

INSTITUTO FEDERAL
DE EDUCAÇÃO, CIÊNCIA E TECNOLOGIA
Bahia

Campus
Vitória da Conquista



COORDENAÇÃO DE ENGENHARIA ELÉTRICA - **COEEL**

PROJETO FINAL DE CURSO - PFC

Desenvolvimento do Estudo de Proteção e Coordenação
Para Conexão de uma Minigeração Fotovoltaica da UFV
Bernoulli de 1,4 MWp

FÉLIX SANTANA BRITO

Vitória da Conquista-BA
22 de novembro de 2023

FÉLIX SANTANA BRITO

**Desenvolvimento do Estudo de Proteção e
Coordenação Para Conexão de uma Minigeração
Fotovoltaica da UFV Bernoulli de 1,4 MWp**

Projeto Final de Curso apresentado ao Curso de Graduação em Engenharia Elétrica do Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia da Bahia, *campus* Vitória da Conquista, como requisito parcial para obtenção do título de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Orientador: Dr. Diego Habib Santos Nolasco

Vitória da Conquista-BA
22 de novembro de 2023

B862 Brito, Felix

Desenvolvimento do Estudo de Proteção e Coordenação Para Conexão de uma Minigeração Fotovoltaica da UFV Bernoulli de 1,4 MWp: / Felix Brito; orientador Diego Nolasco -- Vitória da Conquista : IFBA, 2023.

91 p.

Trabalho de Conclusão de Curso (Engenharia Elétrica) -- Instituto Federal da Bahia, 2023.

1. Proteção. 2. Coordenação. 3. Subestação. 4. Geração Distribuída. 5. Fotovoltaico. I. Nolasco, Diego, orient. II. TÍTULO.

CDD/CDU



INSTITUTO FEDERAL DE EDUCAÇÃO, CIÊNCIA E TECNOLOGIA DA BAHIA
Av. Sérgio Vieira de Mello, 3150 - Bairro Zabelê - CEP 45078-900 - Vitória da Conquista - BA - www.portal.ifba.edu.br

FOLHA DE APROVAÇÃO PFC

DESENVOLVIMENTO DO ESTUDO DE PROTEÇÃO E COORDENAÇÃO PARA CONEXÃO DE UMA MINIGERAÇÃO

FOTOVOLTAICA DA UFV BERNOULLI DE 1,4 MWP

FELIX SANTANA BRITO

A presente Monografia de Projeto Final de Curso (PFC), apresentada em sessão realizada em **22 de novembro de 2023 às 14:00 horas no Laboratório de Instalações e Comandos Elétricos Prediais (LAB. G08)**, foi avaliada como adequada para a obtenção do Grau de Bacharel em Engenharia Elétrica, julgada **APROVADA** em sua forma final pela banca examinadora e Coordenação do Curso de Engenharia Elétrica do Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia da Bahia, *campus* Vitória da Conquista.

BANCA EXAMINADORA:

Prof. Dr. Diego Habib Santos Nolasco - Orientador
IFBA, *campus* Vitória da Conquista

Prof. Me. Leonardo Sousa Caires - Membro da Banca
IFBA, *campus* Vitória da Conquista

Prof. Esp. Pablo Martins de Oliveira - Membro da Banca
IFBA, *campus* Vitória da Conquista

Vitória da Conquista - Bahia

Em 22 de novembro de 2023.



Documento assinado eletronicamente por **DIEGO HABIB SANTOS NOLASCO, Coordenador(a) do Curso de Engenharia Elétrica**, em 22/11/2023, às 20:47, conforme decreto nº 8.539/2015.



Documento assinado eletronicamente por **LEONARDO SOUZA CAIRES, Professor(a) do Ensino Básico, Técnico e Tecnológico - EBTT**, em 22/11/2023, às 23:20, conforme decreto nº 8.539/2015.



Documento assinado eletronicamente por **PABLO MARTINS DE OLIVEIRA, Professor Efetivo**, em 24/11/2023, às 11:39, conforme decreto nº 8.539/2015.



A autenticidade do documento pode ser conferida no site http://sei.ifba.edu.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&acao_origem=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0 informando o código verificador **3255291** e o código CRC **3A7F94D7**.

Este trabalho é dedicado primeiramente a ADONAI, por ser o meu guia, por auxiliar-me nas decisões e principalmente autor das maravilhas e realizações dos sonhos e propósitos em minha vida, dedico também aos meus pais Paulo e Rita, por ser meu porto seguro e fonte de toda força para trazer-me até aqui, ao meus irmãos Natã e Helena, minha namorada Nara e em especial meu avô Álvaro de Brito (in memoriam), que sempre foi minha maior inspiração.

"Para que os seus corações sejam consolados, e estejam unidos em amor, e enriquecidos da plenitude da inteligência, para conhecimento do mistério de Deus e Pai, e de Cristo, em quem estão escondidos todos os tesouros da sabedoria e da ciência." [Colossenses 2:2,3]

AGRADECIMENTOS

Primeiramente, agradeço a DEUS, pois é d'Ele o agir sobrenatural sobre minha vida, foi d'ELE o maior sacrifício pra que hoje eu pudesse realizar esse sonho e será para Ele toda honra e glória dessa conquista.

Agradeço ao meu pais, Paulo Brito e Rita de Cássia por ter me confiado e acreditado no meu sonho. Pelo exemplo de família, educação e principalmente, por ter me possibilitado concluir ensino superior.

Aos meus Avôs, em especial aqueles que esteve comigo no início, mas não estão aqui para celebrar o final dessa conquista. Vô Biola (In memorian), que na sua simplicidade expressava o seu amor e ao meu Vô Alves (In memorian), fonte de criatividade e conhecimento que por herança, obtive o dom da engenharia.

Aos meus irmãos Natã e Helena, por entenderem e muita das vezes abrirem mão dos seus desejos e sonhos para ver a realização dos meus. Agradeço pela amizade, companheirismo e o amor de vocês.

Grato a minha namorada Nara Guedes, que durante toda essa jornada tornou fonte de motivações, conselho e apoio para continuar até o final. Obrigado por cada abraço, palavra de conforto e incentivo.

Todos meus agradecimentos ao IFBA e seu corpo docente que desde o ensino técnico ao ensino superior foi peça fundamental na construção de todo meu conhecimento.

Ao professor Dr. Diego Habib Santos Nolasco, que me acolheu como orientando de inúmeros trabalhos acadêmicos, me apoiando na carreira acadêmica e profissional. Obrigado pelas contribuições, incentivos, dedicação e compartilhamento de conhecimento. Assim estendo meus agradecimentos aos professores Me. Leonardo Souza Caires e Esp. Pablo Oliveira Martins.

Aos meus tios e tias, primos e primas em especial Tio Joaquim e tia Marcia, Tio Nando e Tia Ilda, Tio Sansão e Tia Celeste, que me deram apoio e conselhos que eu carregarei para toda vida.

Ao meus amigos da DBA, pelas trocas de conhecimentos para o desenvolvimento desse trabalho, além da parceria profissional e a amizade construída.

Agradeço imensamente as minhas amizades construída no Instituto Federal durante esse período que perpetuam, sou grato pelo companheirismo que foi construído, força compartilhada e inspirações durante esse processo. Estendo a todos que de algumas forma somaram nessa jornada, ao grupo da pescaria, ao meus irmãos da IBNS, companheiros de célula, aos meus amigos construído no curso técnico e superior, aos amigos de republicas e todos que marcaram e marcam esse trajeto.

São incontáveis as pessoas que aqui desejo citar, mas agradeço imensamente a todos os meus amigos, professores, vizinho, colegas e familiares que da sua forma me ajudou na realização desse propósito, sou grato a todos vocês.

RESUMO

O rápido crescimento da geração distribuída traz consigo desafios técnicos e regulatórios que precisam ser devidamente abordados para a ligação do sistema. Isso inclui o impacto na rede de distribuição, em alguns casos as alterações nas linhas de transmissão, o fluxo reverso de corrente e as mudanças nos alimentadores, além da necessidade de adaptações na rede elétrica para acomodar a demanda de conexão da UFV. Deste modo, a atuação adequada das proteções é fundamental para garantir a segurança e a operacionalidade do sistema. O presente trabalho apresenta os elementos primordiais das subestações e principalmente análise de proteção e coordenação de parâmetros necessários para a conexão de uma usina fotovoltaica com uma capacidade total de 1,4 MWp, com o objetivo de realizar uma análise de proteção com base nas normas vigentes aplicáveis ao setor como a DIS-NOR-036 02, Modulo 3 PRODIST e as normas auxiliares fornecida de pôr ANSI, IEEE e IEC, coordenar os parâmetros de proteção no ponto de conexão do sistema, de modo a assegurar a proteção adequada e a integridade do sistema elétrico, gerar os dados necessários para a parametrização do relé de proteção da usina fotovoltaica (UFV), garantindo assim o funcionamento correto dos dispositivos de proteção. O estudo apresentou eficiência nos métodos utilizados, os dados mostram que obteve-se a coordenação com o religador a montante, além da seletividade com as proteções abrangendo as situações de curto-circuito estudadas e das proteções relacionadas a tensão e frequências.

Palavras-chave: Proteção, Coordenação, Subestação, Geração Distribuída e Fotovoltaico.

ABSTRACT

The rapid growth of distributed generation brings with it technical and regulatory challenges that need to be properly addressed for system connection. This includes the impact on the distribution network, in some cases changes to transmission lines, reverse current flow and changes to feeders, as well as the need to adapt the electrical network to accommodate the demand for connection of the UFV. Therefore, the proper performance of the protections is essential to guarantee the safety and operability of the system. This paper presents the main elements of substations and, above all, the protection analysis and coordination of parameters required for the connection of a photovoltaic plant with a total capacity of 1.4 MWp, with the aim of carrying out a protection analysis based on the current standards applicable to the sector, such as DIS-NOR-036 02, Modulo 3 PRODIST and the auxiliary standards provided by ANSI, IEEE and IEC, to coordinate the protection parameters at the system connection point in order to ensure adequate protection and the integrity of the electrical system, to generate the data needed to parameterize the protection relay of the photovoltaic plant (UFV), thus guaranteeing the correct operation of the protection devices. The study showed that the methods used were efficient. The data shows that coordination with the upstream recloser was achieved, as well as selectivity with the protections covering the short-circuit situations studied and the protections related to voltage and frequencies.

Keywords: Protection, Coordination, Substation, Distributed Generation and Photovoltaics.

Lista de Figuras

2.1	Esquemático de sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica	12
3.1	Subestação de Média Tensão Aérea.	15
3.2	Subestação de Média Tensão Blindada.	15
3.3	Desenho construtivo de um para-raios.	17
3.4	Muflas e terminações.	18
3.5	Ilustração de uma chave fusível polimérica.	20
3.6	Ilustração do elo fusível tipo olhal	20
3.7	Transformador de corrente de média tensão.	25
3.8	Transformador de potencial de média tensão.	26
3.9	Chave seccionadora com carga e com base.	28
3.10	Disjuntor de média tensão.	30
3.11	Relé digital de proteção 7SR10 Siemens.	33
3.12	Curvas normalmente inversa.	34
4.1	Tipos de curtos-circuitos	42
4.2	Fasores de corrente e tensão no momento do curto-circuito	43
6.1	Circuito Simplificado do TC	69
6.2	Função 67	72
6.3	Coordenograma das proteções 50/51 e 50N/51N	82

Lista de Tabelas

4.1	Níveis de ocorrências de curto-circuitos	42
4.2	Ângulos das impedâncias das linhas de transmissão	44
4.3	Funções de proteções - ANSI	49
6.1	Identificação e características	59
6.2	Dados das impêdancias no segmento do circuito da concessionária	59
6.3	Dados de curto-circuitos simétricos	60
6.4	Dados de curto-circuitos assimétricos	60
6.5	Dados de curto-circuitos pico	60
6.6	Parâmetros do Religador no Barramento de Conexão da UFV	61

Glossário: Símbolos e Siglas

Notação	Descrição	Páginas
SF_6	hexafluoreto de enxofre	15
ANEEL	<i>Agência Nacional de Energia Elétrica</i>	5
BEN	<i>Balanço Energético Nacional</i>	9
COEEL	<i>Coordenação do Curso de Engenharia Elétrica do IFBA campus Vitória da Conquista</i>	i
GD	<i>Geração Distribuída</i>	10
IEC	<i>International Electrotechnical Commission</i>	48
IEEE	IEEE - Instituto de Engenheiros Eletricistas e Eletrônicos (<i>IEEE is the world's largest technical professional organization dedicated to advancing technology for the benefit of humanity</i>)	48
MCOV	<i>Máxima Tensão de Operação Contínua</i>	17
ONS	Operador Nacional do Sistema	5
PRODIST	<i>Regras e Procedimentos de Distribuição</i>	48

Notação	Descrição	Páginas
SIN	<i>Sistema Interligado Nacional</i>	5
TC	<i>Transformador de Corrente</i>	24
UFV	<i>Usina Fotovoltaica</i>	3

Sumário

Folha de Rosto	ii
Ficha Catalográfica	iii
Folha de Aprovação	iv
Resumo	viii
Abstract	ix
Lista de Figuras	x
Lista de Tabelas	xi
Glossário: Símbolos e Siglas	xii
1 Introdução	1
1.1 Importância do tema	1
1.2 Objetivo Geral	3
1.2.1 Objetivos Específicos	3
1.3 Justificativa	3
2 Setor Elétrico Brasileiro e a Geração Distribuída Fotovoltáica	5
2.1 Sistema Elétrico Brasileiro	5
2.2 Matriz Elétrica Brasileira	7
2.3 Geração Distribuída	8
2.3.1 Geração Distribuída de Sistemas Fotovoltaicos	9
3 Partições e os Principais Elementos de Medições e Proteções dos Sistemas de Minigerações Fotovoltaicas	13
3.1 Subestação de Média Tensão	13
3.1.1 Partes e Equipamentos das Subestações	16
3.1.1.1 Para - Raios	16

3.1.1.2	Terminais Muflas	18
3.1.1.3	Chave Fusível	18
3.1.1.4	Elo Fusível	19
3.1.1.5	Transformadores de Corrente	22
3.1.1.6	Transformadores de Potencial	25
3.1.1.7	Transformadores de Potência	26
3.1.1.8	Chave Seccionadora	28
3.1.1.9	Disjuntores	29
3.1.1.10	Relés	32
4	Estudo para a Conexão da Minigeração Fotovoltaica no Sistema de Distribuição	35
4.1	Fluxo de Potência	35
4.2	Curto-Circuito	38
4.2.1	Tipos de Curto-Circuitos	41
4.2.2	Procedimentos Matemáticos	44
4.3	Proteção e Seletividade	46
4.3.1	Funções Mínimas de Proteção Exigidas pela ANEEL	50
4.3.1.1	50/50N - Relé de sobrecorrente instantâneo de fase e neutro	50
4.3.1.2	51/51N - Relé de Sobrecorrente Temporizado de Fase e Neutro	50
4.3.1.3	51V - Relé De Sobrecorrente Com Restrição De Tensão	51
4.3.1.4	67/67N - Relé De Sobrecorrente Direcional de Fase de Neutro	51
4.3.1.5	81U/O - Relé de Sub e Sobre Frequência	52
4.3.1.6	27 - Relé de Subtensão	52
4.3.1.7	59 - Relé de Sobretensão	53
4.3.1.8	59N - Relé de Desequilíbrio de Tensão	53
4.3.1.9	47 - Relé de Sequência Negativa de Tensão	53
4.3.1.10	46(I2) - Relé de Desbalanceamento de Corrente	54
4.3.1.11	32 - Relé Direcional de Potência	54
5	Metodologia	55
5.1	Métodos de Desenvolvimento do Estudo de Caso	55
6	Estudo de Caso	57
6.1	Dados do Transformador	58

6.2	Análise de curto-circuito	58
6.2.1	Dados de curto-circuito na barra da concessionária	59
6.2.2	Ajuste do Religador H56480-MCU de Proteção da Concessionária	60
6.3	Cálculo de Curto-Circuito com a Implementação da UFV	61
6.3.1	Curto-circuitos - Barra de Média Tensão	62
6.3.1.1	Impedâncias e Fatores de Assimetria	62
6.3.1.2	Cálculos	63
6.3.2	Curto-circuitos - Barra de Baixa Tensão	64
6.3.2.1	Impedâncias e Fatores de Assimetria no transformador	64
6.3.2.2	Cálculos	65
6.4	Corrente Nominal do Transformador (I_n)	66
6.4.1	Corrente de Magnetização do Transformador (I_{mag}) ou Corrente de Inrush (I_{inrush})	66
6.4.2	Ponto ANSI do Transformador (I_{ANSI})	67
6.4.3	Corrente de Demanda (I_{dem})	67
6.4.4	Dimensionamento dos TC's	68
6.4.5	Ajuste das Proteções	70
6.4.5.1	Sobrecorrente Direcional de Fase - Função 67	70
6.4.5.2	Sobrecorrente Direcional de Neutro - Função 67N	71
6.4.5.3	Corrente Instantânea de Fase - Função 50	72
6.4.5.4	Sobrecorrente Temporizada de Fase - Função 51	73
6.4.5.5	Sobrecorrente Instantânea de Neutro - Função 50N	75
6.4.5.6	Sobrecorrente Temporizada de Neutro - Função 51N	76
6.4.5.7	Subtensão - Função 27	77
6.4.5.8	Sobretensão - Função 59 e Sobretensão de Neutro - Função 59N	77
6.4.5.9	Direcional de Potência - Função 32	78
6.4.5.10	Sobrecorrente com Restrição de Tensão - Função 51V	79
6.4.5.11	Sobrefrequência/Subfrequência - Função 81 O/U	79
6.4.5.12	Desbalanço de Corrente - Função 46	80
6.4.5.13	Desbalanço de Tensão / Perda de Sequência - Função 47	80
6.5	Coordenograma	81
7	Considerações Finais	83
8	Sugestões para Trabalhos Futuros	85

REFERÊNCIAS	86
I Diagrama Unifilar	90
II Folha de Dados do Transformador	91

Capítulo 1

Introdução

1.1 Importância do tema

O Sistema Elétrico Brasileiro, diferentemente de outros países, é interligado composto por quatro conjuntos: Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e Norte, considerado um Sistema Hidri-termo-eólico de grande porte. Assim como aborda (ONS, 2023), a interligação dos sistemas elétricos, por intermédio da malha de transmissão, viabiliza a transferência de energia entre subsistemas, facilitando a consecução de benefícios sinérgicos e explorando a diversidade existente nos regimes hidrológicos das bacias. Nesse caso, a interconexão aumenta confiabilidade do sistema, pois em situações de falhas nas transmissões de energia, os números de consumidores atingidos podem ser menores, pelo simples fato de que uma região supre a outra. Com o crescimento exponencial da geração distribuída, o sistema elétrico brasileiro tem-se tornado mais protegido, viabilizando ações de gerenciamento dos recursos hídricos dos reservatórios das usinas hidrelétricas, dado a proximidade da geração fotovoltaica próxima aos consumidores. Em contrapartida com o aumento significativo das gerações distribuídas, especialmente a Fotovoltaica, podem deixar o sistema de distribuição e transmissão vulneráveis, sujeito falhas e interferências.

A atual configuração do sistema elétrico brasileiro traz consigo diversos desafios para as abordagens tradicionais de tratamento de falhas. Portanto, é imprescindível realizar uma análise minuciosa dos efeitos resultantes da conexão da geração distribuída (GD) à rede de distribuição de média tensão, a fim de validar as novas filosofias de proteção adotadas pelas concessionárias em geral (OLIVEIRA, 2019).

Além de examinar os impactos no sistema de geração ao conectar uma usina fotovoltaica, também é necessário avaliar o comportamento de parte do conjunto de distribuição de energia elétrica local afetada pela integração. A avaliação do processo para conexão do sistema na rede de média tensão é de extrema importância, assim como, o estudo durante o regime de atuação das proteções no funcionamento da Usina Fotovoltaica.

As fazendas solares, bem como outras unidades de minigeração, introduzem estágios de transformação e proteção nos sistemas, que são conectados em média ou alta tensão das concessionárias de energia. Isso demanda a instalação de subestações de entrada de energia, cujo propósito é ajustar os níveis de tensão da geração aos da rede elétrica de distribuição. Ademais, essas subestações desempenham um papel fundamental na proteção do sistema, no seccionamento e na medição, viabilizando, assim, a conexão das UFVs de geração à rede de distribuição local (OLIVEIRA et al., 2022).

A (ANEEL, 2021), aborda a subestação como sendo um fragmento do sistema de energia elétrica que engloba os elementos de manobra, regulação, salvaguarda, conversão e outros componentes, incluindo condutores e acessórios, abarcando também as construções civis e estruturas de montagem.

No contexto da regulamentação brasileira, as concessionárias seguem as diretrizes do Módulo 3 dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST) em relação às proteções mínimas requeridas para sistemas que incorporam Geração Distribuída (GD). Ou seja, não estabelecem distinções nas normas quanto às especificações das funções de proteção entre sistemas que fazem uso ou não de inversores. Vale ressaltar que o funcionamento de um sistema fotovoltaico se diferencia substancialmente da operação de geradores que empregam máquinas rotativas, o que resulta na dispensa de algumas proteções associadas às máquinas rotativas quando se utilizam inversores fotovoltaicos para a conexão à rede elétrica (OLIVEIRA, 2019).

Nessa perspectiva, visto a constante mudança do sistema de distribuição e transmissão com a inserções das minigerações fotovoltaicas, torna-se necessário o desenvolvimento de uma análise refinada dos impactos para conexão do sistema proposto na rede elétrica e o estudo da atuação do sistema de proteção durante o funcionamento da mesma.

1.2 Objetivo Geral

Realizar uma análise de proteção e coordenação de parâmetros para a conexão da Usina Fotovoltaica UFV Bernoulli com potência total de 1,4 MWp.

1.2.1 Objetivos Específicos

Este trabalho tem como objetivos específicos apresentar os resultados dos estudos de proteção realizados para conexão de uma planta de minigeração distribuída fotovoltaica, incluindo:

- 1) Análise dos curtos-circuitos e das proteção baseado nas normas atuais virgente;
- 2) Coordenação dos parâmetros de proteção no ponto de conexão do sistema;
- 3) Gerar os dados necessário para parametrização do Relé de proteção da UFV.

1.3 Justificativa

O setor de geração de energia elétrica está passando por uma transição significativa, com o crescimento acelerado da geração distribuída, em particular a minigeração fotovoltaica. Com a busca por fontes mais limpas e sustentáveis, a utilização de sistemas fotovoltaicos tem se destacado como uma alternativa viável para a produção de energia limpa. Com o crescimento em alta escala das grandes usinas, em que foram responsáveis pelas adições globais de capacidade fotovoltaica, seguidas pela capacidade distribuída nos segmentos comercial e industrial, gerado pelos incentivos fiscais, demonstrando o maior crescimento absoluto de geração de todas as tecnologias renováveis em 2022. Em paralelo existe os impactos na rede de distribuição e alteração nas linhas de transmissões, além do fluxo reverso de corrente, bem como, mudanças de alimentadores, geração de obra visando alterações na rede para atender a demanda de conexão da UFV e sobretudo a atuação das proteções.

A proteção e coordenação dos sistemas elétricos são elementos cruciais para

1.3. JUSTIFICATIVA

garantir a estabilidade do sistema e a proteção de equipamentos e pessoal. O propósito do sistema de proteção é minimizar os efeitos causados por falhas no sistema elétrico de forma eficiente. Além de mitigar os danos, o sistema também é capaz de identificar e corrigir os problemas de maneira inteligente.

Capítulo 2

Setor Elétrico Brasileiro e a Geração Distribuída Fotovoltáica

2.1 Sistema Elétrico Brasileiro

O **ONS** é o principal encarregado pela administração do Sistema Interligado Nacional (**SIN**). Suas responsabilidades incluem: reforço e expansão da infraestrutura, planejamento da operação de energia elétrica, incorporação de novas instalações, agendamento da operação de energia elétrica, gerenciamento da transmissão, operação sistemática e avaliação operacional.

O sistema elétrico brasileiro tem raízes históricas profundas, remontando ao início do século XX, com a criação da Usina Hidroelétrica de Marmelos, em Minas Gerais, em 1889. Desde então, o país testemunhou um notável crescimento no setor de energia elétrica, com um destaque significativo nas usinas hidrelétricas.

O sistema elétrico brasileiro é composto por várias etapas interligadas, começando com a geração de energia por diversas fontes. Essa eletricidade é então transmitida por meio de uma vasta rede de linhas de transmissão para chegar às subestações, onde a tensão é reduzida para a distribuição final aos consumidores em todo o país. É de suma importância o controle e estruturação da energia em todas essas etapas, a regulação do setor elétrico é vistoriada por meio da Agência Nacional de Energia Elétrica (**ANEEL**) e também pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (**ONS**), garantindo a eficiência, qualidade, assim como, a segurança em relação ao fornecimento de energia elétrica no Brasil.

Apesar das conquistas notáveis, o sistema elétrico brasileiro enfrenta uma série de desafios críticos. Um dos principais desafios é a dependência significativa de usinas hidrelétricas, tornando o sistema vulnerável a variações climáticas, como secas prolongadas que afetam a disponibilidade de água para geração de energia. Por tal motivo, questões relacionadas à infraestrutura de transmissão e distribuição, políticas de incentivo a fontes renováveis e a busca por eficiência energética representam áreas de constante debate e desenvolvimento no país.

À medida que o Brasil enfrenta uma demanda crescente por energia e se compromete com metas ambientais mais rigorosas, o sistema elétrico está passando por mudanças significativas. A diversificação da matriz energética com o aumento das fontes renováveis, como energia solar e eólica, e a expansão das redes de transmissão são elementos centrais nas perspectivas futuras do setor. No entanto, a superação dos desafios relacionados à integração dessas novas fontes e à modernização da infraestrutura elétrica continua sendo um tópico de discussão e pesquisa essencial para garantir um sistema elétrico protegido, sustentável e de qualidade.

Contudo, a superação dos desafios relativos à incorporação dessas novas fontes e à modernização da infraestrutura elétrica continua a ser um tema crucial de debate e pesquisa para assegurar um sistema elétrico seguro, sustentável e de alta qualidade. Um novo paradigma institucional foi estabelecido com a promulgação da Lei nº 9.427/96, que criou a Agência Nacional de Energia Elétrica, e da Lei nº 9.648/98, que abordou, entre outros aspectos, as normativas relacionadas à entrada no mercado, tarifas e estrutura do setor. Essas mudanças setoriais estão em andamento em conjunto com o processo de privatização de ativos federais e estaduais. Além da formação da agência independente, essas reformas são sustentadas por três pilares, todos alinhados com experiências internacionais, os quais serão explorados nas seções subsequentes. Primeiramente, destaca-se a introdução da competição nos setores de geração e comercialização de energia elétrica. Em segundo lugar, ocorre a implementação de um arcabouço regulatório voltado para preservar a concorrência nos setores competitivos, incluindo a desintegração vertical, tarifas de uso da rede não discriminatórias, entre outros aspectos (PIRES, 2000).

É relevante destacar a importância dada à garantia do acesso irrestrito nos sistemas de transporte, abrangendo tanto a transmissão quanto a distribuição de energia. Por fim, o terceiro suporte envolve o estabelecimento de mecanismos de regulação incentivada nos setores que mantêm características de monopólio na-

tural, abarcando o fornecimento de energia no mercado cativo e a transmissão de eletricidade. Isso engloba, ainda, a implementação de mecanismos de regulação técnica da rede de transmissão. Esses componentes constituem a base estratégica para o avanço e aprimoramento do setor elétrico, alinhando-se com as melhores práticas internacionais (PIRES, 2000).

2.2 Matriz Elétrica Brasileira

A Matriz Elétrica Brasileira é uma rede complexa e interconectada de sistemas de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica que abastece todo o país. Abrange uma diversidade e inclui diferentes fontes, cada uma com suas especificidades técnicas. No Brasil a matriz energética se diverge da matriz mundial. Onde encontra-se mais fontes renováveis do que os demais países. Somando lenha e carvão vegetal, hidráulica, derivados de cana, eólica e solar e outras renováveis, as renováveis totalizam 47,4%, quase metade da nossa matriz energética. Isso se dá pelo fato, de que grande parte da energia elétrica gerada no Brasil é de fontes Hídricas, acompanhadas também do grande crescimento das fontes provenientes do vento e sol (eólica e fotovoltaica) (EPE, 2023a).

A Estrutura Elétrica Brasileira constitui uma rede complexa e interconectada de redes de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, fornecendo eletricidade para todo o país. Ela engloba uma diversidade de fontes, cada uma com suas particularidades técnicas. No Brasil, a composição da matriz energética se diferencia da média mundial, apresentando uma maior proporção de fontes renováveis em comparação com outros países. Ao considerar lenha e carvão vegetal, energia hidráulica, derivados de cana, eólica, solar e outras fontes renováveis, estas representam 47,4% do total, quase a metade da matriz energética nacional. Isso se deve, em grande parte, à predominância da geração de energia elétrica a partir de fontes hídricas, acompanhada pelo significativo crescimento das fontes eólica e solar (EPE, 2023a). Apesar da predominância da fonte hídrica no Brasil, os desafios associados à construção de novas usinas hidrelétricas indicam uma possível redução de sua participação na capacidade instalada do país nas próximas décadas. Com a diminuição da contribuição da geração oriunda de fontes hídricas, fontes como solar e eólica, reconhecidas por causarem impactos ambientais menores em comparação com as grandes usinas hidrelétricas, tendem a ganhar uma presença mais significativa na matriz elétrica brasileira. No entanto, é crucial observar que as fontes baseadas em energia solar e eólica são inerentemente in-

termittentes, não sendo capazes de garantir uma operação contínua ao longo do dia. Por essa razão, são consideradas fontes complementares de energia (VIEIRA et al., 2018).

2.3 Geração Distribuída

De acordo com informações do Instituto Nacional de Eficiência Energética em 2019, a produção de eletricidade nas proximidades ou diretamente no local de consumo, independentemente da fonte geradora, é denominada como geração distribuída (GD). Entre os tipos de geradores utilizados nesse contexto, destacam-se os módulos fotovoltaicos, pequenas centrais hidrelétricas (PCHs) e dispositivos que aproveitam resíduos como fonte de energia. Além disso, dentro do âmbito da GD, encontram-se equipamentos de controle, medição e, ocasionalmente, ferramentas para gerenciar a carga elétrica.

No Brasil, a partir de 17 de abril de 2012, os usuários de energia elétrica obtiveram o direito de produzir sua própria eletricidade a partir de fontes renováveis, quando a Resolução Normativa (REN) nº 482 da ANEEL entrou em vigor. Essa regulamentação também permite aos consumidores fornecerem o excedente de energia à rede de distribuição, promovendo tanto a conscientização ambiental quanto benefícios econômico-financeiros. Posteriormente, visando aprimorar a eficiência e reduzir o tempo necessário para a conexão da geração distribuída, bem como promover outras melhorias, a ANEEL emitiu a Resolução Normativa nº 687, que atua como uma revisão da REN nº 482/2012. Conforme as diretrizes da ANEEL em 2015, a geração distribuída foi classificada em duas categorias: microgeração e minigeração distribuída. A microgeração é caracterizada por centrais geradoras de potência instalada de até 75 kW conectadas à rede de distribuição. Enquanto isso, a minigeração distribuída refere-se a instalações com potências superiores a 75 kW e inferiores a 5 MW. Quando a geração de energia excede o consumo em uma unidade consumidora (UC) onde a central geradora está localizada, o excesso de eletricidade é injetado na rede de distribuição, e o consumidor recebe créditos em kWh. No entanto, quando o consumo é maior do que a geração, a diferença é compensada através da distribuidora ou por meio da utilização de créditos previamente acumulados (PRUDENCIO et al., 2020).

De acordo com a (ANEEL, 2016), nos casos em que créditos de energia são gerados, existe a possibilidade de utilizá-los em outras unidades consumidoras

dentro da mesma área de concessão, por meio de várias modalidades da geração distribuída, como Geração Compartilhada (que envolve a colaboração de consumidores por meio de consórcios ou cooperativas), Autoconsumo Remoto (onde a UC está localizada em um lugar diferente da central geradora) e Empreendimentos com Múltiplas Unidades Consumidoras (um exemplo disso são condomínios, seguindo algumas especificidades).

2.3.1 Geração Distribuída de Sistemas Fotovoltaicos

Estima-se que até 2027, a capacidade instalada de energia solar fotovoltaica ultrapasse a do carvão, emergindo como a maior do mundo. As projeções indicam um notável aumento na capacidade acumulada de energia solar fotovoltaica, com uma expansão prevista de quase 1.500 GW ao longo desse período, superando o gás natural em 2026 e o carvão em 2027 (IEA, 2023).

Apesar dos custos de investimento atuais associados aos elevados preços das matérias-primas, a energia solar fotovoltaica destaca-se como a opção menos dispendiosa para a nova geração de eletricidade em uma maioria significativa de países ao redor do mundo. Além disso, projeta-se um crescimento ainda mais expressivo na energia solar fotovoltaica distribuída, como aquela instalada nos telhados de edifícios. Esse crescimento é impulsionado pelos preços mais elevados da eletricidade no varejo e pelo crescente apoio político, que visa auxiliar os consumidores a reduzir os custos em suas contas de energia (IEA, 2023).

No ano de 2022, a produção de energia solar fotovoltaica atingiu um recorde de 270 TWh, representando um aumento de 26%, totalizando quase 1.300 TWh. Esse crescimento absoluto na geração solar fotovoltaica em 2022 superou pela primeira vez na história a energia eólica. A taxa de crescimento observada alinha-se com as previsões do Cenário Emissões Líquidas Zero até 2050, para o período de 2023 a 2030 (IEA, 2023).

Todo esse crescimento no mundo reflete também no Brasil passando pela mudança da regulamentação do sistema de geração distribuída. Assim como retrata o balanço energético nacional (BEN), onde o crescimento da microgeração e da minigeração de energia elétrica foi acelerada por iniciativas regulatórias, incluindo aquelas que permitem a compensação da energia excedente gerada por sistemas de menor porte. No ano de 2022, a micro e minigeração distribuída atingiu um total de 18.423 GWh, com uma potência instalada de 17.325 MW. É digno

de nota o desempenho destacado da fonte solar fotovoltaica, que contribuiu com 17.378 GWh e apresentou uma potência instalada de 17.006 MW (EPE, 2023b).

Os principais benefícios da Geração Distribuída incluem:

- ▶ **Autonomia:** a capacidade de operar independentemente das grandes centrais geradoras de energia elétrica, uma vez que a geração ocorre em proximidade geográfica às instalações e consumidores (SILVA, 2022b);
- ▶ **Impacto ambiental reduzido:** a utilização de fontes renováveis na geração de energia contribui para a redução do impacto ambiental. Além disso, a GD minimiza a necessidade de construção de extensas linhas de transmissão e evita impactos ambientais associados a estruturas como barragens hidrelétricas (SILVA, 2022b);
- ▶ **Pequeno custo de manutenção operacional:** os sistemas de Geração Distribuída se destacam pelos seus baixos custos operacionais e pela manutenção econômica, o que os torna uma opção eficiente em termos de custo (SILVA, 2022b);

Existem algumas desvantagens notáveis associadas à Geração Distribuída, isso inclui:

- ▶ **Complexidade da rede de distribuição:** torna-se mais evidente à medida que as Gerações Distribuídas são integradas à rede. Nesse cenário, é necessário desenvolver novos procedimentos operacionais, manobras e sistemas de proteção da rede para assegurar a estabilidade e confiabilidade do sistema (SILVA, 2022b);
- ▶ **Elevado custo inicial:** responsabilidade que recai sobre o proprietário da GD (SILVA, 2022b);
- ▶ **Variação na geração de energia:** particularmente em sistemas dependentes das condições meteorológicas, representa uma desvantagem adicional. Essa variabilidade pode influenciar o tempo necessário para recuperar o investimento, conhecido como tempo de payback (SILVA, 2022b);

A Geração Distribuída pode ser categorizada em Reserva Descentralizada ou Fonte de Energia, conforme abordado por (LUIZ, 2012). A Reserva Descentrali-

zada refere-se a uma forma de geração capaz de atender diversas necessidades, como a demanda exigida pelo sistema durante horários de pico, a cobertura de apagões localizados ou generalizados, e a melhoria das condições qualitativas do fornecimento em regiões atendidas de maneira deficiente por razões estruturais ou conjunturais momentâneas. Por outro lado, a Fonte de Energia é mais comum e direcionada para o consumo próprio, seja em indústrias, comércios ou residências. Nesse contexto, pode ou não ocorrer a produção de excedentes exportáveis para a concessionária, que, por sua vez, deve estar preparada para recebê-los.

Em termos gerais, existem duas principais categorias de sistemas fotovoltaicos: sistemas isolados e sistemas conectados à rede. Independentemente da classificação, esses sistemas podem ser alimentados exclusivamente pela fonte fotovoltaica ou, alternativamente, por meio da integração de outras fontes de energia. No caso dos sistemas isolados, é comum a necessidade de utilizar equipamentos de armazenamento, como baterias, para garantir um fornecimento contínuo de energia. Por outro lado, os sistemas conectados à rede não exigem acumuladores de energia e têm a capacidade de fornecer potência diretamente para o consumo na carga ou até mesmo à rede de distribuição. Contudo, para operar de forma eficaz, tais sistemas necessitam de um inversor fotovoltaico e de um sistema de medição bidirecional, o qual registra tanto o consumo quanto a produção de energia (PINHO; GALDINO, 2018).

Utilizar sistemas fotovoltaicos em unidades consumidoras oferece várias vantagens, tais como a minimização das perdas associadas à transmissão e distribuição de eletricidade, a facilidade de implementação, a redução de custos operacionais e as vantagens derivadas da natureza modular dos arranjos fotovoltaicos (SCARABELOT et al., 2020).

A Figura 2.1 abaixo ilustra um esquema geral de um sistema fotovoltaico de minigeração distribuída com entrega em média tensão.

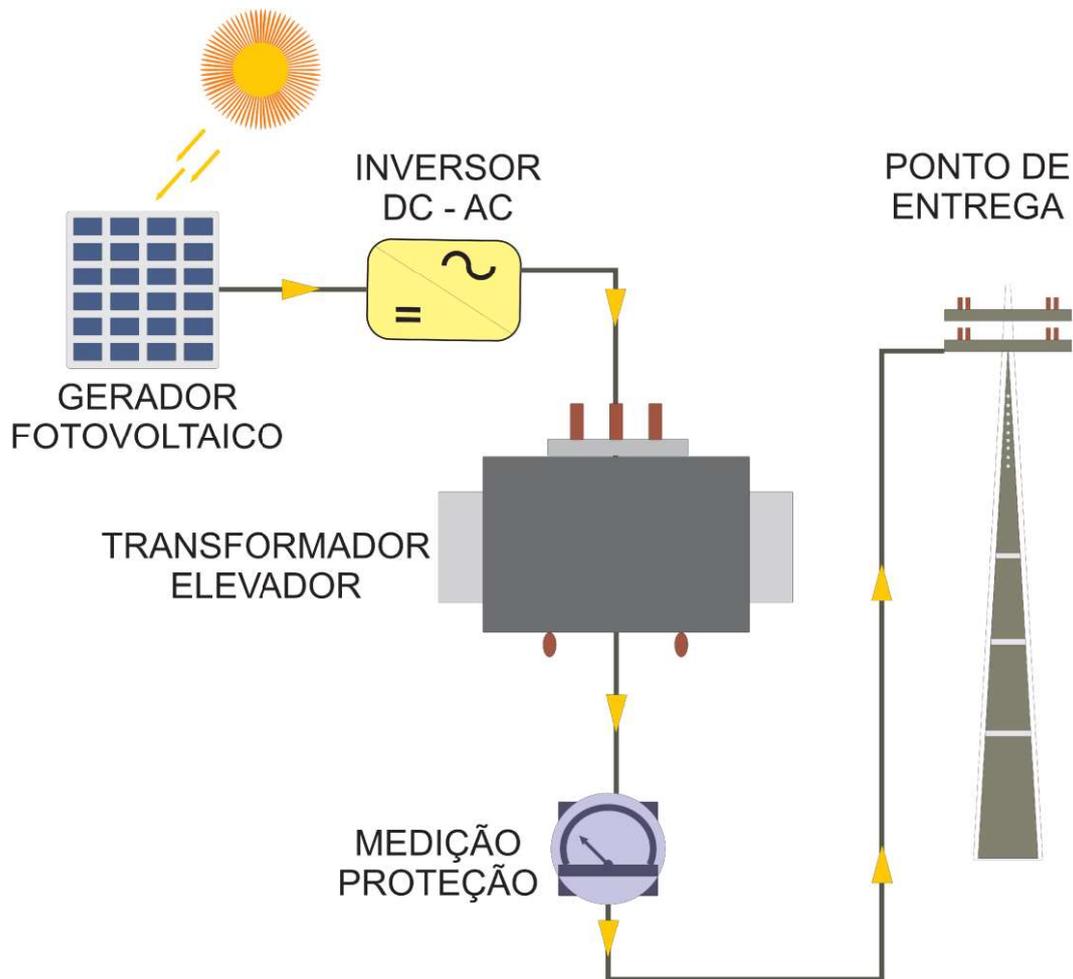


Figura 2.1 – Esquemático de sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica

Capítulo 3

Partições e os Principais Elementos de Medições e Proteções dos Sistemas de Minigerações Fotovoltaicas

As minigerações fotovoltaicas, com potência instalada entre 75 kW e 5 MW, desempenham um papel essencial na atual produção de energia sustentável global. Para garantir sua eficiência e segurança, é fundamental compreender tanto as partições que estruturam o sistema quanto os principais elementos de medição e proteção envolvidos. Estas partições referem-se à divisão das funções específicas dos componentes, otimizando o funcionamento do sistema, enquanto elementos como medição de energia, proteção contra sobrecargas e curtos-circuitos, e proteção contra surtos desempenham um papel crucial na operação confiável dessas instalações fotovoltaicas.

3.1 Subestação de Média Tensão

João Mamede Filho, define subestação como sendo um sistema composto por condutores e dispositivos destinados a alterar os parâmetros da energia elétrica (tensão e corrente), viabilizando a sua disseminação para os locais de consumo em patamares apropriados de eficácia (FILHO, 2021).

Segundo (ELÉTRICA, 2021), a classificação das subestações pode ser através

de dois paramentos, suas funções e sua estrutura. Quanto as funções são divididas em:

- ▶ **Elevadoras:** estas instalações são implantadas no ponto de saída das centrais geradoras e têm como principal finalidade elevar a tensão, visando à redução da corrente elétrica e, por consequência, minimizar perdas energéticas e diminuir a espessura dos condutores, proporcionando eficiência no transporte da energia.
- ▶ **Abaixadoras:** localizadas em proximidade das cargas consumidoras, essas infraestruturas são responsáveis por reduzir os níveis de tensão.
- ▶ **Distribuição:** desempenhando a função de abaixar a tensão para o patamar da distribuição primária (13,8 kV-34,5 kV), tais dispositivos direcionam diretamente a potência ao consumidor final.
- ▶ **Manobra:** esses elementos promovem a interligação de circuitos que operam com idênticos níveis de tensão, permitindo a manobra de segmentos do sistema, a fim de inseri-los ou retirá-los de operação conforme necessário.
- ▶ **Conversoras:** integradas aos sistemas de transmissão em corrente contínua (subestação retificadora e subestação inversora), essas unidades têm uma função crucial na transformação do padrão de energia entre corrente contínua e corrente alternada.

Quanto a suas estruturas construtivas são divididas em:

- ▶ **Ao tempo:** em condições de exposição ao ambiente, essas instalações são erguidas em áreas amplas e descobertas, enfrentando diretamente os desafios das condições meteorológicas adversas. Os componentes envolvidos devem possuir a capacidade de resistir a essas influências atmosféricas, embora tal exposição gere necessidades de manutenção mais recorrentes e possa comprometer a eficácia dos sistemas de isolamento.
- ▶ **Abrigada:** essas instalações são edificadas em locais resguardados, proporcionando proteção contra exposição a intempéries e agentes atmosféricos. Consequentemente, os dispositivos envolvidos não estão sujeitos a variações climáticas adversas.

- ▶ **Blindada:** sob o paradigma de blindagem, tais instalações são erguidas em ambientes protegidos, onde os dispositivos são integralmente encapsulados em fluido isolante, podendo ser óleo ou gás.
- ▶ **Híbrida:** na configuração híbrida, observa-se a combinação sinérgica de elementos isolados a partir do gás SF_6 (hexafluoreto de enxofre) com componentes isolados por meio do uso de ar como isolante.

As Figuras 3.1 e Figura 3.2, apresentam respectivamente, exemplos de subestações de média tensão aérea e blindada.



FORNTE: (MESH ENGENHARIA, [s.d])

Figura 3.1 – Subestação de Média Tensão Aérea.



FORNTE: (MESH ENGENHARIA, [s.d])

Figura 3.2 – Subestação de Média Tensão Blindada.

No contexto dos níveis de tensão, as subestações podem ser classificadas em: baixa tensão, compreendendo até 1 kV, geralmente associadas aos consumidores finais de pequeno e médio porte; tensão de distribuição ou média tensão, situando-se entre 1 kV e 36,2 kV; alta tensão, variando de 36,2 kV a 138 kV; extra alta tensão, na faixa de 138 kV a 500 kV; e, por fim, ultra alta tensão, abrangendo valores acima de 500 kV. (ELÉTRICA, 2021).

Quando se trata de sistema de geração fotovoltaicos, os modelos mais comuns são as subestações com cabine primária de medição e proteção blindada com o transformador ao tempo.

3.1.1 Partes e Equipamentos das Subestações

3.1.1.1 Para - Raios

O dispositivo de proteção utilizado contra descargas atmosféricas, também conhecido como para-raios, são empregados com a finalidade de salvaguardar a variedade de equipamentos componentes de uma subestação de energia ou, em sua simplicidade, apenas um transformador de distribuição que é instalado em uma estrutura de poste. Os para-raios têm a capacidade de restringir as sobretensões elétricas a um patamar máximo predefinido. Esse patamar é adotado como o nível de resguardo que o para-raios concede ao sistema (FILHO, 2013).

Os para-raios geralmente são compostos por carbonato de sílcio e óxido de zinco, únicos elementos com capacidades não lineares que conduz as correntes de descargas relacionada as tensões da rede elétrica e em seguida obstruir a passagem de correntes vindouras.

Vale ressaltar que a NBR 14039 estipula que para-raios que possuem uma resistência não linear devem ser devidamente aterrados, com conexões o mais diretas possível, sem curvas ou ângulos pronunciados (ABNT, 2003).

Em sua configuração típica, esses dispositivos são compostos por resistores de características não lineares, podendo conter centelhadores em série ou não. No funcionamento normal, atuam como isolantes, entretanto, diante de uma sobre-tensão, desviam parte da corrente, reduzindo, por conseguinte, o pico de tensão. Atualmente, os modelos mais comuns são aqueles sem centelhadores, que fazem uso de dióxido de zinco em sua composição. (PIMENTA, 2015)

A seleção apropriada de um para-raios requer atenção a diversos critérios essenciais, incluindo a tensão nominal do sistema, a corrente de descarga nominal e a capacidade de suportar correntes de falta. Ademais, é importante considerar a durabilidade e resistência, que variam de acordo com as especificidades de cada projeto, finalidade e instalação. Esses dispositivos podem ser classificados com base na sua funcionalidade, a qual está estreitamente relacionada com a tensão nominal do sistema, dividindo-se em categorias de estação, intermediários, subtransmissão e distribuição. Essa classificação é delineada em faixas de tensão, Para tensões acima de 138 kV, esses dispositivos são designados como de estação, enquanto aqueles situados entre 35 kV e 138 kV são denominados intermediários ou de subtransmissão. Por fim, para tensões abaixo de 35 kV, são categorizados

como de distribuição. Além disso, a classificação desses dispositivos abrange o tipo de isolamento utilizado em sua fabricação, variando entre envoltórios de vidro, porcelana e materiais poliméricos. (PIMENTA, 2015)

O dimensionamento apropriado dos para-raios envolve a avaliação da MCOV (*Maximum Continuous Operating Voltage*), ou seja, a máxima tensão de operação contínua, a qual pode ser calculada a partir da Equação 3.1 para sistemas com neutro aterrado:

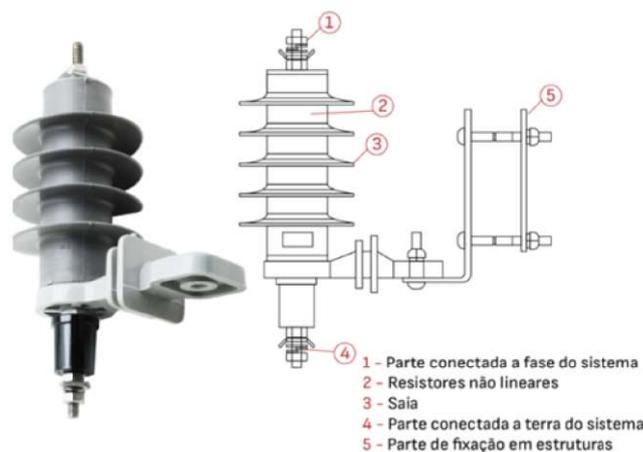
$$U_{MCOV} = 1,1 \cdot U_{nf} \quad (3.1)$$

Sendo que:

$U_{MCOV} \Rightarrow$ Máxima tensão de operação contínua medida em volts (V);

$U_{nf} \Rightarrow$ Tensão nominal de fase do sistema medida em volts (V);

Adicionalmente, é relevante observar que a tensão nominal do próprio para-raios deve ser 125% da MCOV. No que se refere à corrente de descarga, a escolha entre 5, 10, 15 ou 20 kA, dependerá tanto do nível de tensão quanto da robustez requerida para a aplicação, sempre considerando as orientações estabelecidas pelas normas técnicas, tais como as NBRs 6939, 16050, 15122 e outras correlatas (TREVISOL, 2018). É importante salientar que cada concessionária de energia tem suas definições próprias para o dimensionamento dos para-raios. A Figura 3.3 ilustra um para-raios de média tensão e sua composição.



FONTE: (MESH ENGENHARIA, [s.d])

Figura 3.3 – Desenho construtivo de um para-raios.

3.1.1.2 Terminais Muflas

As muflas terminais representam dispositivos essenciais destinados à isolação de sistemas elétricos. Sua aplicação abrange o isolamento de cabos seccionados que se conectam a equipamentos, barramentos e outros condutores. Estas muflas podem ser utilizadas em cabos unipolares, sendo denominadas muflas singelas, ou em cabos multipolares, conhecidas como muflas trifásicas. Adicionalmente, a classificação das muflas também leva em consideração seu uso interno ou externo (SAMPAIO et al., 2020).

As muflas terminais internas possuem uma superfície lisa e devem ser protegidas de exposição às intempéries climáticas. Por outro lado, as muflas terminais externas são dotadas de saias isolantes e, ao contrário das versões para uso interno, são projetadas para resistir a condições adversas, incluindo chuva, exposição solar e poeira. O tamanho de uma mufla terminal é determinado com base no nível de tensão do sistema e nas variações térmicas decorrentes da circulação de corrente elétrica. Esse dimensionamento é fundamental para garantir a efetiva isolação elétrica e prevenir a ocorrência de arcos elétricos, promovendo, assim, a segurança e o desempenho adequado do sistema (SAMPAIO et al., 2020). A Figura 3.4 ilustra os dois tipos de muflas, externa e internas e sua composição.



Figura 3.4 – Muflas e terminações.

3.1.1.3 Chave Fusível

A chave fusível constitui-se em um dispositivo concebido para salvaguardar circuitos primários contra sobrecorrentes, sendo utilizados em redes aéreas de

distribuição, tanto em ambientes urbanos quanto rurais, bem como em subestações de pequeno porte tanto de consumidores como da concessionária. Possui em sua essência um componente fusível que governa suas propriedades operacionais fundamentais. As chaves fusíveis, em sua totalidade, englobam os seguintes elementos (FILHO, 2013):

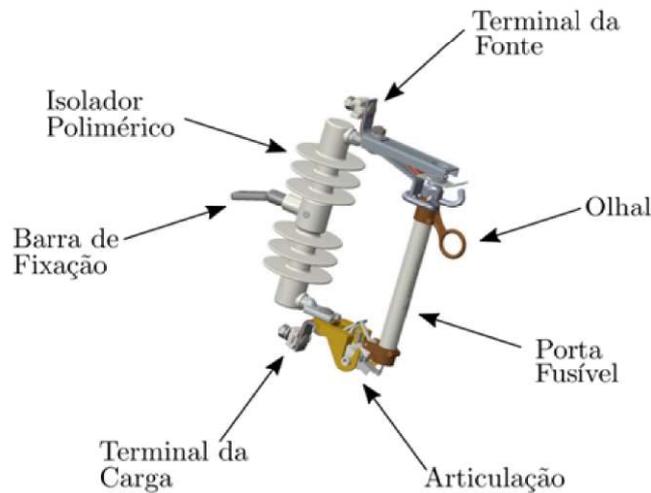
- ▶ **Isolador:** composto de porcelana vitrificada, os isoladores das chaves fusíveis requerem robustez mecânica suficiente para absorver os impactos oriundos das operações de abertura e, especialmente, de fechamento;
- ▶ **Gancho de Abertura (*LoadBuster*):** Trata-se de um mecanismo associado aos terminais da chave fusível. Através do uso da ferramenta "*loadbuster*", é possível operar a chave fusível mesmo com o circuito operando a plena carga;
- ▶ **Articulação:** as chaves fusíveis são equipadas com um sistema de articulação do cartucho. A fixação do cartucho ou porta-fusível na articulação é realizada por meio de um sistema de molas que pressiona o cartucho.
- ▶ **Cartucho ou porta-fusíveis:** composto por um invólucro de baquelite ou fenolite, o cartucho ou porta-fusíveis é revestido internamente. Além de reforçar a resistência estrutural do tubo, esse revestimento serve como a principal fonte geradora dos gases necessários para extinguir o arco elétrico.
- ▶ **Terminal superior:** composto pelo trinco de contato, guarda-contato e contatos principais.

Este conjunto de elementos compõe integralmente as chaves fusíveis, cada um desempenhando um papel fundamental em sua operação e funcionalidade.

Na Figura 3.5 é possível observar uma ilustração de uma Chave Fusível e seus componentes.

3.1.1.4 Elo Fusível

Para (FILHO, 2013), o elo fusível trata-se de um componente metálico que abriga uma porção sensível a correntes elétricas de elevado valor, que, ao serem



FONTE: (MAURIZIO, 2019)

Figura 3.5 – Ilustração de uma chave fusível polimérica.

atravessadas, induzem o processo de fusão do elemento, resultando em sua ruptura. O tempo necessário para que essa ruptura ocorra é inversamente proporcional à magnitude da mencionada corrente. A Figura 3.6 apresenta um elo fusível e suas características construtivas.



FONTE: (MESH ENGENHARIA, [s.d]a)

Figura 3.6 – Ilustração do elo fusível tipo olhal

O tempo de operação de um fusível é determinado por sua curva característica, que relaciona o tempo de fusão com a corrente. Geralmente, quanto maior a corrente, mais rápido o fusível se funde. Essas curvas são obtidas por meio de testes conforme as normas ANSI, mas vale ressaltar que não consideram a corrente de carga, que pode afetar a operação. Além disso, a temperatura ambiente também influencia o desempenho dos fusíveis. Quando a temperatura ambiente excede 25°C, os fusíveis operam mais rapidamente, e o oposto ocorre em temperaturas mais baixas. Em caso de ausência das curvas de pré-carregamento do fabricante, uma regra prática é reduzir a capacidade do fusível em 25% em relação à curva divulgada, assegurando um tempo de operação de 75% do tempo mínimo de fusão. (SEL, 2016)

Os fusíveis se dividem da seguinte forma:

- ▶ **Tipo H:** Esses fusíveis possuem um tempo de atuação mais lento e são conhecidos como fusíveis de alto surto. Eles são comumente utilizados para proteger transformadores de distribuição e estão disponíveis em correntes nominais de 0,5, 1, 2, 3 e 5A (CONCEIÇÃO, 2012);
- ▶ **Tipo K:** Esses fusíveis têm um tempo de atuação rápido e são empregados na proteção dos ramais dos alimentadores de distribuição. Existem dois tipos de elos fusíveis dentro dessa categoria: elos preferenciais, disponíveis em correntes nominais de 6, 10, 15, 25, 40, 65, 100, 140 e 200A, e elos não-preferenciais, oferecidos em correntes nominais de 8, 12, 20, 30, 50 e 80A (SEL, 2016);

O dimensionamento adequado dos elos fusíveis é essencial para garantir que eles possam suportar as condições de carga máxima e resistir às correntes transitórias, como as correntes de início de transformadores e motores. Esse processo de dimensionamento envolve a análise de dois elementos distintos: o elo fusível e a chave fusível.

O dimensionamento apropriado dos elos fusíveis é fundamental para assegurar que possam suportar as condições de carga máxima e resistir às correntes transitórias, como as correntes de partida de transformadores e motores. Esse processo de dimensionamento envolve a análise de dois elementos distintos: o elo fusível e a chave fusível. Alguns pontos críticos a serem considerados incluem: a corrente nominal do elo fusível deve ser igual ou superior a 150% da corrente de carga máxima (IL_{mx}) prevista no ponto de instalação da chave fusível, conforme expresso na Equação 3.2. Da mesma forma, a corrente nominal da chave fusível deve ser igual ou superior a 150% da corrente nominal do elo fusível ($I_{(nom,elo)}$), conforme indicado na Equação 3.3 (CONCEIÇÃO, 2012).

$$I_{(nom,elo)} \geq 1,5 \cdot IL_{mx} \quad (3.2)$$

$$I_{(nom,cha)} \geq 1,5 \cdot I_{(nom,elo)} \quad (3.3)$$

A corrente nominal do elo fusível deve ser igual ou inferior a 25% para cada

curto-circuito monofásico mínimo ($I_{(cc,1\varphi,40\Omega)}$). Isso leva em consideração uma resistência de falta-terra de 40Ω no final do trecho protegido pelo fusível, conforme estabelecido na Equação 3.4 (CONCEIÇÃO, 2012).

$$I_{(nom,elo)} \leq 0,25 \cdot I_{(cc,1\varphi,40\Omega)} \quad (3.4)$$

O elo fusível deve ser dimensionado de forma a fundir em um intervalo de tempo inferior a 17 segundos quando sujeito a correntes de 2,5 a 3 vezes a corrente nominal do transformador (CONCEIÇÃO, 2012).

3.1.1.5 Transformadores de Corrente

Os transformadores de corrente desempenham um papel crucial ao permitir que instrumentos de medição e sistemas de proteção operem de maneira eficaz, eliminando a necessidade de ajustar as correntes nominais aos circuitos de carga aos quais estão conectados. Em sua configuração mais básica, esses transformadores possuem um enrolamento primário, geralmente composto por poucas espiras, e um enrolamento secundário, no qual a corrente nominal transformada, na maioria das situações, é padronizada em 5A (FILHO, 2013).

O funcionamento dos transformadores de corrente baseia-se no fenômeno da conversão eletromagnética, no qual correntes de grande magnitude fluindo pelo enrolamento primário são convertidas em correntes secundárias de menor escala, de acordo com uma relação de transformação. A corrente medida no enrolamento primário gera um fluxo magnético alternado que induz forças eletromotrizes, denotadas como E_p e E_s , respectivamente, nos enrolamentos primário e secundário (FILHO, 2013).

O transformador de corrente opera sob tensão variável, condicionada pela corrente primária em circulação e pela carga conectada ao seu enrolamento secundário. A proporção de transformação entre as correntes primária e secundária é inversamente proporcional à relação entre o número de espiras dos enrolamentos primário e secundário (FILHO, 2013).

Conforme documentado por (MAMEDE, 2012), os transformadores de corrente se dividem em duas categorias principais: Classe A e Classe B, caracterizadas por alta e baixa impedância interna, respectivamente. Além disso, existem diversas construções disponíveis, incluindo modelos enrolados, de barra, de janela, buchas

com núcleo dividido e com vários enrolamentos primários e diversos núcleos.

Os transformadores de corrente do tipo enrolado são projetados com os condutores do circuito primário circundando fisicamente o núcleo, resultando em espiras no circuito primário. Em contrapartida, os modelos do tipo barra e janela possuem o núcleo envolvendo o circuito primário diretamente, seja através de uma barra ou um condutor, permitindo uma passagem direta pelo núcleo. Por sua vez, os transformadores do tipo bucha são semelhantes aos de janela, mas são especialmente projetados para instalação em buchas de outros equipamentos elétricos. Finalmente, os modelos de núcleo dividido compartilham semelhanças com os do tipo janela, mas apresentam um núcleo que pode ser aberto para envolver o condutor de corrente por meio de partes articuladas, com aplicações frequentes não apenas em subestações de energia, mas também em alicates amperímetros (ELÉTRICA, 2021).

Os transformadores de corrente podem ser classificados com base na quantidade de circuitos magneticamente acoplados e no método utilizado para esse acoplamento. Eles podem ter vários enrolamentos primários ou secundários que são eletricamente isolados entre si. Outra possibilidade é que, a partir de um único circuito primário, existem vários núcleos interconectados. Embora os TCs tenham suas peculiaridades, eles operam com o mesmo princípio fundamental aplicado a todos os transformadores, com uma estrutura elétrica que inclui uma impedância no circuito primário e outra no circuito secundário, representando as perdas de Joule e as perdas de dispersão do fluxo magnético, além de um ramo magnetizante com uma impedância que reflete as perdas causadas pela corrente de Foucault e histerese. Conforme explicado por (MAMEDE, 2012), a corrente no primário de um TC deve ser igual à soma das correntes que circulam no ramo magnetizante e no secundário, levando em consideração as proporções de transformação do equipamento. Em termos de precisão, esta é uma característica intrínseca à construção e aos materiais usados no TC.

Outro aspecto crítico no funcionamento dos TCs é a saturação do núcleo magnético. Se ocorrer, isso resultará na necessidade de altas correntes no ramo magnetizante, resultando em um aumento significativo no erro do equipamento. Isso limita a capacidade de transformação de corrente com precisão, o que pode resultar em medições ou proteções inadequadas no sistema. O nível de saturação do TC deve ser determinado de acordo com sua finalidade. No contexto da proteção do sistema, é crucial considerar um nível de saturação equivalente a 20 vezes a corrente nominal de carga. Isso garante que os dispositivos de proteção recebam

informações precisas em caso de falha (MAMEDE, 2012).

Portanto, ao dimensionar um TC, é necessário calcular a corrente nominal do sistema e garantir que 20 vezes a corrente primária seja maior do que a corrente de curto-circuito, possibilitando uma detecção eficaz de falhas, conforme a Equação 3.5.

$$I_{Tc} \geq \frac{I_{ccmx}}{K} \quad (3.5)$$

Em que:

I_{Tc} : \Rightarrow Corrente primária nominal do TC, medida em amperes (A);

I_{ccmx} : \Rightarrow Maior corrente de curto-circuito medida em amperes (A);

K : \Rightarrow Fator igual a 4 para medição ou 20 para TC de proteção;

Além da saturação do núcleo magnético, a classe de exatidão do TC é um aspecto crítico a ser avaliado. Ela indica o nível de erro que o equipamento pode apresentar durante a operação. No contexto da medição, especialmente para fins de faturamento, é fundamental que os TCs apresentem alta exatidão. No entanto, para transformadores destinados a serviços de proteção, o erro torna-se menos crítico e, portanto, é aceitável uma faixa de exatidão que pode variar entre 5% e 10%. É importante destacar que o erro do TC está diretamente relacionado aos materiais e à construção do equipamento. Quando se busca maior precisão, é necessário utilizar materiais ferromagnéticos de melhor qualidade, mas isso inevitavelmente resulta em um aumento no custo de fabricação. Além disso, a busca por maior precisão muitas vezes implica em um aumento significativo no volume do equipamento. Isso é particularmente relevante em aplicações de subestações ou cabines blindadas, onde o espaço nos compartimentos é limitado, especialmente em sistemas de alta potência (MAMEDE, 2012).

Na Figura 3.7 podemos observar um TC de média tensão.



Figura 3.7 – Transformador de corrente de média tensão.

3.1.1.6 Transformadores de Potencial

Os transformadores de potencial (TPs) desempenham um papel essencial, semelhante aos TCs, na reprodução segura de grandezas elétricas em níveis adequados para medição e proteção. Eles garantem a isolação galvânica entre os circuitos primário e secundário, permitindo a redução das tensões da rede elétrica, que são normalmente praticadas em média e alta tensão, para valores seguros e compatíveis com os equipamentos de medição e proteção. Os TPs são projetados para alimentar dispositivos de alta impedância e são conectados em paralelo ao circuito, eliminando a necessidade de interrompê-lo (ELÉTRICA, 2021).

Existem dois tipos principais de TPs: os indutivos e os capacitivos. Os TPs indutivos aplicam tensão no primário e reproduzem a tensão no secundário, considerando a relação de transformação. São amplamente utilizados em circuitos com tensões de até 138 kV devido aos custos de fabricação mais acessíveis. Podem ser classificados em três grupos: para conexões entre fases, entre fase e neutro diretamente aterrado e entre fase e neutro sem garantia de aterramento. Geralmente, esses TPs fornecem uma tensão de saída de 115V no secundário, com a possibilidade de obtenção de $115 \cdot \sqrt{3}V$ ou derivações adicionais no enrolamento secundário (MAMEDE, 2012).

O segundo tipo de TP, o capacitivo, emprega um divisor capacitivo que permite a redução da tensão para níveis mais baixos. Esse divisor consiste em uma série de capacitores ligados entre a fase e o terra, com derivação para conexão. Dessa forma, o divisor capacitivo reduz a tensão, tornando possível o uso de um TP indutivo com um nível de tensão mais baixo do que o que seria necessário sem o

divisor. Como resultado, esses TPs capacitivos são mais comuns em tensões mais elevadas, geralmente acima de 69 kV, onde o uso exclusivo de TPs indutivos seria economicamente inviável. TPs capacitivos incluem outros componentes para garantir um funcionamento adequado, como uma impedância para ajustar a queda de tensão, a diferença de fase e um circuito para mitigar o efeito de ressonância ferroso (MAMEDE, 2012).

Segundo (MAMEDE, 2012) além das considerações de design, os TPs também são classificados por sua classe de exatidão, que está diretamente relacionada ao erro do transformador. O erro de um TP depende das variações na relação de transformação entre o primário e o secundário, bem como pela diferença de fase que há a possibilidade de acontecer. São consideradas três classes de erro, a de 0,3; a de 0,6 e a de 1,2. Essas classes de exatidão são categorizadas para aplicações de medição e proteção, sendo a classe de menor erro preferencial em serviços de medição para fins de faturamento.

Na Figura 3.8 podemos observar um TP de média tensão.



FONTE: (ADS Disjuntores, [s.d])

Figura 3.8 – Transformador de potencial de média tensão.

3.1.1.7 Transformadores de Potência

Um transformador é um dispositivo de operação estática que, por meio do princípio de indução eletromagnética, transmite energia de um circuito, denominado primário, para um ou mais circuitos, designados como secundário e terciário, mantendo a mesma frequência, porém com distintas tensões e correntes. Transformadores desempenham um papel crucial desde usinas geradoras, onde a tensão é elevada para permitir a eficiente transmissão de energia, até pontos de grande consumo, onde a tensão é reduzida para níveis de subtransmissão e distribuição, alimentando redes urbanas e rurais, e é posteriormente diminuída para utilização segura pelos usuários (FILHO, 2013).

O funcionamento dos transformadores fundamenta-se na aplicação da segunda lei de Faraday (a primeira lei do eletromagnetismo), que afirma que uma corrente é induzida em um circuito quando um campo magnético variável atua sobre ele. Nesse contexto, a variação da corrente no enrolamento primário altera o fluxo magnético no circuito, afetando também o enrolamento secundário. A alteração no fluxo magnético na bobina secundária gera uma indução de tensão elétrica na própria bobina. Conseqüentemente, a indução magnética resulta na geração de uma corrente alternada em um enrolamento, ocasionando o surgimento de uma corrente alternada no outro enrolamento. A relação relativa entre corrente e tensão em ambos os lados difere conforme a geometria, isto é, o número de espiras em cada enrolamento (FILHO, 2013).

O transformador é essencialmente composto por:

- ▶ **Enrolamentos:** são formados por múltiplas bobinas, geralmente feitas de cobre eletrolítico, revestidas com um isolante sintético de verniz.
- ▶ **Núcleo:** geralmente fabricado a partir de material ferromagnético, o núcleo confina o fluxo magnético de modo a assegurar que praticamente todo o fluxo envolvendo um dos enrolamentos também envolva o outro, possibilitando, assim, a transferência de potência do enrolamento primário para o secundário.

Os transformadores de potência têm uma ampla gama de aplicações. Eles normalmente possuem dois enrolamentos, um primário e um secundário, para entrada e saída de energia elétrica. No entanto, podem ser equipados com mais de dois enrolamentos, incluindo um terceiro, que pode ser usado para alimentar cargas auxiliares em uma subestação. Além disso, existem diferentes classificações para esses transformadores. Eles podem ser do tipo autotransformador, onde não há isolamento galvânico entre os circuitos primário e secundário, mas ocorre um acoplamento elétrico e magnético. Esses transformadores possuem vantagens, como menor volume, mas são geralmente usados em sistemas de baixa tensão. Outra característica importante dos transformadores de potência é a presença de enrolamentos únicos ou segmentados, que formam os chamados "taps" de comutação. Esses taps podem ser ajustados automaticamente ou manualmente, permitindo a alteração das grandezas elétricas, adequando-as às necessidades de regulação. Essa característica é valiosa quando há variações indesejadas na alimentação, como quedas de tensão nas linhas, pois permite o fornecimento de tensão

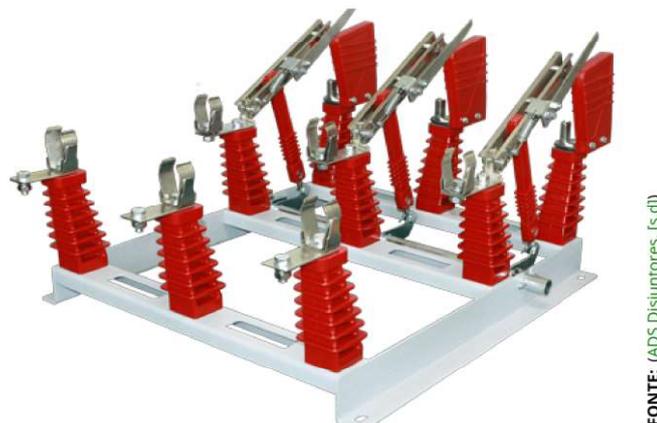
nos padrões de regulação exigidos (MAMEDE, 2012).

Os transformadores trifásicos possuem opções de conexão que incluem delta, estrela e zig-zag, que podem ser combinadas de formas distintas. A conexão delta utiliza apenas as fases e fornece uma única tensão, mas com diferentes correntes circulando em cada fase. A conexão estrela possibilita um neutro no sistema, que pode ser aterrado de diferentes maneiras, proporcionando duas tensões no sistema, uma entre fase e neutro e outra entre fases. Por último, a conexão zig-zag, semelhante à estrela, envolve enrolamentos bipartidos, onde a ligação ocorre por meio de partes de cada enrolamento, formando um novo enrolamento para cada fase (GONÇALVES et al., 2012).

3.1.1.8 Chave Seccionadora

As chaves seccionadoras desempenham um papel fundamental no sistema elétrico, permitindo a operação com ou sem carga, de maneira manual ou motorizada. Sua principal finalidade é a capacidade de isolar ou integrar partes ou a totalidade do sistema, seja para fins de manutenção ou simplesmente para isolar a tensão. Em operação fechada, essas chaves apresentam uma resistência mínima à passagem de corrente, garantindo o fluxo elétrico adequado. Quando abertas, elas garantem uma isolação completa, seja por meio do ar ambiente ou por outros meios isolantes disponíveis (PIMENTA, 2015).

Na Figura 3.9 é possível observar uma chave seccionadora de média tensão para seccionamento de sistemas com cargas.



FONTE: (ADS Disjuntores, [s.d])

Figura 3.9 – Chave seccionadora com carga e com base.

Existem diferentes tipos de chaves seccionadoras, cada uma com sua funcionalidade específica. As seccionadoras tradicionais são utilizadas para seccionar

o sistema de forma geral, permitindo o isolamento ou integração de sistemas e equipamentos. Além disso, existem as chaves de aterramento e as chaves de aterramento rápido. Estes dois últimos tipos são usados para realizar o aterramento de pontos específicos do sistema, visando aumentar a segurança do operador. A principal distinção entre eles reside no fato de que as chaves de aterramento rápido possuem uma capacidade de operação mais ágil, permitindo o fechamento ou abertura mais rápido, e podem ser utilizadas para provocar faltas intencionais no sistema, protegendo, por exemplo, geradores de sobretensões e autoexcitação ((GONÇALVES et al., 2012).

É importante destacar que, embora existam chaves com a capacidade de operar sob carga, não é recomendável fazer isso. Em tais casos, é aconselhável considerar um mecanismo de intertravamento mecânico e/ou elétrico entre a chave seccionadora e o disjuntor. Caso a operação sob carga seja necessária, o equipamento deve estar preparado para lidar com os efeitos térmicos e dinâmicos resultantes. É crucial ter um meio de interrupção do arco elétrico, que pode se formar durante a operação sob carga, e, se isso ocorrer naturalmente, deve acontecer em um ambiente aberto e afastado, a fim de proteger os operadores e outros envolvidos. Além disso, o operador precisa estar ciente dos possíveis danos físicos ao equipamento (ELÉTRICA, 2021).

3.1.1.9 Disjuntores

Os disjuntores desempenham um papel essencial na proteção de sistemas elétricos, independentemente da faixa de tensão, pois possuem a capacidade de realizar a desconexão automática ou manual do sistema sob carga. Sua função primordial é resguardar as instalações elétricas, interrompendo o fluxo de correntes indesejadas que possam resultar em danos físicos, como superaquecimento e/ou danos a equipamentos. Existem várias formas de acionar os disjuntores, seja por atuação eletromecânica, que depende do campo eletromagnético gerado pela corrente, ou por meio de relés, que podem ser de tipos microprocessados ou eletromecânicos. O mecanismo de atuação pode variar, sendo temporizado, com o tempo de interrupção correlacionado à corrente no circuito, ou instantâneo, onde o valor da corrente é mais determinante para a atuação (PIMENTA, 2015).

A Figura 3.10 ilustra um exemplo disjuntor de média tensão.

Aumentos excessivos de corrente podem resultar em elevação da tensão no sistema, levando a sobretensões durante o processo de chaveamento/interrup-



Figura 3.10 – Disjuntor de média tensão.

ção. Isso pode resultar na formação de arcos elétricos, que produzem temperaturas extremamente elevadas, representando riscos para operadores, danos aos olhos e a ocorrência de incêndios. Portanto, é crucial o uso de equipamentos adequados para o seccionamento de carga, incluindo encapsulamentos e métodos de isolamento capazes de extinguir arcos elétricos e suportar as temperaturas associadas (ELÉTRICA, 2021).

Há diferentes tipos de disjuntores, cada um com suas características específicas:

- ▶ **Disjuntores a ar comprimido:** utilizam ar comprimido como isolante e são eficazes, mas requerem manutenção constante, pois a pressão do ar comprimido deve ser mantida em níveis adequados para garantir o funcionamento correto.
- ▶ **Disjuntores a óleo:** estes eram utilizados em instalações mais antigas, mas hoje em dia são menos comuns. Operam com fluido isolante e a interrupção do arco elétrico ocorre devido aos gases produzidos pelo aquecimento. Eles são suscetíveis a explosões e incêndios e, portanto, sua utilização é limitada.
- ▶ **Disjuntores a SF_6 (Hexafluoreto de enxofre):** usam o gás SF_6 como meio de isolamento e extinção do arco elétrico. O SF_6 é não tóxico, não inflamável, estável e não corrosivo. Esses disjuntores são amplamente adotados.
- ▶ **Disjuntores a Vácuo:** não necessitam de gases ou líquidos para interrupção ou isolamento. O vácuo em si tem propriedades dielétricas ideais para desempenhar essas funções. Além disso, esses disjuntores apresentam a vantagem de curta duração do arco elétrico e a capacidade de religamento rápido, além de ocuparem pouco espaço, sendo frequentemente utilizados em cubículos.

Para além da categorização em relação à técnica de desligamento, os disjuntores também podem ser ativados de maneiras diversas. A ativação pode ocorrer através de ar comprimido, solenoides (responsáveis pelo fechamento dos contatos e carga da mola de abertura), molas (que podem ser operadas manualmente ou por motores), ou fluidos (acionamento hidráulico, que armazena a energia necessária para a atuação em acumuladores hidráulicos e é recuperada por meio de uma bomba hidráulica). Ao escolher o disjuntor adequado para uma aplicação específica, é necessário conhecer a tensão nominal do sistema, a corrente nominal e a corrente de curto-circuito simétrica. A tensão nominal depende do barramento no qual a subestação será conectada. Se estiver ligada à rede, a concessionária fornecerá a tensão de alimentação. A corrente nominal pode ser calculada considerando um circuito trifásico (MAMEDÉ, 2012).

3.1.1.10 Relés

Os relés mais amplamente empregados em sistemas elétricos de potência são os relés de sobrecorrente, os quais incorporam as funções 50 para detecção instantânea de sobrecorrente e 51 com capacidade de temporização.

De acordo com a definição de (MAMEDE, 2012), o relé de sobrecorrente reage à corrente fluindo no componente do sistema que se pretende salvaguardar, acionando-se quando o valor absoluto dessa corrente excede o limiar previamente configurado.

Relés de sobrecorrente são empregados em uma ampla gama de cenários, tais como alimentadores de média tensão, grupos geradores, motores elétricos e diversas outras aplicações que demandam a preservação de circuitos elétricos. Esses relés podem adotar diferentes princípios de funcionamento, incluindo abordagens fluidodinâmicas, eletromagnéticas, estáticas e digitais. Neste estudo, nos concentramos exclusivamente nas características do relé digital, visto que os demais tipos não são frequentemente empregados atualmente.

No cenário atual, os relés de sobrecorrente em configuração trifásica são os mais prevalentes e amplamente comercializados, ativando-se quando pelo menos uma das fases apresenta uma corrente superior ao valor ajustado, assegurando, assim, a proteção do sistema elétrico.

A atuação instantânea dos relés de sobrecorrente é tradicionalmente governada por dois critérios distintos: primeiro, quando o valor eficaz da corrente ultrapassa 5% do valor predefinido; em segundo lugar, quando o valor de pico da corrente atinge 2,1 vezes o pico determinado no relé (MAMEDE, 2012).

Relativamente à função 51, diversas curvas de temporização podem ser escolhidas para adequar a resposta do relé às características específicas do sistema. Estas incluem a curva de tempo definido, curva de tempo extremamente inverso, curva de tempo muito inverso, curva de tempo inverso, curva $I \cdot T$ (corrente versus tempo) e curva $I^2 \cdot T$ (quadrado da corrente versus tempo).

Os relés digitais, representados na Figura 3.11, se destacam por sua compactidade, permitindo a instalação embutida ou sobreposta, além de possibilitar a forma de onda da corrente exibida no momento da ocorrência da falha e a marcação do horário em que o evento ocorreu. Essa flexibilidade advém da capacidade de ajustar as configurações localmente ou remotamente, com a assistência de um

computador.



FONTE: (SIEMENS, [s.d])

Figura 3.11 – Relé digital de proteção 7SR10 Siemens.

No âmbito de seu funcionamento primordial, a corrente proveniente do TC é encaminhada para o transformador de corrente interno do relé, o qual efetua a modulação e posterior conversão para um sinal digital por meio de um conversor analógico/digital. Subsequentemente, os valores resultantes são processados e exibidos no display do relé.

Quando ocorre a ultrapassagem do valor da corrente predefinida, a função de temporização é imediatamente acionada, desencadeando o início da contagem do tempo. Após o decurso desse intervalo de tempo, no caso de a corrente permanecer superior ao valor configurado, o relé gera um sinal destinado ao dispositivo de proteção ao qual está conectado, instruindo-o a entrar em ação. Entretanto, se a corrente diminuir durante o período de contagem, o relé retornará à sua posição inicial, conforme preconizado por (MAMEDE, 2012).

O cálculo da corrente no relé de sobrecorrente (ANSI 50/51) é determinado pela utilização da Equação 3.6, onde "RTC" representa a relação de transformação do TC, conforme descrito por (MARDEGAN, 2010).

$$I_R = \frac{I_{(\text{circuito a ser protegido})}}{RTC} \quad (3.6)$$

Podemos determinar as características da curva normalmente inversa pela Equação 3.7 e pela Figura 3.12, onde T é o Tempo de trip(s), I_m a sobrecorrente máxima admitida(A), I_a a corrente de acionamento(A), T_{ms} o multiplicador de tempo(s).

$$T = \frac{0,14}{\frac{I_m^{0,02}}{I_a} - 1} \cdot T_{ms} \quad (3.7)$$

Podemos determinar as características da curva muito inversa pela Equação 3.8 e pela Figura 3.12.

$$T = \frac{13,5}{\frac{I_m}{I_a} - 1} \cdot T_{ms} \quad (3.8)$$

Podemos determinar as características da curva extremamente inversa pela Equação 3.9 e pela Figura 3.12.

$$T = \frac{80}{\frac{I_m^2}{I_a} - 1} \cdot T_{ms} \quad (3.9)$$

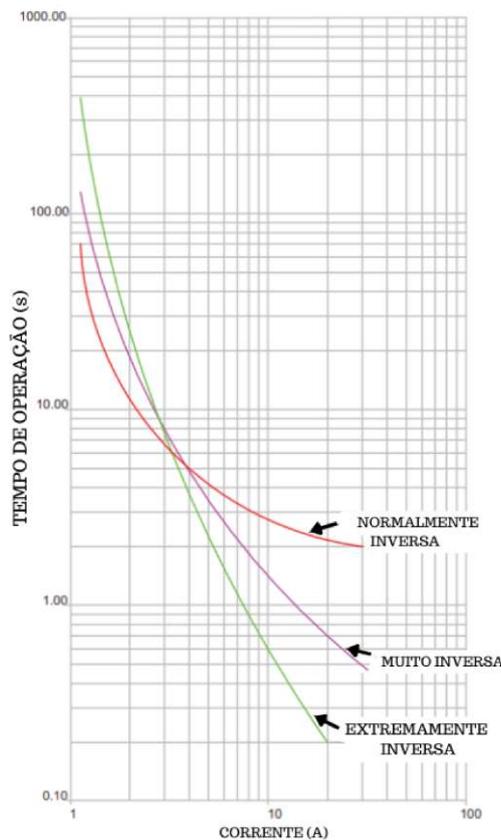


Figura 3.12 – Curvas normalmente inversa.

Capítulo 4

Estudo para a Conexão da Minigeração Fotovoltaica no Sistema de Distribuição

4.1 Fluxo de Potência

A grande parte das atividades nos Sistemas Elétricos de Potência é conduzida em um estado conhecido como regime permanente senoidal equilibrado, caracterizado por tensões e correntes simétricas. Nesse estado, a energia elétrica é fornecida aos consumidores com frequência e tensão dentro de limites adequados, permitindo que a concessionária cobre pelos serviços prestados aos usuários (OLIVEIRA, 2019).

O fluxo de potência é um estudo que se concentra na operação estável da rede elétrica, desconsiderando os transientes, que ocorrem durante a análise. Portanto, o modelo da rede elétrica é tratado como um sistema estático, definido por uma série de equações e desigualdades algébricas. Devido à presença de vários componentes, equações não-lineares e a necessidade de métodos iterativos para sua solução, essa análise é tipicamente realizada de forma computacional, conforme descrito por (MONTICELLI, 1983).

Nesse cenário, os estudos de fluxo de potência, também conhecidos como estudos de fluxo de carga, assumem um papel de extrema relevância. Esses estudos oferecem ao analista um conjunto de informações essenciais para garantir que o sistema alcance seu objetivo primordial de fornecer energia aos consumi-

dores. Em outras palavras, esses estudos apresentam a solução, no contexto de Regime Permanente Senoidal (RPS), para uma rede elétrica sob determinada carga ou geração (OLIVEIRA, 2019).

Como resultados mínimos, esses estudos devem fornecer:

- ▶ Valores de magnitude e ângulo da tensão em cada nó da rede elétrica, os quais devem estar dentro de um intervalo predefinido pela concessionária.
- ▶ Potência gerada ou consumida em cada nó da rede, alinhada com as capacidades dos equipamentos e as demandas contratadas pelos consumidores.
- ▶ Fluxo de potência ativa e reativa nas extremidades de cada linha de transmissão, juntamente com as perdas associadas à sua operação, reduzidos a um nível mínimo estabelecido pela concessionária;
- ▶ Geração ou consumo de potência reativa em cada compensador síncrono ou estático, em consonância com a capacidade dos capacitores instalados no sistema.
- ▶ Perdas totais do sistema, limitadas a um valor máximo definido pela concessionária.

Devido à sua importância, os estudos de fluxo de potência possuem diversas aplicações, abrangendo o planejamento da operação e expansão, o controle abrangente do sistema elétrico, estudos de estabilidade, otimização, confiabilidade, e até mesmo servindo como componente auxiliar em estudos de curto-circuito e transientes. Existem diversos métodos de cálculo para a análise do fluxo de potência, os quais lidam com a abordagem de redes elétricas com limitações não lineares (PEREIRA, 2015).

Existem diversos métodos para a análise do fluxo de potência em sistemas elétricos, cada um com suas características e eficiência. Dentre os métodos comuns, temos:

- ▶ **Técnicas que empregam a matriz de admitância de barra:** um exemplo bem conhecido é o método de Gauss-Seidel. No entanto, esses métodos muitas vezes apresentam uma convergência lenta devido à fraca

iteração entre as variáveis, devido à matriz de admitâncias de barra ser frequentemente esparsa. Em sistemas mal condicionados, a convergência pode ser comprometida (TINNEY; HART, 1967).

- ▶ **Métodos que utilizam a matriz das impedâncias de barra:** essas abordagens geralmente proporcionam uma convergência rápida e confiável na maioria dos problemas práticos. No entanto, elas introduzem o desafio de construir e guardar a matriz de impedâncias de barra (TINNEY; HART, 1967).
- ▶ **Método de Newton-Raphson:** este é um método clássico e eficiente que só se tornou viável para a resolução de problemas de fluxo de potência com a introdução da ideia de resolver sistemas de equações lineares com matrizes de coeficientes dispersas por fatoração triangular otimamente organizada, conforme proposto por (TINNEY; HART, 1967).

Antes de analisar o fluxo de potência com a incorporação de um sistema fotovoltaico na rede de distribuição, é crucial compreender o seu funcionamento. Um sistema solar fotovoltaico é constituído por painéis fotovoltaicos e inversores fotovoltaicos para integração à rede elétrica. Os módulos fotovoltaicos convertem a radiação solar em energia elétrica na forma de corrente contínua, enquanto os inversores a transformam em corrente alternada. Esses sistemas geralmente regulam a corrente injetada e incorporam proteções ativas, como proteções de subtensão (27) e sobretensão (59), para garantir o comportamento adequado em situações anormais na rede (VILLALVA, 2019).

Quando não se dispõe de um software para análise do fluxo de potência que permita inserir os dados de um sistema fotovoltaico, é comum representar a geração como uma fonte de corrente, em que, a máxima corrente que sai é determinada pelas características do inversor. As análises de fluxo de potência realizadas pelas concessionárias normalmente levam em consideração níveis de carga leves, médios e pesados, operando sob a condição de máxima geração fotovoltaica (kVA). O objetivo é verificar se os limites de tensão nas barras e a capacidade de carga dos ramos da rede elétrica estão sendo violados.

Existem estudos que destacam a necessidade de aprimorar os procedimentos de integração da geração distribuída nas redes de distribuição, especialmente devido ao aumento significativo da inserção de minigerações. Essa crescente inserção exige modificações nos estudos de conexão, que tradicionalmente eram

realizados. Essas mudanças estão diretamente relacionadas à chamada dicotomia carga/geração. A dicotomia carga/geração refere-se à interação entre a potência gerada e a potência consumida pela unidade consumidora geradora.

É essencial compreender essa interação para estimar com precisão o estado da rede elétrica. A negligência das particularidades das fontes de energia distribuída, como a intermitência da geração solar, pode afetar os resultados dos estudos de conexão, tanto do ponto de vista das concessionárias quanto dos geradores distribuídos. Esse tema tem sido alvo de debate no setor elétrico, e ainda não existe um consenso claro sobre o melhor procedimento para a integração eficiente da geração distribuída nas redes de distribuição (MOREIRA, 2019).

Devido à sua relevância, os estudos de fluxo de potência encontram diversas aplicações, tais como planejamento de operação e expansão, controle global do sistema elétrico, análises de estabilidade e otimização, estudos de confiabilidade e, inclusive, podem ser usados como recursos auxiliares em análises de curto-circuito e transientes.

4.2 Curto-Circuito

Quando ocorre um curto-circuito em algum ponto da rede elétrica, transitórios são gerados, afetando tanto a tensão quanto a corrente por um curto período. Esses transitórios fazem com que as formas de onda não sejam mais perfeitamente senoidais por um breve período de tempo. Se os dispositivos de proteção contra curtos-circuitos funcionarem conforme o esperado, a parte defeituosa da rede elétrica será isolada, o que resultará em outros transitórios devido às operações de chaveamento realizadas para isolar e desenergizar a área com defeito. Após essas operações, um sistema de energia bem projetado e operado normalmente retorna a um estado de regime permanente senoidal estável.

Se nenhum dispositivo de proteção contra curtos-circuitos atuar e, supondo que essas correntes de curto não danifiquem equipamentos da rede elétrica, os transitórios desaparecem, e a rede elétrica entra novamente em RPS, apresentando correntes de curto-circuito senoidais.

Muitos dispositivos do sistema elétrico, como relés de proteção, disjuntores e transformadores de corrente e potencial, podem ser dimensionados, ajustados e especificados com base no conhecimento das correntes e tensões em RPS em

condições de curto-circuito, conforme as normas vigentes das concessionárias. O método comumente empregado para estudar curtos-circuitos utiliza técnicas associadas às componentes simétricas.

A contribuição de uma pequena unidade de geração distribuída para um curto-circuito individualmente pode ser insignificante. A influência de uma unidade menor de geração distribuída em um curto-circuito individualmente pode ser mínima. No entanto, a contribuição coletiva de diversas unidades menores ou algumas unidades grandes consegue modificar consideravelmente os níveis de curto-circuito, ocasionando descoordenações que impactam a confiabilidade e segurança do sistema de distribuição (SALESSE; MARQUES, 2006).

A avaliação do patamar de curto-circuito na existência de unidades de geração distribuída é fundamental para determinar a magnitude da corrente à qual o sistema será submetido em caso de uma falta. Isso permite avaliar se serão necessárias adaptações na nova configuração, especialmente em relação a:

- ▶ **Projeto de linhas de transmissão/distribuição em relação ao limite térmico, considerando a capacidade de suporte de temperatura:** as correntes de curto-circuito aumentadas devido à contribuição da GD podem exigir uma avaliação e, possivelmente, o reforço das capacidades das linhas para evitar sobreaquecimento;
- ▶ **Definição da capacidade de interrupção de disjuntores:** os disjuntores devem ser capazes de interromper correntes de curto-circuito, portanto, o aumento dessas correntes pode exigir disjuntores com capacidades de interrupção mais elevadas.
- ▶ **Dimensionamento de Transformadores de Corrente (TCs) em relação à saturação:** os TCs usados para medição e proteção podem ser afetados pela saturação em condições de curto-circuito. Portanto, é importante dimensioná-los adequadamente para evitar problemas de medição e proteção.

Esses estudos devem ser realizados sempre que novas unidades de GD forem conectadas ao sistema. A concessionária local deve fornecer informações sobre os níveis de curto-circuito no ponto de conexão, permitindo que os projetistas modelem o equivalente da rede elétrica. Em seguida, é necessário determinar os níveis de curto-circuito para faltas trifásicas, bifásicas, bifásicas em relação ao

aterramento e monofásicas, especialmente nos terminais de cada gerador, nos barramentos de média tensão, nos lados primário e secundário dos transformadores e em outros pontos do sistema que possam afetar a operação do gerador em conjunto com a concessionária. Os resultados desses estudos incluirão os níveis de curto-circuito nos barramentos primários e as contribuições dos alimentadores interligados. Isso permitirá verificar se os equipamentos estão dimensionados para suportar as condições às quais podem ser submetidos (BORTONI; HADDAD, 2006).

A participação dos geradores nas correntes de falta também será mais expressiva em redes elétricas urbanas, que geralmente têm circuitos de baixa impedância. Em contraste, em redes rurais, que têm impedâncias mais altas, os níveis de falta tendem a ser menores (HODGKINSON, 1998). Nas redes rurais, a inserção de unidades de GD pode ser benéfica, contribuindo para aprimorar a qualidade do fornecimento de energia e a consistência do sistema.

Em circuitos de alta impedância, onde a corrente de falha se assemelha à corrente de carga, aumentar o nível do curto-circuito proporciona uma melhor distinção entre essas duas situações. Isso resulta em uma definição mais precisa do ponto de acionamento (pick-up) dos dispositivos de proteção. Quando os parâmetros de curto-circuito estão excessivamente elevados, existem várias opções disponíveis para reduzi-los, evitando possíveis danos ao sistema ou riscos para a segurança das pessoas. Essa alternativas envolvem a implementação, transformadores, reatores assim como geradores com elevada impedância, a implementação de limitadores estáticos, a reconfiguração da rede de distribuição ou, em último caso, a substituição dos equipamentos existentes.

Responsável pelas falhas com maior frequência, o curto-circuito, leva ao surgimento de correntes intensas percorrendo todos os componentes energizados, resultando em perturbações graves de tensão em todo o sistema elétrico. Essas perturbações frequentemente causam danos irreversíveis tanto ao sistema em si quanto às instalações dos consumidores. As situações de curto-circuito podem ocorrer em diferentes formas: entre as três fases, entre quaisquer duas fases, com ou sem envolvimento da terra, ou também, entre uma fase e terra. Por outro lado, as sobrecargas são identificadas por um aumento moderado na corrente, excedendo os valores previstos no projeto. Diferentemente dos curtos-circuitos, as sobrecargas não indicam um defeito na instalação, mas frequentemente resultam de operações inadequadas, como a introdução de uma nova carga no circuito ou o aumento da carga mecânica nos motores. Enquanto os curtos-circuitos são even-

tos de curta duração, as sobrecargas geralmente persistem por um período mais extenso (MAMEDE, 2012).

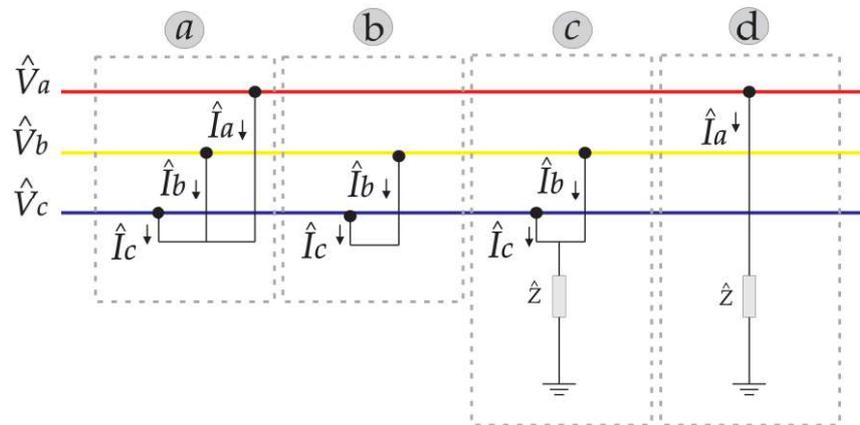
Os curtos-circuitos surgem quando há uma falha na isolação entre as fases ou entre uma fase e terra. A magnitude da corrente de curto-circuito varia dependendo de vários fatores, como o tipo de curto-circuito, a capacidade do sistema gerador, a configuração da rede elétrica e o método de aterramento dos equipamentos. Os curtos-circuitos mais frequentes são aqueles desequilibrados, em que o curto-circuito fase-terra (ou monofásico) é predominante. Embora o curto-circuito trifásico seja menos comum, ele é amplamente estudado devido à sua considerável severidade. Entretanto, em determinadas circunstâncias, a intensidade da corrente de curto-circuito monofásico pode ser superior à corrente de curto-circuito trifásico. A intensidade da corrente em uma ocorrência de curto-circuito é influenciada por diversos parâmetros, incluindo, mas não se limitando a, características do tipo de curto-circuito, capacidade do sistema gerador, estrutura da configuração da rede elétrica e configuração do sistema de aterramento do neutro dos dispositivos (SATO; FREITAS, 2015).

4.2.1 Tipos de Curto-Circuitos

Os tipos de curto circuito estão representado na Figura 4.2 e podem ser distribuídos em quatro tipo, como aborda (SATO; FREITAS, 2015), são eles:

- (a) - **Curto circuitos trifásicos:** ocorre nas três fases do sistema.
- (b) - **Curto circuito bifásico (fase-fase):** ocorre em duas fases do sistema.
- (c) - **Curto circuito bifásico-terra (fase-fase com terra):** ocorre em duas fases do sistema e terra (pode ou não existir impedância entre os condutores e terra).
- (d) - **Curto circuito monofásico-terra (fase-terra):** ocorre entre uma fase do sistema e terra (pode ou não existir impedância entre os condutores e terra).

Os curtos-circuitos mais frequentes são aqueles que ocorrem de maneira desequilibrada, com uma predominância de situações de curto-circuito fase-terra (ou monofásico). As taxas de ocorrência típicas para eventos de curto-circuito na rede



FONTE: Próprio Autor

Figura 4.1 – Tipos de curtos-circuitos

elétrica são exibidas na Tabela 4.1

Tabela 4.1 – Níveis de ocorrências de curtos-circuitos

Curto-circuito	Frequência (%)
Trifásico	5
Bifásico	15
Bifásico - terra	10
Fase - terra	70

FONTE: (SATO; FREITAS, 2015)

Garantir uma proteção eficiente requer um entendimento completo das variações nas tensões e correntes durante um curto-circuito. Os gráficos que ilustram essas características para diferentes tipos de curto-circuito são apresentados na Figura 4.2.

No caso de um curto-circuito trifásico em um ponto específico da rede elétrica, o ângulo pelo qual a corrente fica fora de fase depende das características da fonte de energia e dos circuitos conectados. Para curtos-circuitos monofásicos, além desses dois fatores, o ângulo também é influenciado pelo tipo de sistema de aterramento utilizado (SATO; FREITAS, 2015).

Nas saídas de geradores e transformadores, bem como em redes que possuem linhas de conexão à terra (linhas de EAT), a defasagem das correntes varia normalmente entre 80° e 85° (SATO; FREITAS, 2015).

Na Tabela 4.2, são apresentados ângulos típicos para as linhas de transmis-

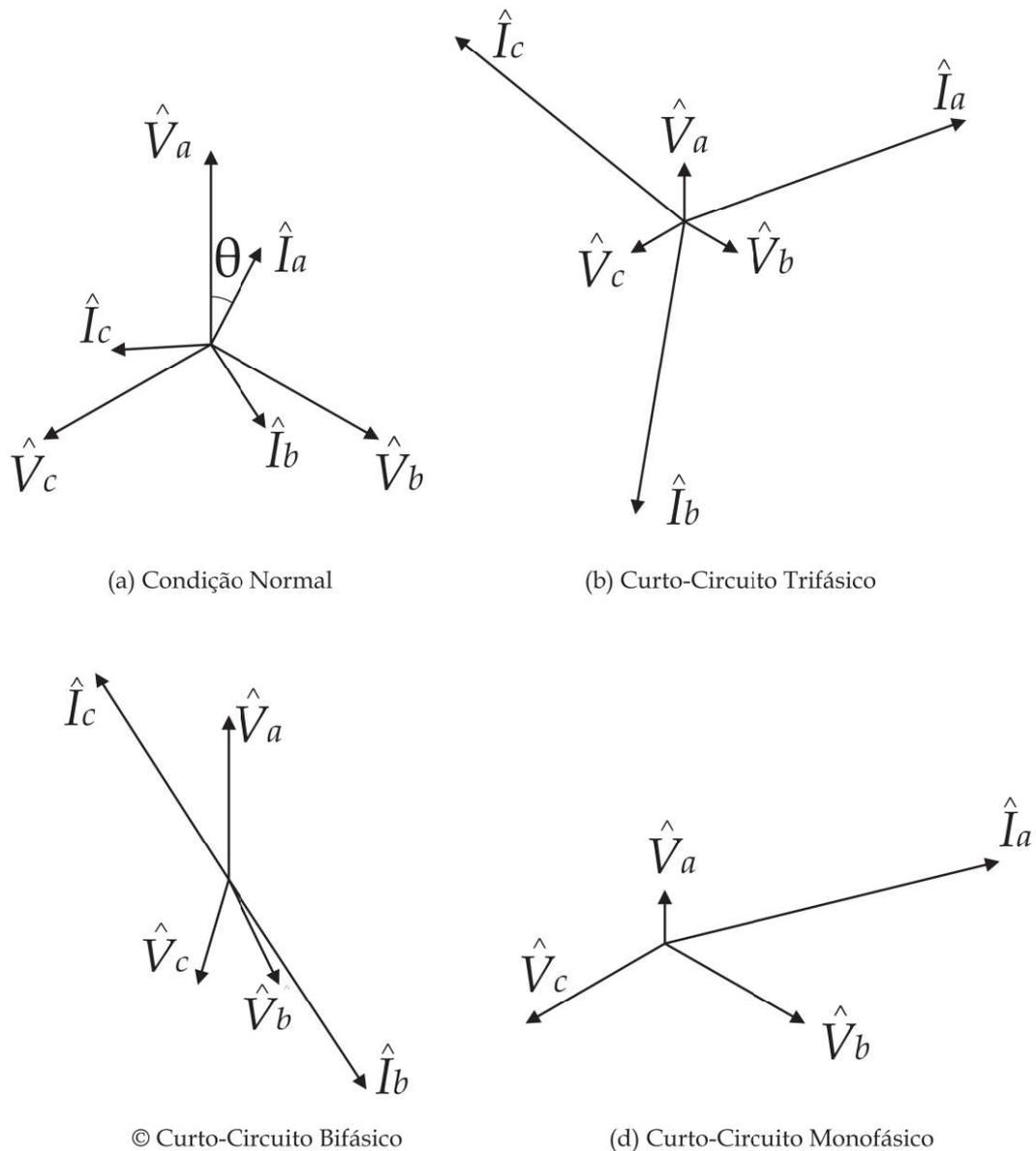


Figura 4.2 – Fasores de corrente e tensão no momento do curto-circuito

são, com base nos diferentes níveis de tensão em que operam.

As defasagens angulares das correntes em ocorrências de curto-circuito e nas linhas de transmissão desempenham um papel significativo na determinação das configurações e calibrações dos relés de proteção direcional e de impedância, tanto para o plano de fase quanto para o plano de terra (SATO; FREITAS, 2015).

Tabela 4.2 – Ângulos das impedâncias das linhas de transmissão

Níveis de Tensão (kV)	Variação Angular (Graus)
13,8 kV a 34,5 kV	10° a 30°
34,5 kV a 69,0 kV	30° a 60°
69,0 kV a 220 kV	60° a 80°
Acima de 220 kV	80° a 85°

FONTE: (SATO; FREITAS, 2015)

4.2.2 Procedimentos Matemáticos

A determinação das correntes em situações de curto-circuito envolve métodos como a abordagem "por unidade (pu)" e a aplicação da teoria dos componentes simétricos. Nas próximas seções, serão sucintamente discutidos os tópicos que se relacionam com os procedimentos de cálculos, abordados por (KINDERMANN, 1992).

A técnica "por unidade" é empregada para padronizar as múltiplas referências de tensão e potência presentes em um sistema de média tensão para uma única base. De forma generalizada nada mais é que a razão entre o valor real da grandeza e o valor de base da grandeza adotado (KINDERMANN, 1992).

As variáveis elétricas que devem ser contempladas compreendem:

- ▶ Tensão elétrica (V)
- ▶ Corrente elétrica (A)
- ▶ Potência aparente (S)
- ▶ Impedância (Z)

As bases fundamentais para adoção consistem na tensão base (V_b) e potência base (S_b). A seleção da tensão base é determinada em relação à tensão de operação desejada, enquanto a potência base tipicamente equivale a 100MVA. Com base nessas duas referências, é possível calcular a corrente base e a impedância base através das Equações 4.1 e 4.2 respectivamente.

$$I_{base} = \frac{S_{base}}{V_{base} \cdot \sqrt{3}} \quad (4.1)$$

$$Z_{base} = \frac{V_{base}^2}{S_{base}} \quad (4.2)$$

Inicialmente, os valores de impedância utilizados nos cálculos são o de resistência da rede, rede de aterramento e dos transformadores, esses valores são, respectivamente Z_0 , Z_1 e Z_2 ; onde:

- ▶ Z_0 = Impedância de sequência zero (Apenas no curto-circuitos que envolve o terra);
- ▶ Z_1 = Impedância de sequência positiva;
- ▶ Z_2 = Impedância de sequência negativa;

De acordo com (KINDERMANN, 1992), a posição e o formato do curto-circuito, é necessário empregar diferentes combinações de Z_0 , Z_1 e Z_2 . Podemos usar como exemplo a impedância de Z_0 sendo considerada apenas em curtos-circuitos relacionados à terra.

Uma vez que as referências de base são conhecidas, é possível calcular diversos tipos de curto-circuito, como curtos trifásicos na Equação 4.3, curtos entre fase na Equação 4.4 e o curto-circuito fase-terra na Equação 4.5. Esses valores representam as correntes em regime permanente de falha, ou seja, os valores simétricos, como apresenta (KINDERMANN, 1992):

$$I_{3\phi} = \frac{1}{Z_1} \quad (4.3)$$

$$I_{\phi} = \frac{\sqrt{3}}{2 \cdot Z_1} \quad (4.4)$$

$$I_{\phi T} = \frac{3}{2 \cdot Z_1 + Z_0} \quad (4.5)$$

Todos os valores mencionados anteriormente estão expressos pu. Para obter o valor absoluto da corrente, é necessário multiplicá-lo pelo valor de referência desejado. A título de exemplo, ao calcular o valor do curto-circuito trifásico no lado primário, é preciso multiplicar o valor pu pela corrente base do lado primário

(KINDERMANN, 1992).

Outra análise possível é a determinação da corrente mínima de curto-circuito fase-terra, onde se considera a resistência de falta. Isso é representado pela equação:

$$I_{\phi Tm} = \frac{3}{2 \cdot Z_1 + Z_0 + Z_F} \rightarrow Z_F = 3 \cdot \frac{R_{falta}}{Z_{falta}} \quad (4.6)$$

Os valores assimétricos de curto-circuito podem ser obtidos multiplicando-se os valores simétricos pelo fator de assimetria (F_a), o qual é uma função da relação entre as componentes reativas (X) e resistivas (R) da rede (KINDERMANN, 1992). A equação fórmula para calcular o fator de assimetria é a seguinte:

$$F_a = \sqrt{1 + 2e^{-2\pi \frac{R}{X}}} \quad (4.7)$$

Com o fator de assimetria determinado, torna-se possível calcular os valores assimétricos de curto-circuito, que representam as correntes no exato momento da ocorrência da falha:

$$I_{3\phi A} = I_{3\phi} \cdot F_a \quad (4.8)$$

$$I_{\phi\phi} = I_{\phi\phi} \cdot F_a \quad (4.9)$$

$$I_{\phi T} = I_{\phi T} \cdot F_a \quad (4.10)$$

4.3 Proteção e Seletividade

O objetivo primordial de uma análise de seletividade é determinar as configurações ideais dos dispositivos de proteção, de modo que, em caso de ocorrência de um curto-circuito, apenas o dispositivo de proteção mais próximo do ponto de falha entre em operação. Isso resulta no isolamento da parte mais restrita do sistema elétrico em um tempo mínimo, proporcionando também a salvaguarda dos componentes do sistema (OLIVEIRA, 2019).

Para assegurar a proteção e seletividade do sistema, relés são empregados para proteger o alimentador, as cargas do cliente e a UFV. Esses dispositivos devem ser ajustados de maneira que somente a área afetada pelo curto-circuito seja desconectada. Por exemplo, em caso de um curto-circuito na usina fotovoltaica, o relé da usina deve identificar a situação e enviar um comando para abrir o disjuntor da UFV, isolando a usina e permitindo que o cliente continue recebendo energia da concessionária.

No âmbito dos sistemas de proteção, o Módulo 3 do PRODIST, além de enfatizar a importância do dimensionamento apropriado dos dispositivos de acordo com os níveis de curto-circuito planejados, estabelece diretrizes que devem ser seguidas (ANEEL, 2021):

- ▶ **Proteções independentes:** as instalações do acessante, incluindo compensação reativa, linhas e barramentos, devem ter proteções projetadas para operar de maneira independente. Isso não deve depender de proteções remotas do sistema de distribuição da acessada.
- ▶ **Atendimento a requisitos essenciais:** as proteções tanto do acessante quanto da acessada precisam cumprir requisitos essenciais, como sensibilidade, velocidade, seletividade e confiabilidade operacional. Esses são cruciais para garantir que o desempenho do sistema elétrico não seja prejudicado durante operações normais ou distúrbios.
- ▶ **Conformidade com normas e instruções:** o acessante deve seguir as normas e instruções estabelecidas pela acessada em vários aspectos. Isso inclui a capacidade de interrupção de disjuntores e religadores, lógica de religamento, esquemas de teleproteção, alimentação de circuitos de comando e controle, medição e registro de grandezas, e oscilografia.

De maneira geral, as distribuidoras de energia estabelecem requisitos rigorosos para as proteções, incluindo a preferência por relés digitais multifuncionais que sejam reconhecidos no mercado ou que tenham sido homologados pela própria distribuidora. Nos relés de proteção, assim como no ponto de conexão e nas instalações do acessante, garantindo assim a continuidade da proteção em caso de falha de um dos dispositivos.

É relevante salientar que há uma diferenciação no tratamento entre os aces-

santes que operam de forma sincronizada com a concessionária de maneira contínua e aqueles que permanecem sincronizados apenas por alguns segundos. A primeira situação é identificada como "paralelismo permanente", enquanto a segunda corresponde ao "paralelismo momentâneo". O paralelismo momentâneo acontece quando os consumidores com geração própria entram em sincronia com o sistema apenas pelo tempo necessário para que seus geradores assumam as cargas ou sejam aliviados delas, geralmente durando apenas alguns segundos. A parametrização dos relés de proteção e a execução dos estudos são responsabilidades do acessante, e a concessionária desempenha um papel de aprovação, podendo fornecer sugestões para aprimoramentos. Esses estudos devem abranger tanto o ponto de conexão, que engloba o conjunto de equipamentos destinados a estabelecer a conexão entre as instalações da distribuidora e do acessante, quanto a área sob influência da geração distribuída (OLIVEIRA, 2019).

No que diz respeito aos sistemas de proteção, o Módulo 3 do PRODIST estabelece diretrizes, enfatizando a importância do dimensionamento adequado dos dispositivos para os níveis planejados de curto-circuito. Além disso, o módulo orienta que, as proteções das instalações do usuário devem ser concebidas de modo a não dependerem de proteção de retaguarda remota no sistema de distribuição da concessionária. Tanto as proteções do usuário quanto as da concessionária devem atender aos requisitos essenciais de sensibilidade, seletividade, velocidade e confiabilidade operacional, garantindo que não prejudiquem o desempenho do sistema elétrico durante as condições normais e perturbações. O usuário deve seguir as normas e instruções estabelecidas pela concessionária, abrangendo aspectos como a capacidade de interrupção de disjuntores e religadores, lógica de religamento, teleproteção, fornecimento de circuitos de controle e comando, medição e registro de grandezas, e análise de oscilação.

A maioria das concessionárias brasileiras segue as diretrizes do Módulo 3 do PRODIST em relação às proteções mínimas necessárias. Em outras palavras, essas normas não distinguem entre as especificações de funções de proteção para sistemas com ou sem inversores.

A Tabela 4.3 lista as proteções segundo a ANSI / IEC 60617 / 61850, similar a IEEE C37.2-2008 requeridas pelas principais distribuidoras do país, detalhando suas funções respectivas.

Tabela 4.3 – Funções de proteções - ANSI

FUNÇÕES (ANSI)	DESCRIÇÃO
50/50N	Relé de sobrecorrente instantâneo de fase e neutro
51/51N	Relé de sobrecorrente temporizado de fase e neutro
51V	Relé de Sobrecorrente com restrição de tensão
67/67N	Relé de sobrecorrente direcional de fase e neutro
50BF	Relé contra defeito do disjuntor
81U/O	Relé de sub e sobrefrequência
25	Relé de verificação de sincronismo
27	Relé de subtensão
59	Relé de Sobretensão
59N	Relé de desequilíbrio de tensão
78	Relé Salto Vetor ou deslocamento de fase
81 df/dt	Relé de taxa de variação da frequência
47	Relé de sequência negativa de tensão
46(I2)	Relé de desbalanceamento de corrente
32	Relé Direcional de Potência

FONTE: (IEEE, 2008)

4.3.1 Funções Mínimas de Proteção Exigidas pela ANEEL

Essa seção apresenta as exigências mínimas de proteção estabelecidas pelo Modulo 3 do PRODIST para sistemas de minigeração, de acordo com a capacidade instalada. Vale salientar que, em sistemas cuja potência instalada excede 75 kW e não ultrapassa 500 kW, a única proteção estipulada pelo PRODIST e que não está contemplada nos inversores é a proteção de sobrecorrente direcional (67). Por outro lado, em sistemas com potência superior a 500 kW e até 5 MW, além da função de sobrecorrente direcional (67), são requeridas as funcionalidades de proteção contra desequilíbrio de corrente (46), desequilíbrio de tensão (47) e sobrecorrente com limitação de tensão (51V).

4.3.1.1 50/50N - Relé de sobrecorrente instantâneo de fase e neutro

A função do relé de sobrecorrente instantâneo de fase e neutro é proteger contra faltas de fase-fase e fase-terra na rede de distribuição. Esse relé é utilizado para detectar correntes anormais ou sobrecorrentes que podem ocorrer durante uma falta no sistema elétrico, seja entre fases ou entre uma fase e a terra. Quando uma corrente acima do limite ajustado é detectada, o relé age para separar a parte danificado do sistema, interrompendo o fornecimento de energia e prevenindo danos mais sérios ao sistema elétrico e equipamentos conectados.

4.3.1.2 51/51N - Relé de Sobrecorrente Temporizado de Fase e Neutro

A função do relé de sobrecorrente temporizado de fase e neutro é a proteção contra faltas de fase-fase e fase-terra na rede de distribuição. Esse relé específico é elaborado para identificar correntes anormais ou sobrecorrentes que podem se manifestar durante uma falha no sistema elétrico, seja entre fases ou entre uma fase e a terra. Contrariamente ao relé de sobrecorrente instantâneo, o relé de sobrecorrente temporizado introduz deliberadamente um atraso antes de entrar em ação. Esse atraso pode ser ajustado e é útil para lidar com condições de curto-circuito temporárias ou transitórias que não requerem uma desconexão imediata do sistema.

4.3.1.3 51V - Relé De Sobrecorrente Com Restrição De Tensão

A função do relé de sobrecorrente com restrição de tensão é monitorar tanto os componentes de corrente quanto de tensão de um sistema elétrico. Essa abordagem oferece uma maior sensibilidade à proteção de sobrecorrente, permitindo que o relé responda de forma mais precisa e seletiva a condições de corrente elevada. A principal característica desse tipo de relé é a capacidade de operar com uma sensibilidade aumentada, o que o torna adequado para sistemas elétricos sensíveis a correntes elevadas.

4.3.1.4 67/67N - Relé De Sobrecorrente Direcional de Fase de Neutro

A função do relé de sobrecorrente direcional de fase e neutro é atuar como proteção secundária (ou retaguarda) em sistemas elétricos. Esse tipo de relé é projetado para operar em situações específicas, dependendo da direção para a qual é ajustado. Suas principais aplicações incluem:

- ▶ **Proteção para faltas no transformador de acoplamento:** quando configurado para essa função, o relé atua em caso de falhas no transformador de acoplamento do sistema elétrico. Ele detecta sobrecorrentes nas fases e neutro do transformador e toma medidas para proteger o equipamento e a rede.
- ▶ **Proteção para faltas na parte de baixa tensão:** nessa situação, o relé pode ser modificado para que funcione em situações em que ocorrem falhas no lado de baixa tensão das instalações do acessante. Ele responde a sobrecorrentes na fase e no neutro dessa parte do sistema elétrico.
- ▶ **Proteção para faltas na rede de média tensão da distribuidora:** quando configurado para essa função, o relé age como proteção secundária para faltas na rede de média tensão da distribuidora. Ele é sensível às sobrecorrentes nas fases e neutro da rede de média tensão.

4.3.1.5 81U/O - Relé de Sub e Sobre Frequência

A função 81U/O, que é desempenhada pelo "Relé de Sub e Sobre Frequência," é uma proteção que atua quando a frequência da rede elétrica se desvia do valor nominal, que geralmente é de 60 Hz em sistemas de energia elétrica de 60 Hz. Essa proteção é projetada para monitorar a frequência da rede e responder quando ocorrem desvios significativos dessa frequência. Essa proteção pode ser dividida em duas partes:

- ▶ **Proteção de Subfrequência (81U):** esta parte atua quando a frequência da rede cai abaixo de um determinado valor pré-estabelecido por um período específico de tempo. Por exemplo, se a frequência cair abaixo de 58 Hz por um determinado tempo, a proteção 81U será ativada. Essa função é importante porque uma frequência muito baixa pode indicar sobrecarga ou desequilíbrio na geração e consumo de energia.
- ▶ **Proteção de Sobrefrequência (81O):** esta parte atua quando a frequência da rede excede uma faixa de frequência predeterminada, indicando que pode haver uma sobrecarga na rede. Por exemplo, se a frequência ultrapassar 62 Hz, a proteção 81O será acionada. Isso é importante para evitar danos nos equipamentos devido a uma sobrecarga.

4.3.1.6 27 - Relé de Subtensão

A função do relé de subtensão é proteger o acessante (gerador ou unidade consumidora) e o sistema da distribuidora contra subtensões. Essa proteção é fundamental para garantir que as condições mínimas de atendimento à carga estejam sendo mantidas.

O relé de subtensão monitora a tensão na rede elétrica e age assim que a tensão diminui em relação a um determinado valor pré-estabelecido. Essa queda de tensão pode ocorrer devido a várias razões, como falhas no sistema, sobrecargas, ou outros distúrbios elétricos. Quando a tensão cai abaixo desse limite, o relé é acionado e pode tomar ações como abrir disjuntores ou desligar o equipamento gerador para proteger o sistema e os equipamentos contra danos.

4.3.1.7 59 - Relé de Sobretensão

A função do relé de sobretensão é proteger o sistema elétrico contra sobretensões. Essa proteção é fundamental para garantir condições mínimas de atendimento à carga e para evitar que a tensão na rede elétrica ultrapasse níveis perigosos ou que possam prejudicar os equipamentos elétricos.

O relé de sobretensão monitora a tensão na rede e atua quando a tensão excede um determinado valor pré-estabelecido. Sobretensões podem ocorrer devido a diversas razões, como manobras na rede, descargas atmosféricas, operações de chaveamento, entre outras. Quando uma sobretensão é detectada, o relé pode tomar medidas para proteger o sistema, como abrir disjuntores ou desligar equipamentos para evitar danos.

4.3.1.8 59N - Relé de Desequilíbrio de Tensão

A função do relé de desequilíbrio de tensão é proteger o sistema elétrico contra desequilíbrios de tensão, especialmente a tensão de sequência zero, que está relacionada a faltas à terra. Essa proteção é particularmente útil quando o transformador de conexão possui ligação em delta no lado da concessionária.

Quando ocorrem faltas à terra, é possível que haja desequilíbrios nas tensões entre as fases do sistema elétrico. A tensão de sequência zero é um componente que mede o desequilíbrio entre as fases e é indicativo de problemas como faltas à terra. O relé de desequilíbrio de tensão monitora a tensão de sequência zero e atua quando detecta valores anormais, o que pode indicar a ocorrência de faltas à terra.

4.3.1.9 47 - Relé de Sequência Negativa de Tensão

A função do relé de sequência negativa de tensão (47) é proteger o gerador contra tensões que não estão em equilíbrio. Esse relé monitora as componentes de sequência negativa das tensões na rede elétrica. Em sistemas elétricos equilibrados, as tensões nas três fases são iguais em magnitude e deslocadas por 120 graus uma da outra. No entanto, em situações de desequilíbrio, as tensões nas fases podem se tornar desiguais, o que pode ser prejudicial ao gerador.

O relé de sequência negativa de Tensão atua quando detecta que as tensões nas fases estão fora do equilíbrio, o que pode indicar um problema no sistema.

Esse relé é particularmente importante para proteger geradores, pois tensões desequilibradas podem levar a desequilíbrios nas correntes do gerador, aquecimento excessivo e danos ao equipamento.

4.3.1.10 46(I2) - Relé de Desbalanceamento de Corrente

A função do relé de desbalanceamento de corrente (46) é proteger o gerador do acessante contracorrentes desequilibradas. Este relé monitora as correntes nas três fases do sistema elétrico e atua quando detecta que as correntes nas fases estão fora de equilíbrio.

Em sistemas elétricos equilibrados, as correntes nas três fases devem ser iguais em magnitude e deslocadas por 120 graus uma da outra. No entanto, em situações de desequilíbrio, as correntes nas fases podem se tornar desiguais. Isso pode indicar um problema no sistema, como uma falta em uma das fases, conexões soltas ou outros distúrbios.

O Relé de desbalanceamento de corrente é importante para proteger o gerador, pois correntes desequilibradas podem levar a desequilíbrios nas tensões, aquecimento excessivo, vibrações e outros problemas que afetam o funcionamento e a integridade do gerador.

4.3.1.11 32 - Relé Direcional de Potência

O relé direcional de potência (32) é usado para limitar o fluxo de potência ativa injetada ou consumida pelo acessante, quando necessário. Esse tipo de relé monitora a direção do fluxo de potência ativa em uma linha ou equipamento específico e pode atuar para controlar ou limitar a quantidade de potência ativa transmitida em uma direção específica.

Essa função é útil em situações em que o acessante precisa controlar o fluxo de potência ativa para atender a requisitos contratuais, manter a estabilidade do sistema elétrico ou evitar sobrecargas em equipamentos críticos. O Relé Direcional de Potência garante que a potência ativa seja fornecida ou absorvida apenas na direção especificada e pode atuar para limitar o fluxo de potência ativa se ele estiver indo em uma direção não desejada.

Capítulo 5

Metodologia

5.1 Métodos de Desenvolvimento do Estudo de Caso

Essa pesquisa trata de uma revisão bibliográfica e um estudo de caso. Para (VENTURA, 2007), a abordagem do estudo de caso como uma forma de desenvolvimento de pesquisa, que é compreendida tanto como uma metodologia quanto como a seleção de um objeto de estudo determinado pelo interesse em casos particulares. Dessa forma tem como objetivo a investigação minuciosa de um caso particular, claramente definido e contextualizado em termos de tempo e lugar, permitindo uma busca detalhada por informações relevantes.

Na forma de levantamento bibliográfico, o presente trabalho se concentra em artigos científicos publicados em plataformas de renome no meio acadêmico como o IEEE e Scielo, manuais de fabricantes e principalmente nas normativas que regem o desenvolvimento dos estudos de proteções em média tensão como ANSI, IEEE, IEC, ANEEL e NBR'S.

Para construção do estudo de caso foi tomado como base as normas nacionais e internacionais vigentes que tratam de parâmetros e dimensionamento de projeto de subestações, estudo de proteções, parametrizações e afins, como: ANEEL; ABNT NBR 14039; NBR 16149 IEC, IEEE; ANSI; MÓDULO 3: PRODIST e principalmente a normativa que rege os padrões da concessionária quando trata-se de Fornecimento de Energia Elétrica em Média Tensão de Distribuição à Edificação Individual (DIS-NOR-036 VER. 02) . Para avaliação dos níveis de curto-circuito foi adotado os métodos de (SATO; FREITAS, 2015) , onde o mesmo descreve ao longo do livro "Análise de Curto-Circuito e Princípios de Proteção em Sistemas de Energia

Elétrica" e (KINDERMANN, 1992) em "Curto-Circuito".

Para alcançar os objetivos planejados e obter êxito no desenvolvimento desse trabalho, foi necessário a obtenção dos dados do sistema de distribuição no qual a usina será conectada, os dados dos equipamentos, incluindo informações do transformador, dados de geração e principalmente as premissas consideradas para elaboração das análises de curto-circuito, que parte da concessionária, a Neoenergia Coelba. Deste modo, foi desenvolvido os cálculos do estudo proteção tomando como parâmetro a DIS-NOR- 036 VER.02.

Após a obtenção dos dados de ajuste da curva de fase e neutro, corrente de magnetização do transformador, corrente nominal de operação, desenvolve-se o coordenograma em escala logarítmica, com auxílio do software EXCEL, utilizando o padrão IEC, apresentando os níveis de corrente de curto-circuito e as curvas 50/50N e 51/51N da UFV juntamente com a da concessionária, avaliando a coordenação entre ambas. Este processo visa assegurar a conformidade com normativas, a segurança do sistema elétrico e a eficiência operacional da usina fotovoltaica.

Capítulo 6

Estudo de Caso

A normativa que rege o fornecimento de energia elétrica em média tensão de distribuição à edificação individual, DIS-NOR-036 REV.: 02, da Neoenergia , onde trás todos os parâmetros necessários para desenvolvimento do estudo de proteção e seletividade e homologação junto a mesma. Além dos requisitos exigidos pela concessionaria, vale ressaltar a necessidade do atendimento as normas da ANEEL, que de forma geral é listada no módulo 3 da PRODIST.

A (DIS-NOR-036-REV.02, 2022), conduz a elaboração do estudo, partindo da necessidade da proteção geral com disjuntor de média tensão, onde aborda no item 7.33.3, devendo o mesmo ser acionado pelo relé de proteção secundário com as funções: 50, 51, 50/51N, 47 e 59. O módulos 3 do PRODIST apresenta as proteções necessárias segundo a potencia instalada, onde sistema maiores que 500 kW e menor ou igual a 5 MW devem englobar as seguintes funções de proteção: 27; 59; 81O/U; 46; 47; 50/51; 50/51N; 25; 62(se exigida pela distribuidora). Dessa forma, para o estudo desenvolvido nesse trabalho adotou-se as funções: 50; 51; 50N; 51N; 27; 59; 59N; 32; 51V; 81O/U; 46; 47 e a mais importante para o sistema de geração fotovoltaica a 67/67N.

O estudo de proteção e seletividade passa principalmente pelas escolhas dos elementos que compõe o sistema e a subestação, um deles é o relé que nesse caso é necessário que o mesmo contenha a função de direcionalidade para assim atender a função 67. Para esse caso o relé mais adequado por ser reconhecido no mercado e principalmente atender todas as funções abordadas foi o 7SR10 Argus da Siemens.

O relé de sobrecorrente 7SR10 oferecem proteção, monitoramento, instru-

mentação e medição com lógica integrada de entrada e saída, registro de dados e relatórios de falhas e principalmente o acesso à comunicação, com a funcionalidade do relé é feito por meio de uma porta USB frontal para conexão com o PC local ou por uma porta elétrica traseira, facilitando sua parametrização.

Por fim, foi desenvolvido um mapa estrutural para desenvolvimento de um estudo de proteção, onde passa por etapas 8 etapas conforme a seguir:

- ▶ Dados da concessionária.
- ▶ Transformador de potência.
- ▶ Cálculos dos níveis de curto-circuito.
- ▶ Especificações dos TP's e TC's.
- ▶ Cálculos das proteções.
- ▶ Ordem de ajuste das proteções.
- ▶ Coordenação e seletividade (Coordenograma).
- ▶ Diagrama elétrico (ANEXO I).

6.1 Dados do Transformador

Para o desenvolvimento do estudo de proteção para um sistema de potência como o abordado nesse caso, foi necessário obter as características iniciais dos elementos que o compõe. Nesse caso utilizou-se o transformados à seco 60Hz 3Ø 1100kVA 34,5/0,8kV IP-54, onde o projeto é baseado nas seguintes normas: NBR 5356-11; NBR 5356-7; NBR 13297; IEC 60076-11 e IEC 60076-12. Deste modo, a Tabela 6.1 apresenta os dados do transformador necessários para o desenvolvimento do estudo de proteção, fornecidos pelo fabricante (ANEXO II).

6.2 Análise de curto-circuito

Um dos pontos primordiais para execução de um estudo de proteção e seletividade é a análise de curto-circuito para inserção da usina na rede da concessionária. Existe dois momentos, é considerado os níveis de curto-circuito antes e depois

Tabela 6.1 – Identificação e características

TRANSFORMADOR TRIFÁSICO 1,1 MVA 34,5 CST	
Tensão Primário	800V
Tensão Secundário	34,5kV
Impedância Z_1	6.0(pu)
Ligação	$\Delta - Y$
K	12

FONTE: WEG

da implementação da usina. Nesse caso, analisou-se os possíveis pontos: ponto de entrega/conexão junto a concessionária (fornecido pela Neoenergia – COELBA), na barra de média tensão e baixa tensão da UFV.

6.2.1 Dados de curto-circuito na barra da concessionária

A Tabela 6.2 apresenta os valores das impedâncias na barra da concessionária. A seguir, nas Tabelas 6.3, 6.4, 6.5 são exibidos os valores de curto-circuitos simétricos, assimétricos e de pico respectivamente. Os dados foram obtidos diretamente com a concessionária por meio de uma carta de solicitação de dados.

Tabela 6.2 – Dados das impedâncias no segmento do circuito da concessionária

Impedâncias	PU (Base = 100 MVA)	Ohms
Z_1	$1,1442 + j1,8983$	$13,6192 + j22,5944$
Z_0	$1,6345 + j6,0471$	$19,4550 + j71,9753$

FONTE: Neoenergia COELBA

Tabela 6.3 – Dados de curto-circuitos simétricos

Curto-Circuito	Valores (A)
Trifásico	755,02∠ – 58,92
Fase-fase	653,87∠ – 58,92
Fase-fase terra	713,67∠44,56
Fase-terra	473,78∠ – 68,27
Fase-terra mínimo	293,28∠ – 35,10

FONTE: Neoenergia COELBA

Tabela 6.4 – Dados de curto-circuitos assimétricos

Curto-Circuito	Valores (A)
Trifásico	755,019
Fase-fase	653,866
Fase-terra	473,780
Fase-terra mínimo	293,280

FONTE: Neoenergia COELBA

Tabela 6.5 – Dados de curto-circuitos pico

Curto-Circuito	Valores (A)
Trifásico	1067,758
Fase-fase	924,7066
Fase-terra	670,056
Fase-terra mínimo	414,760

FONTE: Neoenergia COELBA

6.2.2 Ajuste do Religador H56480-MCU de Proteção da Concessionária

A coordenação entre os relés de proteção de uma usina fotovoltaica é um aspecto crucial no projeto e na operação segura desse tipo de instalação. A importância dessa coordenação se manifesta em diversos níveis, sendo um dos mais destacados a integração eficaz com o religador da concessionária de energia. Essa interação é fundamental para garantir que, em caso de falhas na rede elétrica ou na própria usina, o relé possa agir prontamente, minimizando interrupções no fornecimento de energia nos consumidores da mesma barra da concessionária e protegendo a infraestrutura. Além disso, a coordenação entre ambos os relés

de proteção desempenham um papel vital na prevenção de danos a equipamentos, reduzindo custos de manutenção e aumentando a confiabilidade operacional. Nesse caso a Neoenergia Coelba adotou o modelo de religador H56480-MCU, fornecendo o dados no ponto de conexão da UFV, como apresentados a seguir, na Tabela 6.6:

Tabela 6.6 – Parâmetros do Religador no Barramento de Conexão da UFV

Relé	Fase	Neutro
Pick-up (A)	370	72
Curvas	C2	C2
Time Dial	0,07	0,50
Tap Inst. (A)	-	-

FONTE: Próprio Autor

- ▶ **Tipo:** 351-R
- ▶ **RTC:** 1000
- ▶ **Religamentos:** 3 (30, 20, 30)s
- ▶ **SEF:** 36 A – 9,5s

6.3 Cálculo de Curto-Circuito com a Implementação da UFV

Um dos fatores-chave nesse estudo é a análise de curto-circuito, que desempenha um papel fundamental na determinação das características elétricas do sistema e na seleção adequada dos dispositivos de proteção. O cálculo de curto-circuito é essencial para avaliar as correntes máximas que podem ocorrer durante eventos de falha, fornecendo informações vitais para a escolha de disjuntores, fusíveis e outros dispositivos de proteção. Além disso, ajuda a dimensionar os cabos e condutores, garantindo que eles possam suportar as correntes de curto-circuito sem superaquecimento ou danos. Dessa forma, é necessário o cálculo de curto-circuito em ambas as partes do circuito da UFV, trajeto de baixa tensão e no de média tensão. Para esse cálculo são necessários a análise dos seguintes parâmetros:

- ▶ Fatores de assimetria (FA).
- ▶ Impedâncias nas suas respectivas sequências zero (Z_0), positiva (Z_1) e Terra (Z_T);
- ▶ Impedâncias sequencias zero (Z_{0Trafo}) e positiva (Z_{1Trafo}) no transformador para cálculos na barra de baixa tensão.
- ▶ Impedâncias do cabo de média tensão, que é dimensionada pelo próprio fabricante, impedância de sequencia zero ($Z_{0cabo} = 0,670 + j0,15\Omega/km$) e impedância de sequencia positiva ($Z_{1cabo} = 0,670 + j0,13\Omega/km$).

6.3.1 Curto-circuitos - Barra de Média Tensão

6.3.1.1 Impedâncias e Fatores de Assimetria

Para calcular os níveis de curto circuito na barra de média tensão é necessário efetuar os cálculos que antecedem os procedimentos matemático abordado no item 4.2.2. Tomando como base os princípios abordado por (KINDERMANN, 1992), calcula-se as impedâncias totais na média tensão, nesse caso é a somatória das impedâncias da rede com a impedância do cliente, vale salientar que no trecho do cliente tem apenas o cabo. Sendo assim, os valores para o trecho de cabo são:

$$Z_{1cabo} = Z_{1cli} = 0.028 + j0.01(0.029\angle 12.6)pu$$

$$Z_{0cabo} = Z_{0cli} = 0.028 + j0.01(0.029\angle 11.0)pu$$

▶ Sequência Zero

$$Z_0 = Z_{0rede} + Z_{0cliente} = 1,666 + j6,05 \rightarrow 6,280\angle 74,6^\circ pu \quad (6.1)$$

▶ Sequência Positiva

$$Z_1 = Z_{1rede} + Z_{1cliente} = 1,171 + j1,91 \rightarrow 2,236\angle 58,4^\circ pu \quad (6.2)$$

▶ Sequência Terra

$$Z_T = 2 \cdot (Z_0 + Z_1) = 4,008 + j9,86 \rightarrow 10,648\angle 67,9^\circ pu \quad (6.3)$$

Para os Fatores de Assimetria aplica-se a Equação 4.7.

► **Fator de Assimetria da Sequência Positiva**

$$FA_{Z1} = \sqrt{1 + 2 \cdot e^{-2 \cdot \pi \cdot \frac{R}{X}}} = \sqrt{1 + 2 \cdot e^{-2 \cdot \pi \cdot \frac{1,171}{1,91}}} = 1,021 \quad (6.4)$$

► **Fator de Assimetria da Sequência Terra**

$$FA_{ZT} = \sqrt{1 + 2 \cdot e^{-2 \cdot \pi \cdot \frac{R}{X}}} = \sqrt{1 + 2 \cdot e^{-2 \cdot \pi \cdot \frac{4,008}{9,86}}} = 1,07505 \quad (6.5)$$

6.3.1.2 Cálculos

Quanto aos cálculos com a finalidade de identificar os níveis de curto-circuito na média tensão, após a inserção da UFV, foram efetuados através da corrente de base (I_{base}), apresentado na Equação 4.1. Dessa forma, $I_{base} = 1673A$.

Para calcular os curtos-circuitos trifásico ($ICC3\phi$), trifásico assimétrico ($ICC3\phi_{ASS}$), fase-terra ($ICC_{Fase-Terra}$), fase-terra assimétrico ($ICC_{Fase-TerraASS}$), e fase terra mínimo ($ICC_{Fase-TerraM}$), aplicou as Equações 6.6, 6.7, 6.8, 6.9 e 6.10 respectivamente.

$$ICC3\phi = \frac{I_{b(MT)}}{Z_1} = 748A \quad (6.6)$$

$$ICC3\phi_{ASS} = \frac{ICC3\phi}{FA_{Z1}} = 764A \quad (6.7)$$

$$ICC_{Fase-Terra} = \frac{I_{b(MT)} \cdot 3}{Z_T} = 471A \quad (6.8)$$

$$ICC_{Fase-TerraASS} = ICC_{Fase-Terra} \cdot FA_{ZT} = 507A \quad (6.9)$$

$$ICC_{Fase-TerraM} = \frac{I_{b(MT)} \cdot 3}{(Z_T + Z_1)} = 292A \quad (6.10)$$

6.3.2 Curto-circuitos - Barra de Baixa Tensão

6.3.2.1 Impedâncias e Fatores de Assimetria no transformador

A determinação dos valores de falta nos enrolamentos do primário do transformador requer uma abordagem semelhante à utilizada anteriormente, embora agora deve considerar a impedância do transformador. É crucial destacar que os valores de corrente calculados já estão referenciados à média tensão.

A primeira fase desse processo consiste no cálculo das impedâncias do transformador de sequência positiva (Z_{1Trafo}) e zero (Z_{0Trafo}) dos transformadores. A impedância (Z_{1Trafo}) é influenciada pela impedância percentual, um dado registrado na placa de identificação do próprio transformador. Por outro lado, a impedância (Z_{0Trafo}) é essencialmente dependente da impedância (Z_{1Trafo}) e do tipo de ligação adotado.

► **Sequência Positiva no Transformador**

$$Z_{1Trafo} = 0,543 + j5,435,455 \angle 84,3^\circ pu \quad (6.11)$$

► **Sequência Zero no Transformador**

$$Z_{0Trafo} = 0,85 \cdot Z_{1Trafo} = 0,461 + j4,614,636 \angle 84,3^\circ pu \quad (6.12)$$

► **Sequência Zero**

$$Z_0 = Z_{0Trafo} = 0,461 + j4,614,636 \angle 84,3^\circ pu \quad (6.13)$$

► **Sequência Positiva**

$$Z_1 = Z_{1rede} + Z_{1cliente} + Z_{1tr} = 1,714 + j7,337,530 \angle 76,8^\circ pu \quad (6.14)$$

► **Sequência Terra**

$$Z_T = 2 \cdot (Z_0 + Z_1) = 3,888 + j19,28 \angle 19,667 \angle 78,6^\circ pu \quad (6.15)$$

► **Fator de Assimetria da Sequência Positiva**

$$FA_{Z1} = \sqrt{1 + 2 \cdot e^{-2 \cdot \pi \cdot \frac{R}{X}}} = \sqrt{1 + 2 \cdot e^{-2 \cdot \pi \cdot \frac{1,714}{7,33}}} = 1,20857 \quad (6.16)$$

► **Fator de Assimetria da Sequência Terra**

$$FA_{ZT} = \sqrt{1 + 2 \cdot e^{-2 \cdot \pi \cdot \frac{R}{X}}} = \sqrt{1 + 2 \cdot e^{-2 \cdot \pi \cdot \frac{3,888}{19,28}}} = 1,25028 \quad (6.17)$$

6.3.2.2 Cálculos

Partindo do mesmo princípio dos cálculos de curto-circuito da média tensão, os cálculos de curto circuito da baixa tensão, inicialmente encontra o valor da corrente de base ($I_{b(BT)}$), através da Equação Equação 6.18.

$$I_{b(BT)} = I_{b(MT)} \cdot \frac{V_{(MT)}}{V_{(BT)}} = 72,169A \quad (6.18)$$

Em sequência, os valores dos curtos-circuitos trifásico ($ICC_{BT3\phi}$), trifásico assimétrico ($ICC_{BT3\phi_{ASS}}$), fase-terra ($ICC_{Fase-TerraBT}$) e fase-terra assimétrico ($ICC_{FTBTASS}$), aplicou as Equações 6.19, 6.20, 6.21 e 6.22 respectivamente.

$$ICC_{BT3\phi} = \frac{I_{b(BT)}}{Z_1} = 9584A \quad (6.19)$$

$$ICC_{BT3\phi_{ASS}} = ICC_{3\phi} \cdot FA_{Z1} = 11583A \quad (6.20)$$

$$ICC_{Fase-TerraBT} = \frac{I_{b(BT)} \cdot 3}{Z_T} = 11009A \quad (6.21)$$

$$ICC_{FTBTASS} = ICC_{Fase-Terra} \cdot FA_{ZT} = 13764A \quad (6.22)$$

Por fim, tem-se os resultados de Curto-circuito apresentado na Tabela referente a Média tensão

6.4 Corrente Nominal do Transformador (I_n)

Através dos parâmetros fornecidos pela concessionária, dataheets e os dados do projeto apresentados na seção anterior, torna-se viável os cálculos de proteção e seletividade da Usina Fotovoltaica Bernoulli. Inicialmente, dado que trata-se de um sistema trifásico e sob posse do potência nominal do transformador, através da Equação 6.23, calcula-se a corrente nominal primaria.

$$I_n = \frac{S_n}{\sqrt{3} \cdot V_p} = \frac{1100}{\sqrt{3} \cdot 34,5} = 18,40827A \quad (6.23)$$

Sendo que:

- $I_n \Rightarrow$ Corrente nominal do transformador (A);
- $S_n \Rightarrow$ Tensão do primário (V);
- $V_p \Rightarrow$ Tensão do primária de fornecimento (KV);

6.4.1 Corrente de Magnetização do Transformador (I_{mag}) ou Corrente de Inrush (I_{inrush})

A corrente de Magnetização ou corrente de Inrush é definida como sendo a corrente que flui no núcleo do transformador em um intervalo de tempo definido no momento da energização do mesmo, dessa forma trata-se de um valor alto. Considera os picos de corrente inrush que se sucedem nos primeiros 0,10 segundos (6 ciclos).

O valor dessa corrente é apresentado pela Equação 6.24.

$$I_{mag} = K \cdot I_n = 12 \cdot 18,40827 = 220,89924A \quad (6.24)$$

Sendo que:

- $I_n \Rightarrow$ Corrente nominal do transformador (A);
- $k \Rightarrow$ Fator que indica quantas vezes I_{mag} é maior que a corrente nominal do transformador I_n ;

6.4.2 Ponto ANSI do Transformador (I_{ANSI})

O ponto ANSI representa um valor crítico que denota a capacidade do transformador de suportar correntes elétricas sem sofrer danos. Especificamente, o ponto ANSI de fase reflete o máximo valor de corrente que um transformador é capaz de tolerar durante um período definido sem se deteriorar. No caso de transformadores estrela aterrada, esse ponto ANSI de fase é equivalente ao ponto ANSI de neutro. A importância desses pontos reside no fato de que eles devem estar posicionados acima da curva de atuação do relé de proteção. Essa estratégia assegura que o ponto ANSI do transformador estabeleça um limite superior para a atuação do relé, garantindo a segurança do transformador e dos sistemas elétricos associados. Através da equação 6.25 calcula-se o valor do ponto ANSI:

$$I_{ANSI} = \frac{100}{Z\%} \cdot I_n = \frac{100}{6\%} \cdot 18,40827 = 306,6A \quad (6.25)$$

Sendo que:

- I_n \Rightarrow Corrente nominal do transformador (A);
 Z \Rightarrow Perdas a vazio em dado em porcentagem;

6.4.3 Corrente de Demanda (I_{dem})

Com base no valor da potência de demanda, fator de potência e a tensão de fornecimento, calcula-se a corrente de demanda, utilizando a equação 6.26, tem-se:

$$I_{dem} = \frac{P_{dem}}{\sqrt{3} \cdot V_{FF} \cdot f_p} = \frac{11000}{\sqrt{3} \cdot 34,5 \cdot 0,92} = 20,009A \quad (6.26)$$

Sendo que:

- I_{dem} \Rightarrow Corrente nominal do transformador (A);
 P_{dem} \Rightarrow Demanda contratada;
 V_{FF} \Rightarrow Tensão de atendimento;
 f_p \Rightarrow Fator de potência;

6.4.4 Dimensionamento dos TC's

Considerando que os Transformadores de Corrente (TCs) são interconectados na configuração estrela e que as correntes primárias estão sujeitas a critérios específicos, tais critérios são os seguintes:

- ▶ 1. A corrente nominal (I_{TC1}) precisa ser superior à corrente de carga;

$$I_{TC1} \geq I_{dem} \quad (6.27)$$

- ▶ 2. A corrente máxima de curto-circuito no local de instalação dos TCs não deve exceder 20 vezes a corrente nominal no primário;

$$I_{TC1} \geq \frac{I_n}{F_s} \quad (6.28)$$

- ▶ 3. A corrente mínima de partida do relé deve obrigatoriamente estar contida na faixa de precisão aceitável do TC. Geralmente, isso corresponde a aproximadamente 10% da corrente nominal;

Dessa forma, calcula-se os TC's obedecendo as condições citadas através das equações 6.29 e 6.30:

$$I_{TC1} \geq I_{dem} = 27,6A \quad (6.29)$$

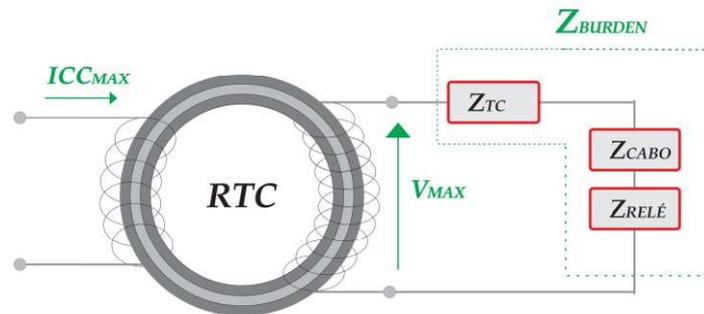
$$I_{TC1} \geq \frac{ICC_{max}}{F_s} = \frac{764}{20} = 38,2A \quad (6.30)$$

Aplica-se a equação 6.31 para obter-se a relação de transformação do TC.

$$RTC = \frac{I_{TC1}}{I_{TC2}} = 10 \quad (6.31)$$

Calcula-se a tensão máxima que o TC poderá suportar no seu enrolamento secundário ao ser submetido à corrente máxima. Nesse caso, o TC por ter uma impedância interna, assim como os cabos de conexão do mesmo, no relé de proteção que por sua vez possui impedância interna. Dessa forma Figura 6.1 apresenta o circuito simplificado para origem da Equação 6.32, na qual descreve a máxima ten-

são (V_{max}) para o TC e o Z_{BURDEN} , que é a soma das impedâncias do TC, do cabo e do relé, todos esses fornecidos pelos fabricantes.



FONTE: Próprio Autor

Figura 6.1 – Circuito Simplificado do TC

$$V_{max} = \frac{ICC_{max}}{RTC} \cdot Z_{BURDEN} = \frac{764}{10} \cdot 0,350 = 26,74V \quad (6.32)$$

- V_{max} \Rightarrow Tensão máxima no secundário do TC;
- ICC_{max} \Rightarrow Curto circuito máximo;
- RTC \Rightarrow Relação de Transformação;
- Z_{BURDEN} \Rightarrow Soma das impedâncias do TC, cabo e relé;

Logo, efetua-se o calculo da carga no secundário, nessa condição aplica a equação 6.33 onde encontra-se a potência aparente mínima.

$$S_{min} = Z_{BURDEN} \cdot I_{sec}^2 = 0,350 \cdot 5^2 = 8,8VA \quad (6.33)$$

- S_{min} \Rightarrow Pontência aparente mínima;
- Z_{BURDEN} \Rightarrow Soma das impedâncias do TC, cabo e relé;
- I_{sec} \Rightarrow Corrente no secundário no pior caso (5A);

Por fim, tem-se os TC's com:

- ▶ **Relação:** 50/5
- ▶ **Tensão:** 50V

- ▶ **Classe ANSI:** 10B50-50/5
- ▶ **Classe NBR-6856/2015:** 12.25VA10P20-50/5

6.4.5 Ajuste das Proteções

6.4.5.1 Sobrecorrente Direcional de Fase - Função 67

Inicialmente, calcula-se a partir da corrente nominal será definida a corrente de partida para a unidade 67 com um fator de 5% conforme a Equação 6.34.

$$I_{P67} = I_n \cdot 1,05 = 18,408A \cdot 1,05 = 19,328A \quad (6.34)$$

I_{P67} \Rightarrow Corrente de Pick-up - Função 67;
 I_n \Rightarrow Corrente Nominal (A);

Utiliza-se uma curva de tempo definido com ajuste de tempo igual a 2 segundos para atuação da proteção.

$$T_{def67} = 2,0s$$

Séa ajustada também, a unidade instantânea com o objetivo principal de retirar faltas alimentadas pela usina no sentido da rede da concessionária. Define-se a corrente de partida para a unidade 67 instantânea com 1,5 vezes da corrente nominal da usina, considera a situação de falta pelo sistema de geração dos inversores.

$$I_{inst67} = I_n \cdot 1,5 = 16,735A \cdot 1,5 = 25,1025A \quad (6.35)$$

I_{inst67} \Rightarrow Corrente de Pick-up instantânea - Função 67;
 I_n \Rightarrow Corrente nominal (A);

Para o cálculo do ângulo de torque máximo (τ_{mximo}) utiliza-se a equação 6.36, onde adota-se o fator de potência de geração igual 1, dessa forma o ângulo de

geração é de igual a 0° . Sabendo que o ângulo de cinexão do relé é de 45° , como sugerido pelo fabricante.

$$\tau_{mximo} = \theta_{conexo} - \theta_{gerao} = 45^\circ - 0^\circ = 45^\circ \quad (6.36)$$

τ_{mximo} \Rightarrow Ângulo de torque máximo;
 θ_{conexo} \Rightarrow Ângulo de conexão do relé;
 θ_{gerao} \Rightarrow Ângulo de geração;

6.4.5.2 Sobrecorrente Direcional de Neutro - Função 67N

Será definida a corrente de partida para a unidade 67 de neutro com um fator de desbalço 20% conforme a Equação 6.37.

$$I_{P67N} = 0,2 \cdot I_{P67} = 0,2 \cdot 17,572A = 3,514A \quad (6.37)$$

I_{P67N} \Rightarrow Corrente de Pick-up - Função 67N (A);
 I_{P67} \Rightarrow Corrente de Pick-up - Função 67 (A);

Será utilizada uma curva de tempo definido ajustada no valor de 1 segundo.

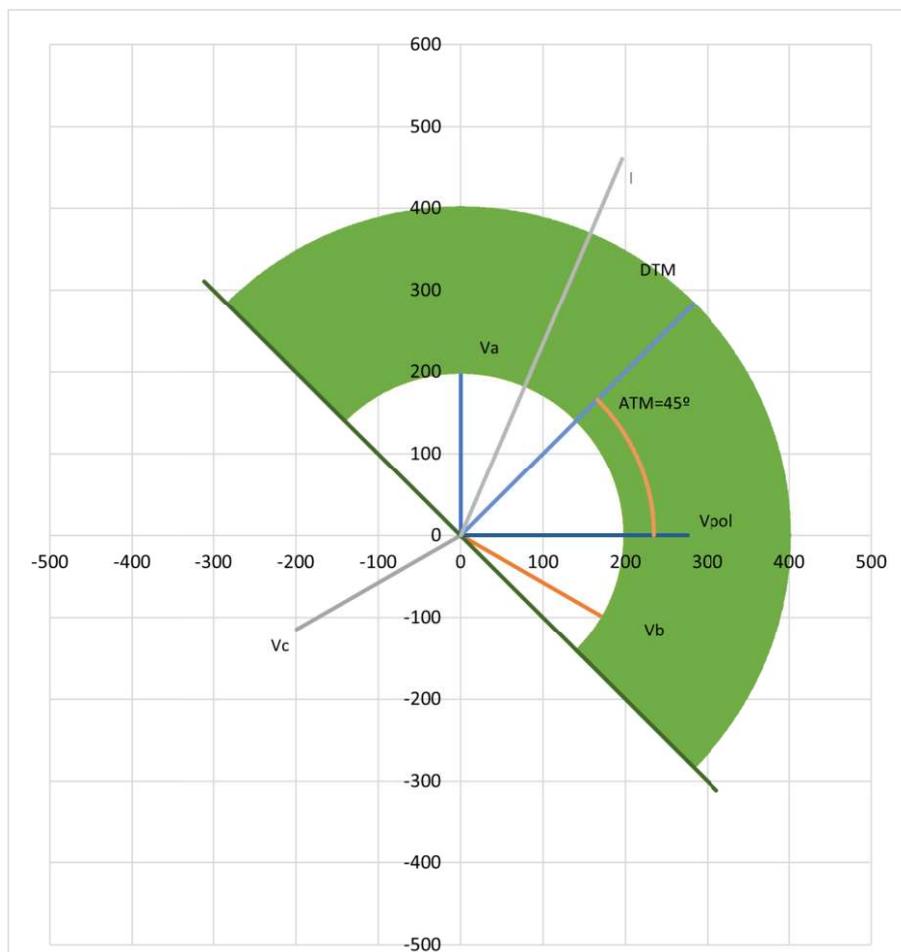
► $T_{def67} = 1,0s$

Logo após, para a unidade de tempo direcional instânea de neutro será adotado um valor de 20% da unidade direcional instantânea de fase.

$$I_{67Ninst} = 0,2 \cdot I_{P67inst} = 0,2 \cdot 20,1025A = 4,0205A \quad (6.38)$$

I_{P67N} \Rightarrow Corrente de Pick-up - Função 67N (A);
 I_{P67} \Rightarrow Corrente de Pick-up - Função 67 (A);

Sendo assim, o gráfico apresentado na Figura 6.2. Considerando a conexão 90° , tem-se a referência através da tensão de polarização (V_{pol}) e a região de operação definida pelo ângulo de torque máximo. Foi adicionado uma corrente de teste, representado por I .



FONTE: Próprio Autor

Figura 6.2 – Função 67

6.4.5.3 Corrente Instantânea de Fase - Função 50

Com o objetivo de assegurar as instalações do cliente contra faltas no sistema interno alimentados pela rede a ser conectada, ajusta-se a unidade de sobrecorrente instantânea. Essa função deve atender as seguintes condições:

- ▶ **1.** A corrente de Pick-up da unidade instantânea do relé deve e ser maior que a corrente de magnetização do transformador, com o objetivo de não acionar o relé no momento de energização do transformador.

- ▶ 2. A mesma deve ser menor que à corrente de curto circuito bifásico ou trifásico máxima no ponto de conexão da UFV.

Dessa forma, as condições é apresentadas a seguir:

$$I_{inrush} \leq I_{P50} \leq I_{ccmax}$$

$$220,899A \leq I_{P50} \leq 764A$$

$$I_{PICK-UP50} \leq I_{ANSI}$$

$$I_{P50} \leq 306,8A$$

Obedecendo as imposições, calcula-se a corrente de ajuste a partir da corrente de inrush do transformador e uma sobrecarga admissível de 20%, assim como apresenta a Equação 6.39.

$$I_{P50} = I_{inrush} \cdot 1,20 = 220,89924A \cdot 1,20 = 265,079A \quad (6.39)$$

I_{P50} ⇒ Corrente de Pick-up - Função 50;

I_{inrush} ⇒ Corrente de magnetização do transformador (A);

O ajuste de corrente no relé é calculado de acordo com a Equação 6.40.

$$TAP = \frac{I_{P50}}{I_{STC} \cdot RTC} = \frac{265,079}{5 \cdot 10} = 5,302A \quad (6.40)$$

I_{P51} ⇒ Corrente de Pick-up - Função 50;

I_{STC} ⇒ Corrente no secundário do TC (A);

RTC ⇒ Relação de transformação do TC;

6.4.5.4 Sobrecorrente Temporizada de Fase - Função 51

Para o cálculo que visa a preservação da integridade da unidade do cliente diante de possíveis sobrecargas, está previsto o emprego de uma unidade de so-

breccorrente temporizada, dessa forma é necessário que o relé não aciona para a corrente nominal do transformador. Além disso durante a situação de falta a mesma deverá atuar primeiro que o relé a montante, nesse caso o religador da concessionária, garantindo a coordenação com o mesmo. Para obedecer essa ordem é necessário a aplicação de um fator de segurança de 110% da corrente nominal do transformador e 80% do valor da corrente de pick-up da função 51 do relé de proteção do barramento de conexão, assim como apresenta a condição a seguir:

$$1,10 \cdot I_n \leq I_{P51} \leq 0,8 \cdot I_{P51conc}$$

$$20,249A \leq I_{P51} \leq 296A$$

Dessa forma, calcula-se um valor de corrente de partida estabelecido a 120% da corrente de demanda, abordado na DIS-NOR-036, apresentado na Equação 6.41.

$$I_{P51} = I_{dem} \cdot 1,20 = 18,190A \cdot 1,20 = 21,828A \quad (6.41)$$

I_{P51} \Rightarrow Corrente de Pick-up - Função 50;
 I_{dem} \Rightarrow Corrente nominal do transformador (A);

O ajuste de corrente no relé é calculado de acordo com a Equação 6.42.

$$TAP = \frac{I_{P51}}{I_{STC} \cdot RTC} = \frac{21,828}{5 \cdot 10} = 0,437A \quad (6.42)$$

I_{P51} \Rightarrow Corrente de Pick-up - Função 51;
 I_{STC} \Rightarrow Corrente no secundário do TC (A);
 RTC \Rightarrow Relação de transformação do TC;

Por fim, utiliza a equação 6.43 para determinar o valor do Dial Time, onde adotou a curva IEC MI (muito inversa):

$$Dial_{51} = \frac{\frac{I_{inrush}^\alpha - 1}{I_{P51}}}{k} \cdot t(l) \quad (6.43)$$

$$t(l) = 0,1 + \text{AtrasoIntencional} = 0,1 + 0,8 = 0,18$$

$$\text{Dial}_{51} = \frac{\frac{220,899^1}{21,828} - 1}{13,5} \cdot 0,18 = 0,122s$$

- I_{P51} \Rightarrow Corrente de Pick-up - Função 51;
 I_{STC} \Rightarrow Corrente no secundário do TC (A);
 RTC \Rightarrow Relação de transformação do TC;

6.4.5.5 Sobrecorrente Instantânea de Neutro - Função 50N

A função de proteção de sobrecorrente instantânea de neutro no sentido direto, deve ser inferior à corrente de curto-circuito fase-terra (monofásico), assim como apresentado a seguir:

$$I_{P50N} \leq I_{cc1max}$$

$$I_{P50N} \leq 670A$$

Será realizada a configuração de uma unidade de sobrecorrente instantânea no neutro, com ajuste de magnitude de 10% da corrente de acionamento da função 50, assim como apresenta a Equação 6.44.

$$I_{P50N} = I_{P50} \cdot 0,1 = 265,079A \cdot 0,1 = 26,508A \quad (6.44)$$

- I_{P50N} \Rightarrow Corrente de Pick-up - Função 50N;
 I_{P50} \Rightarrow Corrente de Pick-up - Função 50;;

O ajuste de corrente no relé é calculado de acordo com a equação 6.45.

$$TAP = \frac{I_{P50N}}{I_{STC} \cdot RTC} = \frac{26,508}{5 \cdot 10} = 0,530A \quad (6.45)$$

- I_{P50N} \Rightarrow Corrente de Pick-up - Função 50N;
 I_{STC} \Rightarrow Corrente no secundário do TC (A);
 RTC \Rightarrow Relação de transformação do TC;

6.4.5.6 Sobrecorrente Temporizada de Neutro - Função 51N

Para assegurar a correta coordenação e funcionamento do relé, a função de sobrecorrente temporizada do neutro requer sensibilidade a um valor mínimo de curto-circuito fase-terra e a configuração de sua corrente de atuação deverá ser ajustada a um mínimo de 15% da corrente nominal, levando em consideração um desvio máximo de 15% nas correntes de fase. Nessas condições tem-se que:

$$0,15 \cdot I_n \leq I_{P51N} \leq I_{cc1min}$$

$$2,761 \leq I_{P51N} \leq 293,28$$

Para garantir a coordenação com o Relé a montante calcula-se:

$$I_{P51N} \leq 0,8 \cdot I_{P51Nconc}$$

Dessa forma tem-se através da Equação 6.46 a corrente de pick-Up da função 51N,

$$I_{P51N} = I_{P51} \cdot 0,1 = 20,249A \cdot 0,1 = 2,183A \quad (6.46)$$

- I_{P51N} \Rightarrow Corrente de Pick-up - Função 51N;
 I_{P51} \Rightarrow Corrente de Pick-up - Função 51;;

O ajuste de corrente no relé é calculado de acordo com a Equação 6.47.

$$TAP = \frac{I_{P50N}}{I_{STC} \cdot RTC} = \frac{2,183}{5 \cdot 10} = 0,044A \quad (6.47)$$

- I_{P51N} \Rightarrow Corrente de Pick-up - Função 51N;
 I_{STC} \Rightarrow Corrente no secundário do TC (A);
 RTC \Rightarrow Relação de transformação do TC;

$$Dial_{51} = 0,5s$$

6.4.5.7 Subtensão - Função 27

Com o objetivo de isolar o barramento do cliente da rede de distribuição de energia em resposta a flutuações anormais na tensão eficaz de fornecimento, está planejada a implementação de uma função de proteção contra subtensão com uma curva de resposta temporal pré-determinada. Para isso, é necessário parametrizar a tensão limite mínimo, a Neoenergia Coelba, não referencia a faixa de tensão, dessa forma pode-se utilizar normas de concessionária adjacentes, onde recomenda-se 80% da tensão nominal, como apresentado na Equação 6.48.

$$V_{P27} = 0,8 \cdot V_{NF} = 0,8 \cdot 19.919V = 15.935V \quad (6.48)$$

- V_{P27} \Rightarrow Tensão de Pick-up - Função 27 (v);
 V_{NF} \Rightarrow Tensão nominal de fase-neutro (v);

6.4.5.8 Sobretensão - Função 59 e Sobretensão de Neutro - Função 59N

Com o objetivo de isolar o barramento do cliente da rede da concessionária em resposta a variações anormais resultantes de um aumento na tensão eficaz de fornecimento, será implementada uma função de proteção contra sobretensão com uma curva de resposta temporizada predefinida. Assim como a função de Subtensão (27), a função de sobretensão (59) também, exige uma tensão de limite máximo, tomando como base a tensão nominal entre fase e neutro, assumindo 10% acima desse valor como apresenta a Equação 6.49.

$$V_{P59} = 1,1 \cdot V_{NF} = 1,1 \cdot 19.919V = 20.118V \quad (6.49)$$

V_{P59} \Rightarrow Tensão de Pick-up - Função 59 (v);
 V_{NF} \Rightarrow Tensão nominal de fase-neutro (v);

Estendendo para a função de proteção de Sobretensão de neutro (59N), adota-se um valor definido de 30% da tensão nominal, como apresenta a Equação 6.50.

$$V_{P59N} = 0,3 \cdot V_{NF} = 0,3 \cdot 19.919V = 5.976V \quad (6.50)$$

V_{P59N} \Rightarrow Tensão de Pick-up - Função 59N (v);
 V_{NF} \Rightarrow Tensão nominal de fase-neutro (v);

6.4.5.9 Direcional de Potência - Função 32

A função de direção de potência (32) requer um ajuste de modo a responder quando ocorrer um fluxo de potência que ultrapasse a capacidade nominal da Usina Fotovoltaica, mas em direção contrária à corrente usual. A Equação 6.51 apresenta o cálculo seguindo os critérios da função.

$$V_{P32} = 1,1 \cdot P_{Gerao} = 1,1 \cdot 1000W = 1100W \quad (6.51)$$

V_{P32} \Rightarrow Potência de Pick-up - Função 32 (W);
 P_{Gerao} \Rightarrow Pontência de geração (W);

Conforme as diretrizes apresentadas no manual do relé utilizado, observamos que a faixa de ajuste para a função 32 compreende o intervalo de 1 a 1,2 vezes a capacidade nominal do sistema. Dessa forma, o ajuste calculado demonstra ser apropriado para a aplicação em questão. O tempo de resposta definido para a função 32 do relé será de 1 segundo.

6.4.5.10 Sobrecorrente com Restrição de Tensão - Função 51V

A função de sobrecorrente com restrição de tensão (51V) tem a finalidade de responder a falhas elétricas de natureza trifásica ou bifásica na rede da concessionária. Esta função desempenha um papel vital na proteção da Usina Fotovoltaica (UFV), uma vez que é desafiador conciliar as condições de geração máxima com as contribuições mínimas em casos de curto-circuito. Quando ocorre um curto-circuito nas proximidades da UFV, observamos simultaneamente ocorrências de sobrecorrente e queda de tensão, o que desencadeia a atuação da função 51V (SILVA, 2022a).

Considerando o propósito da função 51V na salvaguarda da UFV, a corrente de atuação (pick-up) deve ser ajustada levando em consideração o fluxo de corrente de curto-circuito em sentido contrário. Além disso, é fundamental considerar que, em situações de curto-circuito na rede da concessionária, alguns inversores da UFV podem estar desconectados, resultando em uma corrente que pode ser inferior à capacidade nominal do sistema. A Equação 6.52 apresenta o cálculo da corrente de atuação da função 51V.

$$V_{P51v} = 0,9 \cdot V_{NF} = 0,9 \cdot 19.919V = 17,9267V \quad (6.52)$$

V_{P51v} \Rightarrow Tensão de Pick-up - Função 51V (v);

V_{NF} \Rightarrow Tensão nominal de fase-neutro (v);

6.4.5.11 Sobrefrequência/Subfrequência - Função 81 O/U

Com a finalidade de desvincular o barramento do cliente da rede da concessionária em resposta a flutuações anômalas na frequência, será implementada uma função de sobrefrequência e subfrequência com curvas de resposta temporais definidas e ajustadas em estágios distintos, conforme detalhado a seguir:

$$F_{P81O-1} = 62Hz \quad (6.53)$$

$$F_{P81U-1} = 57,5\text{Hz} \quad (6.54)$$

$F_{P81O-1} \Rightarrow$ Frequência de Pick-up - Função 81O (Hz);

$F_{P81U-1} \Rightarrow$ Frequência de Pick-up - Função 81U (Hz);

Ambos são ajustado com um Dial Time de 0,2s.

6.4.5.12 Desbalanço de Corrente - Função 46

Conforme discutido por (SILVA, 2022a), é essencial reconhecer que o funcionamento de um inversor fotovoltaico se diferencia significativamente do funcionamento de geradores que incorporam máquinas rotativas. A função de reversão de corrente de fase (46) desempenha um papel crucial na proteção das máquinas rotativas, uma vez que a circulação de correntes de sequência negativa provoca um torque oposto, resultando em um aumento de temperatura prejudicial ao desempenho do equipamento. No entanto, nos sistemas fotovoltaicos, a função 46 é empregada principalmente como uma medida de contingência. O cálculo do ponto de atuação (pick-up) da função 46 pode ser derivado com base no desequilíbrio de corrente entre as fases conforme a Equação 6.55 a oferece critérios para determinar a corrente de atuação da função 46 do relé.

$$I_{P46} = 0,15 \cdot I_n = 0,15 \cdot 18,409\text{A} = 2,761\text{A} \quad (6.55)$$

$I_{P46} \Rightarrow$ Corrente de Pick-up - Função 46 (A);

$I_n \Rightarrow$ Corrente nominal (A);

6.4.5.13 Desbalanço de Tensão / Perda de Sequência - Função 47

A configuração da proteção de inversão de fase/sequência de fase será meticulosamente ajustada para garantir que o relé de proteção possa atuar em um intervalo de tempo extremamente curto, de apenas 0,2 segundos, em caso de inversão de fases no sistema, seja essa inversão intencional ou acidental.

O relé de proteção em foco opera com base na análise da componente de sequência negativa de tensão. Para determinar a configuração adequada, é crucial levar em consideração que, em situações de inversão de fase, a componente de sequência negativa atinge 100%, enquanto, em caso de perda de uma das fases, a mesma componente reduz-se a 33%. Portanto, para permitir que o relé atue tanto em casos de perda de fase, o que pode ser prejudicial para o funcionamento da instalação, como em situações de inversão de fases, será efetuado um ajuste preciso, fixando-se o valor em 25% da componente de sequência negativa, como apresenta a Equação 6.56.

Importante ressaltar que essa configuração foi cuidadosamente determinada de modo a evitar atuações indevidas da proteção em situações de desequilíbrios pequenos e toleráveis, garantindo, assim, que a operação da proteção seja seletiva e sensível às condições críticas do sistema.

$$V_{P47} = 0,25 \cdot \frac{V_f}{\sqrt{3}} = 0,25 \cdot \frac{34.500V}{\sqrt{3}} = 4979,646V \quad (6.56)$$

V_{P47} \Rightarrow Tensão de Pick-up - Função 47 (V);

V_f \Rightarrow Tensão de fornecimento (V);

$$T_{47} = 0,2S$$

6.5 Coordenograma

Tomando os dados das proteções de sobrecorrentes da UFV e da Concessionária (50/51 e 50N/51N), além das suas respectivas curvas adotadas, nesse caso a IEC MI (Muito Inversa). Foi gerado o gráfico corrente (A) versus Tempo (A) apresentado a Figura 6.3. As curvas inferiores (verde) são as que por definição de seletividade deveriam acionar primeiro que as superiores (vermelho).

Observa-se que existe a coordenação entre as curvas do relé da UFV BERNOULLI em verde e da Neoenergia COELBA em vermelho, atuando nas proteções contra os curtos-circuitos possíveis entre os valores mínimo (I_{CCmin}) e máximo (I_{CCmax}). As curva da função 50 é de fácil identificação no gráfico pois trata de uma corrente constante, já a função aplica-se as curvas temporizadas IEC como abordado.

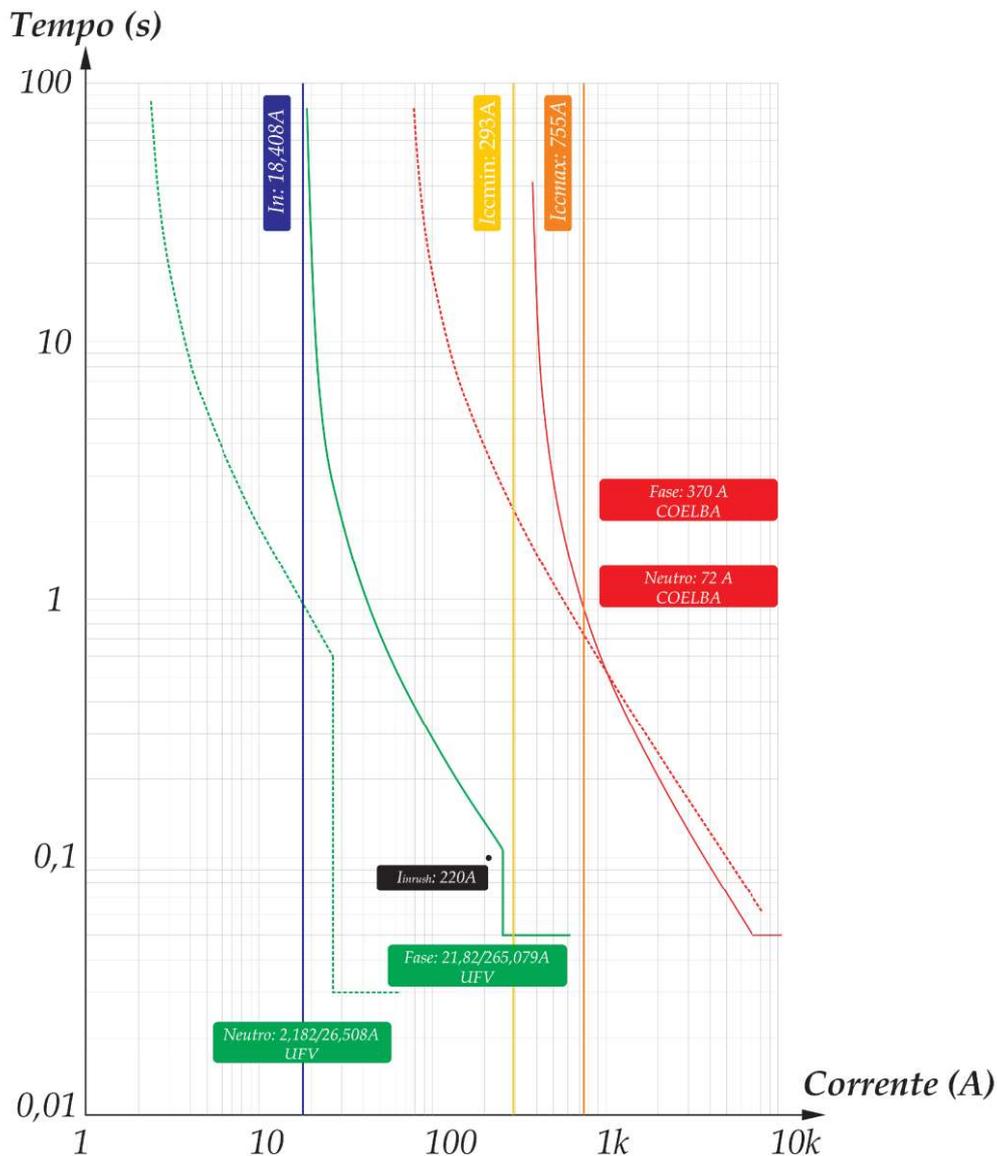


Figura 6.3 – Coordenograma das proteções 50/51 e 50N/51N

Vale salientar que o relé não irá operar no momento de magnetização do transformador pois a corrente de I_{inrush} está antes do acionamento da Função 50 e abaixo a curva da Função 51. Por fim, o relé irá operar normalmente durante todo o funcionamento da Usina, visto que, a corrente nominal (I_n) está fora da sua zona de atuação. Quanto ao Neutro se trata de um desequilíbrio nas correntes de fase, nesse caso é sensibilizado pela componente simétrica I30 ou pela soma vetorial das correntes primária, em uma geração é sempre equilibrada, logo a corrente de injeção da usina não sensibiliza neutro.

Capítulo 7

Considerações Finais

É possível inferir que a proteção e coordenação de parâmetros desempenham um papel crucial na eficiência e segurança da conexão de Usinas Fotovoltaicas à rede elétrica da concessionária. A pesquisa revelou a importância de um estudo detalhado e criterioso sobre esses aspectos, especialmente quando se trata de uma UFV com uma capacidade expressiva.

Nesse projeto foi apresentado o desenvolvimento da análise de curto circuito e das proteções que são primordiais para conexão da planta fotovoltaica da UFV Bernoulli de 1,4 MWp. Dessa forma, foi apresentada todas as definições e conceitos que regem o assunto, propondo o estudo de caso, no qual foi apresentado o comportamento das correntes de curto-circuito e em sequência a elaboração estudo de proteção e seletividade.

A análise de curto-circuito foi efetuada a partir dos dados ofertado pela concessionária (Neoenergia Coelba), os resultados apresentados, mostrou que a influência da UFV na rede de distribuição a ser conectada foi mínimo. Entretanto, existe um aumento nos valores de curto-circuito trifásico e o maior no curto-circuito fase-terra como apresentado. Vale ressaltar que o método utilizado não foi simulado em software, o que seria ideal para análise do comportamento do sistema em situações de curtos-circuitos. Quanto ao estudo de proteção os resultados apresentaram eficiência dos métodos utilizados, os dados mostram que obteve a coordenação com o religador a montante, além da seletividade com as proteções abrangendo as situações de curto-circuito estudadas, além das proteções relacionadas a tensão e frequências. Quanto ao coordenograma, comprova a coordenação entre os relés da usina e da concessionária.

Além disso, as referências bibliográficas e normas que integram esse trabalho abordaram conceitos essenciais que proporcionam uma compreensão aprofundada, contribuindo significativamente para o conhecimento necessário na elaboração de projetos destinados à conexão à rede de média tensão da Neoenergia Coelba. Dessa forma, busca-se viabilizar a integração das gerações fotovoltaicas, com considerável capacidade instalada, à rede de distribuição local. Ao longo deste estudo, foi possível constatar que a proteção eficaz da UFV não apenas resguarda o investimento financeiro associado à sua implementação, mas também salvaguarda a integridade da infraestrutura elétrica global. A análise detalhada dos parâmetros de coordenação permitiu identificar os pontos críticos que demandam atenção específica, contribuindo para a otimização do desempenho do sistema como um todo.

Diante do exposto, este trabalho fornece uma contribuição substancial para o entendimento aprofundado da proteção e coordenação de parâmetros em Usinas Fotovoltaicas de grande porte. As recomendações e conclusões apresentadas constituem uma base sólida para profissionais e pesquisadores envolvidos no planejamento, implementação e operação de UFVs, com a finalidade última de promover a eficiência, a confiabilidade e a sustentabilidade no contexto da geração de energia solar.

Capítulo 8

Sugestões para Trabalhos Futuros

Como sugestão de futuros trabalhos para seguimento da pesquisa, tem-se:

- ▶ Simular o circuito completo da UFV no software Etap (Electrical Transient and Analysis Program), para analisar o desempenho do sistema de proteção e o comportamento das correntes no circuito;
- ▶ Efetuar o estudo de fluxo de potência e os impactos na rede de distribuição que será conectada a Usina Fotovoltaica;
- ▶ Aplicar na prática a parametrização do Relé;
- ▶ Avaliar a influência da UFV na subestação em que a rede de distribuição está conectada;
- ▶ Analisar o estudo de proteção para mesma usina com outros tipos de transformadores, inversores e ligações;

REFERÊNCIAS

ABNT. *NBR14039 - Instalações Elétricas De Média Tensão De 1,0 Kv A 36,2 Kv*. [S.l.], 2003. (Citado na página 16.)

ADS Disjuntores. Transformador de Potencial. <<https://adsdisjuntores.com.br/produto/transformador-de-potencial/>> [Acesso em: 25 de outubro de 2023]. [s.d]. (Citado 3 vezes nas páginas 25, 26, and 28.)

ANEEL. *PRODIST - Módulo 3 - Conexão ao sistema de distribuição de energia elétrica*. [S.l.], 2021. (Citado 2 vezes nas páginas 2 and 47.)

ANEEL, A. N. D. E. E. *Micro e minigeração distribuída: sistema de compensação de energia elétrica*. [S.l.]: Aneel Brasília, 2016. (Citado na página 8.)

BORTONI, E. d. C.; HADDAD, J. Interconexão de sistemas de geração distribuída. *Interciência, Rio de Janeiro*, n. 1^a, 2006. (Citado na página 40.)

CONCEIÇÃO, E. d. *Modelagem e simulação da proteção de alimentadores de distribuição utilizando softwares tipo EMTP. 2012. 174 f.* Tese (Doutorado) — Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica)—Universidade de Brasília, Brasília, 2012. (Citado 2 vezes nas páginas 21 and 22.)

DIS-NOR-036-REV.02. *Fornecimento de Energia Elétrica e Média Tensão de Distribuição à Edificação Individual*. [S.l.], 2022. (Citado na página 57.)

ELÉTRICA, A. *Subestações de Energia - Definições, Conceitos e Aplicações*. [S.l.]: São Paulo: Aprender Elétrica, 2021. (Citado 6 vezes nas páginas 13, 15, 23, 25, 29, and 30.)

EPE. Matriz energética e elétrica. <<https://www.epe.gov.br/pt/abcdenergia/matriz-energetica-e-eletrica>> [Acessado em 29 de Setembro de 2023]. 2023. (Citado na página 7.)

EPE, E. de P. E. *Balanço Energético Nacional - Ano Base 2022*. [S.l.: s.n.], 2023. (Citado na página 10.)

FILHO, J. M. *Manual de Equipamentos Elétricos*. LCT: LTC, 2013. ISBN 978-85-216-2291-8. (Citado 5 vezes nas páginas 16, 19, 22, 26, and 27.)

FILHO, J. M. *Subestações de Alta Tensão*. LCT: LTC, 2021. ISBN 978-85-21-63754-7. (Citado na página 13.)

- GONÇALVES, R. M. et al. *Guia de projeto para subestações de alta tensão*. Tese (Doutorado) — UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO, 2012. (Citado 2 vezes nas páginas 28 and 29.)
- HODGKINSON, G. System implications of embedded generation and its protection and control. pes perspective. IET, 1998. (Citado na página 40.)
- IEA. Energia solar fotovoltaica. <<https://www.iea.org/energy-system/renewables/solar-pv>> [Acessado em 0 de Outubro de 2023]. 2023. (Citado na página 9.)
- IEEE. Ieee standard electrical power system device function numbers, acronyms, and contact designations - redline. *IEEE Std C37.2-2008 (Revision of IEEE Std C37.2-1996) - Redline*, p. 1–62, 2008. (Citado na página 49.)
- KINDERMANN, G. *Curto circuito*. [S.l.]: Sagra-DC Luzzatto, 1992. (Citado 5 vezes nas páginas 44, 45, 46, 56, and 62.)
- LUIZ, C. M. *Avaliação dos Impactos da Geração Distribuída para Proteção do Sistema Elétrico*. Dissertação (Mestrado) — UFMG, 2012. (Citado na página 10.)
- MAMEDE, J. M. F. e D. R. *Proteção de Sistemas Elétricos de Potência*. LCT: LTC, 2012. ISBN 978-85-216-2012-9. (Citado 11 vezes nas páginas 22, 23, 24, 25, 26, 28, 31, 32, 33, 34, and 41.)
- MARDEGAN, C. Capítulo v dispositivos de proteção—parte iii. *Revista O Setor Elétrico, São Paulo*, p. 26–36, 2010. (Citado na página 33.)
- MAURIZIO. Chave Fusível Polimérica tipo MZP. <http://www.maurizio.com.br/produtos/2/1/1/Chave_Fusivel_Polimerica> [12 de outubro de 2023]. 2019. (Citado na página 20.)
- MD Policabos. Terminação e Terminal Mufla Cabos. <<https://www.mdpolicabos.com.br/produto/terminacao-e-terminal-mufla-cabos/>> [Acesso em: 25 de outubro de 2023]. 2021. (Citado na página 18.)
- MESH ENGENHARIA. Como Funciona e Dimensiona o Fusível? <<https://meshengenharia.com/2022/10/13/como-funciona-e-dimensiona-o-fusivel/>> [Acesso em: 29 de outubro de 2023]. [s.d]. (Citado na página 20.)
- MESH ENGENHARIA. Para-Raio Média Tensão. <<https://meshengenharia.com/2023/03/17/para-raio-media-tensao/>> [Acesso em: 27 de outubro de 2023]. [s.d]. (Citado na página 17.)
- MESH ENGENHARIA. Tipos de Subestação de Média Tensão. <<https://meshengenharia.com/2022/11/30/tipos-de-subestacao-de-media-tensao/>> [Acesso em: 25 de outubro de 2023]. [s.d]. (Citado na página 15.)
- MONTICELLI, A. J. *Fluxo de carga em redes de energia elétrica*. [S.l.]: E. Blucher, 1983. (Citado na página 35.)
- MOREIRA, E. A. e. a. Minigeração fotovoltaico distribuída em redes de distribuição - metodologia para estudos de conexão considerando a dicotomia carga/geração. *XXV Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica - SNPTEE, Belo Horizonte*, p. 9, 2019. (Citado na página 38.)

OLIVEIRA, A. C. M. de. *Estudo de Proteção e Seletividade sob a perspectiva de Minigeração Fotovoltaica*. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal de Minas Gerais, 2019. (Citado 6 vezes nas páginas 1, 2, 35, 36, 46, and 48.)

OLIVEIRA, N. C. S. et al. Projeto de subestação para conexão de usina de minigeração distribuída em sistema de média tensão. Universidade Federal de Uberlândia, 2022. (Citado na página 2.)

ONS. O que é o sin. <<https://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/o-que-e-o-sin>> [Acessado em 03 de Agosto de 2023]. 2023. (Citado na página 1.)

PEREIRA, C. Redes elétricas no domínio da frequência: técnicas de análise, modelos de componentes, técnicas computacionais. *Artliber, São Paulo*, 2015. (Citado na página 36.)

PIMENTA, A. M. d. S. *Subestações de energia elétrica MAT Engenharia*. Tese (Doutorado), 2015. (Citado 4 vezes nas páginas 16, 17, 28, and 29.)

PINHO, J. T.; GALDINO, M. A. Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos. 2014. *Citado*, v. 3, p. 40–42, 2018. (Citado na página 11.)

PIRES, J. C. L. Desafios da reestruturação do setor elétrico brasileiro. Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social, 2000. (Citado 2 vezes nas páginas 6 and 7.)

PRUDENCIO, B. N. et al. Análise e influência da distribuição de temperatura de inversor no desempenho energético de sistemas fotovoltaicos de geração distribuída com distintos fatores de dimensionamento. Araranguá, SC, 2020. (Citado na página 8.)

SALESSE, A. V.; MARQUES, R. F. Aspectos relativos à conexão de geração distribuída nos sistemas de distribuição de energia elétrica. In: *International Congress on Electricity Distribution-CIDEL*. [S.l.: s.n.], 2006. (Citado na página 39.)

SAMPAIO, R. D. et al. Subestações de energia elétrica: metodologia e dimensionamento para uma planta elétrica industrial. Brasil, 2020. (Citado na página 18.)

SATO, F.; FREITAS, W. *Análise de Curto-Circuito e Princípios de Proteção em Sistemas de Energia Elétrica*. 1. ed.. ed. Elsevier Editora Ltda.: Elsevier Editora Ltda., 2015. ISBN 978-85-352-6886-7. (Citado 5 vezes nas páginas 41, 42, 43, 44, and 55.)

SCARABELOT, L. T. et al. Influência do fator de dimensionamento de inversor no desempenho termoenergético de sistemas fotovoltaicos de geração distribuída. 2020. (Citado na página 11.)

SEL, S. E. L. Filosofias de proteção de redes de distribuição. <<https://selinc.com/pt/selu/courses/p15/>> [Acessado em 30 de Setembro de 2023]. 2016. (Citado 2 vezes nas páginas 20 and 21.)

SIEMENS. Proteção contra sobrecorrente – Reyrolle 7SR10. <<https://www.siemens.com/global/en/products/energy/energy-automation-and-smart-grid/protection-relays-and-control/reyrolle/overcurrent-and-feeder-protection/overcurrent-protection-reyrolle-7sr10.html>> [Acesso em: 02 de novembro de 2023]. [s.d]. (Citado na página 33.)

SILVA, F. E. C. da. Estudos de fluxo de potência, curto-circuito e proteção para conexão de uma planta de minigeração fotovoltaica de 2, 3195 mwp. 2022. (Citado 2 vezes nas páginas 79 and 80.)

SILVA, I. J. de O. *Coordenação da Proteção de Sobrecorrente com Curvas Inversas em Rede com Geração Distribuída*. Dissertação (Mestrado) — UFMG, 2022. (Citado na página 10.)

TINNEY, W. F.; HART, C. E. Power flow solution by newton's method. *IEEE Transactions on Power Apparatus and systems*, Ieee, n. 11, p. 1449–1460, 1967. (Citado na página 37.)

TREVISOL, F. C. Sistema de proteção contra descargas atmosféricas em subestações de média e alta tensão. 2018. (Citado na página 17.)

VENTURA, M. M. O estudo de caso como modalidade de pesquisa. *Revista SoCERJ*, v. 20, n. 5, p. 383–386, 2007. (Citado na página 55.)

VIEIRA, C. R. et al. Análise do fluxo de potência e do fator de potência no sistema elétrico de distribuição de um campus universitário com a inserção da geração solar fotovoltaica. 2018. (Citado na página 8.)

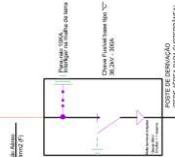
VILLALVA, M. G. Funções e requisitos técnicos dos inversores fotovoltaicos - parte i. <<https://canalsolar.com.br/funcoes-e-requisitos-tecnicos-dos-inversores-fotovoltaicos/>> [Acessado em 29 de Setembro de 2023]. 2019. (Citado na página 37.)

ANEXO I

Diagrama Unifilar

DIAGRAMA UNIFILAR

RESERVA - CONDIÇÃO DE INSTALAÇÃO: 100%
 TABELA 12.1 - 100%
 RESERVA - CONDIÇÃO DE INSTALAÇÃO: 100%
 TABELA 12.1 - 100%

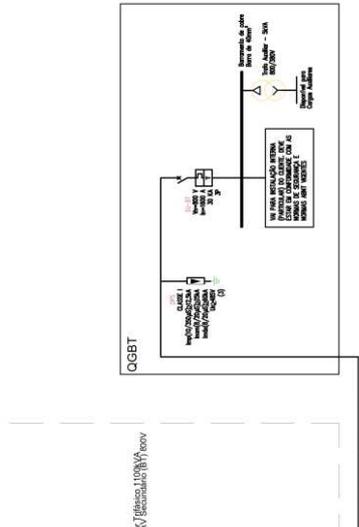


RESERVA - CONDIÇÃO DE INSTALAÇÃO: 100%
 TABELA 12.1 - 100%

RESERVA - CONDIÇÃO DE INSTALAÇÃO: 100%
 TABELA 12.1 - 100%

RESERVA - CONDIÇÃO DE INSTALAÇÃO: 100%
 TABELA 12.1 - 100%

RESERVA - CONDIÇÃO DE INSTALAÇÃO: 100%
 TABELA 12.1 - 100%



RESERVA - CONDIÇÃO DE INSTALAÇÃO: 100%
 TABELA 12.1 - 100%

Dimensionamento de condutores do ramal de ligação aéreo
 O condutor do ramal de ligação aéreo foi dimensionado conforme a Tabela 12.1, considerando a capacidade de condução de corrente para a tensão de 34,5kV e uma demanda de até 6000 kVA, o condutor mínimo deve ser de cobre rd 35mm², logo será utilizado o cabo indicado em conformidade com a norma vigente.

CÁLCULO PARA DIMENSIONAMENTO DE CONDUTORES DA TRANSIÇÃO AÉREO SUBTERRÂNEO ATÉ A CABINE DE MEDIÇÃO E PROTEÇÃO
 O RAMAL SUBTERRÂNEO ENTRE POSTE DE ENTRADA E CABINE DE MEDIÇÃO E PROTEÇÃO É DIMENSIONADO CONFORME TABELA 12. ANEXO I DA DIS-NOR-036 PARA TIPO DE 34,5kV E PROTEÇÃO DE 100% ATÉ 6000 kVA DEVEM SER UTILIZADOS CONDUTORES DE COBRE 35mm² EPR/ALPE = 20/35kV

CÁLCULO PARA DIMENSIONAMENTO DE CONDUTOR SUBTERRÂNEO DO TRANSFORMADOR DE 1100 KVA ATÉ A CABINE DE MEDIÇÃO E PROTEÇÃO GERAL
 CORRENTE MÁXIMA EM MÉDIA TENSÃO - TRANSFORMADOR 1100KVA 1: IB=18,41A
 MÉTODO DE INSTALAÇÃO CONSIDERADO: ELETRODUTOS ENTERRADOS - MÉTODO F, CONFORME TABELA 25 DA NBR 14039
 TC = TEMPERATURA DO SOLO CONSIDERADA: 30°C. FATOR DE CORREÇÃO SERÁ 0,93 CONFORME TABELA 32 DA NBR 14039
 CC - QUANTIDADE DE CONDUTORES: 1 CONDUTOR POR FASE
 CABO ADOTADOS: COBRE 3x35mm², 20/35 KV EPR/ALPE
 CC - CAPACIDADE DE CONDUÇÃO DE CORRENTE CONFORME TABELA 28 DA NBR 14039, MÉTODO F:108 A CONFORME NBR 14039 ITEM 6.2.5.3.3. Quando forem utilizadas as tabelas 28 e 31 e a temperatura ambiente no local em que devem ser instalados os cabos diferir das temperaturas de referência, os fatores de correção especificados na tabela 32 devem ser aplicados aos valores de capacidade de condução de corrente das tabelas 28 e 31.
 LOCO.
 Amplitude real do cabo = Amplitude Tabela 28 x TC = 108 x 0,93 = 101,37 A

POSTANDO PARA AS CONDIÇÕES DESCRITAS A CAPACIDADE DE CONDUÇÃO REAL DO CABO INDICADO É DE 101,37 A. LOGO O CONDUTOR DE COBRE 3x35mm² SUPORTA A CORRENTE DE PROJETO PARA MÉDIA TENSÃO DE 18,41 A. ENTÃO SERÁ UTILIZADO ESSE CONDUTOR PARA A LIGAÇÃO EM MÉDIA TENSÃO ENTRE TRANSFORMADOR E CABINE DE MEDIÇÃO E PROTEÇÃO.

CÁLCULO PARA DIMENSIONAMENTO DOS CABOS DE BAIXA TENSÃO - TRANSFORMADORES DE 1100 KVA
 CORRENTE MÁXIMA NO CIRCUITO DE BAIXA TENSÃO - TRANSFORMADOR 1000KVA 1: IB=753,88A
 MÉTODO DE INSTALAÇÃO CONSIDERADO, DE ACORDO COM NBR 5410: Número 61A método de referência D
 IB - CORRENTE DE PROJETO: 753,88 A
 TC - TEMPERATURA DO AR CONSIDERADA: 40°C. FATOR DE CORREÇÃO SERÁ 0,91 CONFORME TABELA 40 DA NBR 5410/2005
 FA - FATOR DE AGRUPAMENTO CONSIDERADOR: 0,65, CONSIDERANDO 4 CABOS POR FASE, CONFORME TABELA 42 DA NBR 5410/2005
 CC - QUANTIDADE DE CONDUTORES: 4 CONDUTOR POR FASE
 CABO ESCOLHIDO: COBRE 4x4240mm², 0,65/KV EPR/ALPE 80"
 CC - CAPACIDADE DE CONDUÇÃO DE CORRENTE DO CABO, CONFORME TABELA 37 DA NBR-5410, MÉTODO B DE INSTALAÇÃO: 351 A
 IB = IB / (TC x FA x CC)
 IB = 753,88 / (0,91 x 0,65 x 4) = 335,53 A

A CORRENTE PÍCICA (IP) É DE 335,53 A, CONSIDERANDO OS FATORES DE CORREÇÃO MENCIONADOS ACIMA E A CAPACIDADE DE CONDUÇÃO DE CORRENTE DO CABO DE 351 A, CONCLUINDO QUE O CABO ADOTADO, COM BITOLA DE 240 MM², CONSIDERANDO 4 CABOS POR FASE É APROPRIADO.

LEGENDA	
	CHAVE SECCIONADORA COM BASE FUSÍVEL - 40KA SOB TENSÃO DE USO
	- ATERRAMENTO
	PLACA TERMINAL UNIPOLAR - CLASSE 36KV
	TRANSFORMADOR DE POTENCIAL (TP)
	TRANSFORMADOR DE CORRENTE (TC)
	PARA-RAIO
	FUSÍVEL
	DISJUNTOR TRIPOLAR ESQA
	TRANSFORMADOR TRIFÁSICO - 3450/600V
	DISJUNTOR TRIPOLAR
	DISJUNTOR UNIPOLAR
	CHAVE SECCIONADORA SACA FUSÍVEL
	CHAVE SECCIONADORA TRIPOLAR
	DISPOSITIVO DE PROTEÇÃO CONTRA SURTOS (DPS)
	CHAVE SECCIONADORA ROTATIVA

NOTAS

A cabine onde estiver o QGBT é do fabricante MEC e possui grau de proteção IP24 assim como o cablo de medição e proteção e o transformador de energia de 1100KVA.

A estrutura construída do QGBT não está detalhada nesse projeto, porém a mesma deve ser executada de acordo com as especificações técnicas e normas vigentes do Município de Cabo. Além disso a estrutura instalada para MEC é homologada segundo as normas vigentes.

O 30kV Siemens TSDT, deve apresentar mais funções logo de instalação, logo deve ser confirmada no manual do fabricante.

REFERÊNCIAS

Norma Técnica MEC/ENERGIA, CDELA

DIS-NOR-036 - Fomecimento de Energia Elétrica em Médio Tensão de Distribuição e Edificação Individual

NBR 5410/2005 - ENEE-011 - Conselho de Reguladores do Sistema de Distribuição

CONEXO DE PROTEÇÃO

ANEXO II

Folha de Dados do Transformador



FOLHA DE DADOS

Transformador Seco

Nº Documento

10011133450

Referência: Transformador trifásico 1,1 MVA 34,5 CST / 0,8 kV ANAF
Especificação / Norma: NBR 5356-11

1 IDENTIFICAÇÃO

Código do produto: 17347463
Tipo: Transformador trifásico tipo seco

2 CARACTERÍSTICAS DO AMBIENTE

Instalação: Ao tempo
Altitude máxima de instalação [m]: 1000
Atmosfera: Agressiva
Temperatura máxima do ambiente [°C]: 40

3 CARACTERÍSTICAS ELÉTRICAS

Frequência [Hz]: 60

Fases: 3

Grupo de ligação: YNd1

Enrolamento	Potência [kVA]		Tensão [kV]	Ligação	Comutação
	AN	AF			
Alta tensão	1100	1100	34,5 (+/- 2 x 2,5%)	Y	CST
Baixa tensão	1100	1100	0,8	d	-

Elevação de temperatura dos enrolamentos [°C]	Média	100
	Ponto mais quente	115
Classe do material isolante AT / BT		F / F

	Alta tensão		Baixa tensão			
	Fase	Neutro	Fase			
Nível de isolamento [kV]	36,2	36,2	1,1			
Tensão de impulso (pleno) [kV]	150	150				
Tensão aplicada [kV]	70	70	3			
Tensão induzida [kV]	2 x VN	2 x VN	2 x VN			

Temperatura de referência @ - 120°C - AN	100%
Perdas a vazio [kW]	6,0
Perdas totais [kW]	21,0
Corrente de excitação [%]	1,6

	Base		Impedância @ 120°C - AN [%]
	Posição [kV]	Potência [kVA]	
Alta tensão / Baixa tensão	34,5 / 0,8	1100	6,00

	AN	AF
Nível de ruído [dB]	65	87
Descargas parciais [pC]	10	10
Corrente de inrush [Apk]	19,7 x In	-
Fator K	1	-



FOLHA DE DADOS
Transformador Seco

Nº Documento

10011133450

	Regulação (100% de carga) [%]		
	Cos ϕ = 0,8	Cos ϕ = 0,9	Cos ϕ = 1
AN	4,67	3,88	1,53

Fator de carga [%]	Rendimento [%]		
	Cos ϕ = 0,8	Cos ϕ = 0,9	Cos ϕ = 1
	AN	AN	AN
25	96,94	97,27	97,54
50	97,83	98,07	98,26
75	97,86	98,09	98,28
100	97,67	97,92	98,13

4 CARACTERÍSTICAS CONSTRUTIVAS

Grau de proteção:	IP 54
Classe do transformador:	E2-C1-F1
Material dos condutores AT / BT:	Alumínio / Alumínio

5 ACESSÓRIOS

Monitor de temperatura com indicador	Sim
Sensor de temperatura PT-100	Sim
Sistema de comutação a vazio (links)	Sim
Motoventiladores	Sim
Olhais para tração	Sim
Olhais de suspensão	Sim
Placa de identificação (Inox)	Sim
Rodas bidirecionais, lisas	Sim
Base de apoio	Sim
Conector de aterramento	Sim
Blindagem eletrostática	Sim
Caixa de circuitos auxiliares	Sim
Apoios para macaco	Sim

6 ENSAIOS

Conforme norma NBR 5356

7 NOTAS

Número	Descrição	Data	Responsável	Aprovado
00	Emissão inicial	04/07/2023	Gabrieldias	Rhackbarth