas condições que devem ser simultaneamente atendidas para que ocorra o ilhamento não-intencional (ABREU, Y; OLIVEIRA, M; GUERRA, S; 2010, PAG 99):

- Deve haver equilíbrio entre geração e carga no momento em que a alimentação principal ficar indisponível; e
- A proteção do conversor deve falhar na detecção da condição da alimentação principal.

Esta situação, quando não-intencional, deve ser evitada, pois apresenta situações de risco, tais como (ABREU, Y; OLIVEIRA, M; GUERRA, S; 2010, PAG 99-100)

- Risco de vida para os funcionários da concessionária de distribuição durante manutenções, pois o alimentador pode manter-se energizado quando se espera que esteja desconectada de todas as fontes de energia;
- Possibilidade de danos físicos aos equipamentos da unidade consumidora, caso os parâmetros de tensão e frequência fiquem fora das faixas toleráveis, por não mais serem controlados pela concessionária no ilhamento; e
- Interferência no restabelecimento da energia pela concessionária, podendo gerar desarme ou danificar equipamentos, caso ocorram religamentos fora de fase.

A literatura registra que o risco de um consumidor ou um funcionário da concessionária de distribuição tomar um choque em um ilhamento não-intencional é mil vezes menor que o risco de choque já existente na rede elétrica (IEA-PVPS, 2002c). Um das justificativas é a baixa probabilidade de haver perfeito casamento entre geração e carga para que o ilhamento ocorra (IEEE, 2000; IEA-PVPS, 2002c; PVUPSCALE, 2007a). Não há relato de ocorrências reais de ilhamento não-intencional, mesmo em redes de distribuição com elevada penetração de GDFV (Gaiddon, Kaan e Munro, 2009). Mas devido envolver risco de morte, esse assunto sempre merece atenção especial.

Segundo Robson (2015), para prevenir o ilhamento não-intencional, em relação a geração fotovoltaica os conversores são dotados de um sistema de monitoramento,

instalado entre a GD e a rede de distribuição de baixa tensão. O disjuntor que interliga a GD pode ser desarmado por diversos métodos de detecção de presença de tensão na rede da concessionária, incluindo medição de tensão e frequência.

Existem diversas formas de detectar oilhamento, o conversor pode utilizar métodos passivos ou ativos para tal. Os métodos passivos incluem detecção de: subtensão ou sobretensão, subfrequência ou sobrefrequência, harmônicas de tensão ou corrente e modificação na fase da tensão. Os métodos ativos incluem, entre outros: medição de impedância, detecção de impedância em uma determinada frequência e modificação na frequência. A detecção doilhamento também pode ser realizada pela concessionária de distribuição, por meio de sistemas de comunicação e monitoramento ou pelo método de inserção de impedância (IEA-PVPS, 2002d).

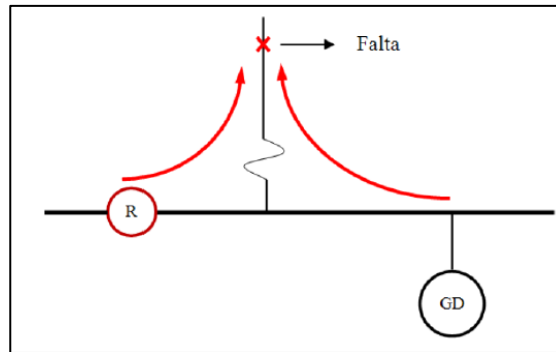
Uma tecnologia apresentada de maneira informativa na norma IEEE Std 929-2000 sugere que os conversores conectados à rede podem possuir um sinal de desestabilização, que está constantemente mudando a frequência do sistema. Enquanto conectado à rede, a concessionária, que se comporta como um barramento infinito perante a GD, neutraliza esta tendência de desestabilização. Entretanto, caso ocorra um ilhamento não-intencional, a frequência rapidamente apresentará um pequeno desvio, permitindo assim detectar oilhamento, tanto pela lógica de controle do conversor quanto por relés de frequência (DUGAN ET AL., 2004).

4.7 Seletividade e proteção na geração distribuída

A seletividade de um sistema de proteção é um mecanismo utilizado para garantir que apenas o circuito onde ocorreu a falha seja desconectado do sistema sem que sejam prejudicadas outras interligações da rede, não impedindo o fornecimento de energia à carga sem interferir na segurança elétrica da rede e mantendo a confiabilidade e a estabilidade do sistema (RAMOS,2009).

Com a GD instalada no sistema, como na figura 5, torna necessário realizar um estudo detalhado da redistribuição dos fluxos de potência e das correntes de curto circuito, pois a GD altera as características da rede, favorecendo as correntes de falta, causando a necessidade do ajuste da coordenação das proteções. Além do grau de penetração da GD, a localização relativa entre o ponto de falta, a geração distribuída e os dispositivos de interrupção determinam a magnitude dos possíveis impactos (RAMOS, 2009).

Figura 5 – Contribuição dos geradores distribuídos para a corrente de falta.



Fonte: RAMOS (2009).

O estudo da coordenação da proteção após a inserção da GD abrange a reavaliação dos ajustes dos parâmetros dos equipamentos de proteção, sendo que estes são realizados de forma a considerar os geradores e os equipamentos do sistema existentes no momento da falta.

Segundo Naruto (2017), deve-se fazer um estudo de curto circuito de cada sistema, que podem variar de acordo com a potência e quantidade de sistemas conectados na rede, para que seja feita a coordenação dos dispositivos de proteção. Com relação a seletividade do sistema, é fundamental que os relés de proteção sejam dimensionados de forma a detectar o fluxo de potência bidirecional proveniente dos sistemas de geração distribuída, fazendo com que o relé possa detectar uma corrente de curto-circuito, mesmo que reduzida e em sentido reverso e atuar de forma seletiva relativamente à qualquer condição de operação normal e posicionamento da falta. Vale lembrar que, se o sistema de proteção não estiver adequado, a não detecção exata do defeito poderá causar a ausência de seletividade e coordenação, provocando o aumento do tempo de interrupção e danos irreversíveis aos equipamentos.

De acordo com Hadjsaid, Canard e Dumas (1999), quando há geradores síncronos ou de indução conectados na rede de distribuição, a magnitude, a duração e direção da corrente de falta é alterada, então as seletividades das proteções também devem ser modificadas. Os níveis crescentes da corrente de falta podem exceder os parâmetros estabelecidos de corrente dos disjuntores, ocasionando assim, a ruptura/fusão deste dispositivo de proteção.

Segundo Júnior (2017), durante uma falta temporária, os religamentos automáticos podem ter seu funcionamento alterado no momento da abertura dos contatos, pois a fonte externa poderá tentar manter o curto-circuito alimentado, originando outra abertura do religador ainda dentro de um mesmo ciclo de religamentos automáticos, causando falha de operação. Neste momento de defeitos transitórios, podem surgir gradientes de tensão

com deslocamento de fase na tensão da GD gerando distúrbios capazes de danificar diversos equipamentos.

Outro ponto de impacto é a perda de coordenação entre religadores x fusíveis e religadores x religadores, onde a presença da GD pode alterar a sensibilidade ajustada nestes equipamentos. Em circuitos com proteção seletiva, a modificação do valor da corrente de defeito pode reduzir os tempos de atuação fazendo com que os elementos atuem de forma simultânea, ocasionando problemas operacionais de modo que facilite localizar o real ponto de falta (GIULIANI, 2018).

Salesse (2006) ressalta que o incremento no nível de curto-circuito depende do tipo de máquina que compõe a unidade de GD. Para geradores síncronos, a contribuição dependerá da tensão pré-falta, das reatâncias subtransitória e transitória da máquina, e das características da excitatriz. Já geradores de indução contribuem para faltas enquanto permanecem girando em função da tensão residual no alimentador. Para estes geradores a contribuição dura apenas alguns ciclos e é determinada pela divisão da tensão pré-falta pela reatância transitória da máquina. Mesmo que a duração da contribuição da GD seja de apenas alguns ciclos, esse tempo pode ser suficiente para fundir o fusível e provocar descoordenação com os disjuntores/ religadores a montante.

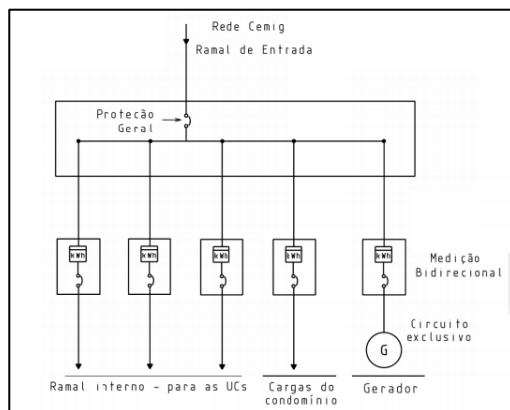
4.8 Equipamentos de Proteção Para Redes de Distribuição

De acordo com a concessionária CEMIG, a ND 5.30 delimita que a GD pode ser conectada diretamente na rede, ou por meio de inversores, como ocorre quando se utiliza fontes de geração eólica, microturbinas ou fotovoltaicas. Os usuários deverão ser interligados ao sistema elétrico de distribuição no mesmo ponto de conexão da unidade consumidora. A potência instalada da GD será restringida à potência disponibilizada para a unidade consumidora onde a central geradora será conectada. Para unidades consumidoras do grupo B (tensão de fornecimento inferior a 2,3kV), o limite será definido pela corrente do disjuntor geral do padrão de entrada, que poderá ser aumentada de acordo com os termos do art. 27 da RN 414. No caso de operações que possuem múltiplas unidades consumidoras, o limite de potência da GD será a mesma da potência disponibilizada pela concessionária.

Em relação a microgeração em edificações individuais, a GD deve ser instalada nas dependências do cliente, vetando a construção e conexão da GD em vias públicas, de passagem aérea ou subterrânea e de propriedades de terceiros, não podendo ser instalada em uma unidade consumidora e conectada ao sistema de outra unidade consumidora. Em relação a minigeração, o cliente deve migrar para o fornecimento em média tensão (ND 5.31 CEMIG).

Em corporações possuem múltiplas unidades consumidoras (EMUC), a GD deverá possuir uma unidade consumidora exclusiva para a microgeração ou através de unidade consumidora que atenda instalações de áreas de uso comum. Caso a interligação for realizada na unidade exclusiva, deve ser provida caixa de medição adicional para abrigar o medidor bidirecional de acordo com um dos modelos especificados pela Cemig D no PEC 11, e deverá ser instalada no andar térreo, conforme a Figura 6.

Figura 6 - Diagrama unifilar para conexão de microgeração em EMUC.



Fonte: CEMIG ND-5.30 (2019)

Os dispositivos à seguir são os mais utilizados por sistemas de distribuição convencionais, que realizam a proteção de sobrecorrente.

4.8.1 Chave Fusível/Elo Fusível

De acordo com a ABNT NBR 7282 (2011), a chave-fusível é um dispositivo de seccionamento e proteção de circuitos composto de porta fusível e demais partes destinadas a receber um elo-fusível.

O cartucho (ou porta-fusível) é revestido internamente por uma fibra óssea ou vulcanizada. O elo fusível é a parte responsável pela sensibilidade do conjunto, definindo a relação tempo x corrente de atuação. A chave fusível é o dispositivo de proteção mais empregado no sistema de distribuição como um todo, devido ao seu baixo custo. As chaves fusíveis são padronizadas para 100 A de capacidade nominal, conforme a figura 7 e os cartuchos devem ter capacidade de interrupção superior à máxima corrente de curto-circuito assimétrico disponível no ponto de instalação.

Figura 7 – Chave Fusível

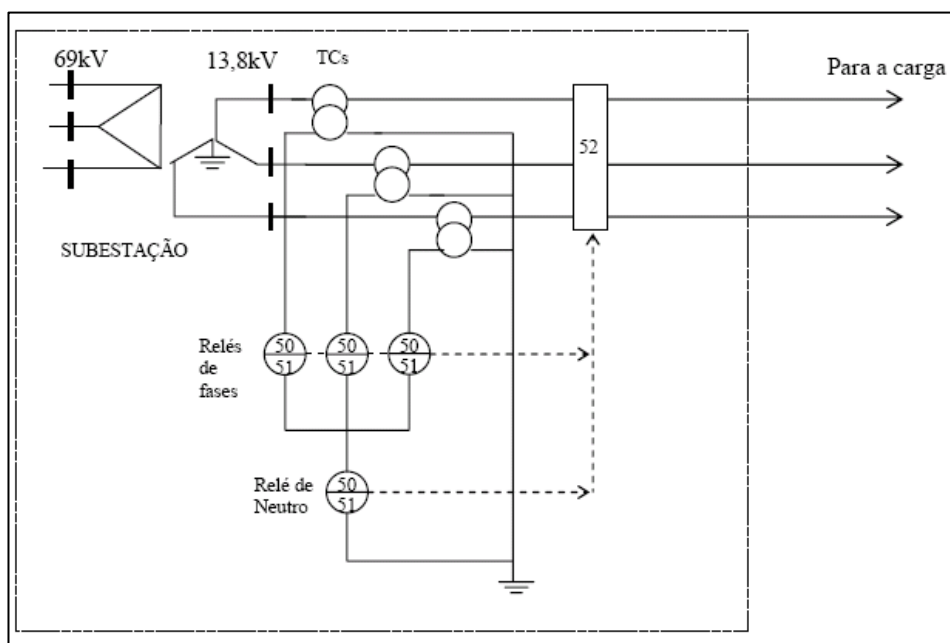


Fonte: DELMAR (2018)

4.8.2 Disjuntores e Relés

É comumente utilizado um disjuntor na saída dos alimentadores comandado por relés de sobrecorrente de fase e neutro, com religamento automático feito através de relé de religamento, que consiste em adicionar um tempo entre uma abertura e um fechamento automático no disjuntor. Como pode representar o esquema na Figura 8, geralmente utiliza-se três relés de fase e um de neutro ou terra, ligado através de três transformadores de corrente, comandando um disjuntor, para realizar a proteção de sobrecorrente ou fuga-terra do sistema.

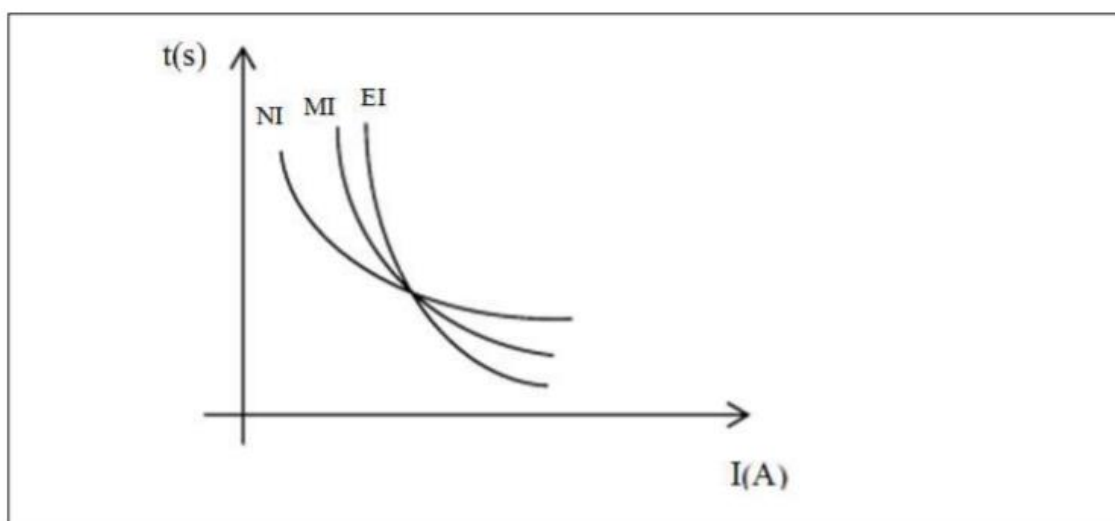
Figura 8 - Ligação dos TCs e relés de fase e terra



Fonte: CPFL (2003)

Os relés de sobrecorrente usados para a proteção de fase e terra podem ser eletrônicos, microprocessados ou eletromecânicos, que hoje estão obsoletos, possuindo uma unidade instantânea e uma unidade temporizada. A unidade temporizada possui curva x tempo dependente, podendo ser do tipo extremamente inverso, muito inverso ou normal inverso, conforme mostrado na Figura 9.

Figura 9 - Curvas: normalmente inversa NI, muito inversa MI e extremamente inversa EI.



Fonte: CPFL (2003)

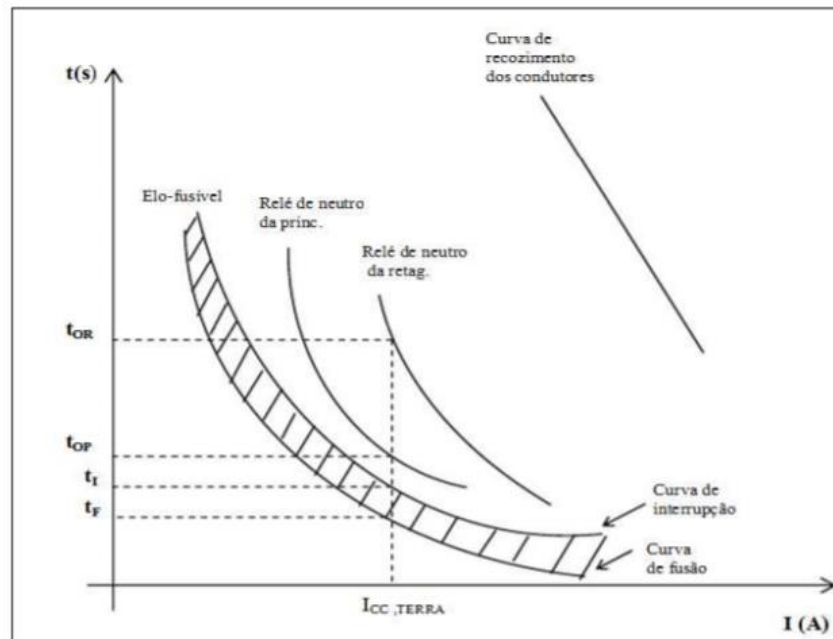
Normalmente preocupa-se com a seletividade entre o relé e o elo fusível devido os disjuntores não conseguirem uma sequência de operação, de maneira a evitar a queima do elo fusível, mesmo para faltas de natureza transitória. É necessário que o elo fusível interrompa a corrente de defeito antes que o relé opere e atue o disjuntor, utilizando um elo de fusível que possui o tempo de interrupção máximo de até 75% do tempo de atuação do relé para as correntes de curto no trecho comum.

Para as correntes de curto-circuito bifásico, a seletividade deverá ser verificada entre a curva de interrupção máxima do elo e a curva temporizada do relé, para valores de corrente entre o valor de curto-circuito no ponto de instalação do elo até a metade da corrente de curto circuito do final do trecho protegido pelo elo. Como a curva do relé de fase apresenta tempos de atuação superiores a curva do elo fusível, possivelmente, não haverá problemas de seletividade entre a curva temporizada do relé e o elo fusível (CPFL, 2003).

Para as correntes de curto-circuito fase-terra, a seletividade deverá ser verificada para as correntes de curto-circuito mínimo, isto é, aquelas calculadas com uma resistência de falta de 40 ohms, tanto para o ponto de instalação da chave fusível, como para o ponto

final do trecho protegido pelo fusível. Também aqui, a seletividade deve ser verificada entre a curva de interrupção máxima do fusível e a curva temporizada do relé. Caso não se consiga obter uma boa seletividade para a proteção de fase e para a proteção de terra simultaneamente, deve-se dar preferência à seletividade para a proteção de terra, já que a grande maioria dos defeitos na rede é de origem fase-terra (CPFL, 2003). A Figura 10 mostra a seletividade desejada entre relés e elos fusíveis de distribuição.

Figura 10 – Seletividade entre curvas de relés e elos fusíveis.



Fonte: CPFL 2003

4.8.3 Religadores

Os disjuntores associados a um relé de religamento e religadores são equipamentos capazes de realizar religamentos automáticos de forma a eliminar as faltas transitórias, permitindo restabelecer a continuidade do fornecimento de energia elétrica.

Conforme definido em (IEEE C37.60, 2012), os religadores automáticos possuem o autocontrole, pois podem interromper e religar um circuito de corrente alternada com uma sequência pré-determinada de abertura e fechamento, mas se não manter energizado na última tentativa, o religador permanece na posição seccionado. Os religadores são usados tanto para a proteção da saída de alimentadores, como para a proteção de derivações ou ramais, ao longo do alimentador. Os religadores possuem unidades para proteção de fase e terra independentes, assim como os disjuntores. O religador possui duas curvas: uma rápida e uma temporizada, podendo utilizar ambas, em uma sequência de aberturas e religamentos de maneira que opere na curva rápida durante as primeiras operações e

opere na curva lenta nas últimas operações antes do bloqueio, mas esse tipo de trabalho dependerá da configuração ajustada previamente no religador.

Quando surge no circuito de um religador uma corrente de falta compatível com a curva de atuação ele abrirá o circuito. Após a passagem do tempo especificado para o religamento, o religador tornará a fechar. Se a corrente de defeito não estiver mais presente, o religador contará um tempo de rearme e voltará a sua condição inicial. Caso a corrente de defeito ainda exista, o religador tornará a operar. Após o religador efetuar o número de aberturas ajustado em sua programação, ele permanecerá aberto, exigindo a presença de um eletricista para a sua operação.

Um controlador eletrônico de um religador automático tem a função de detectar correntes de pick-up. Apresenta grande flexibilidade na escolha de correntes de ajuste e de tipos de curvas (tempo x corrente) das diferentes normas IEC, ANSI, IAC e IEEE. Dispõe de monitoramento a distância via telecomando (sinal GPRS, satélite, fibra ótica e rádio). A Figura 11 apresenta o controle microprocessado de um religador trifásico.

Figura 11 - Controle Microprocessado de um Religador Trifásico



Fonte: Schneider Eletric (2019)

Para que haja seletividade entre religadores e elos fusíveis é necessário definir os pontos mínimo e máximo do intervalo de coordenação. A menor corrente em que ocorre a coordenação é obtida do cruzamento da curva de interrupção máxima do elo fusível e da

curva temporizada do religador multiplicada por 0,9, para considerar possíveis erros da curva do religador (CEMIG ND. 4.15, 2017).

O ponto máximo é obtido pela interseção do tempo mínimo de fusão do elo com a curva rápida do religador, multiplicada por um fator K. Esta metodologia tem por finalidade garantir que dentro do intervalo de coordenação, o tempo mínimo de fusão do elo seja maior que a abertura rápida prevista para o religador (GIUGER, 1998).

O fator K é indispensável para prevenir possíveis alterações das características térmicas relacionadas aos aquecimentos e resfriamentos sucessivos dos elos fusíveis que ocorrem num ciclo de operações de um religador. Portanto, o fator K depende do tempo de religamento e do número de operações na curva rápida. Os valores de K são apresentados na Tabela 3.

Tabela 3 - Valores de K associados ao número de operações rápidas do religador

Tempos de Religamentos (ciclos)	Uma Operação Rápida		Duas Operações Rápidas	
	Máximo	Média	Máximo	Média
25 – 30	1,3	1,2	2,0	1,8
60	1,3	1,2	1,5	1,35
90	1,3	1,2	1,5	1,35
120	1,3	1,2	1,5	1,35

Fonte: GIGUER (1998)

4.8.4 Trip Saver

O Trip Saver é um equipamento de proteção que possui a finalidade de eliminar defeitos de maneira muito rápida, mantendo a continuidade do fornecimento de cargas a montante, sendo utilizado em ramais monofásicos. Possui características similares a um religador monofásico com curva rápida, porém a diferença está na atuação ultrarrápida da primeira abertura, de modo a eliminar uma falta transitória e evitar a queima desnecessária de elos fusíveis a montante.

Este equipamento possui um sistema eletrônico operacional de abertura com um tempo de religamento de 5 segundos. A primeira operação de abertura é rápida, sendo realizada entre 1,5 a 2 ciclos e a segunda abertura lenta, com as características da curva de um elo fusível tipo 50K ou 100K.

O Trip Saver (Figura 12) pode ser instalado em redes de classe nominal de tensão entre 15 e 25 kV, com capacidade máxima de interrupção simétrica de até 4,0 kA, aplicável somente a circuitos monofásicos com neutro ligado a terra. As principais vantagens de seu

emprego estão na grande variedade de curvas, controle microprocessado sem uso de bateria, sequência de operações reconfiguráveis, proteção anti-inrush e baixo custo se comparável a religadores ou seccionadores Auto link (COPEL, 2017).

Figura 12 – Trip Saver



Fonte: COPEL (2017)

4.8.5 Políticas de Religamentos Automáticos em Redes de Distribuição

A proteção coordenada e seletiva deve ser definida de acordo com as características de rede, podendo ser redes urbanas ou rurais, e a sensibilidade das cargas a jusante, de forma que os religamentos não causem transtornos em plantas industriais ou hospitais. Portanto, a sequência de operação e quantidade de religamentos devem respeitar essas condições, utilizando curvas rápidas (coordenação) e curvas lentas (seletividade), de acordo com o tipo de equipamento a ser utilizado, limitado em até 4 aberturas e 3 fechamentos. Outro objetivo é minimizar os indicadores de continuidade e aumentar a qualidade de fornecimento de energia visando manter as concessões por parte das distribuidoras conforme as regras atuais estabelecidas pela ANEEL. As sequências de operações mais comuns são (JÚNIOR, 2017):

- Uma rápida e três lentas (1R + 3L);
- Duas rápidas e duas lentas (2R + 2L);
- Três rápidas e uma lenta (3R + 1L);
- Todas rápidas (4R);
- Todas lentas (4L).

Em locais com maior densidade populacional, é maior o risco em potencial de acidentes envolvendo a rede elétrica, exigindo do sistema elétrico alternativas de operação que propiciem eliminação de defeitos de maneira a que pessoas e animais não sejam atingidos, bem como sejam minimizados os prejuízos materiais decorrentes desse acidente. Esses aspectos estão relacionados não só com os equipamentos e a filosofia de proteção utilizada, mas também com as características do sistema elétrico e recursos operativos disponíveis.

Na CEMIG (ND 4.15) alguns estudos revelaram que 70% dos defeitos transitórios são eliminados no primeiro religamento automático, 10% no segundo e outros 10% no terceiro. Em outra pesquisa realizada dos religamentos automáticos satisfatórios no sistema de distribuição da CEMIG, no período entre janeiro a dezembro de 2011, 90,25% dos defeitos foram eliminados no primeiro religamento automático, 8,55% no segundo e 1,21% no terceiro.

Os tempos de religamento praticados pela CEMIG são:

- 10 segundos após a primeira abertura;
- 20 segundos após a segunda abertura;
- 20 segundos após a terceira abertura.

Quanto aos tempos de religamento, conhecido também como “tempo morto”, intervalo compreendido entre a operação de abertura e em seguida fechamento dos contatos, não há consenso entre as empresas de distribuição de energia no Brasil.

A atuação de um determinado equipamento de proteção, que contenha uma sequência de 4 aberturas e 3 tentativas de fechamento levará pouco mais de 50 segundos, na hipótese de ocorrência de curto permanente. O tempo citado corresponde a soma dos tempos de atuação dos elementos de sobrecorrente de fase ou terra, aos tempos de religamento (JÚNIOR, 2017).

4.8.6 Equipamentos de proteção para uma rede de proteção inteligente

Segundo a Agência Internacional de Energia (IEA), *Smart Grid* é um sistema de gerenciamento de transporte de eletricidade, utilizando tecnologia digital com o propósito de monitorar o transporte de eletricidade a partir de todas as fontes de geração, encontrando uma variedade de demandas e usuários. Essas redes estarão aptas a coordenar as necessidades e capacidades de todos os geradores, operadores, usuários finais e *stake holders* do mercado de eletricidade, de forma a otimizar a utilização e operação dos ativos no processo, minimizando os custos e impactos ambientais enquanto mantêm a confiabilidade, resiliência e a estabilidade do sistema.

Esse dispositivo eletrônico inteligente realiza a aquisição de diferentes variáveis como tensão, corrente, temperatura, utilizando diferentes valores para os sinais, e pode funcionar como um medidor inteligente, como um controlador dinâmico (local) e/ou como um controlador de supervisão, melhorando assim a eficiência, confiabilidade e segurança do sistema.

Nas redes elétricas inteligentes, projeta-se que mais e mais fontes de energia renovável estarão localizadas no lado dos clientes, devido a preocupações ambientais e vantagens financeiras.

Os potenciais benefícios da *Smart Grid* são:

- Aumento do uso de fontes de energia renováveis, como fotovoltaica, eólica, geração solar;
- Redução das perdas, otimizando da capacidade de geração e transmissão;
- Armazenamento de energia através de dispositivos como baterias, super capacitores, ultra capacitores.
- Redução do congestionamento da transmissão de energia elétrica, apagões, interrupções forçadas, melhorando assim, a eficiência e confiabilidade da rede elétrica;
- Gerenciamento do consumo de energia.

A implementação das *Smart Grid* permite a transformação da rede de energia elétrica, com fluxo de energia unidirecional, para um sistema constituído por sensores inteligentes, geração distribuída e sistema de armazenamento, sistemas de informação *back-end*, medidores inteligentes e redes de comunicação, permitindo o fluxo bidirecional de energia.

Além disso, os usuários destes sistemas acrescentam a necessidade de um elevado grau de segurança e adequação dos sistemas de suprimento de energia, juntamente com um funcionamento eficaz e econômico em termos operacionais e de manutenção (DOLEZILEK, DERMOTT, 2006).

Com o desenvolvimento dos dispositivos de processamento de sinais, cada vez mais os sistemas de monitoramento são embarcados em unidades constituindo o que se convencionou chamar de dispositivos eletrônicos inteligentes (do inglês *intelligent electronic devices* (IED)).

De acordo com Bright (2000) e Salvadori (2009) sistemas embarcados podem ser configurados para desempenhar uma ou qualquer combinação das tarefas listadas a seguir:

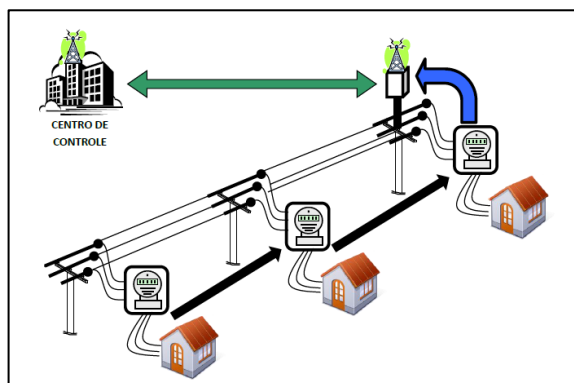
- Monitoramento do sistema;
- Proteção do sistema;
- Desempenho de atividades de controle central;
- Gerenciamento dos custos de energia;
- Manutenção do nível de tensão;
- Controle do fator e do fluxo de potência;
- Controle dos níveis de geração de energia;
- Controle do carregamento do sistema.

A construção de Redes Elétricas Inteligentes envolve a transformação das redes elétricas tradicionais para um sistema incorporando novas tecnologias, com sensores inteligentes, sistemas de informação back-end, medidores inteligentes e redes de comunicações. Toda esta informação estará e deverá ser obtida na rede. Portanto, para a implantação de Redes Elétricas Inteligentes existe a necessidade de instrumentalização do sistema elétrico.

Uma das funcionalidades mais importantes dos medidores inteligentes é a capacidade de se comunicar com outros equipamentos instalados na rede ou mesmo dentro das unidades consumidoras, utilizando tecnologias como o PLC, ZibBee, redes Mesh, Radiofrequência e redes celulares (GRPS). A escolha da rede dependerá de fatores como topologia, preço, disponibilidade, alcance e viabilidade.

Para que o conceito de redes inteligentes seja totalmente viabilizado, é necessário que essa comunicação seja feita em duas direções, da concessionária para o cliente e vice-versa. Na figura 13 é dado um exemplo de como seria uma comunicação via rede Mesh de concentradores intermediários com um concentrado principal, que por sua vez realiza a comunicação com a concessionária. (MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, 2010).

Figura 13 – Exemplo de aplicação de medidores em rede Mesh.



Fonte: MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA (2010).

4.8.7 Medidor Inteligente

É um dos componentes principais de todo o sistema. Ele é o responsável pela maioria das tarefas em uma rede inteligente. Capaz de processar dados e enviar comandos para vários outros equipamentos, permitindo a integração de toda rede de distribuição de energia. Além de medir o consumo em intervalos programados, o medidor inteligente se utiliza de uma combinação de tecnologias, como sensores de tempo real, notificação de falta de suprimento e monitoramento da qualidade da energia. (MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, 2010).

4.8.8 Sensores

Segundo o Ministério de Minas e Energia (2010), a instalação de sensores ao longo de todo o sistema de distribuição de energia elétrica é um passo fundamental para que a rede se torne realmente inteligente. A auto recuperação, uma das responsáveis pela diminuição de clientes atingidos por faltas de energia, é beneficiada com o sensoriamento da rede. Os sensores são responsáveis por enviar as informações para a central de controle da concessionária e prover dados para a tomada de decisão dos operadores da rede. A automatização é essencial para uma atuação mais eficiente, fazendo com que o religamento de áreas não afetadas possa ser feito mais rapidamente, eliminando o desconforto dos usuários.

4.8.9 Relé Inteligente

Segundo Goes (2013), O relé inteligente foi projetado para proteção, comando, gerenciamento de dados e diagnósticos em geral. Desenvolvido com tecnologia de última geração e capacidade de comunicação em diversos protocolos de redes industriais, os relés inteligentes possuem design modular, permitindo a expansão de suas

funcionalidades, com mais entradas e saídas digitais, e aumentando sua capacidade de utilização. A parametrização, o monitoramento e a programação dos relés são realizadas através de um computador utilizando os seus respectivos softwares desenvolvidos pelos seus fabricantes.

Os relés de proteção são os principais componentes do sistema de proteção. São responsáveis por receber as informações de TC's e TP's, e processá-las de maneira correta, tomando as devidas providências, como abertura de um disjuntor ou envio de um alarme para o operador.

Esse tipo de relé é gerenciado por um microprocessador e controlado por software. Os princípios de funcionamento dos relés convencionais são uma referência para seu desenvolvimento. A utilização de um processador para tarefas de proteção possibilitou soluções para limitações encontradas nas tecnologias analógicas.

Algumas vantagens de um relé de proteção digitais sobre os relés convencionais são: diversos grupos de ajustes, maior faixa de ajuste de parâmetros, comunicação remota interna, diagnóstico interno de falha, medições de grandezas elétricas, localizador de distância de falta, registrador de distúrbio, funções de proteção auxiliares (continuidade da fiação, sequência negativa etc.), monitoramento de disjuntor (estado, condição), lógica definida pelo usuário, funções de proteção de retaguarda (Backup) embarcada, consistência dos tempos de operação – margem de coordenação reduzida (GOES, 2013).

5 Comparações dos Sistemas

5.1 Pontos Negativos da Rede Elétrica Atual

A modernização da infraestrutura elétrica é necessária, mas para melhorá-la tem que transformar a rede elétrica com dezenas de anos em redes elétricas inteligentes (Smart Grid). Esta transformação foi motivada por (YUANXIONG, 2012):

- A infraestrutura física da rede elétrica está envelhecendo e sobrecarregada. A demanda de eletricidade continua a aumentar, enquanto os investimentos em infraestrutura de transmissão e distribuição de energia não acompanharam o crescimento da demanda;
- As preocupações com a mudança climática global e as emissões de carbono nos forçaram a visar metas mais agressivas de geração de energia renovável, especialmente eólica e solar, para atender às nossas necessidades de energia elétrica;

- Apagões aleatórios devido a sobrecargas, faltas e até mesmo fenômenos da natureza, falhas humanas devido à falta de investimento em mão de obra especializada;
- Impactos ambientais como desvios de cursos dos rios, construção de usinas termo elétricas, aumento da emissão de CO₂.

5.2 Pontos Positivos do Sistema Com as Proteções na GD

A geração distribuída possibilita a geração de quantidades menores de energia, porém próximo do ponto de demanda, servindo diretamente ao cliente, eliminando a necessidade de longas redes de transmissão e distribuição que devem satisfazer as necessidades de carga de pico e a futura expansão. Isso proporciona um melhor serviço a um custo menor e tem a vantagem adicional de ser ambientalmente amigável.

A inserção destas novas fontes de geração traz a necessidade de novas ferramentas de controle da rede elétrica. Para a realização deste controle são necessárias informações obtidas diretamente da rede e para tanto necessita-se monitorar a rede elétrica.

Os sistemas eletrônicos de monitoramento são capazes de proporcionar benefícios tangíveis e significativo retorno financeiro sobre o investimento. Os benefícios obtidos nestes casos podem ser classificados em termos de economia de energia, uso otimizado dos equipamentos e aumento da confiabilidade do sistema.

A utilização de sistemas integrados possibilita evitar graves prejuízos econômicos resultantes de falhas inesperadas, e melhorar a confiabilidade do sistema permitindo, além disso, a implantação de políticas de manutenção preventiva. Várias são as soluções/alternativas em termos de *hardware* e *software* para aplicação em sistemas integrados para os cenários mais variados.

Outras vantagens do dispositivo eletrônico proposto são: baixo custo, versatilidade, alta capacidade de processamento, recursos de comunicação, fácil integração, fácil manutenção e escalabilidade.

Segundo a ABRADDEE (2010), os benefícios abrangem todas as partes interessadas;

Para as concessionárias de energia:

- Melhoria da qualidade do serviço prestado;
- Aumento da eficiência sistêmica;
- Redução das perdas comerciais e técnicas;
- Redução de custos operacionais;
- Otimização do uso de ativos;
- Maior controle sobre a demanda de energia;
- Manutenção do fluxo seguro de informação;
- Criação de modelos de negócio (aumento de receita).

Para os consumidores:

- Melhor controle sobre o consumo de energia;
- Novas opções de tarifação (energia pré-paga, tarifação horária);
- Possibilidade de diminuição com gastos de energia;
- Oferta de novos serviços.

Para o meio ambiente:

- A geração distribuída possibilitará o aumento do uso de fontes renováveis;
- Redução da necessidade de construir novas usinas;
- Redução da emissão de CO₂.

6 Considerações Finais

Este trabalho de conclusão de curso teve o intuito de pesquisar e estudar os impactos que a geração distribuída pode causar na seletividade e proteção do sistema de distribuição de energia elétrica, os benefícios e técnicas da minimização dessas perturbações e indicar os melhores métodos para minimizar os impactos. Cada tipo de fonte geradora terá um impacto diferente, e esse impacto dependerá do grau de penetração da mesma no sistema, e as técnicas de minimização destes impactos precisa ser realizada de acordo com cada uma.

Este trabalho de conclusão de curso inicialmente descreveu cada estágio do sistema elétrico brasileiro, com ênfase no sistema de distribuição secundário, descrevendo detalhadamente como ele funciona, pois é geralmente onde a GD é conectada. De acordo com os estudos realizados, foi possível perceber que a geração distribuída é essencial para o bom funcionamento e confiabilidade do sistema elétrico, mas a instalação da mesma deve seguir a norma da concessionária, que tem como base a norma da ANEEL, para minimizar as falhas ou danos que podem ocorrer.

No sistema de distribuição secundário, geralmente são instalados equipamentos simples, como fusíveis, religadores automáticos e Trip Saver. Estes poderão não cumprir com a sua função de proteção do sistema, equipamentos e pessoas, e ainda sofrerem problemas de seletividade quando uma GD é conectada no sistema, tornando-se necessário um estudo detalhado da redistribuição dos fluxos de potência e das correntes de curto circuito, pois a GD altera as características da rede, favorecendo as correntes de falta, causando a necessidade do ajuste da coordenação das proteções.

Contudo, outros impactos podem aparecer no sistema de distribuição. No caso de alteração nos perfis de tensão, de acordo com a norma CEMIG ND 5.30, deve-se instalar relés de sub e sobretensão na GD, para que possa garantir os níveis aceitáveis de tensão no sistema de distribuição, caso ocorra alguma alteração na tensão, o relé atua, desconectando a GD do sistema de distribuição.

A reversão do fluxo de potência ajuda a não sobrecarregar o sistema de transmissão, mas pode causar efeitos indesejados no sistema, como perda da coordenação e seletividade do sistema de distribuição, uma vez, que ocorra uma sobrecarga ou curto circuito, este será suprido por várias fontes. Uma forma de minimizar esse impacto é realizar uma reconfiguração no sistema de distribuição, redimensionando-o de acordo com a potência máxima que pode ser fornecida de acordo com as proteções das GD's.

Em relação a alteração da corrente de curto circuito, uma das dificuldades é que as proteções do sistema de distribuição foram dimensionadas para um fluxo

unidirecional de potência, e com as GD's, a capacidade de curto circuito é aumentada. Outro problema é que as GD's podem contribuir para a corrente de defeito, atuando indevidamente uma proteção. Uma das formas de minimizar esse tipo de problema é realizando um ajuste das proteções e uma possível adequação do sistema de distribuição, já que a potência do sistema é aumentada com as GD's conectadas no mesmo.

O ilhamento pode acontecer intencionalmente o não. O ilhamento intencional tem como benefício manter em operação algumas cargas prioritárias. Em relação ao ilhamento não intencional, este pode causar danos pessoais (risco de vida) ou materiais. Uma forma de mitigar esse problema é instalando um circuito de proteção que, ao perder a alimentação da concessionária, ele isole completamente a GD do sistema de distribuição, e só reconecte após a alimentação da concessionária for reestabelecida e o sincronismo for atingido.

Uma solução para todos os problemas citados acima é reconfigurar o sistema de distribuição com smart grid, para que todas as variáveis possam ser monitoradas, garantindo a eficácia das proteções, confiabilidade, segurança e minimização dos impactos causados pela geração distribuída. Neste sistema deverá ser instalado sensores inteligentes capazes de se comunicarem com a rede.

A geração distribuída traz alguns problemas para o sistema e para resolvê-los completamente o sistema de distribuição deve sofrer uma grande mudança, pois esse está envelhecendo e sobrecarregado. Um dos principais motivos para utilizar a GD é que ela incentiva às políticas ambientais, pois ainda aumenta o uso de fontes renováveis.

Enfim, muitos são os desafios a serem superados para que o sistema de distribuição sofra uma reforma para se adaptar às redes inteligentes, mas a necessidade de mudança é clara. Para estudos futuros, pretende-se realizar estudos de como alcançar a melhor configuração das proteções do sistema de distribuição, de forma que não seja necessária uma mudança abrupta na configuração do sistema de distribuição, realizando alterações com um baixo custo.

Referências

ABNT – Associação Brasileira de Normas Técnicas. NBR 5460:1992 – Sistemas elétricos de potência – Terminologia. Rio de Janeiro: 1992.

ABREU, Yolanda Vieira de; OLIVEIRA, Marco Aurélio Gonçalves de; GUERRA, Sinclair Mallet-Guy. Energia, Economia, Rotas Tecnológicas – Málaga, Espanha: Eumed.Net, Universidade de Málaga, 2010

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. Banco de informações de geração. Disponível em: <www.aneel.gov.br>. Acesso em: 30 de junho de 2019.

ANELL - Resolução Normativa 482, 2012. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>>. Acesso em: 16 de dezembro de 2019.

ABRADEE – Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica. Redes de Energia Elétrica, Disponível em:<www.abradee.com.br> Acesso em: 05 Jul 2019.

BITTENCOURT, Annelise Anderson, Proteção Adaptativa De Alimentadores De Distribuição De Energia Elétrica Considerando Geração Distribuída, 2011.

BORBELY, Anne-Marie; KREIDER, Jan F. Distributed generation: the power paradigm for the new millennium. Washington, EUA, 2001.

CEMIG. ED 5.57: Caracterização de cargas potencialmente perturbadoras. Minas Gerais – Brasil. Dez 2016.

CEMIG. ED 5.58: Critérios e procedimentos para análise e correção dos impactos devidos à conexão de cargas e equipamentos potencialmente perturbadores- Minas Gerais – Brasil. Out 2016.

CEMIG. ND 3.31: Fornecimento de Energia Elétrica em Média Tensão Rede de Distribuição Aérea ou Subterrânea. Minas Gerais – Brasil. Mar 2019.

CEMIG. ND 5.30: Requisitos para a Conexão de Acessantes ao Sistema de Distribuição Cemig D – Conexão em Baixa Tensão. Minas Gerais – Brasil. Set 2019.

CEMIG. ND 5.31: Requisitos Para Conexão de Acessantes Produtores de Energia Elétrica ao Sistema de Distribuição da Cemig D – Média Tensão. Minas Gerais – Brasil. Dez 2018.

CEMIG. ND 4.15: Proteção de Sobrecorrentes do Sistema de Distribuição de Média Tensão da Cemig. Minas Gerais – Brasil. Nov 2017.

COGEN - ASSOCIAÇÃO DA INDÚSTRIA DE COGERAÇÃO DE ENERGIA. GT COGEN Solar: inserção da energia solar no Brasil. Disponível em: <http://www.cogen.com.br/info_doc_solar.asp> Acesso em: 03 de Setembro de 2019.

COPEL. Operação e Manutenção de Redes de Distribuição. Paraná – Brasil. Março 2017.

C. L. Masters, “Voltage rise: the big issue when connecting embedded generation to long 11 kV overhead lines,” *Power Engineering Journal*, vol. 16, no. 1, pp. 5-12, 2002

COSTA, Ana dos Santos. O ruído ambiental de aerogeradores de pequena dimensão, 2014.

COSTER, Edward; MYRZIK, Johanna; KLING, Wil. “Effect of DG on distribution grid protection”. Holanda, 2010.

CPFL – Companhia Paulista de Força e Luz. Norma Técnica Distribuição 2912, versão 1.1. “Proteção de Redes Aéreas de Distribuição – Sobrecorrente”, Maio 2003.

CRUZ, José Luiz Cardoso. Geração Distribuída. O Setor Elétrico, Edição 93 Outubro de 2013. Disponível em: <<http://www.osetoreletrico.com.br/web/component/content/article/57-artigos-e-materias/1121-geracao-distribuida.html>>. Acesso em: 03 de março de 2019.

DOLEZILEK, David; McDERMOTT, Brian. Remote data monitoring and data analysis for substations-a case study in implementation. In Power Systems ConferencFRe: Advanced Metering, Protection, Control, Communication, and Distributed Resources, 2006. PS '06, pages 496–500, 2006.

DELMAR. 2019. Disponível em: <http://www.delmar.com.br/pdf/dhc.pdf>. Acessado em: 12/11/2019.

DUGAN, Roger; McGRANAGHAN, Mark; BEATY, Wayne. *Electrical Power Systems Quality*. Second Edition. Ed. McGraw-Hill: 2004.

ELEKTRO. ND 78: Proteção aéreas de distribuição. Campinas – SP, 2014.

FRITZEN, Paulo Cícero; KRUPA, Alexsander Antonio; MORAES, Fillipe Alexandre. Study on Fault Currents Contributed by Distributed Photovoltaic Generation. Gramado, Brasil, 2019.

SALVADORI, Fabiano; CAMPOS, Maurício de; SAUSEN, Paulo Sérgio; CAMARGO, Robinson Figueiredo de; GEHRKE, Camila; RECH, Cassiano; SPOHN, Marco Aurélio; OLIVEIRA, Alexandre Cunha. Monitoring in industrial systems using wireless sensor network with dynamic power management. Instrumentation and Measurement, IEEE Transactions on, 58(9):3104–3111, 2009.

SETA, Felipe da Silva. OLIVEIRA, Leonar Willer de; Dias, Bruno Henrique; GOMES, Flávio Vanderson; JUNIOR, Ivo Chaves da Silva “Alocação ótima de ger Short, T., 2004, “Electric Power Distribution Handbook”, CRC Press. ação distribuída em sistemas de distribuição via sistemas imunológicos artificiais e fluxo de potência ótimo” Décimo Quinto Encontro Regional Ibero-Americano do CIGRÉ, 2013

Short, T. “Electric Power Distribution Handbook”, CRC Press. , 2004

GAIDDON, Bruno; KAN, Henk; MUNRO, Donna. Photovoltaics in the Urban Environment: Lessons Learnt from Large Scale Projects, publicado por Routledge em 28 de ago 2009.

GASPARIN, Fabiano Perin; KRENZINGER, Arno; Desempenho de um sistema fotovoltaico em dez cidades brasileiras com diferentes orientações do painel, volume 8. Revista Brasileira de Energia Solar, 2017.

GIGUER, Sergio. “Proteção de Sistemas de Distribuição”. Porto Alegre-RS: Sagra, 1988.

GIULIANI, Eduardo. Análise da Influência da Geração Distribuída na Proteção de Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica. Cachoeira do Sul, RS, Brasil, 2018.

GOES, Alan, Modernização da Proteção de Sistemas Elétricos de Potência, 2013. Disponível em: <<http://monografias.poli.ufrj.br/monografias/monopoli10006073.pdf>> Acesso em 27 Nov. 2019.

HADJSAID, Nouredine; CANARD, Jean.; DUMAS, Francine. Dispersed generation impact on distribution networks. IEEE Computer Application in Power, v. 12, p. 22–28, 1999.

IEA-PVPS, Evaluation of islanding detection methods for photovoltaic utilityinteractive power systems, 2002, Disponível em <https://www.researchgate.net/profile/lea_Pvps2/publication/324727488_Task_5_Evaluation_of_islanding_detection_methods_for_photovoltaic_utility-interactive_power_systems/links/5adf32fbaca272fdaf8984e1/Task-5-Evaluation-of-islanding-detection-methods-for-photovoltaic-utility-interactive-power-systems.pdf> Acesso em 05 jul 2019.

INEE - Instituto Nacional de Eficiência Energética. O que é Geração Distribuída. Disponível em: <http://www.inee.org.br/forum_ger_distrib.asp?Cat=gd>. Acesso em: 30 junho de 2019

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. Technology Roadmap, Smart Grids. Disponível em: <<https://www.iea.org/#>>. Acesso em 19 de Novembro de 2019.

BRIGHT, J.A.; LEE, W.J. Integrated monitoring, protection, and control systems for industrial and commercial power systems. Industry Applications, IEEE Transactions on, 36(1):11–15, 2000.

MARUJO, Diogo, Estabilidade De Sistemas Elétricos De Potência Com A Presença De Redes De Distribuição Ativas, 2017

MILLER, J. I. Modelling residential demand for electricity in the U.S.: a semiparametric panel data approach. Departament of Economics, Rice University, Houston, Texas, 2001.

MME - Ministério de Minas e Energia, Empresa de Pesquisa Energética (EPE). Plano Nacional de Energia 2030. Brasília: MME, EPE, 2007. Disponível em <www.mme.gov.br>. Acesso em: 5 de Mar de 2019.

NARUTO, Denise Tiekō, Vantagens E Desvantagens Da Geração Distribuída E Estudo De Caso De Um Sistema Solar Fotovoltaico Conectado À Rede Elétrica, 2017.

NÉRI, Arlen M. Incentivos para energia solar devem acontecer neste semestre. Redação O Povo Online, Fortaleza, 2015. Disponível em: <<http://www.opovo.com.br/app/economia/2015/02/19/noticiaseconomia,3395027/incentivos--para--energia--solar--devem--acontecer--neste--semestre.shtml>>. Acesso em 05 jul 2019.

PEPERMANS, Guido; DRIESEN, Johan; HAESLONCKX, Dries; BELMANS, Ronnie; D'HAESELEER, William. (2005). Distributed generation: definition, benefits and issues. *Energy Policy*, 33(6):787–798.

PRODIST – Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional. ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional. Brasil, 2018.

PVUPSCALE - PV in Urban Policies – Strategic and Comprehensive Approach for Long- term Expansion. *Case-studies: Jyosai Town PV Demonstration Area*. 2008. Disponível em: <www.pvupscale.org>. Acesso em: 05 jul 2019

RAMOS, Alessandro Cândido Lopes, Avaliação dos Impactos da Impedância de Falta e da Geração Distribuída em Estudos de Afundamentos de Tensão, 2009, Goiânia- Brasil

Relatório Programa De Desenvolvimento Da Geração Distribuída De Energia Elétrica, Ministério Minas e Energia, 2019. Disponível em: <<http://www.mme.gov.br/documents/10584/0/Relat%C3%B3rio+ProGD+VFINAL+%28SEI%29.pdf/5082ebd8-2391-40d6-965a-57108cbfdde2>> acesso em 05 jul 2019.

ROBSON, Roberto Sguaçabia, Avaliação do Impacto da Geração Distribuída sobre o Sistema de Proteção de Sobrecorrente de uma Rede de Distribuição Operando em Ilhamento Intencional, 2015

SALESSE, Antônio Vitor; MARQUES, Ronaldo Fernandes. Aspectos Relativos à Conexão de Geração Distribuída nos Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica. International Congress on Electricity Distribution- CIDEL 2006 – Argentina.

SALGADO, Danilo Augusto. Uma abordagem paramétrica do impacto da geração distribuída sobre as correntes de curto-circuito e na proteção de redes de distribuição. 2015 – São Paulo.

SANTOS, Tállyson da Silva. Projeto e Implementação de Dispositivo Eletrônico Inteligente Flexível para Aplicações em Smart Grid. Março de 2018 - Paraíba

SCHNEIDER Electric, Catálogo de Religadores automáticos Séries-U, 2019.

SHAYANI, Rafael Amaral. Método Para Determinação Do Limite De Penetração Da Geração Distribuída Fotovoltaica Em Redes Radiais De Distribuição. BRASÍLIA/DF: AGOSTO – 2010

SHORT, Terry., 2004, “Electric Power Distribution Handbook”, CRC Press.

VELASCO, Juan Martinez, EMTP Model for Analysis of Distributed Generation Impact on Voltage Sags. 2007

WRIGHT, James, CARVALHO, Daniel Estima de; SPERS, Renata Giovinazzo, Tecnologias Disruptivas de Geração Distribuída e seus Impactos Futuros Sobre Empresas de Energia, 2009.

GUO, Yuanxiong; PAN, Miao; FANG, Yuguang. Optimal power management of residential customers in the smart grid. Parallel and Distributed Systems, IEEE Transactions on, 23(9):1593–1606, 2012.