

EMC

ESCOLA DE ENGENHARIA ELÉTRICA,
MECÂNICA E DE COMPUTAÇÃO

MINISTÉRIO DA EDUCAÇÃO

UNIVERSIDADE FEDERAL DE GOIÁS
ESCOLA DE ENGENHARIA ELÉTRICA,
MECÂNICA E DE COMPUTAÇÃO



JOÃO PEDRO DO CARMO LOBO
JOÃO VICTOR MIRANDA PACHECO

COORDENAÇÃO DE PROTEÇÃO E SELETIVIDADE EM REDES DE
DISTRIBUIÇÃO COM PENETRAÇÃO DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

Goiânia - GO

2024



UNIVERSIDADE FEDERAL DE GOIÁS
ESCOLA DE ENGENHARIA ELÉTRICA, MECÂNICA E DE COMPUTAÇÃO

TERMO DE CIÊNCIA E DE AUTORIZAÇÃO PARA DISPONIBILIZAR VERSÕES ELETRÔNICAS DE TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO DE GRADUAÇÃO NO REPOSITÓRIO INSTITUCIONAL DA UFG

Na qualidade de titular dos direitos de autor, autorizo a Universidade Federal de Goiás (UFG) a disponibilizar, gratuitamente, por meio do Repositório Institucional (RI/UFG), regulamentado pela Resolução CEPEC no 1240/2014, sem ressarcimento dos direitos autorais, de acordo com a Lei no 9.610/98, o documento conforme permissões assinaladas abaixo, para fins de leitura, impressão e/ou download, a título de divulgação da produção científica brasileira, a partir desta data.

O conteúdo dos Trabalhos de Conclusão dos Cursos de Graduação disponibilizado no RI/UFG é de responsabilidade exclusiva dos autores. Ao encaminhar(em) o produto final, o(s) autor(a)(es)(as) e o(a) orientador(a) firmam o compromisso de que o trabalho não contém nenhuma violação de quaisquer direitos autorais ou outro direito de terceiros.

1. Identificação do Trabalho de Conclusão de Curso de Graduação (TCCG)

Nome(s) completo(s) do(a)(s) autor(a)(es)(as): JOÃO PEDRO DO CARMO LOBO e JOÃO VICTOR MIRANDA PACHECO

Título do trabalho: COORDENAÇÃO DE PROTEÇÃO E SELETIVIDADE EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO COM PENETRAÇÃO DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

2. Informações de acesso ao documento (este campo deve ser preenchido pelo orientador) Concorda com a liberação total do documento [X] SIM [] NÃO¹

[1] Neste caso o documento será embargado por até um ano a partir da data de defesa. Após esse período, a possível disponibilização ocorrerá apenas mediante: a) consulta ao(à)(s) autor(a)(es)(as) e ao(à) orientador(a); b) novo Termo de Ciência e de Autorização (TECA) assinado e inserido no arquivo do TCCG. O documento não será disponibilizado durante o período de embargo.

Casos de embargo:

- Solicitação de registro de patente;
- Submissão de artigo em revista científica;
- Publicação como capítulo de livro.

Obs.: Este termo deve ser assinado no SEI pelo orientador e pelo autor.



Documento assinado eletronicamente por **Igor Kopcak, Professor do Magistério Superior**, em 02/08/2024, às 16:56, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **João Victor Miranda Pacheco, Discente**, em 03/08/2024, às 12:17, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **Joao Pedro Do Carmo Lobo, Discente**, em 04/08/2024, às 20:32, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



A autenticidade deste documento pode ser conferida no site https://sei.ufg.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0, informando o código verificador **4715949** e o código CRC **153492E0**.

JOÃO PEDRO DO CARMO LOBO
JOÃO VICTOR MIRANDA PACHECO

**COORDENAÇÃO DE PROTEÇÃO E SELETIVIDADE EM REDES DE
DISTRIBUIÇÃO COM PENETRAÇÃO DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado à Escola de Engenharia Elétrica, Mecânica e de Computação da Universidade Federal de Goiás, como requisito para obtenção do título de bacharel em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Dr. Igor Kopcak

Ficha de identificação da obra elaborada pelo autor, através do Programa de Geração Automática do Sistema de Bibliotecas da UFG.

Lobo, João Pedro do Carmo
COORDENAÇÃO DE PROTEÇÃO E SELETIVIDADE EM REDES DE
DISTRIBUIÇÃO COM PENETRAÇÃO DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA
[manuscrito] / João Pedro do Carmo Lobo, João Victor Miranda
Pacheco. - 2024.
LVI, 56 f.

Orientador: Prof. Igor Kopcak.
Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação) - Universidade
Federal de Goiás, Escola de Engenharia Elétrica, Mecânica e de
Computação (EMC), Engenharia Elétrica, Goiânia, 2024.
Bibliografia. Anexos. Apêndice.
Inclui siglas, abreviaturas, símbolos, gráfico, tabelas, lista de
figuras, lista de tabelas.

1. Proteção de sistemas elétricos. 2. Coordenação. 3. Seletividade.
4. Geração Distribuída.. 5. Distribuição de Energia Elétrica. I. Pacheco,
João Victor Miranda. II. Kopcak, Igor, orient. III. Título.

CDU 621.3



UNIVERSIDADE FEDERAL DE GOIÁS
ESCOLA DE ENGENHARIA ELÉTRICA, MECÂNICA E DE COMPUTAÇÃO

ATA DE DEFESA DE TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

Aos 2 dias do mês de agosto do ano de 2024, iniciou-se a sessão pública de defesa do Trabalho de Conclusão de Curso (TCC) intitulado “COORDENAÇÃO DE PROTEÇÃO E SELETIVIDADE EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO COM PENETRAÇÃO DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA”, de autoria de JOÃO PEDRO DO CARMO LOBO e JOÃO VICTOR MIRANDA PACHECO, do curso de Engenharia Elétrica, da ESCOLA DE ENGENHARIA ELÉTRICA, MECÂNICA E DE COMPUTAÇÃO da UFG. Os trabalhos foram instalados pelo Prof. Dr. Igor Kopcak (EMC/UFG) com a participação dos demais membros da Banca Examinadora: Enga. Esp. Carla Silva Sena (Sinapses Inovação) e Profa. Dra. Maria Leonor Silva de Almeida (EMC/UFG); e o membro suplente Prof. Dr. Gelson Antônio Andrêa Brigatto (EMC/UFG). Após a apresentação, a banca examinadora realizou a arguição dos estudantes. Posteriormente, de forma reservada, a Banca Examinadora atribuiu a nota final de 9,5, tendo sido o TCC considerado APROVADO.

Proclamados os resultados, os trabalhos foram encerrados e, para constar, lavrou-se a presente ata que segue assinada pelos Membros da Banca Examinadora.



Documento assinado eletronicamente por **Maria Leonor Silva De Almeida, Professor do Magistério Superior**, em 02/08/2024, às 16:19, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **Carla Silva Sena, Usuário Externo**, em 02/08/2024, às 16:26, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **Igor Kopcak, Professor do Magistério Superior**, em 02/08/2024, às 16:28, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



A autenticidade deste documento pode ser conferida no site https://sei.ufg.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0, informando o código verificador **4715871** e o código CRC **ED2E00B5**.

AGRADECIMENTOS

Só tenho a agradecer de coração a todos que iluminaram o caminho desta jornada acadêmica. Citando Machado de Assis, “Fiz da necessidade uma virtude, e a ela devo tudo o que sou.” Não foi um caminho fácil e a cada orientação, apoio e palavra amiga, o farol que guiou esta caminhada brilhava mais forte. À minha família, em especial minha mãe, Marcilene, que foi a grande responsável para eu estar aqui hoje, pois sempre fez da minha vida acadêmica prioridade. À minha namorada e futura esposa, Any Andressa, que sempre me apoiou em tudo na vida e fez da minha jornada sempre mais leve. Aos engenheiros Romário, Luiz Moreira, Victor Monteiro e Willian Maia que foram os grandes responsáveis por moldar o profissional que sou hoje. A todos vocês, dedico esse trabalho e agradeço imensamente o apoio.

João Pedro do Carmo Lobo

Primeiramente, agradeço a Deus, por todo o seu amor e por me conceder a força, a sabedoria e a perseverança necessárias para concluir esta jornada. Sem a Sua orientação e bênçãos, este trabalho não seria possível. À minha mãe, Flávia, por seu amor incondicional, apoio e sacrifícios ao longo de todos esses anos. Sua presença e incentivo foram fundamentais em cada etapa deste percurso. Ao meu pai, Eduardo, pelo exemplo de dedicação, ética e perseverança que sempre me inspirou. Sua confiança em mim me deu coragem para seguir em frente e buscar sempre o melhor. Aos meus avós, Ilza e João, por todo o carinho, ensinamentos e apoio. Vocês são a base da nossa família e suas palavras de sabedoria me guiaram em momentos difíceis. E, finalmente, à minha noiva, Vivian, pelo amor, paciência e compreensão ao longo desta caminhada. Sua parceria e apoio constante foram essenciais para a realização deste trabalho. Não foi fácil; houve momentos em que pensei em desistir, mas com o suporte de todos vocês, consegui superar os desafios e alcançar este importante objetivo. Não pretendo parar por aqui, e espero de coração poder continuar contando com o apoio de todos.

João Victor Miranda Pacheco

RESUMO

O trabalho apresenta um estudo detalhado sobre a coordenação de proteção e seletividade em redes de distribuição de energia elétrica com geração distribuída, focando-se em uma Central Geradora Hidrelétrica (CGH) de 1 MW localizada no interior de Goiás. O estudo inclui a análise de cenários críticos de operação, a especificação de equipamentos, funções de proteção e a parametrização de relés de proteção. São abordadas as adaptações necessárias para garantir a operação segura e coordenada com os dispositivos de proteção da concessionária, como relés de subestação, religadores e fusíveis. O objetivo principal é evidenciar a importância da seletividade e coordenação no sistema de proteção, especialmente considerando a crescente penetração de geração distribuída, que introduz desafios adicionais como a bidirecionalidade da corrente e variações nos níveis de tensão e frequência.

Isso abrange a necessidade de adaptar os parâmetros dos relés de proteção para manter a seletividade e evitar atuações indevidas que possam comprometer a continuidade do fornecimento de energia. A análise detalhada dos cenários de operação leva em conta diferentes condições de falhas e a influência da geração distribuída nesses eventos, proporcionando uma compreensão aprofundada sobre como a geração distribuída pode impactar a operação das redes de distribuição.

A especificação dos equipamentos e funções de proteção é feita de maneira a assegurar que os relés operem de forma coordenada, tanto com os equipamentos da CGH quanto com os dispositivos da rede de distribuição. A correta parametrização dos relés é essencial para que eles discriminem adequadamente os tipos de falhas e atuem de maneira seletiva, garantindo a proteção do sistema e a minimização de interrupções. O estudo destaca a importância da implementação de práticas e normas que considerem as particularidades da geração distribuída, assegurando uma operação confiável e eficiente do sistema elétrico.

Palavras chave: coordenação, distribuição, geração distribuída, proteção de sistemas elétricos, relé, seletividade;

ABSTRACT

The work presents a detailed study on the coordination of protection and selectivity in electrical distribution networks with distributed generation, focusing on a 1 MW Small Hydroelectric Power Plant (CGH) located in the interior of Goiás. The study includes the analysis of critical operating scenarios, equipment specification, protection functions, and the parameterization of protection relays. The necessary adaptations to ensure safe and coordinated operation with the utility's protection devices, such as substation relays, reclosers, and fuses, are addressed. The main objective is to highlight the importance of selectivity and coordination in the protection system, especially considering the increasing penetration of distributed generation, which introduces additional challenges such as bidirectional current flow and variations in voltage and frequency levels.

This encompasses the need to adapt the parameters of protection relays to maintain selectivity and avoid improper operations that could compromise the continuity of energy supply. The detailed analysis of operating scenarios takes into account different fault conditions and the influence of distributed generation on these events, providing an in-depth understanding of how distributed generation can impact the operation of distribution networks.

The specification of equipment and protection functions is carried out in a way that ensures relays operate in a coordinated manner, both with the CGH equipment and with the devices in the distribution network. Correct parameterization of the relays is essential for them to adequately discriminate fault types and act selectively, ensuring system protection and minimizing interruptions. The study highlights the importance of implementing practices and standards that consider the particularities of distributed generation, ensuring reliable and efficient operation of the electrical system.

Keywords: *coordination, distribution, distributed generation, electrical systems protection, relay, selectivity;*

SIGLAS E ABREVIATURAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ANSI	<i>American National Standards Institute</i>
AT	Alta Tensão
BT	Baixa Tensão
CGH	Central Geradora Hidrelétrica
FV	Fotovoltaica
GD	Geração Distribuída
IEC	Comissão Eletrotécnica Internacional
IEEE	Instituto de Engenheiros Eletricistas e Eletrônicos
MT	Média Tensão
NBR	Norma Brasileira
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PCH	Pequena Central Hidrelétrica
PRODIST	Procedimentos de Distribuição
p.u.	Por Unidade
RMS	<i>Root Mean Square</i> (Valor Quadrático Médio)
SE	Subestação
SED	Subestação de distribuição
SEP	Sistema Elétrico de Potência
SIN	Sistema Interligado Nacional
TC	Transformador de Corrente
TP	Transformador de Potencial

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Diagrama esquemático de um sistema elétrico de potência convencional.	4
Figura 2 - Esquema de seletividade da proteção.	7
Figura 3 - Curvas características de fusão do elo fusível.	12
Figura 4 - Curvas características do religador.	13
Figura 5 - Gráfico de operação do religador.	14
Figura 6 - Esquema básico de funcionamento de um relé de proteção.	15
Figura 7 - Esquema de seletividade amperimétrica.	18
Figura 8 - Curva de tempo inverso.	19
Figura 9 - Esquema de seletividade lógica.	21
Figura 10 - Diagrama de coordenação de elos fusíveis	22
Figura 11 - Coordenação elo fusível x elo fusível.	22
Figura 12 - PCH's e CGH's em operação no Brasil por estado (KW).	24
Figura 13 - Variação nos níveis de curto-circuito com a GD.	28
Figura 14 - Disparo falso devido à contribuição da GD.	29
Figura 15 - Perda de sensibilidade da proteção devido à GD.	30
Figura 16 - Coordenograma de proteção para CGH de estudo e proteção a montante.	43

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Parâmetros de curto-circuito no ponto de entrega da concessionária.	33
Tabela 2 - Dados de ajuste da proteção do relé a montante.	33
Tabela 3 - Reatâncias não saturadas do gerador em p.u.	34
Tabela 4 - Resistências das bobinas do gerador.	34
Tabela 5 - Níveis de curto com contribuição do gerador.	35
Tabela 6 - Dados de ajuste da proteção do relé do acessante.	39
Tabela 7 - Distribuição de ocorrências vistas ao longo do período de análise	44
Tabela 8 - Funções de proteção junto à interface da microgeração ou minigeração distribuída	46

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO.....	1
2. OBJETIVOS.....	2
2.1. Objetivos Gerais.....	2
2.2. Objetivos Específicos.....	2
3. ESTADO DA ARTE.....	4
3.1. Redes de Distribuição.....	4
3.2. Sistemas de Proteção.....	6
3.3. Ocorrência de Faltas e Eventos na Distribuição.....	8
3.4. Equipamentos de Proteção.....	11
3.4.1. Chave Fusível/Elo Fusível.....	11
3.4.2. Religadores.....	12
3.4.3. Relés de proteção.....	14
3.5. Ajustes Clássicos de Proteção e Seletividade.....	16
3.6. Seletividade.....	16
3.6.1. Seletividade por corrente.....	17
3.6.2. Seletividade por curva de tempo (cronométrica).....	18
Fonte: Mamede, Mamede, 2020.....	19
3.6.3. Seletividade lógica.....	19
3.7. Coordenação clássica.....	21
3.7.1. Coordenação elo fusível x elo fusível.....	21
4. GERAÇÃO DISTRIBUÍDA E SEUS PRINCIPAIS IMPACTOS NOS SISTEMAS CONVENCIONAIS DE DISTRIBUIÇÃO.....	23
4.1. Cenário Atual no Brasil.....	23
4.2. Impactos Gerais para os Sistemas de Distribuição.....	24
4.2.1. Níveis de Tensão.....	25

4.2.2. Risco instrumental e perdas da linha.....	26
4.2.3. Risco humano.....	26
4.3. Impactos Sobre a Proteção de Sobrecorrente.....	27
4.3.1. Alterações nos Níveis de Curto-circuito.....	27
4.3.2. Perda de Segurança / Seletividade.....	28
4.3.3. Perda de Confiabilidade / Sensibilidade.....	29
4.3.4. Religamentos automáticos.....	30
5. ESTUDO DE CASO.....	32
5.1. Dados da Instalação.....	32
5.2. Parâmetros do Alimentador e da Proteção a Montante.....	33
5.3. Dados do Gerador.....	34
5.4. Cálculos de Curto-circuito.....	34
5.5. Determinação dos Parâmetros de Proteção.....	35
5.5.1. Definição da Corrente Nominal do Sistema.....	35
5.5.2. Magnetização do Transformador.....	35
5.5.3. Ponto ANSI do Transformador.....	37
5.6. Ajustes das Funções ANSI de Proteção.....	37
5.6.1. Função 51 (Unidade de sobrecorrente temporizada).....	37
5.6.2. Função 51N (Unidade de sobrecorrente temporizada do neutro).....	38
5.6.3. Função 50 (Unidade de sobrecorrente instantânea).....	39
5.6.4. Função 50N (Unidade de sobrecorrente instantânea do neutro).....	39
5.6.5. Função 27 (Subtensão).....	39
5.6.6. Função 59 (Sobretensão).....	40
5.6.7. Função 81 (Subfrequência e Sobre frequência).....	41
5.6.8. Função 25 (Sincronismo).....	42
5.7. Coordenograma.....	42

EMC

ESCOLA DE ENGENHARIA ELÉTRICA,
MECÂNICA E DE COMPUTAÇÃO

MINISTÉRIO DA EDUCAÇÃO

UNIVERSIDADE FEDERAL DE GOIÁS
ESCOLA DE ENGENHARIA ELÉTRICA,
MECÂNICA E DE COMPUTAÇÃO



5.8. Análise de Falhas Encontradas.....	43
5.9. Limitação das Funções de Proteção Tradicionais.....	44
5.10. Hipóteses de Ocorrência de Abertura.....	47
6. ESTUDOS FUTUROS.....	49
7. CONCLUSÃO.....	51
8. REFERÊNCIAS.....	52
APÊNDICE A.....	54
ANEXO A.....	55

1. INTRODUÇÃO

Sistemas elétricos de potência são complexos e sujeitos a inúmeras perturbações e operações indevidas. Para impedir ou ao menos diminuir a recorrência e grau de impacto destes acontecimentos, estudos de proteção devem ser elaborados com o maior grau de detalhes e dados possíveis, buscando sempre prever as condições normais de operação, as de falta e os limites dos equipamentos conectados ao sistema.

Além disso, sistemas de distribuição submetidos à conexão de fontes geradoras de menor escala, fornecendo uma geração de fluxo de potência adicional à já prevista pela concessionária, exigem um grau de cuidado ainda maior. Fatores como a bidirecionalidade da corrente, intermitência da fonte de geração e variação dos níveis de tensão e frequência no ponto de conexão o qual, a princípio, não conta com dispositivos de proteção sob controle da concessionária, exigem uma atenção ainda maior do projetista.

O engenheiro projetista deve fornecer à distribuidora um estudo completo dos impactos gerados pela nova conexão à rede, indicando todos os cenários de operação críticos que o sistema pode apresentar. Além disso, o mesmo deve fornecer o projeto e dimensionamento de toda a proteção a ser implementada no empreendimento, adotando-se todas as funções de proteção necessárias, para garantir a operação segura, coordenada e seletiva com os equipamentos de proteção da concessionária (relé da subestação mais próxima, religadores, fusíveis, etc.).

Neste contexto, este trabalho consiste na elaboração de um estudo de caso dos cálculos de coordenação da proteção e seletividade para uma usina hidrelétrica, do tipo CGH, com 1 MW de potência instalada, localizada no interior de Goiás. Analisa-se o estudo de proteção efetuado para garantia de coordenação e seletividade na operação da mesma após a sua ligação ao alimentador. Especificando os equipamentos, funções de proteção e dados para parametrização do relé de proteção empregado.

Por se tratar de uma Central Geradora Hidrelétrica não sujeita ao controle do Operador Nacional do Sistema (ONS), esta classifica-se como um empreendimento de geração distribuída, para a qual se demonstram todas as adequações e proteções extras necessárias

para sua correta implementação e ligação à rede, quando comparada à inclusão de uma subestação do consumidor em média tensão tradicional.

2. OBJETIVOS

2.1. Objetivos Gerais

O objetivo geral deste trabalho é discorrer sobre a importância e as nuances do sistema de proteção em redes de distribuição de energia elétrica. Destacando as implicações e adequações necessárias para quando este é submetido a uma constante penetração de geração distribuída, realidade crescente e cada vez mais atuante no mercado. Exemplificando toda a temática e soluções propostas através do estudo de um caso real, detentor das circunstâncias supracitadas.

2.2. Objetivos Específicos

Apresentar e avaliar as técnicas e padrões tradicionalmente adotados nos sistemas de proteção em redes de distribuição de energia, destacando sua robustez, porém, também apresentando suas limitações. Manifestar a crucial importância da garantia de coordenação e seletividade em sistemas elétricos de potência, revelando implicações de sua falta e os caminhos necessários para seu alcance.

Avaliar os impactos gerados no SEP tradicional dada a crescente inserção de fontes distribuídas de geração sob ajustes e equipamentos de proteção historicamente suficientes para garantia da operação segura e confiável. Veiculando quais os principais pontos de falha, grau de estresse dos demais equipamentos conectados à rede e impactos para o consumidor final e concessionária responsável.

Estudo e análise das hipóteses propostas através de um caso real que sofre com problemas similares ao discutido no trabalho, exigindo a constante atuação das funções de proteção 81U e 59 (sobrefrequência e sobretensão respectivamente) em ocasiões onde as ditas tradicionais de proteção (50/51 e 50N/51N) não seriam suficientes para garantir a operação segura e confiável.

EMCESCOLA DE ENGENHARIA ELÉTRICA,
MECÂNICA E DE COMPUTAÇÃO

MINISTÉRIO DA EDUCAÇÃO

UNIVERSIDADE FEDERAL DE GOIÁS
ESCOLA DE ENGENHARIA ELÉTRICA,
MECÂNICA E DE COMPUTAÇÃO

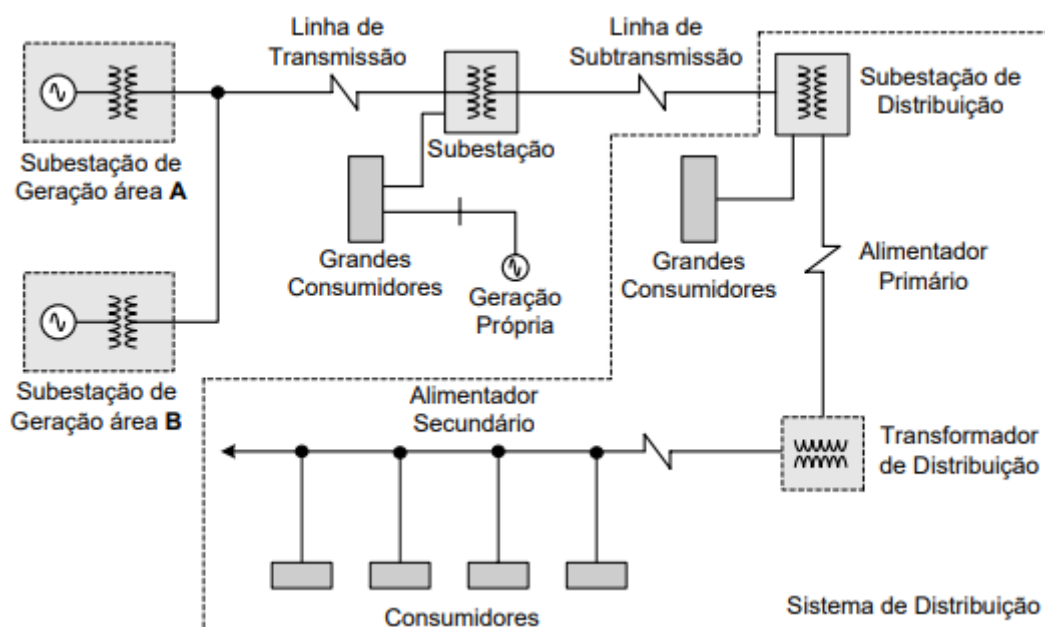
Para o estudo de caso além dos dados coletados em campo, enrique-se a análise através de simulações de curto-circuito através do *software* específico *Power Tools for Windows* (PTW) juntamente aos cálculos dos parâmetros de proteção e ajustes para as funções necessárias. Conclui-se exibindo as limitações do modelo de solução proposto para o cenário de estudo, além de indicar proposições para próximos passos e estudos futuros necessários para melhor adequação do sistema.

3. ESTADO DA ARTE

3.1. Redes de Distribuição

Os sistemas elétricos de potência (SEP) têm a função essencial de fornecer energia elétrica aos usuários de uma forma segura, confiável, com baixo custo e de qualidade, no instante em que for solicitada. A **Figura 1** apresenta um diagrama resumido de um SEP convencional (SOUZA, 2008).

Figura 1 - Diagrama esquemático de um sistema elétrico de potência convencional.



Fonte: SOUZA, 2008.

Os sistemas elétricos de potência podem ser subdivididos em três grandes blocos:

- **Geração:** que perfaz a função de converter alguma forma de energia em energia elétrica.
- **Transmissão:** que é responsável pelo transporte de energia elétrica dos centros de produção aos de consumo.
- **Distribuição:** que distribui energia elétrica recebida do sistema de transmissão aos grandes, médios e pequenos consumidores.

Neste trabalho o enfoque maior será dado nos sistemas de distribuição, uma vez que neste estão presentes a maior parte dos problemas causados pela geração distribuída. Os seus agentes estão sob regulamentação da ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica) através dos Procedimentos de Distribuição (PRODIST), que visam disciplinar o relacionamento entre as distribuidoras de energia elétrica e os demais agentes conectados ao sistema.

Em linhas gerais, os sistemas de distribuição são compostos por subestações, linhas de subtransmissão, subestações de distribuição (SEDs), alimentadores primários, transformadores de distribuição e alimentadores secundários.

O **sistema de subtransmissão** é o elo que tem a função de captar a energia do sistema de transmissão e transferi-la às SEs de distribuição e aos consumidores, em tensão de subtransmissão, através de linhas trifásicas operando em tensões, usualmente de 138kV ou 69kV, com capacidade de transporte de dezenas de MW por circuito. Os consumidores em tensões de subtransmissão são representados por grandes instalações industriais, estações de tratamento e bombeamento de água (RODRIGUES, 2021).

As **subestações de distribuição**, SEDs, que são supridas pela rede de subtransmissão, são responsáveis pela transformação de tensão de subtransmissão para a de distribuição primária. Há inúmeros arranjos de SEDs possíveis, variando com a respectiva potência instalada, a importância das cargas atendidas e sua relevância para o sistema (RODRIGUES, 2021).

Os **alimentadores primários** representam a parcela da rede responsável por fazer a ligação entre a subestação de distribuição e os pontos de conexões finais, em casos de clientes alimentados em média tensão - MT, ou até os transformadores de distribuição próximos aos clientes alimentados em baixa tensão. Os seus níveis de tensão entre fases costumam estar em 11,4; 13,8; 22 e 34,5 kV, a depender do padrão adotado pela distribuidora. São ainda divididos em tronco do alimentador e ramal de derivação, com o primeiro constituindo na parte principal de um alimentador de MT, com derivação direta da SED, enquanto que o segundo se refere à porção da rede que deriva do tronco, portanto, detentor de um menor fluxo de potência e conseqüente menor seção dos condutores. Os alimentadores primários são tipicamente radiais (RODRIGUES, 2021).

Os **transformadores de distribuição** são responsáveis por converter os níveis de tensão de energia elétrica para adequá-los às necessidades dos consumidores finais, eles são normalmente instalados em postes ou em câmaras subterrâneas. Seu enrolamento de alta tensão é compatível com a tensão de alimentação fornecida pelos alimentadores primários, enquanto que o seu enrolamento de baixa fornece níveis de tensão compatíveis com os designados para o cliente final, variando conforme a região (RODRIGUES, 2021).

Por fim, os **alimentadores secundários** são utilizados para distribuir energia elétrica para os consumidores finais de baixa tensão. Eles operam em tensões secundárias, que geralmente variam entre 120V e 600V em sistemas monofásicos ou trifásicos (ABNT, NBR 5410).

3.2. Sistemas de Proteção

A principal função de um sistema de proteção de energia elétrica é garantir a segurança e a confiabilidade da rede. Para tal, o sistema deve ser capaz de garantir a interrupção em caso de falha (confiabilidade), não operação indevida dos dispositivos de proteção (segurança), detecção das menores perturbações (sensibilidade), atuação da proteção no menor tempo disponível (velocidade) e interrupção da menor parcela da rede possível (seletividade).

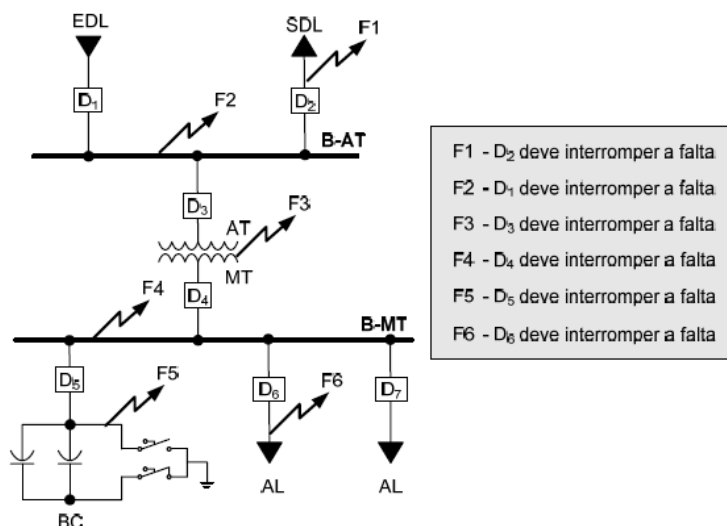
A premissa da seletividade é isolar a região ou equipamento sob falta do restante do sistema, desligando-se a menor porção possível da rede. Além disso, a seletividade busca evitar que falhas momentâneas acionem dispositivos de proteção sem recursos de recuperação automática e, em situações de defeitos duradouros, minimizar a extensão da desconexão no sistema.

Na **Figura 2** ilustra-se como deve operar um esquema de proteção seletivo de uma subestação típica de distribuição. Neste exemplo, a energia chega ao barramento de alta tensão (B-AT) pelo terminal EDL. No mesmo barramento há uma saída em alta tensão (SDL) e a conexão de um transformador rebaixador, que alimenta um barramento de média tensão (B-MT), ao qual estão conectados dois alimentadores (AL) e um banco de capacitores. São indicados 6 pontos de possíveis curto-circuitos (faltas) F1 à F6 e, para cada um deles, o

quadro da figura indica qual disjuntor (D1 à D7) deveria atuar para desconectar a porção defeituosa do restante do sistema, de forma seletiva.

Para o curto sinalizado por F1 o disjuntor D2 é quem deve interromper a falta, para o curto sinalizado por F2 a falta deve ser interrompida por D1, para o curto do transformador indicado por F3 o disjuntor quem deve interromper a falta é o D3, para a falta F4 o D4 quem deve atuar, para a falta F5 o D5 quem atua e por fim para a falta vista em F6 a interrupção deve ser dada pelo disjuntor sinalizado por D6.

Figura 2 - Esquema de seletividade da proteção.



Fonte: SOUZA, 2008.

Para alcançar altos níveis de eficácia na proteção, é crucial considerar sobre a rede em análise: topografia da região, topologia do sistema, níveis cerânicos, localização da vegetação de possível interferência, classe predominante de cliente (residencial, comercial, industrial ou rural), equipamentos de proteção instalados e disponíveis para expansão, trechos com maior probabilidade de falha, características e necessidades no fornecimento dos principais clientes, manobras para atendimento de contingências, recurso humano e logístico disponível (ENERGISA, 2017).

Além destes requisitos, é necessário que o projetista de proteção tenha conhecimento de conceitos básicos comumente explorados ao realizar os estudos. Particularmente para redes de distribuição, podem-se definir (ELEKTRO, 2014):

- a) **Dispositivo Protetor:** é todo equipamento de proteção localizado imediatamente a montante do ponto onde ocorre a falta, considerando o barramento da SED como origem;
- b) **Dispositivo Protegido ou de Retaguarda:** É todo equipamento de proteção localizado a montante do dispositivo protetor, considerando o barramento da SED como origem;
- c) **Montante:** Pontos do circuito situados anterior a qualquer entidade de rede (referencial), considerando a SED como referência;
- d) **Jusante:** Pontos do circuito situados posterior a qualquer entidade de rede (referencial), considerando a SED como referência;
- e) **Zona de Proteção:** é o trecho de uma rede de distribuição protegido por um equipamento de proteção;
- f) **Zona de Proteção Principal:** é o trecho compreendido entre dois equipamentos de proteção de uma rede de distribuição;
- g) **Zona de Proteção de Retaguarda:** é a sobreposição da zona de proteção principal de um equipamento promovida por outro instalado a montante. Esta sobreposição é determinada em função do tipo do equipamento de proteção;
- h) **Intervalo de seletividade:** é o intervalo entre as curvas dos equipamentos protetor e protegido para o qual os equipamentos atuarão de forma seletiva, ou seja, respeitando a sequência de atuação do equipamento protetor para o equipamento protegido respectivamente, sendo que o equipamento protegido só deverá atuar em caso de falha do equipamento protetor.

3.3. Ocorrência de Falhas e Eventos na Distribuição

As faltas de energia costumam ser classificadas a partir do seu período de duração, podendo se enquadrar em três tipos:

- **Faltas Permanentes**

- Causa: São causadas por um contato contínuo ou prolongado entre fases ou entre fase e terra.
 - Características: Demandam reparos imediatos e resultam em interrupções prolongadas no fornecimento de energia elétrica.
 - Ação: Exige uma intervenção rápida para a correção da falha e a recomposição do sistema elétrico afetado.
 - Exemplo: Um cabo rompido ou uma conexão solta que permanece em contato, causando um curto-circuito contínuo.
- **Faltas Temporárias**
 - Causa: Ocorrem devido a condições transitórias que podem ser provocadas por eventos como oscilações na rede, picos de carga ou descargas atmosféricas.
 - Características: São faltas que se extinguem com a atuação dos dispositivos de proteção e um subsequente religamento bem-sucedido (religadores).
 - Ação: Não exigem intervenções imediatas no sistema após o religamento bem-sucedido, mas podem requerer investigações posteriores para determinar a causa raiz.
 - Exemplo: Uma falha momentânea causada por uma descarga atmosférica ou um pico de carga.
- **Faltas Intermitentes**
 - Causa: São faltas que se desativam automaticamente após a atuação dos dispositivos de proteção, mas reaparecem em intervalos de tempo, causando interrupções recorrentes.
 - Características: Após o religamento bem-sucedido, a falta volta a ocorrer no mesmo local e pode ser causada por condições como vibrações, conexões intermitentes ou condições ambientais variáveis.
 - Ação: Requerem investigações detalhadas para identificar e corrigir a causa raiz, evitando recorrências futuras.
 - Exemplo: Um cabo que apresenta uma conexão intermitente devido a vibrações ou ações ambientais como vento ou temperatura.

Eventos adversos na distribuição podem ocorrer devido a uma variedade de razões, resultando em problemas operacionais e na interrupção do fornecimento de energia elétrica aos usuários. Entre os problemas mais frequentes encontrados na distribuição estão os curtos-circuitos, as sobrecargas e as sub e sobretensões. Essas anomalias poderão ter consequências irrelevantes ou desastrosas, a depender do sistema de proteção operado (MAMEDE; MAMEDE, 2020).

Durante um curto-circuito, circula-se na rede correntes com intensidades elevadas e consideravelmente superiores aos valores nominais. Estas podem resultar em efeitos mecânicos e térmicos indesejados. Efeitos mecânicos dizem respeito ao surgimento de forças eletromagnéticas elevadas capazes de deformar condutores, romper materiais isolantes e até influenciar demais pontos da rede. Já os efeitos térmicos estão ligados ao tempo de permanência da falta e ao valor eficaz da corrente, podendo produzir um aquecimento excessivo dos materiais condutores e isolantes, com seu consequente desgaste (FRAZÃO, 2019). Na prática, um sistema elétrico está sujeito a cinco tipos de curtos-circuitos, sendo estes: trifásico, trifásico à terra, bifásico, bifásico à terra e monofásico.

Uma vez que normalmente as redes de distribuição são expostas ao tempo, as faltas transitórias são as mais recorrentes, com cerca de 70 a 90% das estatísticas (GERS e HOLMES, 2011).

Portanto, devido ainda a característica radial destas redes, busca pela simplicidade dos estudos e adequado custo benefício para sua implementação, as principais funções de proteção utilizadas são:

- Função 50/50N: proteção instantânea de fase e de neutro.
- Função 51/51N: proteção temporizada de fase e de neutro.
- Função 59: proteção de sobretensão.
- Função 27: proteção de subtensão.
- Função 79: religamento automático.

Todavia, como será demonstrado adiante, tais proteções não são suficientes para sistemas que não são majoritariamente radiais, ou seja, com presença de geração distribuída.

Sendo necessária a aplicação de outras funções de proteção para suprir determinados tipos de faltas que esses sistemas são capazes de gerar.

3.4. Equipamentos de Proteção

Nesta seção são descritos os principais componentes de proteção que tradicionalmente compõem as redes de distribuição convencionais.

3.4.1. Chave Fusível/Elo Fusível

O elo fusível é o dispositivo de proteção contra sobrecorrente mais comum e barato nas redes de distribuição primárias (FRAZÃO, 2019). O equipamento conta com um filamento interno que se aquece quando uma corrente elétrica passa por ele. Assim, quando essa corrente excede um valor específico, o filamento se rompe (derrete). A eficiência do elo fusível pode ser avaliada através de três critérios:

1. Isolar completamente a rede elétrica em caso de falta, através da queima do filamento interno;
2. Dissipar o arco elétrico gerado quando o filamento se rompe de forma adequada;
3. Manter a rede elétrica desligada, sem faíscas, mesmo sob tensão nominal nos terminais.

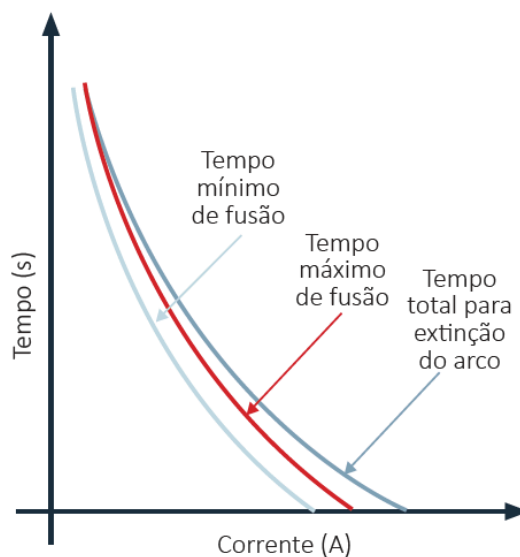
É válido ressaltar, que a maioria dos elos fusíveis em redes primárias opera segundo o princípio de expulsão. Nesse método, o filamento está envolto por um tubo revestido internamente com uma fibra de ionização. Assim, em caso de curto-circuito, a fibra é aquecida quando o filamento se rompe, produzindo gases ionizados que se acumulam no tubo. Isso resulta na compressão e expulsão do arco, e a liberação dos gases pelas extremidades do tubo garante que as partículas que sustentam o arco sejam completamente removidas (FRAZÃO, 2019).

O elo fusível é classificado de acordo com sua taxa de velocidade (SR - speed ratio), também conhecida como relação de rapidez. Por convenção, o SR é a razão entre a corrente mínima de fusão do elo em 0,1s e a corrente mínima de fusão em 300s. Com base nesse parâmetro, os elos são comumente categorizados como rápidos, lentos e muito lentos, identificados pelas siglas K, T e H, respectivamente (FRAZÃO, 2019):

- **Tipo K:** Elos fusíveis rápidos com SR variando entre 6 e 8. Têm capacidade de sobrecarga de 50% do seu valor nominal e geralmente são usados na proteção de transformadores e ramais laterais de alimentadores.
- **Tipo T:** Elos fusíveis lentos com SR variando entre 10 e 13. Assim como os do tipo K, eles também suportam uma sobrecarga de 50% e são igualmente aplicados na proteção de transformadores e ramais.
- **Tipo H:** Elos fusíveis especiais que suportam uma elevada sobrecorrente e, mesmo assim, garantem uma alta temporização de operação. Portanto, são considerados dispositivos de atuação muito lenta. São usados quase que exclusivamente na proteção de transformadores para evitar operações desnecessárias durante transitórios de curta duração, como correntes de *inrush*.

Na **Figura 3** ilustram-se as curvas características de fusão do elo fusível.

Figura 3 - Curvas características de fusão do elo fusível.



Fonte: FRAZÃO, 2019.

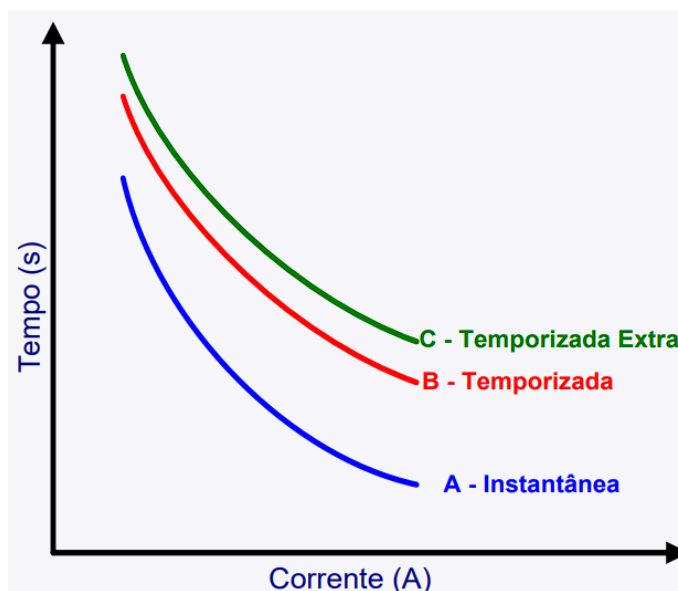
3.4.2. Religadores

O religador é um dispositivo que tem a capacidade de detectar condições de falta, interromper o circuito se a sobrecorrente persistir após um intervalo de tempo predefinido e,

após testes de verificação, religar automaticamente o circuito. Se a falta que causou a operação ainda estiver presente, o religador permanecerá aberto após um número determinado de operações, isolando o circuito sob falta do restante da rede. Nas redes de distribuição primárias, entre 75% e 90% das faltas são de natureza temporária e duram, no máximo, alguns ciclos ou segundos. Portanto, o religador, com sua capacidade de abrir e fechar, evita que um circuito de distribuição fique fora de serviço devido a faltas temporárias (FRAZÃO, 2019).

Desse modo, os religadores são tipicamente projetados para registrar e contar até três operações de fechamento. Após uma operação de abertura final, eles bloqueiam a sequência de abertura e fechamento, estabelecendo assim o ciclo de operação. É importante destacar que, em geral, os religadores também permitem operações manuais de fechamento. Quanto às curvas Tempo x Corrente, os religadores geralmente incluem três curvas: uma rápida e duas lentas, identificadas como A, B e C, respectivamente, apresentadas na **Figura 4**:

Figura 4 - Curvas características do religador.

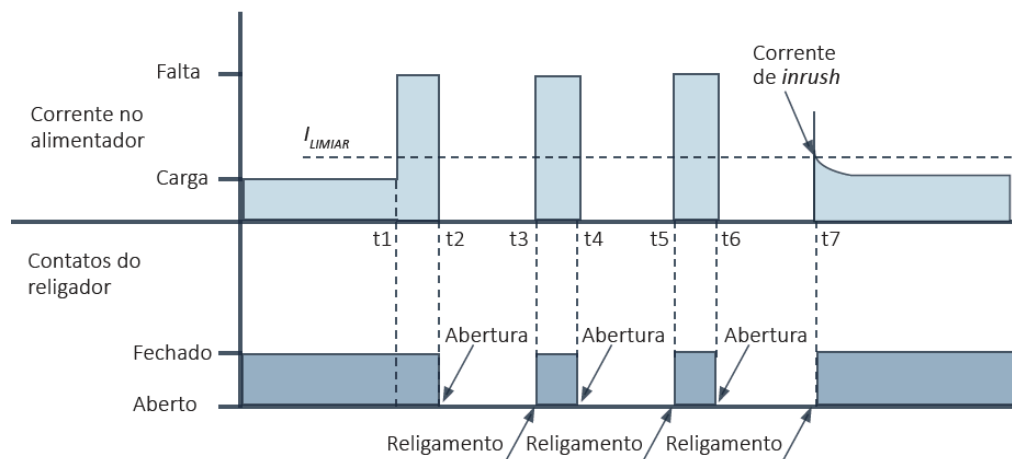


Fonte: UTFPR

Por fim, o funcionamento do religador pode ser explicado a seguir e exemplificado na **Figura 5**. No momento t_1 , ocorre uma falta devido à corrente de falta exceder o limite de corrente I_{limiar} , que sensibiliza o religador. Ele mantém seus contatos fechados por um breve período antes de abri-los em t_2 , interrompendo a corrente no alimentador. Após esperar o

tempo morto, o religador tenta religar o alimentador em t_3 . No entanto, percebe que a corrente de falta ainda está presente e abre seus contatos novamente em t_4 . Aguardando novamente o tempo morto, ele tenta reenergizar o alimentador em t_5 , mas a corrente de falta persiste, levando o religador a abrir seus contatos em t_6 . Depois de mais um tempo morto, o religador faz a última tentativa de reenergizar o alimentador, fechando seus contatos em t_7 . Neste momento, o religador observa que a corrente está se estabilizando abaixo do limite I_{limiar} , indicando que seus contatos devem permanecer fechados para garantir o suprimento adequado de carga. Como o religador estava configurado para 3 religamentos, ele executou exatamente três tentativas de reenergização do alimentador. Portanto, é importante afirmar que o religador nunca entrou em modo de bloqueio (FRAZÃO, 2019).

Figura 5 - Gráfico de operação do religador.



Fonte: FRAZÃO, 2019.

3.4.3. Relés de proteção

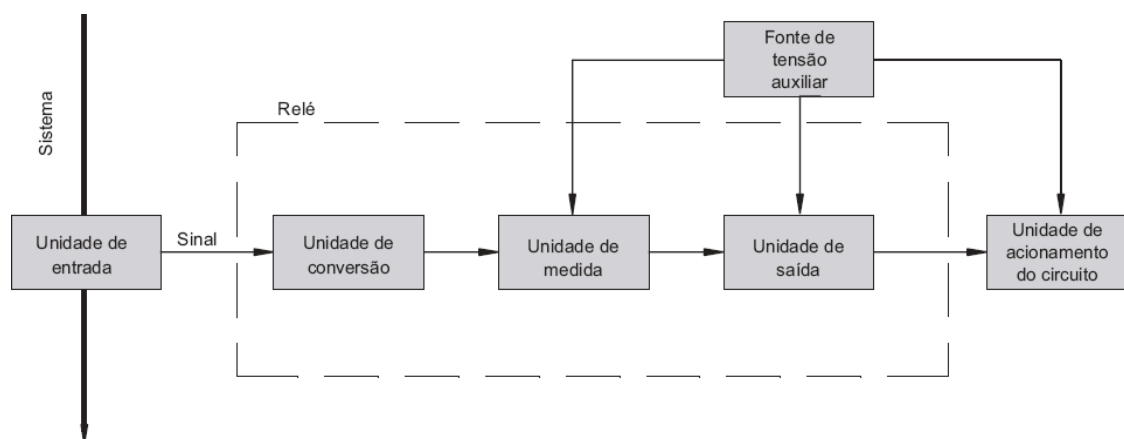
Os relés constituem uma vasta gama de dispositivos, apresentando diversas formas de construção e funções incorporadas, destinadas a uma variedade de aplicações. A escolha específica de um relé depende da importância, do tamanho e da segurança da instalação em questão. Normalmente, os relés são designados para atuar sobre o equipamento responsável pela desconexão do circuito elétrico afetado, como o disjuntor ou o religador (MAMEDE; MAMEDE, 2020).

A detecção de falhas em sistemas elétricos é geralmente realizada através da aplicação de critérios como (MAMEDE; MAMEDE, 2020):

- Elevação da corrente.
- Variações na tensão, incluindo tanto aumentos quanto reduções.
- Inversão do sentido da corrente.
- Alteração da impedância do sistema.
- Comparação do módulo e ângulo de fase entre a entrada e saída do sistema.

Em suma, o esquema básico de funcionamento do relé de proteção pode ser explicado pela **Figura 6**.

Figura 6 - Esquema básico de funcionamento de um relé de proteção.



Fonte: MAMEDE, MAMEDE, 2020.

E de forma geral, seus componentes podem ser classificados como:

- **Unidade de entrada:** Recebe sinais de distúrbios elétricos via transformadores e os encaminha para a unidade de conversão, fornecendo também isolamento elétrico;
- **Unidade de conversão de sinal:** Modula os sinais recebidos dos transformadores para o funcionamento dos relés, presente nos relés secundários;
- **Unidade de medida:** Compara os sinais de entrada com valores de referência e, se necessário, envia sinal à unidade de saída;
- **Fonte de tensão auxiliar:** Fornecer energia às unidades de medida e saída, podendo ser uma bateria ou um circuito interno;

- **Unidade de saída:** Atua como um contato auxiliar ou uma chave semicondutora;
- **Unidade de acionamento:** Geralmente composta por uma bobina montada no elemento de desconexão, ativada pelos sistemas de proteção com relés secundários ou diretamente pelas unidades de entrada nos relés primários.

Por fim, os disjuntores conectados a média tensão, são dispositivos “cegos”, ou seja, não enxergam a falha. A proteção e supervisão do sistema é realizada através do relé de proteção, e é por isso que o relé, é o dispositivo mais importante para este estudo de caso.

3.5. Ajustes Clássicos de Proteção e Seletividade

Salienta-se, como já elucidado anteriormente, que são requisitos básicos de um sistema de proteção a **sensibilidade, seletividade, velocidade, confiabilidade, disponibilidade** e a **segurança** que, uma vez garantidos, constroem um cenário de proteção ideal. Assim, é de suma importância destacar que, em geral, a proteção está correlacionada com a coordenação do seu principal dispositivo, o relé.

Nesse sentido, nos sistemas de distribuição, a coordenação é baseada na temporização da operação entre dois ou mais dispositivos de proteção, como relés, religadores, seccionadores e fusíveis. Em essência, um sistema coordenado é capaz de temporizar a operação desses dispositivos. Sendo assim, em um caso em que todos os dispositivos reagissem simultaneamente à detecção de uma falha, diversos segmentos poderiam ser desenergizados (FRAZÃO, 2019).

Este estudo será focado em subestações de consumidores, por isso, não será objeto de trabalho a proteção de alimentadores. Desse modo, apresenta-se a seguir, os ajustes clássicos de proteção e seletividade aplicados em subestações de entrada de energia.

3.6. Seletividade

A seletividade refere-se ao mecanismo de um sistema em isolar um equipamento com defeito sem afetar negativamente o fornecimento de energia. Desse modo, segundo Caminha (1977): “Por seletividade entende-se a propriedade da proteção em reconhecer e selecionar

entre aquelas condições para as quais uma imediata operação é requerida, e aquelas para as quais nenhuma operação ou retardo de atuação é exigido.”

3.6.1. Seletividade por corrente

Quando definida por corrente é baseada no princípio de que as correntes de curto-circuito aumentam conforme o ponto de defeito se aproxima da fonte de suprimento. É mais utilizada nos sistemas de baixa tensão, em que a impedância dos circuitos elétricos é significativa, em comparação aos sistemas de média ou alta tensão (MAMEDE, MAMEDE 2020).

Além disso, essa técnica é empregada em sistemas de distribuição de energia elétrica através do uso de elos fusíveis, nos quais as impedâncias dos condutores variam consideravelmente à medida que se afastam da subestação de potência. Em sistemas de transmissão de curta distância, as correntes de defeito não variam significativamente entre diferentes pontos de falta, o que torna a aplicação desses procedimentos mais difícil.

Conforme exemplificado na **Figura 7**, quando ocorrer uma falta no ponto A, com o valor de corrente I_{cs} , P1 e P2 (dados pelo par relé microprocessado e disjuntor) devem possuir uma configuração diferente a fim de garantir a seletividade, sendo assim, P1 deve atuar antes de P2.

De uma maneira mais detalhada, de acordo com Mamede (2020): “Para obter êxito na seletividade amperimétrica, os valores das correntes de atuação das proteções envolvidas devem atender aos seguintes princípios”:

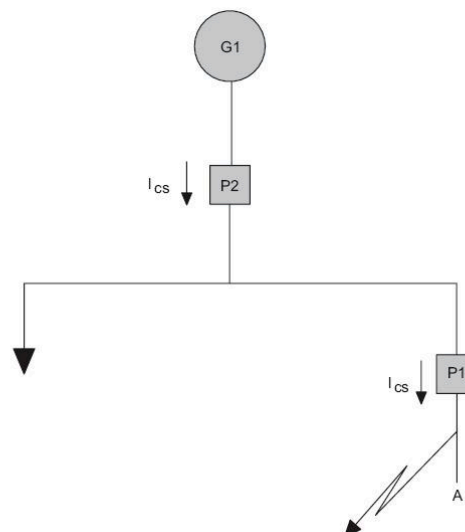
A proteção a montante do ponto de falta deve ter uma corrente de atuação com um valor inferior à corrente de curto-circuito ocorrida dentro da zona protegida, isto é:

$$I_{p1} \leq 0,8 \times I_{cs}$$

As proteções situadas fora da zona protegida devem ter uma corrente nominal com valores superiores à corrente de curto circuito, isto é:

$$I_{p2} > I_{cs}$$

Figura 7 - Esquema de seletividade amperimétrica.



Fonte: Mamede, Mamede, 2020.

3.6.2. Seletividade por curva de tempo (cronométrica)

Os procedimentos de seletividade baseiam-se na ideia de que o tempo de atuação definido para o dispositivo de proteção mais próximo do ponto de falha deve ser menor do que o tempo de atuação planejado para o dispositivo de proteção localizado antes dele. Isso implica que a seletividade cronométrica envolve atrasar a atuação de uma proteção instalada anteriormente para garantir que a proteção instalada posteriormente tenha tempo suficiente para identificar e isolar o problema.

A diferença entre os tempos de disparo de duas proteções consecutivas deve ser igual ao tempo de abertura do disjuntor, acrescido de um intervalo de tempo para considerar a incerteza na atuação dessas proteções. Esse intervalo, conhecido como intervalo de coordenação, normalmente varia entre 200 ms e 400 ms (MAMEDE; MAMEDE, 2020).

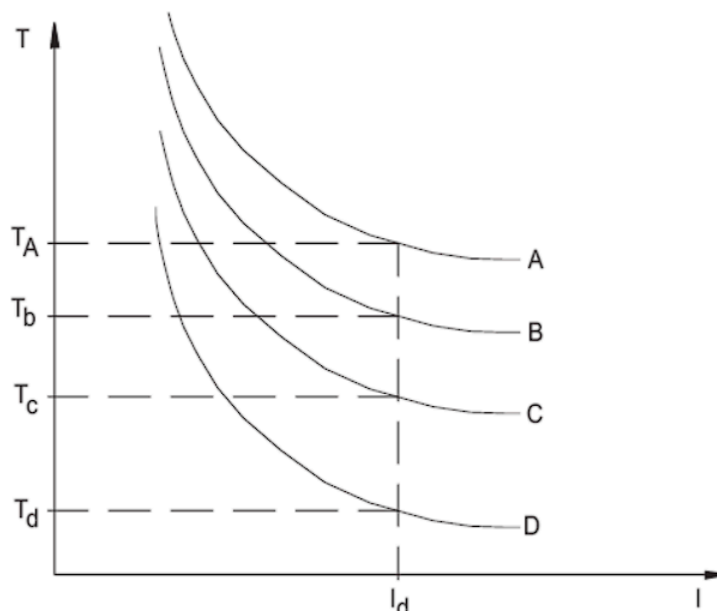
Para este tipo de seletividade, os ajustes podem ser realizados com base na corrente ou independentemente dela. Na abordagem dependente da corrente, o dispositivo opera conforme a curva tempo x corrente, também chamada de curva de tempo inverso (**Figura 8**). Por outro lado, na abordagem independente da corrente, a proteção atua com um tempo fixo.

Para a **Figura 8**, o intervalo de coordenação é determinado pela diferença entre os tempos de atuação do dispositivo de proteção a montante e a jusante para uma corrente específica de curto-circuito. Bem como, à medida que a corrente de curto-circuito aumenta, o tempo de atuação do dispositivo de proteção diminui.

Bem como, inversamente, à medida que a corrente de curto-circuito diminui, o tempo de atuação do dispositivo de proteção aumenta. De mesmo modo, no gráfico, o eixo Y representa os valores de tempo, enquanto o eixo X representa os valores de corrente, e ambos os eixos utilizam escalas bi-logarítmicas para facilitar a visualização e análise da seletividade.

As curvas A, B, C e D, são as curvas de tempo inverso deslocadas pela relação *tempo x corrente*, sendo a curva D, de atuação mais rápida..

Figura 8 - Curva de tempo inverso.



Fonte: Mamede, Mamede, 2020.

3.6.3. Seletividade lógica

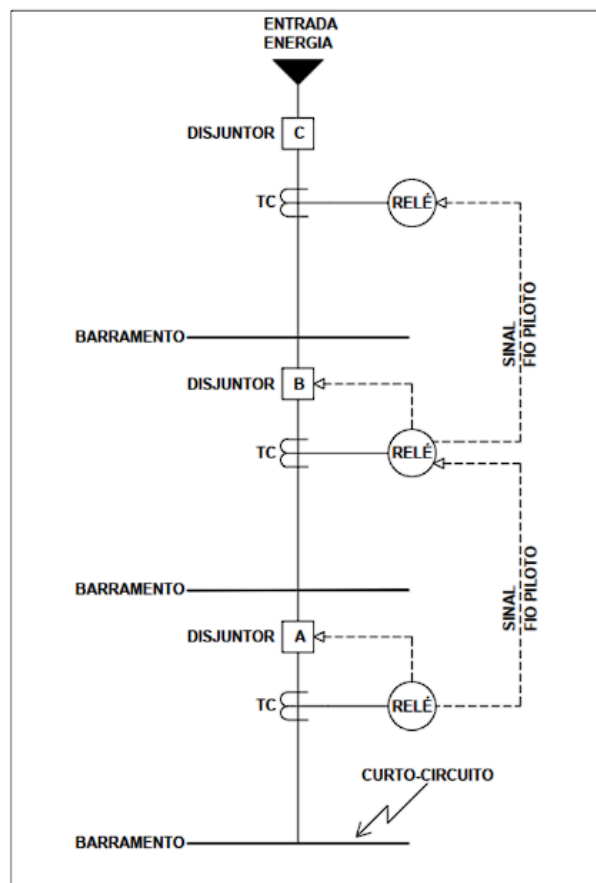
Esse tipo de seletividade existe apenas em relés digitais. Este sistema lógico combina um esquema de proteção de sobrecorrente onde a comunicação entre os relés digitais ocorre

através de um fio piloto, geralmente um cabo de fibra óptica. Esse fio piloto transmite sinais de bloqueio para o relé que está imediatamente a montante do relé mais próximo do ponto de falha, permitindo uma atuação rápida e seletiva. (SOUZA, 2021)

O funcionamento desse sistema pode ser visualizado na **Figura 9** (SOUZA, 2021):

- Quando ocorre um curto-circuito conforme indicado na **Figura 9**, todos os relés são ativados, mas é o relé mais próximo do ponto de falha que controla o disjuntor A que deve atuar primeiro, após enviar um sinal de bloqueio para o relé que controla o disjuntor B.
- Enquanto o sinal de bloqueio estiver ativado, o relé que controla o disjuntor B envia um sinal de bloqueio para o relé a montante, que neste caso é o relé que controla o disjuntor C.
- O relé mais próximo do ponto de falha abre o circuito da bobina de abertura do disjuntor A, o que leva entre 50 ms e 100 ms, considerando o tempo de abertura do dispositivo mais o tempo de ajuste desejado do relé.
- Se o disjuntor A não abrir o circuito corretamente, o sinal de bloqueio enviado pelo relé associado a ele é interrompido e o relé a montante, que controla o disjuntor B, é solicitado para atuar entre 150 ms e 200 ms.
- Se o disjuntor B também não abrir o circuito, o sinal de bloqueio enviado pelo relé associado a ele é interrompido e o relé a montante, que controla o disjuntor C, é solicitado a atuar entre 150 ms e 200 ms.

Conforme descrito, o intervalo de coordenação entre os dispositivos de proteção é tipicamente de 100 ms, enquanto o tempo para a proteção mais próxima do defeito atuar varia entre 50 ms e 100 ms.

Figura 9 - Esquema de seletividade lógica.

Fonte: SOUZA, 2021.

3.7. Coordenação clássica

A coordenação vem sendo aplicada no desenvolvimento de esquemas de proteção desde os primórdios dos sistemas elétricos. Seu principal objetivo é o de garantir a operação com confiabilidade e segurança. Segundo FRAZÃO (2019): “Em essência, o efeito de coordenar está associado à capacidade de temporizar a operação dos dispositivos de proteção”.

3.7.1. Coordenação elo fusível x elo fusível

A coordenação entre fusíveis envolve dois elos em série: o elo a jusante é chamado de protegido e a montante, de protetor. Quando correntes de falta ocorrem na zona de proteção

do elo protetor, este deve atuar rapidamente para evitar o rompimento ou danos permanentes ao elo protegido. A figura 10, exemplifica a explicação.

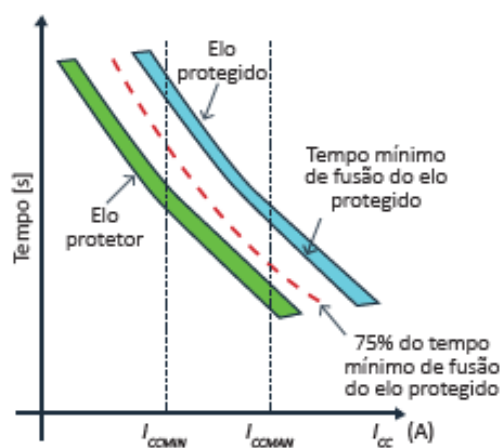
Figura 10 - Diagrama de coordenação de elos fusíveis



Fonte: FRAZÃO, 2019.

O critério obrigatório na coordenação do elo fusível baseia-se na condição de que o tempo total para mitigação da falta pelo elo protetor não deve exceder 75% do tempo mínimo de fusão do elo protegido, para o mesmo nível de corrente, conforme mostrado na **Figura 11**. Para esclarecimento, o tempo total para mitigação da falta pelo elo protetor refere-se ao tempo necessário para extinguir completamente o arco elétrico em seu interior. Este critério assegura que o elo protetor consiga mitigar o curto-circuito integralmente antes que o elo protegido seja afetado de qualquer maneira (FRAZÃO, 2019).

Figura 11 - Coordenação elo fusível x elo fusível.



Fonte: FRAZÃO, 2019.

4. GERAÇÃO DISTRIBUÍDA E SEUS PRINCIPAIS IMPACTOS NOS SISTEMAS CONVENCIONAIS DE DISTRIBUIÇÃO

4.1. Cenário Atual no Brasil

A geração distribuída (GD) é um conceito que se refere à produção de energia elétrica próxima ao ponto de consumo, reduzindo a necessidade de grandes infraestruturas de transmissão e distribuição. A geração solar fotovoltaica (FV) é considerada a tecnologia mais proeminente dentro deste contexto devido ao seu caráter renovável, versatilidade, escalabilidade e disponibilidade em diversos locais do planeta. Sendo possível a integração à rede (*on-grid*) ou até operação de forma autossuficiente (*off-grid*), além de, é claro, a queda significativa de custos nos últimos anos, o qual se deu tanto devido a incentivos governamentais quanto à otimização dos processos de fabricação e eficiência.

Todavia, outro setor de geração distribuída que experimentou um crescimento considerável neste século, sobretudo no Brasil, foi o de Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH's) e Centrais Geradoras Hidrelétricas (CGH's). O potencial de ambas no país somam um total considerável de potência em operação de 8.103.228,78 kW outorgadas, distribuindo energia a grande parte do território brasileiro e sendo uma fonte de baixos impactos ambientais. Em termos de potência já instalada, as PCHs estão situadas em 4º lugar entre as fontes de energia do país com um pouco mais de 7.228.189,22 kW gerados. E as CGHs ocupando o 7º lugar com 875.039,56 kW gerados (ABRAPCH, 2024).

As Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs) são usinas hidrelétricas de tamanho e potência relativamente reduzidos, conforme classificação feita pela Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) em 1997. Esses empreendimentos têm, obrigatoriamente, entre 5 e 30 megawatts (MW) de potência e devem ter menos de 13 km² de área de reservatório (ABRAPCH, 2024).

As Centrais Geradoras Hidrelétricas (CGHs) são usinas hidrelétricas de tamanho e potência ainda menores que as PCHs. De acordo com a classificação da Agência Nacional de

Energia Elétrica, esses empreendimentos podem ter o potencial de gerar de 0 até 5 MW de energia (ABRAPCH, 2024).

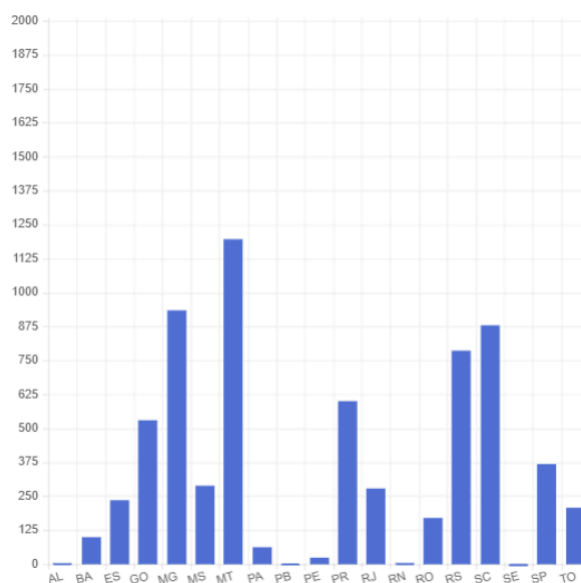
Goias aparece entre os estados com maior potencial hídrico explorado através de PCH's e CGH's do país. Figurando na sexta posição entre as demais unidades federativas do Brasil com maior potência instalada nesta modalidade, somando um total de 529,88 MW, fato ilustrado na **Figura 12**.

Figura 12 - PCH's e CGH's em operação no Brasil por estado (KW).

CGHs por Estado

UF	Outorgada	Fiscalizada	Quantidade
AL	4.461,00	4.461,00	7
BA	10.155,10	10.155,10	13
ES	3.371,50	3.371,50	7
GO	11.750,94	11.750,94	8
MG	160.209,13	160.209,13	136
MS	17.312,01	17.312,01	18
MT	74.114,70	74.114,70	60
PA	3.122,00	3.122,00	5
PE	10.785,64	10.785,64	10
PR	95.468,23	95.468,23	70
RJ	16.795,54	16.795,54	17
RO	30.094,62	30.094,62	13
RS	69.221,95	69.221,95	64
SC	254.523,13	252.523,13	187
SE	550,00	364,00	1
SP	73.491,39	73.491,39	54
TO	19.419,00	19.419,00	14

Potencial Hídrico de PCHs e CGHs (MW)



PCHs por Estado

UF	Outorgada	Fiscalizada	Quantidade
BA	89.750,00	89.750,000	7
ES	232.432,00	232.432,00	15
GO	518.132,00	518.132,00	26
MG	774.479,17	771.159,17	65
MS	271.968,00	271.968,00	13
MT	1.122.456,00	1.123.968,00	70
PA	60.000,00	60.000,00	3
PB	3.520,00	3.520,00	1
PE	13.475,00	13.475,00	3
PR	504.799,10	506.279,10	41
RJ	262.010,00	262.010,00	18
RN	4.700,00	4.700,00	1
RO	140.471,00	140.471,00	14
RS	717.139,30	717.139,30	56
SC	625.059,00	624.191,00	56
SP	295.358,00	294.698,00	27
TO	188.764,00	188.764,00	14



Fonte: ABRAPCH, 2024.

4.2. Impactos Gerais para os Sistemas de Distribuição

Como apresentado no tópico anterior, o crescimento elevado da geração distribuída no cenário nacional se deu em um espaço muito curto de tempo. Os sistemas de distribuição vêm tendo que se adequar a esta realidade, o que no geral ocorre com um certo retardo, dado tanto

no quesito legal quanto na maneira em que as concessionárias e órgãos fiscalizadores lidam com os impactos. A GD gera consequências para operação, manutenção e sobretudo no sistema de proteção.

A presença de GD complica a coordenação dos sistemas de proteção, exigindo ajustes dos dispositivos para garantir seletividade e evitar descoordenação, demandando um sistema mais robusto e flexível. O gerenciamento de energia torna-se crucial, exigindo sistemas avançados para balancear a geração intermitente e a demanda, utilizando tecnologias como sistemas de gestão de energia (EMS) e redes inteligentes (*smart grids*). Melhorias estas que culminam em novos e maiores custos com infraestrutura, operação e mão de obra especializada.

4.2.1. Níveis de Tensão

A relação da presença de GD com os níveis de tensão em um alimentador constitui-se em uma relação de ambiguidade com a qualidade de energia. Por um lado, em áreas onde o suporte de tensão é difícil, a GD pode ser benéfica, contribuindo com o aumento dos níveis desta grandeza na rede. Por outro lado, a sua má implementação pode resultar em excessos e/ou flutuações de tensão devido à intermitência de suas fontes (MATOS e CATALÃO, 2013).

Quando a conexão ocorre em um alimentador de baixa carga, o fluxo de potência no mesmo é reduzido, aumentando-se os efeitos capacitivos da linha e dependendo do quantitativo de geração em relação à carga podendo inclusive ocorrer a inversão do sentido de corrente no alimentador. Isto gera então um aumento dos níveis de tensão nos pontos próximos ao ponto de conexão da GD, que se reflete para os consumidores locais.

Além disso, devido a intermitência da vasta maioria das fontes de geração distribuída operacionalizadas todos os consumidores próximos a esta geração acabam por sofrer com constantes flutuações de tensão. A qual se elevará sempre que a GD entrar em operação e poderá sofrer quedas significativas quando a mesma for interrompida. Esta flutuação acarreta em perdas dos níveis de qualidade de energia e com riscos de perdas materiais e imateriais aos conectados, sendo ambos creditados à responsabilidade da concessionária, que deverá arcar com todos os custos e eventuais multas, mesmo sem possuir o real controle da planta.

4.2.2. Risco instrumental e perdas da linha

A segurança nas redes de distribuição com alta penetração de GD acaba por também ser afetada, refletindo em risco instrumental e humano. O aumento dos níveis de curto-circuito, fenômeno intrínseco à inserção de qualquer tipo de geração à rede, pode acarretar na superação das capacidades de interrupção dos equipamentos de proteção ou mesmo ultrapassar os limites térmicos suportados pelos condutores, resultando em danos ou perda de vida útil.

Além disso, o fluxo de potência na rede mesmo em sua operação sem falta é afetado, levando a mudanças também nas perdas e desgaste de equipamentos. Quando a GD é conectada à carga no alimentador de distribuição, a carga consumirá a potência injetada e o fluxo no alimentador diminuirá. Esta mudança depende muito da localização da GD, topologia da rede e potência injetada. No entanto, quando a carga é baixa, a geração pode começar a exportar energia, o que também aumentará as perdas de energia na rede (ZONNEVELD, PAPAETHYMIU, et al., 2008).

4.2.3. Risco humano

Quanto aos riscos humanos, estes se devem principalmente ao fenômeno denominado ilhamento involuntário, o qual pode ser bastante comum em sistemas de distribuição cuja topologia se difere da radial. No caso da GD este problema se torna ainda mais preocupante uma vez que a concessionária não costuma ter o controle sobre a planta de geração.

O ilhamento se refere ao mantimento de parte da rede energizada mesmo após a abertura do paralelismo com o sistema de distribuição. Resultando em riscos à equipe de manutenção e demais operadores que trabalham na confiança de que uma vez desconectado os barramentos de alimentação principal, a rede estará desenergizada. Salientando então a importância e crucialidade da definição, treinamento e adoção de procedimentos operacionais muito bem elaborados pela concessionária e seus pares.

Com o intuito de prevenção, é usual a exigência da proteção anti-ilhamento na conexão do acessante. Contudo, essa medida não traz produtividade para o cliente, e a concessionária não aproveita plenamente os benefícios oferecidos pela GD.

4.3. Impactos Sobre a Proteção de Sobrecorrente

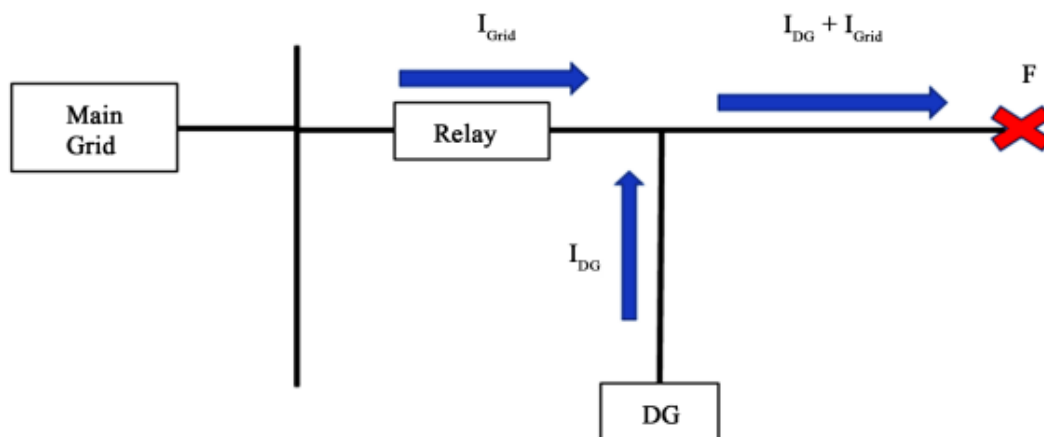
Conforme apresentado ao longo do **capítulo 3**, os sistemas convencionais de proteção em redes de distribuição trabalham normalmente com um range limitado de funções de proteção. Uma vez que, em sua maioria, as redes de distribuição convencionais são de topologia radial, portanto, estas funções de proteção se mostram suficientes. Entretanto, sistemas com penetração de GD se tornam suscetíveis à alteração nos níveis de curto-circuito, inversão do fluxo convencional da corrente, alteração nos níveis de tensão e frequência, entre outras interferências relevantes para proteção. Os principais e mais relevantes impactos estão elucidados ao longo deste capítulo.

4.3.1. Alterações nos Níveis de Curto-circuito

A GD com interface de inversor limita a corrente de falta a cerca de duas vezes a corrente nominal devido à baixa capacidade de sobrecarga térmica do inversor. Por isso, é difícil para um relé de proteção responder de forma precisa e correta a essa corrente, pois nos sistemas radiais tradicionais, os dispositivos de proteção são normalmente configurados com base na magnitude da corrente de falta. Para a operação correta dos relés de sobrecorrente, a corrente de falta deve ser pelo menos 5 a 10 vezes a corrente nominal. Essa questão destaca a necessidade de um método de proteção adequado (SHAHZAD, KAHROBAEEC, ASGARPOOR, 2017).

Além disso, as fontes de GD renováveis (eólica, solar) são intermitentes, ou seja, elas fornecem corrente de falta somente quando estão no estado "ligado". Assim, a magnitude da corrente de falta varia conforme o modo de operação, tipo de GD e número de fontes, o que torna problemático prever a corrente de falta de forma precisa. Ademais, quando a falta ocorre a jusante do ponto de acoplamento comum, tanto a rede principal quanto a fonte de GD contribuem com corrente como mostrado na **Figura 13**. O relé referente a esta zona de proteção mede a corrente de falta fornecida pela fonte a montante, que pode ser diferente da corrente real de falta. Consequentemente, o relé não funcionará de maneira precisa, o que levará a problemas de coordenação (SHAHZAD, KAHROBAEEC, ASGARPOOR, 2017).

Figura 13 - Variação nos níveis de curto-circuito com a GD.



Fonte: (SHAHZAD, KAHROBAEEC, ASGARPOOR, 2017).

4.3.2. Perda de Segurança / Seletividade

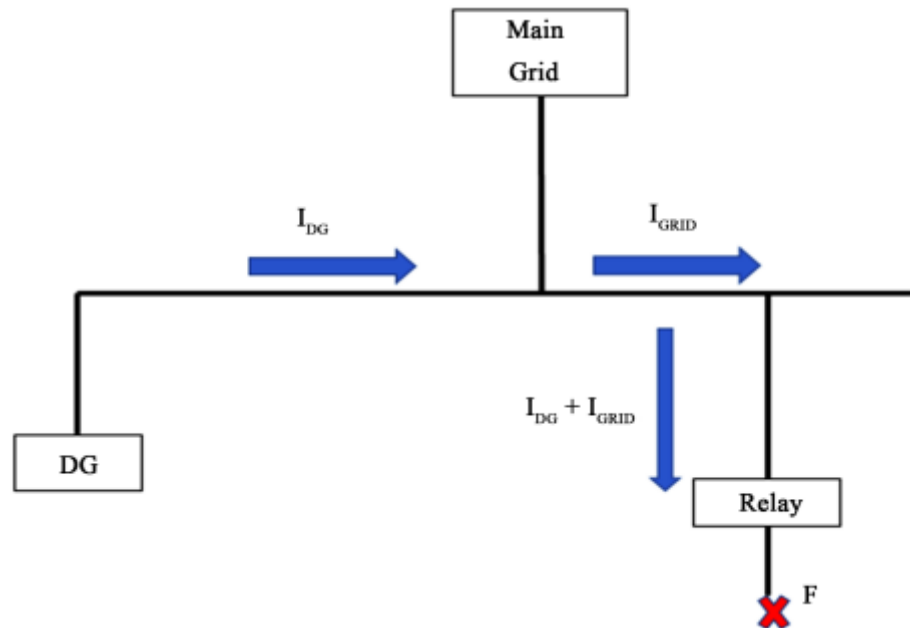
Segundo ANDERSON (1999) segurança na proteção é uma expressão usada para identificar a habilidade de um sistema ou equipamento de deixar de operar desnecessariamente. Portanto, a atuação em falso do sistema de proteção caracteriza-se como uma falta de segurança.

Disparos falsos podem acontecer quando uma GD instalada em um alimentador contribui de forma inesperada para a falta em um alimentador adjacente conectado à mesma subestação. Nesses casos, a contribuição da GD pode exceder o *pickup* do relé do alimentador desconectando todo o circuito envolvido, mesmo as porções em estado normal de operação, resultando em um problema conhecido como disparo falso ou compartilhamento de *trip*.

A **Figura 14** ilustra o cenário de desarme falso. O relé experimenta corrente proveniente tanto da GD quanto da rede principal, resultando em uma corrente adicional passando por ele. Se este estiver ajustado para atuar, por exemplo, em 2 p.u. com a corrente de falta proveniente apenas da rede, a inclusão da GD faz com que o relé atue prematuramente, uma vez que a GD também fornece corrente de falta. Em outras palavras, a contribuição da GD para a corrente de falta pode exceder o nível de acionamento do relé, resultando no

desarme do alimentador saudável antes da eliminação da falta real. Essa questão é também um problema de seletividade.

Figura 14 - Disparo falso devido à contribuição da GD.



Fonte: (SHAHZAD, KAHROBAEEC, ASGARPOOR, 2017).

A GD fornece a maior parte da corrente de falta quando ambas estão localizadas próximas à subestação. Esse fenômeno é comum em redes fracas com alimentadores longos, protegidos por relés de sobrecorrente definidos. Nessa situação, as configurações dos relés de proteção devem garantir que faltas no final do alimentador também sejam detectadas, o que resulta em uma corrente de acionamento moderadamente pequena. Desarmes falsos podem causar interrupções desnecessárias de cargas e deterioração da qualidade da energia.

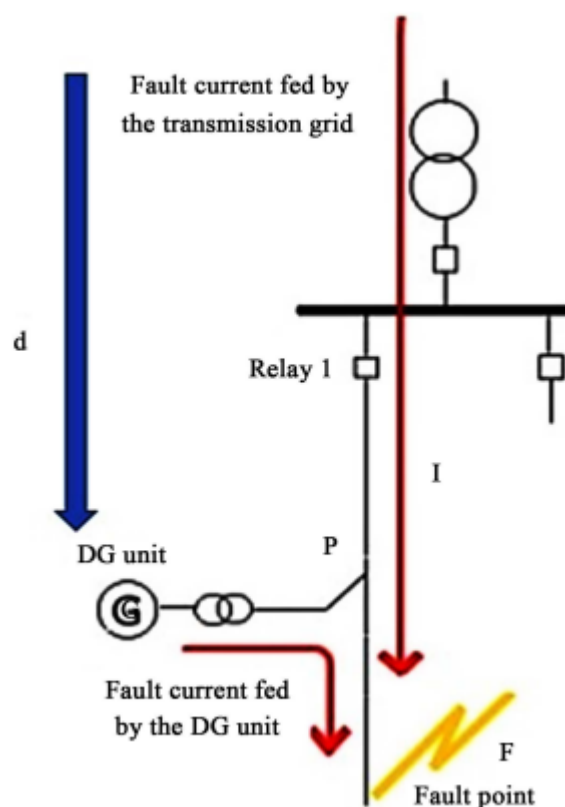
4.3.3. Perda de Confiabilidade / Sensibilidade

Segundo ANDERSON (1999) confiabilidade é uma expressão usada para indicar a probabilidade de funcionamento correto da proteção quando houver a necessidade de sua atuação.

A corrente de *pickup* de um relé de sobrecorrente é ajustada de tal maneira que é maior que a corrente nominal do alimentador, mas menor que a corrente mínima de

curto-circuito da zona protegida, como discutido ao longo do capítulo 3. Dada uma falta onde a unidade de GD e a subestação, a montante desta, estão alimentando o defeito em paralelo, a corrente de defeito detectada pelo relé de sobrecorrente para proteção da linha é reduzida (devido à contribuição da GD). Isso faz com que o relé não alcance sua zona de proteção necessária, em outras palavras, o relé está 'cego' para o defeito. Esse fenômeno é ilustrado na **Figura 15**.

Figura 15 - Perda de sensibilidade da proteção devido à GD.



Fonte: (SHAHZAD, KAHROBAEEC, ASGARPOOR, 2017).

4.3.4. Religamentos automáticos

Além dos problemas de detecção da falta e perda de coordenação, a GD também pode vir a causar perda de sincronização entre os religamentos automáticos dos equipamentos de um alimentador. Como explicado no capítulo 3.4.2 sobre religadores, estes executam o chamado tempo morto intercalado com religamentos durante a sua operação, visando evitar a atuação da proteção permanente para faltas temporárias. Porém, para uma rede com

penetração de GD, caso não haja atuação da proteção do gerador da planta de geração distribuída, o mesmo permanecerá conectado à rede, mantendo a parcela do alimentador, a qual se pretendia desconectar com o religador, energizada.

Assim, o seccionamento realizado por um único religador, adequado para sistemas convencionais, não assegura a rápida eliminação da falta dada a inclusão da GD. Isso evidencia a complexificação da operação destes sistemas com o processo de religamento automático. Podendo resultar no não desligamento dado o tempo necessário, alimentando a corrente de curto-circuito através da GD e prejudicando o desempenho ideal do sistema de proteção. Afetando ainda a economia de fusíveis, que é uma prática muito utilizada nas empresas de distribuição (ZAYANDEHROODI, MOHAMED, et al., 2011).

5. ESTUDO DE CASO

Este estudo de caso analisará os impactos no sistema de proteção em uma rede elétrica de distribuição pertencente a uma importante distribuidora nacional onde está localizada uma Central Geradora Hidrelétrica (CGH) com 1 MW de potência instalada. Serão examinadas as limitações do estudo clássico de proteção para um cenário como este e as adequações necessárias em uma subestação de consumidor em média tensão que possui penetração de geração distribuída.

Além disso, serão analisados dados reais de atuação do relé da usina, ressaltando a transparência das faltas encontradas para as funções de proteção convencionalmente utilizadas em subestações desta categoria sem geração própria, destacando a importância de um estudo de proteção mais completo e elaborado. Por fim, serão apresentadas hipóteses para a ocorrência das faltas citadas e propostas de estudos futuros para a mitigação do problema no alimentador da concessionária, cujas soluções possam permitir a operação em condição nominal ininterrupta da CGH, mesmo nos cenários apresentados.

5.1. Dados da Instalação

A conexão da subestação se dá por fornecimento em tensão 34,5 kV do alimentador. Este se faz por meio de chave faca em poste que secciona o ramal de conexão da subestação do acessante. A subestação possui uma única entrada com potência de transformação elevadora de 1.250 kVA, essa unidade tem a finalidade de geração de energia elétrica com paralelismo permanente e exportação de carga nominal de 1.000 kW.

A proteção geral da subestação é realizada por meio de relé microprocessado da fabricante Siemens, modelo 7SR5111, que coordenado com a proteção a montante da concessionária atua no disjuntor geral MT da instalação. O acionamento da proteção se dá por meio das funções de corrente/tensão/potência (ANSI 50, 51, 50N, 51N, 59, 27, 81U/O, 51Q/46, 47, 51V, 25, 78 e 67), conforme requisitos da concessionária local. O diagrama unifilar da entrada de energia se encontra disponível no **APÊNDICE A**.

5.2. Parâmetros do Alimentador e da Proteção a Montante

Foram tomados como base para todo o desenvolvimento deste estudo, os níveis de curto-circuito no ponto de interligação em 34,5 kV da unidade consumidora, os quais são constituídos conforme informado na **Tabela 1**.

Tabela 1 - Parâmetros de curto-circuito no ponto de entrega da concessionária.

Curto-Circuito	Dados
Trifásico	274,487 A
Bifásico	237,713 A
Fase-Terra	183,768 A
Imp. de Sequência Positiva ($Z_1 = Z_2$)	$(47,9272 + j54,4874)\Omega$
Imp. de Sequência Zero (Z_0)	$(52,2249 + j180,5213)\Omega$

Fonte: Concessionária de energia local.

Conforme as normas vigentes, NBR-14039, os ajustes de proteção da unidade consumidora devem coordenar com o relé montante do alimentador da subestação mais próxima, visto na tensão de fornecimento de 34,5kV. Os ajustes adotados como atualmente configurados neste relé de proteção estão apresentados na **Tabela 2**.

Tabela 2 - Dados de ajuste da proteção do relé a montante.

Ajustes	Fase	Neutro
<i>Pickup</i>	45A	20A
Dial de Tempo (DT)	0,16	0,34
Curva	IEC VI	IEC VI
Instantâneo	BLOQ	BLOQ

Fonte: Concessionária de energia local.

5.3. Dados do Gerador

Na usina, estão instalados dois geradores hidrogeradores de 570 kVA de potência máxima nominal, que, de acordo com a ficha técnica, possuem reatâncias e resistências de acordo com a **Tabela 3** e a **Tabela 4** dadas abaixo:

Tabela 3 - Reatâncias não saturadas do gerador em p.u.

X_d	X_d'	X_d''	X_q	X_q'	X_q''	X_0	X_1	X_2	RCC
1,64	0,32	0,24	0,96	0,96	0,28	0,16	0,132	0,26	0,68

Fonte: Fabricante do hidrogerador.

Tabela 4 - Resistências das bobinas do gerador.

Estator (por fase a 25°C)	Rotor (a 25°C)
6,16 mΩ	0,878 Ω

Fonte: Fabricante do hidrogerador.

5.4. Cálculos de Curto-circuito

Para que sejam determinados os ajustes das proteções dos relés e a coordenação entre eles, para este estudo, usaremos o caso com menor corrente de curto-circuito, ou seja, a condição mínima para atuação do relé, com a contribuição de um dos geradores e a subestação da concessionária.

Para a determinação dos valores de corrente de curto-circuito dada a inserção da usina utilizou-se dos dados fornecidos pela concessionária para o ponto de acesso utilizado, os dados referentes aos equipamentos e condutores utilizados na usina e do *software* de simulação PTW (*Power Tools for Windows*). O diagrama unifilar da planta foi feito no *software* mencionado, inserido os dados também já citados sobre o circuito no programa, efetuou-se a simulação para os diferentes tipos de curto-circuito. O unifilar pode ser visualizado no **APÊNDICE A**, enquanto os resultados são apresentados na **Tabela 5**.

Tabela 5 - Níveis de curto com contribuição do gerador.

Icc(A) SIMÉTRICO		CONCESSIONÁRIA				ACESSANTE				Δt(s) de fase	Δt(s) de neutro
		FASE		NEUTRO		FASE		NEUTRO			
		Múltiplo	Tempo Atuação (s)	Múltiplo	Tempo Atuação (s)	Múltiplo	Tempo Atuação (s)	Múltiplo	Tempo Atuação (s)		
I3Ø	340,00	7,56	0,329	17,00	0,094	15,45	0,196	56,67	0,024	0,133	0,070
IØT	195	4,33	0,648	9,75	0,289	8,86	0,361	32,50	0,043	0,287	0,246

Fonte: Próprios autores via simulação PTW.

5.5. Determinação dos Parâmetros de Proteção

A determinação dos parâmetros de proteção em um relé, através de um estudo de proteção, é vital para a seletividade e sensibilidade do sistema elétrico. A correta parametrização de corrente de *pickup*, tempo de retardo e características temporais (ANSI/IEC) assegura a coordenação entre dispositivos de proteção, garantindo a rápida detecção e isolamento de falhas, evitando operações indevidas e mantendo a estabilidade da rede.

5.5.1. Definição da Corrente Nominal do Sistema

O cálculo da corrente nominal do sistema se dá pela seguinte equação:

$$I_n = \frac{S_n}{(\sqrt{3} \cdot V_n)}$$

Logo, para o caso de estudo:

$$I_n = \frac{1250000}{(34500 \cdot \sqrt{3})} = 20,198A$$

5.5.2. Magnetização do Transformador

A corrente de magnetização de um transformador ocorre em várias situações, como durante a energização do transformador, em caso de falta externa, na tensão de restabelecimento após a eliminação de uma falta externa, na mudança de tipo de falta durante uma contingência (por exemplo, de falta fase-terra para falta fase-fase-terra) e ao paralelar um transformador já energizado com outro. A corrente de magnetização circula apenas no enrolamento primário, o que exige precauções com as proteções diferenciais e de terra do primário para evitar desligamentos indevidos durante a energização.

A forma de onda, a duração e o valor da corrente *inrush* dependem de vários fatores, entre eles está a forma como o transformador é energizado. A corrente de magnetização depende da área de seção entre o núcleo e o enrolamento energizado, sendo maior quando o enrolamento interno (menor diâmetro) é energizado primeiro. Os enrolamentos de menor tensão são projetados para serem internos e os de maior tensão, externos. Nos transformadores abaixadores, a corrente de magnetização pode ser de cinco a dez vezes a corrente nominal; nos transformadores elevadores, pode variar de dez a 25 vezes a corrente nominal.

Para transformadores conectados a barramentos infinitos há valores pré-estabelecidos em norma a serem seguidos, assim como os respectivos multiplicadores utilizados, a depender do tipo do transformador (abaixador ou elevador), potência nominal e o fechamento das conexões no primário e secundário (delta, estrela, estrela aterrada). Todavia, em plantas com baixa potência de curto-circuito, o cálculo da corrente *inrush* da forma mencionada pode não refletir a realidade, pois a corrente máxima fornecida pela fonte é limitada pela corrente de curto-circuito.

Nestes casos, pode-se adotar o critério do “Brown Book” do IEEE para a mais correta definição da corrente de magnetização. Dado o caso de estudo, onde é utilizado um transformador elevador de 1250 kVA. Esta bibliografia nos diz que o transformador se comporta como uma impedância constante, podendo então a corrente de *inrush* ser calculada pela seguinte expressão (Revista O Setor Elétrico, MARDEGAN, 2010):

$$I_{inrush} = \frac{\frac{V_{linha}}{\sqrt{3}}}{Z_{total}}$$

Onde:

$$Z_{total} = Z_S + Z_{in}$$

$$Z_S = \frac{\frac{V_{linha}}{\sqrt{3}}}{I_{cc3\phi}}$$

$$Z_{in} = \frac{\frac{V_{linha}}{\sqrt{3}}}{I_{inrush}}$$

Logo:

$$I_{inrush-real} = \frac{1}{\frac{1}{I_{cc3f}} + \frac{1}{I_{inrush}}}$$

Portanto, para o caso de estudo:

$$I_{inrush-real} = 141,55A$$

5.5.3. Ponto ANSI do Transformador

O ponto ANSI define a suportabilidade dinâmica do transformador, e, portanto, a proteção geral de fase das instalações deve ser configurada para operar abaixo desse valor. Para o caso da Unidade consumidora, será utilizado o transformador elevador de 1.250 kVA para o referido estudo. A impedância do transformador é de 5% , conforme informado pelo fabricante do mesmo, será considerada a duração máxima de 4s. Pela NBR 5356 podemos encontrar esse valor de corrente aplicando-se a seguinte fórmula

$$I_{ANSI} = \frac{100}{z\%} \cdot I_n$$

Portanto para o caso de estudo:

$$I_{ANSI} = 418,4A$$

Para definição do ponto ANSI de neutro, para transformadores Dyn1, pode se considerar $1/\sqrt{3}$ do ponto ANSI de fase, ou seja:

$$I_{ANSI(neutro)} = \frac{I_{ANSI(fase)}}{\sqrt{3}} = 242,7A$$

5.6. Ajustes das Funções ANSI de Proteção

5.6.1. Função 51 (Unidade de sobrecorrente temporizada)

De acordo com Mamede, Mamede (2020): o relé de proteção de sobrecorrente é aquele que responde à corrente que flui no elemento do sistema que se quer proteger, quando o módulo dessa corrente supera o valor previamente ajustado.

Essa função está ligada à corrente que circula no sistema, sendo assim, é a grandeza

monitorada para realizar a proteção. Para a função de sobrecorrente de fase e de neutro, geralmente são usadas equações que variam com o tempo, com características inversas, o que significa que quanto maior a corrente, menor será o tempo de atuação da proteção. Para os ajustes do estudo em questão, serão usadas como referência as equações da norma IEC 60255.

Foi adotado no ajuste uma sobrecarga máxima admissível de 10%, sendo assim, a corrente máxima (*pickup*) é:

$$I_{pickup} = 1,1 \times I_{nominal}$$

$$I_{pickup\ 51} = 1,1 \times 20,198 = 22,22A \approx 22A$$

Desse modo, definimos a temporização, considerando o tempo da proteção a montante e o intervalo de coordenação. É válido ressaltar, que para o estudo, consideramos a proteção na retaguarda com o tempo de atuação de 0,424 s (tempo fornecido pela concessionária referente à proteção a montante). Assim, definimos a atuação do relé em 0,200 s, e por fim, buscamos uma temporização de 224 ms.

Para o cálculo da temporização, a equação IEC Muito Inversa,

$$t(s) = \frac{13,5}{\frac{I_{cc3}}{I_{pickup}} - 1} \times DT \Leftrightarrow DT = 0,21$$

5.6.2. Função 51N (Unidade de sobrecorrente temporizada do neutro)

A proteção de neutro é influenciada pela corrente residual, que resulta da soma das correntes trifásicas. Considerando que os sistemas de distribuição geralmente operam com um desequilíbrio máximo de até 30%, o ajuste do aterramento deve ser configurado para um valor superior a esse desequilíbrio, a fim de evitar intervenções incorretas do sistema de aterramento sob condições normais de operação. Além disso, algumas concessionárias sugerem que a configuração do aterramento seja limitada a 30% da corrente de fase de disparo, com um valor máximo de corrente, como 60 A (CEMIG, 2017).

Dessa maneira,

$$I_{pickup\ 51N} = 0,3 \times I_{nominal} = 0,3 \times 20,198 = 6,05 \approx 6A$$

A curva escolhida ainda será a IEC Muito Inversa. E Será adotado o menor dial de tempo da curva IEC:

$$DT = 0,1$$

5.6.3. Função 50 (Unidade de sobrecorrente instantânea)

A unidade instantânea não deverá atuar para a corrente de magnetização dos transformadores (inrush), sob pena do disjuntor abrir desnecessariamente. (RODRIGUES, 2021).

Assim, para o garantir o critério, será adotado, 20% acima da corrente de inrush,

$$I_{pickup\ 50} = 1,2 \times 141,55 = 169,86A \approx 170A$$

5.6.4. Função 50N (Unidade de sobrecorrente instantânea do neutro)

Ajuste da função instantânea de neutro (50N) quanto ao valor de atuação: deverá ser de 1/3 em relação à proteção de fase (CEMIG, 2022). A parametrização do relé está indicada na **Tabela 6**.

$$I_{pickup\ 50N} = 170/3 = 57A$$

Tabela 6 - Dados de ajuste da proteção do relé do acessante.

Ajustes	Fase	Neutro
<i>Pickup</i>	22A	6A
Dial de Tempo (DT)	0, 21	0, 1
Curva	IEC VI	IEC VI
Instantâneo	170A	57A

Fonte: Próprios autores.

5.6.5. Função 27 (Subtensão)

Uma subtensão é definida como um decréscimo no valor de pico e, por consequência, no valor eficaz do sinal de tensão. Dessa forma, uma subtensão pode ser obtida quando a

tensão eficaz nos terminais de um gerador trifásico cai abaixo de uma tensão limiar pré-estabelecida. As causas podem ser as seguintes (FRAZÃO, 2019):

1. Neste cenário, geradores são conectados em paralelo a um barramento para fornecer energia a uma carga. Se um dos geradores falhar, os geradores restantes terão que assumir a carga. Isso leva a um aumento repentino na corrente para cada gerador, o que resulta em uma diminuição na tensão dos terminais dos geradores e, conseqüentemente, na tensão do barramento.
2. Em segundo plano, envolve a conexão imediata de grandes blocos de carga ao barramento de um gerador específico. Como cada gerador possui uma capacidade de operação limitada, a adição súbita de cargas significativas provoca uma queda na tensão do gerador. Para compensar essa queda, o gerador aumenta a corrente fornecida à carga.

Em ambos os casos, o aumento excessivo da intensidade da corrente tende a comprometer os enrolamentos do gerador, assim, se nenhuma atitude for tomada, ele pode ser danificado permanentemente (FRAZÃO, 2019).

É válido ressaltar, também, que a proteção de subtensão também tem por objetivo retirar de operação os grandes geradores elétricos quando estes estão na iminência de perda de estabilidade (MAMEDE, MAMEDE 2020).

Dessa maneira, para proteger o sistema, os ajustes serão (RODRIGUES, 2021):

1. Tensão $\leq 0,8$ pu = 27,6 kV, com a Curva de Tempo Definido, e tempo de atuação de 5 segundos;
2. Tensão $\leq 0,7$ pu = 24,15 kV, com a Curva de Tempo Definido, e tempo de atuação de 1,5 segundos.

5.6.6. Função 59 (Sobretensão)

Uma sobretensão é caracterizada por um aumento no valor de pico, e conseqüentemente no valor eficaz, do sinal de tensão. Esse fenômeno ocorre quando a tensão

eficaz nos terminais de um gerador trifásico supera um nível de tensão pré-estabelecido. As causas que podem levar a uma sobretensão em geradores incluem (FRAZÃO, 2019):

1. Quando geradores estão conectados em paralelo a um barramento e um deles está em reserva girante (pronto para operar, mas não em uso), e esse gerador é acionado desnecessariamente, todos os geradores podem experimentar um aumento repentino da tensão. Esse aumento resulta em uma redução na corrente fornecida à carga.
2. A desconexão rápida de grandes blocos de carga do barramento de um gerador pode provocar um aumento na tensão desse gerador. Como cada gerador possui uma capacidade nominal de operação, o gerador tentará compensar o efeito reduzindo a corrente fornecida à carga.

É preciso destacar que a sobretensão no sistema pode comprometer o isolamento dos equipamentos elétricos, como motores, transformadores e geradores. E isso pode levar a falhas no isolamento e, eventualmente, a curtos-circuitos ou danos irreparáveis. Além disso, equipamentos eletrônicos sensíveis podem ter sua vida útil reduzida.

Desse modo, atendendo os requisitos da concessionária, os ajustes serão (RODRIGUES, 2021):

1. Tensão $\leq 1,1$ pu = 37,95 kV, com a Curva de Tempo Definido, e tempo de atuação de 5 segundos;
2. Tensão $\leq 1,2$ pu = 41,4 kV, com a Curva de Tempo Definido, e tempo de atuação de 1,5 segundos.

5.6.7. Função 81 (Subfrequência e Sobrefrequência)

A proteção de frequência é utilizada em sistemas elétricos para lidar com eventos de sobrefrequência ou subfrequência, que ocorrem devido a alterações na velocidade dos geradores. Esses eventos podem causar efeitos como aquecimento e vibração nos equipamentos.

Embora pequenas sobrefrequências geralmente não comprometam a integridade dos componentes elétricos, elas podem impactar a qualidade da energia fornecida, especialmente em sistemas com muitos dispositivos de tecnologia da informação. Mudanças na frequência podem ser resultado de situações como a perda substancial de carga, o que faz com que os geradores síncronos girem mais rapidamente (MAMEDE, MAMEDE 2020).

Dessa maneira, para sobrefrequência (81O), os ajustes serão (RODRIGUES, 2021):

1. Frequência $\geq 60,5$ Hz, com tempo de atuação de 2,0 segundos;
2. Frequência $\geq 61,0$ Hz com tempo de atuação de 0,2 segundos.

E para subfrequência (81U) (RODRIGUES, 2021):

1. Frequência $\leq 58,5$ Hz, com tempo de atuação de 0,2 segundos;
2. Frequência $\leq 59,0$ Hz com tempo de atuação de 2,0 segundos.

5.6.8. Função 25 (Sincronismo)

O relé de sincronismo tem a função de comparar a frequência entre duas ou mais fontes de geração. É um dispositivo essencial para operar múltiplas fontes de energia em paralelo. O relé possui duas entradas de tensão, cada uma conectada a uma das fontes de geração que devem ser sincronizadas. Dessa forma, é possível conectar em paralelo dois ou mais geradores ou um gerador e a rede da concessionária de energia elétrica. O relé de sincronismo compara os seguintes parâmetros de cada uma das fontes que serão sincronizadas (MAMEDE, MAMEDE 2020):

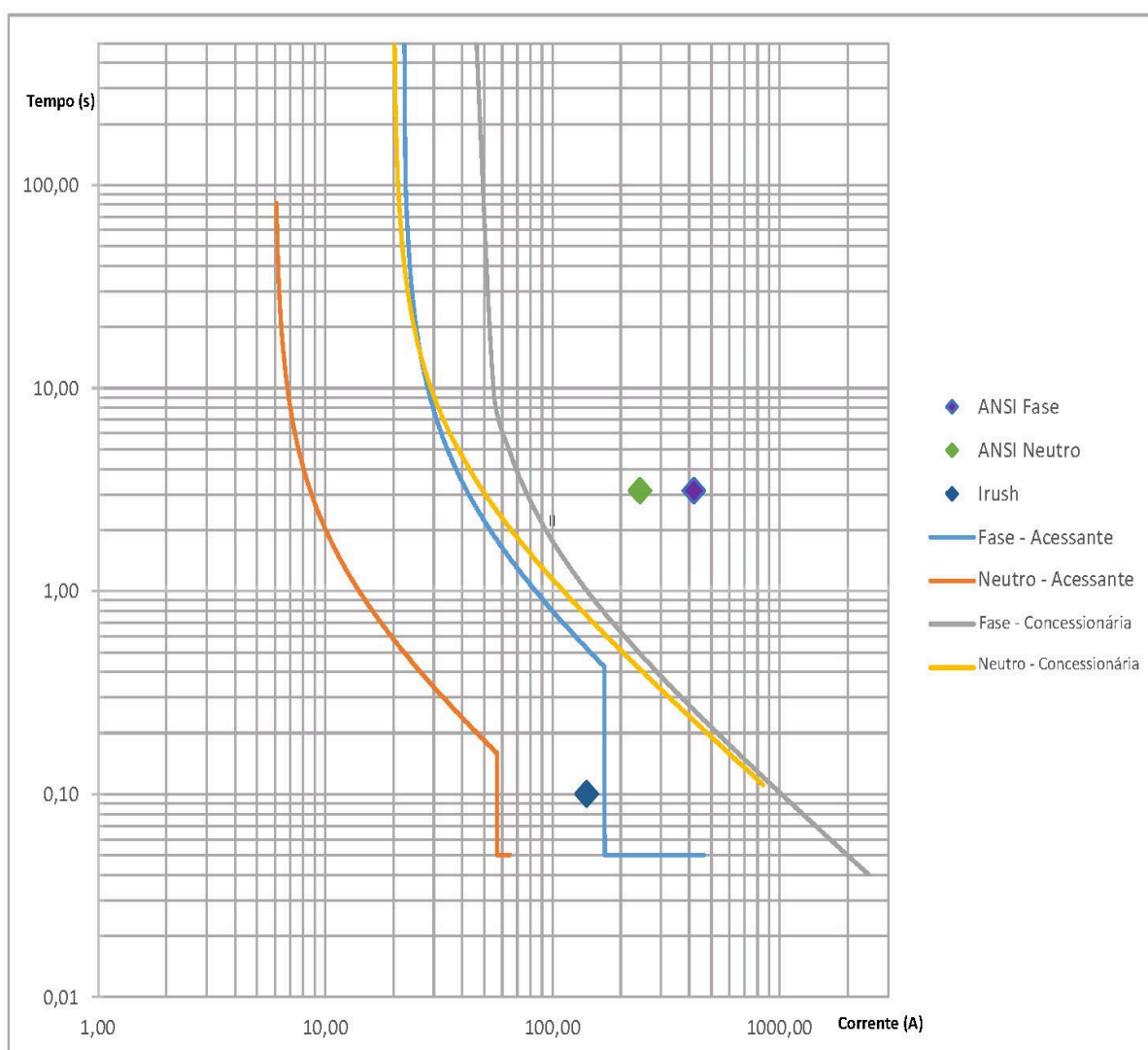
1. Módulo das diferenças máximas entre as tensões de fase das fontes A e B.
2. Módulo das diferenças máximas entre as frequências de fase das fontes A e B.
3. Módulo das diferenças máximas entre as defasagens angulares de fase das fontes A e B.

5.7. Coordenograma

Observando-se as curvas tempo x corrente associadas aos relés de proteção geral constatamos que os ajustes parametrizados para a proteção da estrutura estão coordenados

com o relé de proteção geral. Existiu intervalo mínimo de coordenação, que possibilitasse o tempo de processamento dos relés digitais ou tempo mecânico de manobra do disjuntor. Na **Figura 16** dada abaixo está ilustrado o coordenograma de proteção para as curvas tempo x corrente dadas no sistema.

Figura 16 - Coordenograma de proteção para CGH de estudo e proteção a montante.



Fonte: Próprios autores via *software* Excel.

5.8. Análise de Falhas Encontradas

O registro de ocorrências e atuações da proteção dos dias 05/06/2024 à 16/07/2024 está registrado no **ANEXO A** deste documento. Nele evidencia-se cada *trip* enviado ao

disjuntor de MT da SED pelo relé correspondente. Ao todo foram detectados durante o período 54 eventos de desligamento, mostrando haver ainda uma atuação constante do sistema de proteção no caso em estudo.

Dentre as falhas encontradas observa-se a distribuição dada na **Tabela 7**.

Tabela 7 - Distribuição de ocorrências vistas ao longo do período de análise

Resultado Abertura	Ocorrências	Percentual do total
Manutenção programada	4	7,41%
Outros	11	20,37%
Relé 27 atuado	3	5,56%
Relé 59 atuado	14	25,93%
Relé 78 atuado	2	3,70%
Relé 81U atuado	20	37,04%
Total	54	100,00%

Fonte: Proprietários da CGH de estudo.

Entre os eventos apresentados percebe-se um total de 39 aberturas por algum *trip* do relé, das quais as que se mostraram mais relevantes foram as dadas pelas funções de proteção 59 (sobretensão) e 81U (sobrefrequência), que em conjunto somam 34 ocorrências destas 39.

Estas aberturas indicam que a potência injetada na rede pela CGH de estudo é considerável em relação ao fluxo do alimentador, uma vez que é capaz de alterar os parâmetros de tensão e frequência do alimentador, mostrando haver diversos momentos em que esta é capaz de modificar os parâmetros de tensão e frequência da rede.

5.9. Limitação das Funções de Proteção Tradicionais

Ao analisar o registro de ocorrências em estudo percebe-se a presença de nenhuma abertura por sobrecorrente, apesar das diversas situações onde a atuação do relé foi necessária. Evidenciando mais uma vez que as funções tradicionais de proteção utilizadas em subestações de distribuição, como as proteções de sobrecorrente, são projetadas para operar em um cenário de fluxo de potência unidirecional, oriundo da subestação em direção aos consumidores finais. No entanto, com a inserção de geração distribuída na barra, a topologia do sistema elétrico torna-se bidirecional, complicando a seletividade e a coordenação das

proteções. A GD pode provocar injeções de corrente em múltiplas direções, dificultando a detecção precisa de faltas e elevando a possibilidade de operações incorretas das proteções tradicionais.

Além disso, a inserção de GD nas barras de distribuição modifica os perfis de tensão, corrente e frequência, exigindo a adaptação da proteção para considerar os impactos de fenômenos como a ressonância harmônica, flutuações de tensão, perda de sincronismo e a variação da impedância vista pelo relé. A dinâmica variável da GD pode resultar em situações onde as proteções convencionais, configuradas para limites fixos de operação, não conseguem responder de maneira adequada a condições transitórias e de curto-circuito. Dessa forma, é necessário implementar proteções avançadas para garantir uma resposta rápida e precisa em ambientes com penetração de GD, assegurando a resiliência do sistema elétrico de distribuição. Portanto, percebe-se que o uso tão somente das funções de proteção de sobrecorrente (50/50N e 51/51N), tradicionalmente utilizadas em redes de distribuição, não é suficiente para garantir a operação confiável, segura, coordenada e seletiva da rede com penetração de GD, sendo portanto necessário de incluir outras funções ao sistema.

Devido a tal fato, há atualmente em vigência a resolução normativa da ANEEL N° 1.059 publicada no ano de 2023, com o intuito de aprimorar as regras para a conexão e o faturamento de centrais de microgeração e minigeração distribuída em sistemas de distribuição de energia elétrica, além de discorrer sobre as regras do sistema de compensação. Esta exige ao acessante como requisitos mínimos de proteção a inclusão as funções de proteção a depender da potência da planta conforme dado na **Tabela 8**.

Tabela 8 - Funções de proteção junto à interface da microgeração ou minigeração distribuída

Função de proteção	Código ANSI equivalente	Potência Instalada da Microgeração ou Minigeração Distribuída		
		Menor ou igual a 75 kW	Maior que 75 kW e menor ou igual a 500 kW	Maior que 500 kW e menor ou igual a 5 MW
Função de proteção de subtensão	27	Sim	Sim	Sim
Função de proteção de sobretensão	59	Sim	Sim	Sim
Função de proteção de subfrequência	81U	Sim	Sim	Sim
Função de proteção de sobrefrequência	81°	Sim	Sim	Sim
Função de proteção contra desequilíbrio de corrente entre fases	46	Sim	Sim	Sim
Função de proteção contra reversão e desequilíbrio de tensão	47	Sim	Sim	Sim
Função de proteção contra curto-circuito	50 / 50N	Sim ⁽¹⁾	Sim	Sim
Função de proteção seletiva contra curto-circuito	51 / 51N	Sim ⁽¹⁾	Sim	Sim
Função de proteção contra perda de rede (proteção anti-ilhamento)	-	Relé de detecção de ilhamento ⁽²⁾⁽³⁾	Relé de detecção de ilhamento ⁽²⁾⁽³⁾	Relé de detecção de ilhamento ⁽²⁾⁽³⁾
Função de verificação de sincronismo	25	Sim	Sim	Sim
Função de espera de tempo de reconexão	62	Sim ⁽⁴⁾	Sim ⁽⁴⁾	Sim ⁽⁴⁾

Notas:

(1) Pode ser implementado através de um disjuntor termomagnético.

(2) Não é necessário relé de ilhamento específico, podendo ser empregada uma lógica baseada em conjunto de funções de proteção que atuando coordenadamente realize a detecção de ilhamentos e que produza uma saída capaz de operar na lógica de atuação do elemento de interrupção.

(3) No caso de operação em ilha, a proteção de anti-ilhamento deve garantir a desconexão física entre a rede de distribuição e as instalações elétricas internas à unidade consumidora, incluindo a parcela de carga e de geração, sendo vedada a conexão ao sistema da distribuidora durante a interrupção do fornecimento.

(4) Cabe à distribuidora definir no estudo técnico o tempo de reconexão, baseado em normas técnicas próprias e da ABNT.

Fonte: ANEEL, 2023.

Portanto, por se tratar de uma CGH com potência instalada de 1 MW, o caso de estudo apresentado deve apresentar ao menos todas as funções de proteção e nos seus respectivos requisitos citados. Tal exigência dada na resolução normativa se provou necessária através do exemplo em análise, salientando a importância do trabalho dos órgãos reguladores e no seguimento das exigências pelos detentores de tais empreendimentos e demais engenheiros de proteção.

5.10. Hipóteses de Ocorrência de Abertura

Como explicitado no **Tópico 5.8**, a esmagadora parte das atuações do sistema de proteção ocorrem para faltas relacionadas à sobrefrequência e sobretensão. Além disso, o carregamento no alimentador sofre de uma considerável queda em determinados períodos, majoritariamente durante a noite. Onde, devido à cidade mais próxima à usina ter como principal atividade econômica o setor industrial, costuma haver durante estes horários a saída de boa parte das cargas de grande porte ligadas ao sistema, sobretudo com o desligamento de potentes motores de indução trifásicos (MIT). Deixando o alimentador com baixo carregamento, porém sem qualquer controle da inserção de potência pela usina.

Ainda sobre, devido à longa distância do ponto de entrega ao regulador de tensão mais próximo, a tensão neste ponto tende a se elevar consideravelmente durante os momentos supracitados. Somado ainda, o ato da fonte de geração ser uma máquina de geração síncrona sem controle direto de geração pela concessionária ou qualquer outro órgão regulador, uma vez que não há um equivalente ao ONS para sistemas de distribuição, assim como, a barra de conexão da usina não poder ser considerada como idealmente infinita para o tamanho das máquinas de geração, a diminuição da carga culmina em uma elevação da frequência.

O gerador utilizado é uma máquina síncrona e que portanto atua como uma fonte de tensão cuja frequência é determinada pela velocidade do seu acionador mecânico primário. Em termos técnicos, a relação é dada pela fórmula abaixo, onde f_e é a frequência em hertz e n é a velocidade do rotor em rotações por minuto (rpm) (FITZGERALD, KINGSLEY, UMANS; 2014).

$$f_e = \left(\frac{\text{polos}}{2} \right) \frac{n}{60} \text{ Hz}$$

A velocidade de rotação é determinada pelo equilíbrio entre o torque mecânico aplicado pelo motor primário e o torque eletromagnético resultante da carga elétrica. Quando a carga é reduzida, a resistência ao movimento do rotor diminui, o que faz com que o rotor acelere. Essa aceleração aumenta a frequência elétrica do gerador, pois esta é diretamente proporcional à velocidade de rotação do rotor.

Além da redução da carga, há a ocorrência de um relevante chaveamento na rede, no qual há um agrupamento considerável de cargas próximo à CGH com elevada presença de grandes pivôs. Este agrupamento costuma ser suprido pelo alimentador onde há a injeção de potência pela usina de estudo. Todavia, em alguns momentos, devido à elevada geração de um município vizinho, o chaveamento atua fazendo a alimentação do agrupamento de cargas citado deixar de ser fornecida pela CGH e passando a ser feita pela subestação deste município, através do alimentador correspondente.

Portanto, tal manobra é capaz de gerar grandes impactos na rede, sobretudo no alimentador conectado à GD de estudo que já sofre de geração acima do consumo em certos momentos. Este chaveamento causa quedas repentinas de cargas conectadas ao alimentador da usina, elevando-se ainda mais os níveis de tensão na rede e justificando alguns dos desligamentos por sobretensão, sobrefrequência e perda de sincronismo.

6. ESTUDOS FUTUROS

A partir da análise das ocorrências de abertura feita no **Tópico 5.8** e nas hipóteses levantadas ao longo do **Tópico 5.10** é possível mapear alguns pontos. A proteção do ponto de entrega da CGH ser feita apenas pelas funções tradicionalmente aplicadas em subestações do consumidor (50/50N e 51/51N) não seria suficiente para garantir a operação confiável e segura do sistema. A adequada aplicação e parametrização das demais funções de proteção exigidas na resolução normativa da ANEEL N° 1.059 (27, 59, 81, 46, 47, 25 e 62) é capaz de proteger a integridade dos equipamentos, acessantes e o sistema como um todo, garantindo a correta e seletiva atuação sempre que necessário.

Todavia, o cenário atual onde a CGH simplesmente é desconectada do alimentador interrompendo por completo a sua geração definitivamente não é o ideal. Para os detentores da planta, o melhor padrão a se seguir é aquele onde a usina mantém sua operação o mais próximo das condições nominais e o mais ininterrupta possível, com a proteção atuando somente em momentos onde realmente há alguma falta na rede, não somente por algum chaveamento específico e/ou baixo carregamento.

Em resumo, como está hoje, a proteção da usina opera de forma confiável (garante a interrupção em qualquer tipo de falha plausível), segura (não operação indevida dos dispositivos), sensível (detecção de menores perturbações), veloz (operação no menor tempo possível) e seletiva (interrompendo somente a CGH da rede quando preciso). Todavia, a proteção segue atuando em momentos onde não deveria atuar, pois deveria se tratar de uma operação nominal da rede. Portanto, conclui-se que há realmente a elevação de algum parâmetro que exige a atuação da proteção, sendo assim, o erro está no sistema de potência e não na proteção em si.

Pelas hipóteses de abertura, percebe-se que a sobretensão no alimentador nos pontos próximos à CGH é a principal razão para tal. Logo, tem-se a instalação de um regulador de tensão neste local ou em suas proximidades como a principal. Além disso, recomenda-se também a instalação de um compensador na rede, o qual sendo de natureza indutiva pode auxiliar na redução de tensão na rede. Este podendo ser feito tanto na PCH em si, em suas proximidades ou até na subestação a montante. O primeiro o mais recomendável e aplicável

EMC

ESCOLA DE ENGENHARIA ELÉTRICA,
MECÂNICA E DE COMPUTAÇÃO

MINISTÉRIO DA EDUCAÇÃO

UNIVERSIDADE FEDERAL DE GOIÁS
ESCOLA DE ENGENHARIA ELÉTRICA,
MECÂNICA E DE COMPUTAÇÃO



seria com o compensador estático, enquanto no segundo caso poderia ser tanto com estático quanto com síncrono, todavia, este último costuma apresentar custos relativamente mais altos.

7. CONCLUSÃO

Ao longo deste trabalho, foram analisados os impactos da inserção de fontes de geração distribuída em alimentadores de distribuição de energia elétrica. Mais especificamente, salientou-se os impactos e adequações necessárias a serem feitos no sistema de proteção. Como forma de exemplificação, adotou-se um caso de estudo real referente a uma Central Geradora Hidrelétrica (CGH) com 1 MW de potência instalada. O problema principal identificado foi a insuficiência das funções de proteção tradicionais (50/51 e 50N/51N) para garantir uma operação confiável e segura da CGH, considerando as especificidades da geração distribuída.

O estudo revelou que as funções de proteção convencionais, aplicadas em subestações de consumidores, não são suficientes para a operação adequada de uma CGH conectada a um alimentador. A inadequação dessas proteções pode levar a perda de confiabilidade do sistema de proteção, uma vez que ele operando nestas condições pode não atuar conforme esperado.

Para mitigar o problema, foram propostas a aplicação e a parametrização das funções de proteção adicionais exigidas pela resolução normativa da ANEEL N° 1.059, como as funções 27, 59, 81, 46, 47, 25 e 62. Essas funções são capazes de proteger a integridade dos equipamentos e garantir uma operação mais seletiva e eficiente do sistema de proteção, intervindo somente quando necessário e evitando desligamentos desnecessários.

Os estudos futuros deverão focar na implementação e validação das proteções adicionais em diferentes cenários de operação da CGH. Também é recomendado explorar técnicas avançadas de simulação e modelagem para prever comportamentos emergentes e otimizar a configuração dos relés de proteção. Adicionalmente, deverá ser investigada a viabilidade de estratégias que permitam à usina operar de forma contínua e próxima das condições nominais, mesmo diante de chaveamentos específicos e variações de carga, minimizando interrupções desnecessárias.

Em resumo, este trabalho destaca a necessidade de revisitar e atualizar os sistemas de proteção em redes de distribuição com penetração de geração distribuída, garantindo maior segurança, confiabilidade e eficiência na operação dessas usinas.

8. REFERÊNCIAS

- [1] ANDERSON, P. M., *Power System Protection. IEEE Press Series on Power Engineering*, 1999.
- [2] ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 5356: Equipamento elétrico de potência - Transformadores de potência e de corrente**. Rio de Janeiro, 2003.
- [3] ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE PEQUENAS CENTRAIS HIDRELÉTRICAS. **O que é uma PCH?** Disponível em: <https://abrapch.org.br/faq/o-que-e-uma-pch/>. Acesso em: 14 jul. 2024
- [4] CLIFFORD, Catherine. *Renewable energy prices have fallen. This is how much cheaper they are today*. World Economic Forum, 30 nov. 2021. Disponível em: <https://www.weforum.org/agenda/2021/11/renewable-energy-cost-fallen/>. Acesso em: 15 jun. 2024.
- [5] ELEKTRO. **Proteção de redes aéreas de distribuição**. Norma ND 78 - Revisão 02. Campinas: ELEKTRO, p. 52, 2014.
- [6] FRAZÃO, R. J. A. **Proteção do sistema elétrico de potência**. Londrina: Editora e Distribuidora Educacional S.A., 2019.
- [7] MAMEDE FILHO, J.; MAMEDE, D. R. **Proteção de sistemas elétricos de potência**. 2. ed. São Paulo: LTC, 2020.
- [8] MARDEGAN, Cláudio. **Proteção dos transformadores – Parte I**. Disponível em: https://www.osestoreletrico.com.br/wp-content/uploads/2010/10/ed56_fasc_protecao_ca_pIX.pdf. Acesso em: 15 jul. 2024.
- [9] RODRIGUES, Bruno G. **Otimização da Proteção em Redes de Distribuição com Geração Distribuída**. 2021. Disponível em: https://repositorio.unifei.edu.br/jspui/bitstream/123456789/2459/1/Disserta%C3%A7%C3%A3o_2021132.pdf. Acesso em: 14 abr. 2024.
- [10] SCHWEITZER ENGINEERING LABORATORIES. **Tabela ANSI**. Disponível em: <https://selinc.com/pt/products/tables/ansi/>. Acesso em: 15 abr. 2024.
- [11] SHAHZAD, U.; KAHROBAEE, S.; ASGARPOOR, S. *Protection of Distributed Generation: Challenges and Solutions. Energy and Power Engineering*, 2017. Disponível em: <https://www.scirp.org/journal/papercitationdetails?paperid=79221&JournalID=93>. Acesso em: 01 jul. 2024.
- [12] SOUZA, Fabiano A. **Detecção de Falhas em Sistema de Distribuição de Energia Elétrica Usando Dispositivos Programáveis**. 2008. Disponível em: https://www.feis.unesp.br/Home/departamentos/engenhariaeletrica/pos-graduacao/228-dissertacao_fabiano_alves_de_souza.pdf. Acesso em: 14 abr. 2024.

EMC

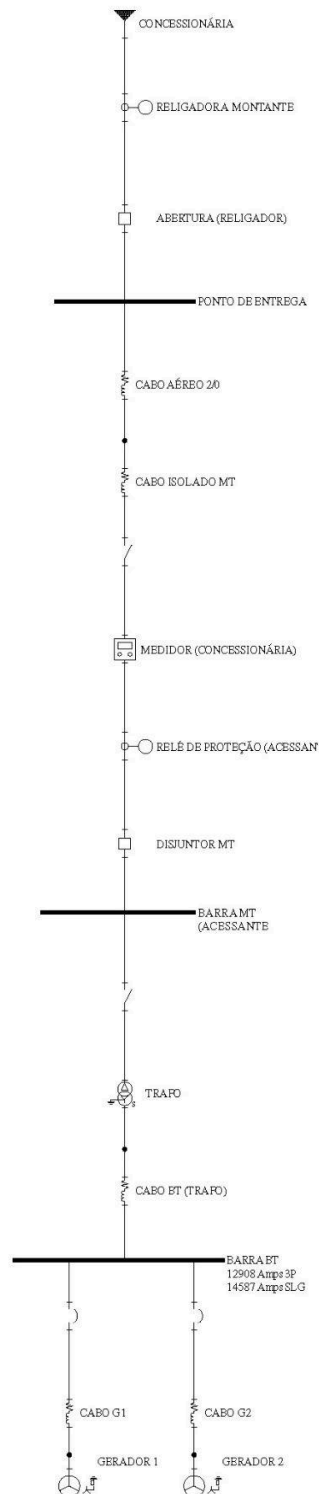
ESCOLA DE ENGENHARIA ELÉTRICA,
MECÂNICA E DE COMPUTAÇÃO

MINISTÉRIO DA EDUCAÇÃO

UNIVERSIDADE FEDERAL DE GOIÁS
ESCOLA DE ENGENHARIA ELÉTRICA,
MECÂNICA E DE COMPUTAÇÃO



- [13] UMANS, Stephen D. **Máquinas elétricas de Fitzgerald e Kingsley**. 7. ed. Tradução de Anatólio Laschuk. Porto Alegre: AMGH, 2014.

APÊNDICE A**DIAGRAMA UNIFILAR SED DA CGH ANALISADA NO ESTUDO DE CASO**

ANEXO A**RELATÓRIO DE ABERTURAS RELÉ CGH ESTUDO DE CASO**

Data	Hora	UG	Motivo	Resultado	Obs. Abertura	Obs. Fechamento
05/06/2024	12:29	UG02	Aberto	Fora de Sincronismo	Relé 59 atuado	Oscilação
05/06/2024	12:27	UG01	Aberto	Fora de Sincronismo	Relé 59 atuado	Oscilação
11/06/2024	12:24	UG01	Aberto	Fora de Sincronismo	Relé 59 atuado	Oscilação
14/06/2024	14:34	UG02	Aberto	Fora de Sincronismo	Relé 81 atuado	Relé 81 atuado.
14/06/2024	14:30	UG01	Aberto	Fora de Sincronismo	Relé 81 atuado	Relé 81 atuado.
14/06/2024	14:29	UG01	Aberto	Fora de Sincronismo	Relé 81 atuado	Relé 81 atuado.
14/06/2024	6:06	UG02	Aberto	Fora de Sincronismo	Relé 81 atuado	Relé 81 atuado.
16/06/2024	17:22	UG02	Aberto	Fora de Sincronismo	Relé 81 atuado	Relé 81 atuado.
16/06/2024	17:21	UG01	Aberto	Fora de Sincronismo	Relé 81 atuado	Relé 81 atuado.
18/06/2024	17:36	UG02	Aberto	Fora de Sincronismo	Relé 59 atuado	Pico de energia
18/06/2024	17:35	UG01	Aberto	Fora de Sincronismo	Relé 59 atuado	Pico de energia
18/06/2024	6:41	UG02	Aberto	Fora de Sincronismo	Relé 59 atuado	Pico de energia
18/06/2024	6:40	UG01	Aberto	Fora de Sincronismo	Relé 59 atuado	Pico de energia
19/06/2024	23:59	UG02	Aberto	Fora de Sincronismo	Relé 78 atuado	Falta de tensão na rede
19/06/2024	23:59	UG01	Aberto	Fora de Sincronismo	Relé 78 atuado	Falta de tensão na rede
22/06/2024	20:18	UG02	Aberto	Fora de Sincronismo	Relé 27 atuado	Falha Subtensão 27CC na alimentação.
22/06/2024	20:15	UG01	Aberto	Paralelo	Relé 27 atuado	Falha Subtensão 27CC na alimentação.
22/06/2024	20:13	UG01	Aberto	Fora de Sincronismo	Relé 27 atuado	Falha Subtensão 27CC na alimentação.
22/06/2024	19:09	UG02	Aberto	Fora de Sincronismo	Relé 59 atuado	Oscilação
22/06/2024	19:07	UG01	Aberto	Fora de Sincronismo	Relé 59 atuado	Oscilação
22/06/2024	18:45	UG02	Aberto	Fora de Sincronismo	Relé 59 atuado	Oscilação
22/06/2024	18:34	UG02	Aberto	Fora de Sincronismo	Relé 81 atuado	Relé 81 atuado.
22/06/2024	18:32	UG01	Aberto	Fora de Sincronismo	Relé 81 atuado	Relé 81 atuado.
22/06/2024	3:37	UG02	Aberto	Fora de Sincronismo	Relé 81 atuado	Relé 81 atuado.
22/06/2024	3:36	UG01	Aberto	Fora de Sincronismo	Relé 81 atuado	Relé 81 atuado.
23/06/2024	18:28	UG02	Aberto	Fora de Sincronismo	Relé 81 atuado	Relé 81 atuado.
23/06/2024	18:28	UG01	Aberto	Fora de Sincronismo	Relé 81 atuado	Relé 81 atuado.
24/06/2024	17:39	UG02	Aberto	Fora de Sincronismo	Manutenção programada	Adequação no Sistema SAGE em implantação.
24/06/2024	17:37	UG01	Aberto	Fora de Sincronismo	Manutenção programada	Adequação no Sistema SAGE em implantação.

24/06/2024	5:24	UG02	Aberto	Fora de Sincronismo	Relé 81 atuado	Relé 81 atuado.
24/06/2024	5:23	UG01	Aberto	Fora de Sincronismo	Relé 81 atuado	Relé 81 atuado.
25/06/2024	9:05	UG02	Aberto	Fora de Sincronismo	Manutenção programada	Manutenção nos sensores das UGs
25/06/2024	9:04	UG01	Aberto	Fora de Sincronismo	Manutenção programada	Manutenção nos sensores das UGs
25/06/2024	6:48	UG01	Aberto	Fora de Sincronismo	Outros	N/A
28/06/2024	23:36	UG02	Aberto	Fora de Sincronismo	Outros	N/A
28/06/2024	23:33	UG01	Aberto	Fora de Sincronismo	Outros	N/A
03/07/2024	10:45	UG02	Aberto	Fora de Sincronismo	Relé 59 atuado	Pico de energia
03/07/2024	10:44	UG01	Aberto	Fora de Sincronismo	Relé 59 atuado	Pico de energia
06/07/2024	0:27	UG02	Aberto	Fora de Sincronismo	Outros	N/A
06/07/2024	0:27	UG01	Aberto	Fora de Sincronismo	Outros	N/A
07/07/2024	6:26	UG02	Aberto	Fora de Sincronismo	Outros	Temperatura alta do mancal combinado Guia..
09/07/2024	23:31	UG02	Aberto	Fora de Sincronismo	Outros	N/A
09/07/2024	23:30	UG01	Aberto	Fora de Sincronismo	Outros	N/A
09/07/2024	2:21	UG02	Aberto	Fora de Sincronismo	Relé 59 atuado	Oscilação
09/07/2024	2:20	UG01	Aberto	Fora de Sincronismo	Relé 59 atuado	Oscilação
12/07/2024	8:32	UG02	Aberto	Fora de Sincronismo	Relé 81 atuado	Relé 81 atuado.
12/07/2024	8:31	UG01	Aberto	Fora de Sincronismo	Relé 81 atuado	Relé 81 atuado.
13/07/2024	6:21	UG01	Aberto	Fora de Sincronismo	Outros	N/A
14/07/2024	17:52	UG02	Aberto	Fora de Sincronismo	Relé 81 atuado	Relé 81 atuado.
14/07/2024	17:52	UG01	Aberto	Fora de Sincronismo	Relé 81 atuado	Relé 81 atuado.
15/07/2024	19:33	UG02	Aberto	Fora de Sincronismo	Outros	sobre temperatura no "mancal guia".
15/07/2024	17:56	UG01	Aberto	Fora de Sincronismo	Relé 81 atuado	Sobrefrequência UG1
15/07/2024	17:54	UG01	Aberto	Fora de Sincronismo	Relé 81 atuado	Sobrefrequência UG1
16/07/2024	11:41	UG02	Aberto	Fora de Sincronismo	Outros	sobre temperatura no "mancal guia".