



UNIVERSIDADE FEDERAL RURAL DE PERNAMBUCO
UNIDADE ACADÊMICA DO CABO DE SANTO AGOSTINHO
BACHARELADO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

MARIA EDUARDA ARAÚJO DE OLIVEIRA

Desenvolvimento de Estudo de Proteção para Conexão de uma Usina fotovoltaica de
1.194kWp

Cabo de Santo Agostinho
2023

MARIA EDUARDA ARAÚJO DE OLIVEIRA

Desenvolvimento de Estudo de Proteção para Conexão de uma Usina fotovoltaica de
1.194kWp

Trabalho de conclusão de curso apresentado ao curso de Bacharelado em Engenharia Elétrica da Unidade Acadêmica do Cabo de Santo Agostinho da Universidade Rural de Pernambuco para obtenção do título de Bacharel em Engenharia Elétrica. Área de concentração: Proteção de Sistemas Elétricos

Orientador: Prof. Dr. Denis Keuton Alves

Coorientador: Prof. Dr. Oswaldo Hideo Ando Junior

Cabo de Santo Agostinho

2023

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação
Universidade Federal Rural de Pernambuco
Sistema Integrado de Bibliotecas
Gerada automaticamente, mediante os dados fornecidos pelo(a) autor(a)

- F383a Ferreira, Beatriz Cândida de Farias
 Análise da resistência a corrosão do aço API 5L X70 revestido com incoel 625 por soldagem plasma pó e por arco
 submerso / Beatriz Cândida de Farias Ferreira. - 2021.
 45 f. : il.
- Orientador: Aureliano Xavier dos Santos.
 Inclui referências.
- Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação) - Universidade Federal Rural de Pernambuco, , Cabo de Santo
 Agostinho, 2022.
1. Corrosão. 2. Soldagem. 3. Revestimento. 4. SAW. 5. PTA. I. Santos, Aureliano Xavier dos, orient. II. Título

CDD

MARIA EDUARDA ARAÚJO DE OLIVEIRA

Desenvolvimento de Estudo de Proteção para Conexão de uma Usina fotovoltaica de
1.194kWp

Trabalho de conclusão de curso apresentado ao curso de Bacharelado em Engenharia Elétrica da Unidade Acadêmica do Cabo de Santo Agostinho da Universidade Rural de Pernambuco para obtenção do título de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Aprovada em: 21/09/2023

Banca Examinadora

Orientador: Prof. Dr. Denis Keuton Alves

Coorientador: Prof. Dr. Oswaldo Hideo Ando Junior

Examinador Interno: Prof^a. Dr^a. Mauren Pomalis Coelho da Silva

Examinador Externo: Prof^a. Dr^a. Sâmara de Cavalcante Paiva

AGRADECIMENTOS

À Deus, em primeiro lugar, pela minha vida, por me amparar nos momentos difíceis e por permitir a conclusão deste projeto.

À minha família, pela compreensão, apoio incondicional e ajuda no desenvolvimento desse trabalho. A meus pais que acreditaram e investiram em mim, e pelos sacrifícios que estes fizeram e fazem por mim até hoje.

À meus amigos que me ajudaram e, muitas vezes, compreenderam minha ausência. À todos os meus colegas de curso por partilhar experiências importantes na minha formação.

À Universidade Federal Rural de Pernambuco e, em especial, à Unidade Acadêmica do Cabo de Santo Agostinho e a todos os profissionais que a compõem. À todos os professores por compartilhar conhecimentos e ensinamentos imprescindíveis para meu crescimento.

À meu orientador Prof. Dr. Dênis Keuton e coorientador Prof. Dr. Oswaldo Hideo, por toda ajuda prestada neste projeto, pelos ensinamentos e paciência que me direcionaram nesta trajetória.

À todos aqueles que, de alguma forma, estiveram presentes e contribuíram com o desenvolvimento desse trabalho.

RESUMO

A geração de energia fotovoltaica apresenta um perfil diferente da geração de energia convencional. Isso se deve às características inerentes ao processo de geração fotovoltaica, como uma geração intermitente, em que ocorrem flutuações na geração de energia e, portanto, afere-se maior complexidade ao sistema de proteção. Deste modo, no presente trabalho são analisados os normativos vigentes e recomendações para elaboração de um estudo de proteção e seletividade de geradores fotovoltaicos. Neste trabalho, foi utilizada uma usina fotovoltaica de 1.194kWp, localizada em Caruaru/PE, conectado a concessionária local por meio de um transformador de acoplamento e inversores. Para o dimensionamento de proteção foram selecionados os ajustes necessários para aferir confiabilidade ao gerador proposto e assegurar a conexão à rede de distribuição com os parâmetros de qualidade mínimos exigidos perante normativo. A partir dos resultados obtidos, constatou-se por meio de análise gráfica dos coordenogramas que o método utilizado foi eficaz na elaboração do estudo de proteção e seletividade, estando em conformidade com o normativo vigente.

Palavras-chave: usina fotovoltaica; seletividade de proteção; coordenação de proteção; geração distribuída.

ABSTRACT

The generation of photovoltaic energy presents a different profile from the generation of conventional energy (hydroelectric). This is due to the characteristics inherent to the photovoltaic generation process, such as intermittent generation, in which fluctuations in energy generation occur, adding greater complexity to the protection system. Therefore, this work analyzes current regulations and recommendations for preparing a study on the protection and selectivity of photovoltaic generators. This work used a real case study with a 1MW generator connected to the local utility through a coupling transformer and inverters. The protections and adjustments were selected to assess the reliability of the proposed generator and ensure connection to the distribution network with the minimum quality parameters required by regulations. From the results obtained, it was verified through graphic analysis of the coordination that the method used was effective in the protection and selectivity study, attending to current regulations.

Keywords: photovoltaic plant; protection selectivity; protection coordination; distributed generation.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Layout Geral	177
Figura 2 - Esquema elétrico - Usina Fotovoltaica	177
Figura 3 - Sistema de geração, transmissão e distribuição de energia.	20
Figura 4 - Matriz Energetica Brasileira	22
Figura 5 - Fluxo de potência unidirecional.....	23
Figura 6 - Zonas de proteção de um sistema de potência.....	26
Figura 7 - Esquema geral de um sistema de proteção.	27
Figura 8 - Curvas de temporização dos relés temporizados. (a) Curva de temporização inversa; (b) Família de Curvas de temporização inversa; (c) Curva de temporização com retardo independente.....	28
Figura 9 - Esquema de análise da tensão de saturação no TC.....	39
Figura 10 - Diagrama unifilar do sistema.....	42
Figura 11 - Impedâncias presentes no sistema	46
Figura 12 - Faixas de tensão de operação da rede conforme PRODIST e NBR 16149	511
Figura 13 - Faixas de frequência de operação da rede	53
Figura 14 - Esquema da função 67	55
Figura 15 - Coordenograma de Fase das proteções da concessionaria e acessante.....	57
Figura 16 - Coordenograma de neutro das proteções da concessionaria e acessante.....	57
Figura 17 - Coordenograma das proteções do acessante.....	59

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Funções de proteção junto à interface da microgeração ou minigeração distribuída	33
Tabela 2 - Correntes típicas do ponto ANSI.....	40
Tabela 3 - Aspectos básico da Usina e seus componentes	42
Tabela 4 - Dados de curto-circuito	43
Tabela 5 - Proteções do religador a montante do cliente.....	43
Tabela 6 - Proteções selecionadas	44
Tabela 7 - Impedâncias no ponto de entrega	46
Tabela 8 - Impedância do cabeamento	47
Tabela 9 - Correntes de Curto-circuito	48
Tabela 10 - Ajustes de subtensão e sobretensão.....	52
Tabela 11 - Ajustes de sobrecorrente	55
Tabela 12 - Ajustes de proteção	56

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ANSI	American National Standards Institute
CNAEE	Conselho Nacional de Águas e Energia Elétrica
CHESF	Companhia Hidrelétrica do São Francisco
DNAEE	Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica
EI	Extremamente Inversa
MI	Muito Inversa
NBR	Norma Técnica Brasileira
NI	Normalmente Inversa
PRODIST	Regras e Procedimentos de Distribuição
PU	Por unidade
SEP	Sistemas Elétricos de Potência
SIN	Sistema Interligado Nacional
TP	Transformadores de Potencial
TC	Transformadores de Corrente
UFV	Usina Fotovoltaica

LISTA DE SÍMBOLOS

F_s	Fator de sobrecorrente
I_{50}	Corrente de ajuste da proteção 50
I_{50N}	Corrente de ajuste da proteção 50N
I_{51N}	Corrente de ajuste da proteção 51N
I_{TMO}	Corrente de magnetização do transformador a óleo com potência superior a 1 MVA
I_{TMO1}	Corrente de magnetização do transformador a óleo com potência inferior a 1 MVA
I_{TMS}	Corrente de magnetização do transformador a seco
I_{ac}	Corrente de acionamento
I_b	Corrente de base
I_{cb}	Corrente de curto-circuito bifásico
I_{cc}	Corrente de curto-circuito no secundário do transformador de corrente
I_{cfmct}	Corrente do curto-circuito fase-terra máximo
I_{cftma}	Corrente do curto-circuito fase-terra mínimo
I_{cs}	Corrente de curto-circuito trifásico
$I_{máx}$	Corrente máxima prevista
I_{ma}	Sobrecorrente máxima admitida
I_n	Corrente nominal do acessante
$I_{nominal\ trafo}$	Corrente nominal do transformador
I_{u1}	Corrente em pu na base 1
I_{u2}	Corrente em pu na base 2
L_{c1}	Comprimento do circuito
N_{c1}	Quantidade de cabos por fase
P_1	Potência de base 1
P_2	Potência de base 2
P_b	Potência de base
P_{u1}	Potência em pu na base 1
P_{u2}	Potência em pu na base 2
R_Ω	Resistência em ohms
$R_{u\Omega}$	Resistência do condutor em $m\Omega/m$

R_{uat}	Resistência do resistor de aterramento
R_{uct}	Resistência de Contato
R_{umt}	Resistência da malha de terra
T_{ei}	Tempo de operação do relé com curva extremamente inversa
T_{mi}	Tempo de operação do relé com curva muito inversa
T_{ms}	Multiplicador de tempo
T_{ni}	Tempo de operação do relé com curva normalmente inversa
V_1	Tensão de base 1
V_2	Tensão de base 2
V_{27}	Tensão de ajuste de subtensão
V_{51}	Tensão de ajuste da proteção 51V
V_{59}	Tensão de ajuste de sobretensão
V_{FN}	Tensão de fase
V_b	Tensão de base
V_{sat}	Tensão de saturação
V_{u1}	Tensão em pu na base 1
V_{u2}	Tensão em pu na base 2
X_{Ω}	Reatância em ohms
$X_{u\Omega}$	Reatância do condutor em $m\Omega/m$
$Z_{\%}$	Impedância percentual do transformador
$Z_{Relé}$	Impedância do relé
Z_{TC}	Impedância do transformador de corrente
Z_b	Impedância de base
$Z_{c\Omega}$	Impedância do circuito
Z_{cabo}	Impedância do cabeamento
Z_{pu}	Impedância por unidade
Z_{total}	Impedância total no secundário
Z_{u0c}	Impedância do condutor
Z_{u0t}	Impedância de sequência zero do transformador
Z_{u1}	Impedância em pu na base 1
Z_{utot}	Impedância do equivalente de thevenin
$kV_{nominal}$	Potência nominal expressa em kV
$kW_{máx}$	Demanda máxima expressa em kW

I_{ANSI}	Corrente no ponto ANSI
I_{NANSI}	Corrente no ponto NANSI
I_{mag}	Corrente de magnetização do transformador
K	Constante de sobrecarga
R	Resistência em pu
I_{np}	Corrente nominal primária do TC
RTC	Relação de transformação
X	Reatância em pu

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	16
1.1	RELEVÂNCIA DO TEMA	16
1.2	MOTIVAÇÃO	18
1.3	OBJETIVO GERAL	18
1.4	OBJETIVOS ESPECÍFICOS	19
1.5	ESTRUTURA DO TEXTO	19
2	SISTEMA ELÉTRICO DE POTÊNCIA E SUA EVOLUÇÃO	20
2.1	CONCEITOS BÁSICOS DE SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA	20
2.2	SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO	21
2.3	DESAFIOS DA INSERÇÃO DAS USINAS FOTOVOLTAICAS NA MATRIZ ENERGÉTICA BRASILEIRA	22
3	PROTEÇÃO E SELETIVIDADE EM SISTEMAS ELÉTRICOS	25
3.1	CONCEITOS BÁSICOS DE PROTEÇÃO	25
3.2	DISPOSITIVOS DE PROTEÇÃO	27
3.2.1	Relés de proteção	27
3.2.2	Disjuntores	29
3.2.3	Transformadores de instrumentos	29
3.3	CRITÉRIOS E MÉTODOS DE SELETIVIDADE	31
3.3.1	Critérios de seletividade	31
3.3.2	Métodos de seletividade	31
3.4	PROTEÇÃO E SELETIVIDADE DE USINAS FOTOVOLTAICAS	32
4	FUNDAMENTOS BÁSICOS PARA DIMENSIONAMENTO DA PROTEÇÃO	36
4.1	SISTEMA DE BASE E VALORES POR UNIDADE	36
4.2	CURTO-CIRCUITO	37
4.3	CORRENTE DE MAGNETIZAÇÃO DO TRANSFORMADOR (INRUSH)	37
4.4	TRANSFORMADORES DE PROTEÇÃO	38
4.4.1	Suportabilidade em regime contínuo	38
4.4.2	Suportabilidade no curto-circuito crítico	39
4.5	PONTO ANSI	40

4.6	TEMPORIZAÇÃO PARA ACIONAMENTO DE RELÉ	40
5	ESTUDO DE CASO	42
5.1	DADOS INICIAIS	42
5.2	PROTEÇÕES SELECIONADAS	44
5.3	DIMENSIONAMENTO	44
5.3.1	Cálculo da corrente nominal, corrente máxima prevista, corrente de inrush, corrente de magnetização e ponto ANSI do transformador de acoplamento da UFV	44
5.3.2	Impedâncias	45
5.3.3	Correntes de curto-circuito	47
5.3.4	Dimensionamento dos transformadores de medição	48
5.3.4.1	<i>Regime permanente</i>	49
5.3.4.2	<i>Condição de saturação</i>	49
5.4	AJUSTES DAS PROTEÇÕES	50
5.4.1	Proteções realizadas pelos inversores	50
5.4.2	Subtensão e sobretensão	50
5.4.3	Direcional de potência	52
5.4.4	Desbalanceamento de corrente ou reversão	52
5.4.5	Linha viva/Barra morta	52
5.4.6	Falha no disjuntor	52
5.4.7	Sobrefrequência e subfrequência	53
5.4.8	Proteções de sobrecorrente	54
5.4.9	Direcional de sobrecorrente em corrente alternada	55
5.5	RESULTADOS	56
6	CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS	60
6.1	CONCLUSÕES GERAIS	60
6.2	TRABALHOS FUTUROS	60
	REFERÊNCIAS	62
	ANEXO A – TABELA ANSI DE PROTEÇÃO	65

1 INTRODUÇÃO

1.1 RELEVÂNCIA DO TEMA

O sistema elétrico de potência desempenha um papel fundamental na geração, transmissão e distribuição da energia elétrica. Para garantir seu funcionamento adequado, é primordial implementar estratégias eficientes de proteção. A proteção tem o objetivo de detectar e isolar falhas elétricas, como curtos-circuitos e sobrecargas, de forma rápida e precisa. Essas falhas podem ocorrer por diversos motivos, como problemas nos equipamentos ou condições ambientais adversas.

O estudo de proteção busca desenvolver métodos e técnicas para proteger o sistema elétrico contra falhas elétricas. Isso envolve a escolha adequada de dispositivos de proteção, como disjuntores e relés, bem como a definição de esquemas de proteção específicos para cada parte do sistema.

No contexto das usinas fotovoltaicas, que convertem energia solar em eletricidade, a proteção é extremamente importante. Essas usinas enfrentam desafios específicos, como variações na radiação solar e flutuações na geração de energia, que requerem estratégias de proteção adequadas para garantir seu funcionamento seguro e confiável. O estudo de proteção em usinas fotovoltaicas tem como objetivo desenvolver abordagens eficientes para proteger esses sistemas, considerando as particularidades da geração fotovoltaica.

A relevância desse estudo reside na importância de garantir a segurança operacional das usinas fotovoltaicas. Falhas elétricas podem resultar em danos aos equipamentos, interrupções no fornecimento de energia e riscos para operadores e usuários. Além disso, a conformidade com as normas e regulamentações estabelecidas é essencial para garantir a adequação dos sistemas de proteção e seletividade nas usinas fotovoltaicas. Nesse sentido, esse estudo contribui para o aprimoramento da eficiência operacional, da confiabilidade e da segurança desses sistemas. Além disso, promove o avanço da engenharia elétrica no campo das energias renováveis e fortalece o desenvolvimento sustentável da indústria de energia.

No estudo de caso apresentado neste trabalho, será proposto um projeto de proteção de uma usina fotovoltaica de 1 MVA a ser instalada no município de Caruaru, Pernambuco. O *layout* geral proposto da usina, que ocupa uma área de 13.000 m², está apresentado na Figura 1. A usina será composta por 2.212 módulos fotovoltaicos, cada um com uma potência de 0,540 kWp, totalizando 1.194,4 kWp, e 9 inversores de 100 kW, somando 900 kW. A configuração elétrica dos componentes está detalhada na Figura 2. É importante destacar que

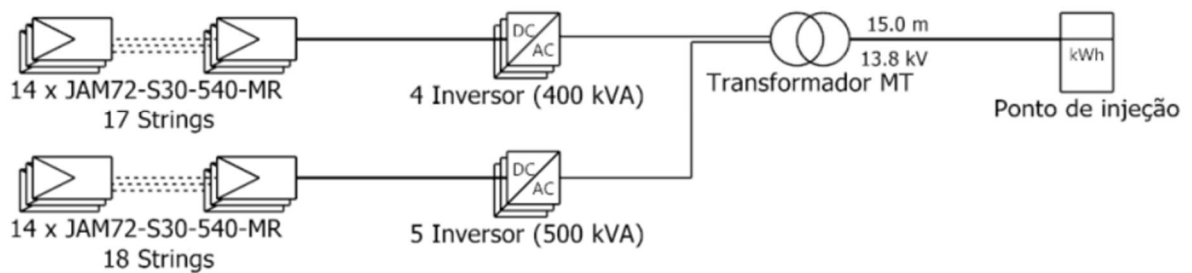
a conexão do acessante será feita na rede de distribuição da concessionária Neoenergia, em média tensão (13,8 kV), através de uma subestação abaixadora 13,8kV/0,38kV com potência de 1 MVA, conforme é possível observar na Figura 2.

Figura 1 - Layout Geral



Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Figura 2 - Esquema elétrico - Usina Fotovoltaica



Fonte: Elaborado pela própria autora.

Por fim, vale ressaltar que a finalidade do estudo é o desenvolvimento de uma

estratégia de proteção eficiente e segura, que esteja em conformidade com os princípios estabelecidos no Módulo 3 - Conexão ao Sistema de Distribuição de Energia Elétrica, das Regras e Procedimentos de Distribuição (PRODIST). Além disso, o estudo garante a aderência às normativas vigentes propostas pelas concessionárias de energia. Adicionalmente, analisa-se a necessidade de integrar outras estratégias, com o intuito de garantir não apenas a conexão adequada à rede local, mas também a sua estabilidade contínua.

1.2 MOTIVAÇÃO

A intensificada inquietação acerca das mudanças climáticas e a urgência pela redução das emissões de gases de efeito estufa têm incentivado a busca por fontes de energia renovável. Nesse contexto, as usinas fotovoltaicas surgem como uma solução promissora para a geração de eletricidade a partir da radiação solar, apresentando um crescimento elevado conforme pode ser verificado em IEA (2021) e Absolar (2023). No entanto, para conferir a segurança operacional e a adequada operação dessas usinas, é fundamental implementar sistemas eficientes de proteção.

Neste sentido, surge a necessidade de um estudo sobre proteção em usinas fotovoltaicas, levando em consideração normas e regulamentações estabelecidas pelas concessionárias locais de energia elétrica. Do ponto de vista acadêmico, o desenvolvimento deste trabalho permitirá a análise de diretrizes e recomendações práticas para futuros projetos e pesquisas relacionadas. Já para a indústria, em especial o setor de usinas fotovoltaicas, esse estudo trará benefícios significativos, uma vez que fornecerá diretrizes para a implementação de sistemas de proteção em conformidade com as normas locais, contribuindo para o aprimoramento da segurança, confiabilidade e eficiência operacional das usinas fotovoltaicas existentes e dos novos projetos em desenvolvimento.

1.3 OBJETIVO GERAL

Desenvolver um sistema de proteção para a implementação de uma nova usina fotovoltaica, considerando normas técnicas e regulamentações aplicáveis para melhorar a eficiência, segurança e conformidade regulatória das usinas fotovoltaicas.

1.4 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Analisar as principais estratégias e dispositivos utilizados para a proteção em usinas fotovoltaicas;
- Estudar as normas e regulamentações aplicáveis às usinas fotovoltaicas, identificando os requisitos técnicos e de segurança relacionados à proteção;
- Desenvolver um esquema de proteção adequado para uma nova usina fotovoltaica, considerando os requisitos normativos e as particularidades do sistema;
- Avaliar a eficiência e confiabilidade do esquema de proteção e seletividade proposto por meio de análise gráfica;
- Propor, por meio de estudo de caso, recomendações e diretrizes para o projeto de sistemas de proteção em usinas fotovoltaicas, visando garantir a segurança operacional, a integridade dos equipamentos e a conformidade com as normas regulatórias.

1.5 ESTRUTURA DO TEXTO

Este trabalho contém seis tópicos estruturados da seguinte forma:

- No capítulo 2 são apresentados os conceitos básicos de sistemas elétricos e os desafios da inserção das usinas fotovoltaicas na matriz energética brasileira;
- No capítulo 3 são apresentados os conceitos básicos de proteção e seletividade e elencadas as principais proteções utilizadas em usinas fotovoltaicas;
- No capítulo 4 são apresentados fundamentos básicos para dimensionamento da proteção de sistemas elétricos de potência;
- No capítulo 5 é apresentado o estudo de caso proposto;
- No capítulo 6 são apresentadas as considerações finais e proposições para estudos futuros.

2 SISTEMA ELÉTRICO DE POTÊNCIA E SUA EVOLUÇÃO

A compreensão dos sistemas elétricos de potência, assim como da sua evolução ao decorrer do tempo é de grande importância para qualquer estudo e/ou análise no âmbito da engenharia elétrica. Neste tópico, serão abordados inicialmente os conceitos básicos de sistemas elétricos, no qual será exposta a estrutura, os principais componentes e conceitos deste tipo de sistema. Por fim, são apresentados os desafios da inserção das usinas fotovoltaicas na matriz energética brasileira, no qual é discutida a natureza intermitente da energia solar e o impacto dela na qualidade de energia do sistema elétrico.

1.1 CONCEITOS BÁSICOS DE SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA

Como já é sabido os Sistemas Elétricos de Potência (SEP) são redes complexas de energia elétrica, que em sua maioria são interligados regionalmente ou internacionalmente, com o principal objetivo de suprir cargas elétricas dos consumidores finais, que podem ser residenciais, industriais e comerciais. Conforme é apresentada na Figura 3, a estrutura básica dos SEPs consiste em quatro elementos principais: geração, transmissão, distribuição e consumo.

Figura 3 - Sistema de geração, transmissão e distribuição de energia



Fonte: Abradee (2023).

A geração representa o segmento em que todo SEP tem seu começo, no qual apresenta como componentes as unidades de geração de energia que tem como finalidade converter uma fonte de energia (solar, eólica, térmica, hídrica, entre outras) em energia elétrica. Em geral, usinas geradoras de energia elétrica podem ser advindas de fontes fósseis, aquáticas e nucleares. O segmento de transmissão de energia elétrica é baseado em extensas linhas de

transmissão de alta tensão (138kV a 500kV), que podem possuir centenas ou até mesmo milhares de quilômetros com o propósito de conduzir a energia elétrica gerada à rede de distribuição. Essas linhas são estruturadas por transformadores, cabos e estruturas de torres de transmissão para suporte, de modo a ser projetadas para transportar grandes volumes de energia elétrica a distâncias consideráveis.

Por outro lado, a distribuição de energia elétrica é realizada por meio de uma rede de energia elétrica com nível de tensão de 127/220V até 138kV e tem a finalidade de distribuir a energia elétrica entre os consumidores. Elas são compostas por transformadores, postes, cabos e demais equipamentos.

Os centros de consumo são regiões que apresentam alta demanda de energia elétrica, habitualmente associados a áreas urbanas densamente povoadas e com grande atividade econômica. Esses centros consomem grande quantidade da energia elétrica para alimentar os diversos tipos de cargas, como: residencial, comercial, industrial, entre outros.

Além desses elementos básicos, os SEPs também contam com equipamentos de proteção que se baseiam em modelos matemáticos e nos conceitos dos fenômenos físicos, para controle e monitoramento da rede elétrica. Esses equipamentos incluem relés de proteção, disjuntores, medidores de energia e sistemas de supervisão e controle.

2.2 SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

Segundo Pinto (2017), no Brasil o surgimento dos sistemas elétricos de potência se deu no século XIX, por meio da chegada da empresa Light em 1899 e a implantação de sua primeira usina em 1901. A regulação à época se resumia a uma regulação local e uma iniciativa privada.

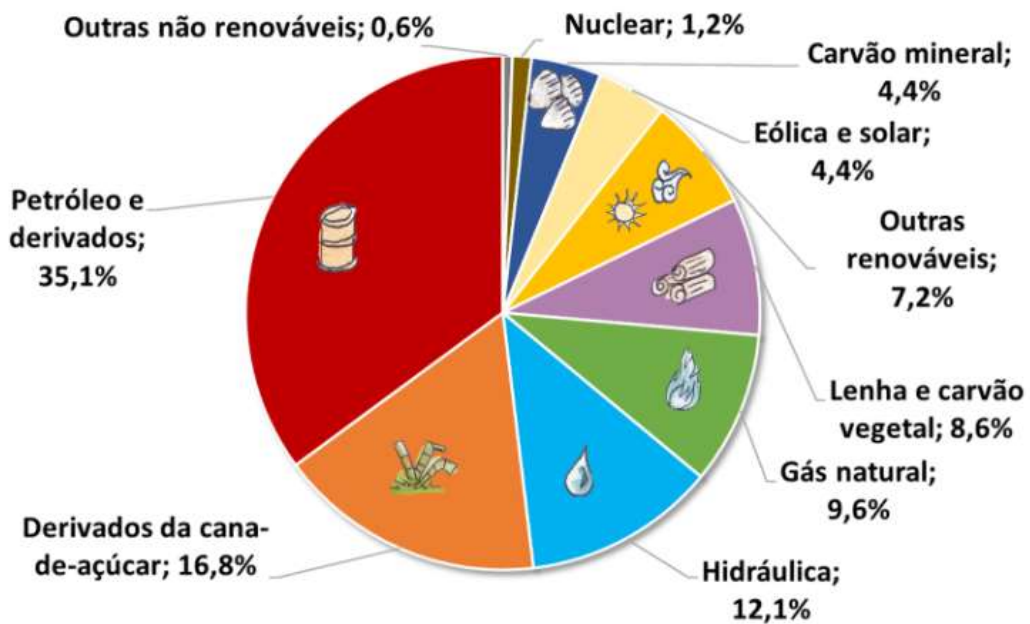
Um grande marco para história dos sistemas elétricos no Brasil foi a fundação do Conselho Nacional de Águas e Energia Elétrica (CNAEE), em 1939, que tinha como intuito analisar o emprego da energia elétrica no país, tal qual a exploração deste, com maior foco na fonte hídrica (Pinto, 2017). A partir de 1939 surgiram diversos Órgãos, empresas e ministérios voltados para os sistemas elétricos que, conforme Pinto (2017), são elencados abaixo:

1. Companhia Hidrelétrica do São Francisco (CHESF) – 1945
2. Furnas – 1957
3. Ministério das Minas e Energia – 1960
4. Eletrobras – 1962

5. Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica (DNAEE) – 1965

Intitulado de Sistema Interligado Nacional (SIN) o sistema elétrico brasileiro é considerado como único, em que sua geração e transmissão se baseia em funcionamento hidrotérmico de grande porte (Pinto, 2017). No entanto, a cada ano a matriz energética vem se diversificando e já conta com uma contribuição de 4,4% de geração advindas da fonte solar fotovoltaico e eólica, conforme é apresentado na Figura 4.

Figura 4 - Matriz Energética Brasileira

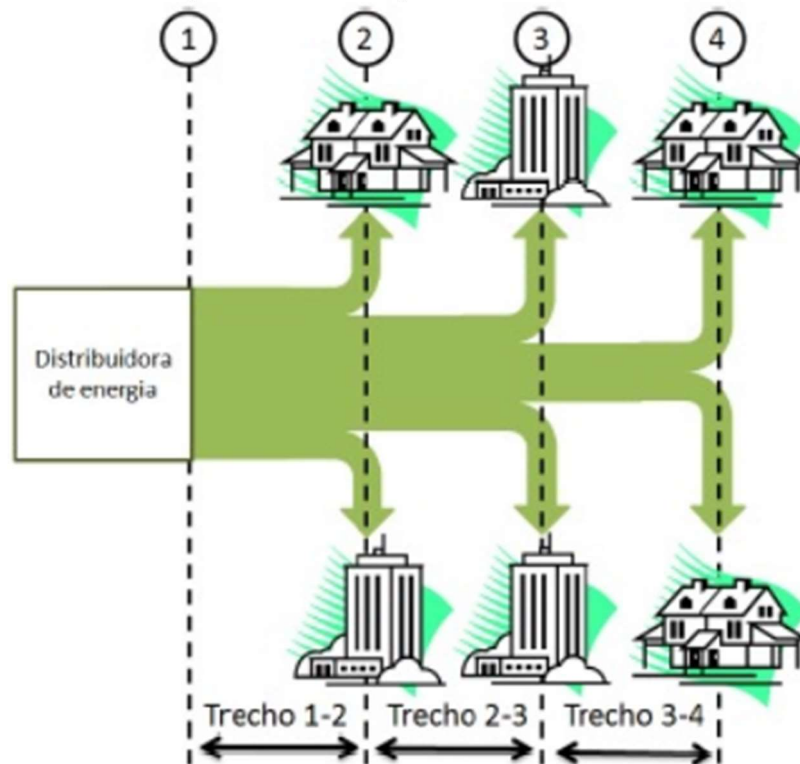


Fonte: Empresa de Pesquisa Energética (2024).

2.3 DESAFIOS DAS INSERÇÃO DA USINAS FOTOVOLTAICAS NA MATRIZ ENERGÉTICA BRASILEIRA

Como é sabido o sistema elétrico brasileiro foi confeccionado para funcionar no sentido das grandes usinas centralizadas para o consumidor final, passando pela transmissão e distribuição. Na Figura 5, Oliveira Neto (2016) apresenta um exemplo deste fluxo de energia unidirecional, por meio de um sistema fictício de seis cargas, em que estas são representadas por edificações, iniciando com a máxima potência no trecho 1-2, que supre seis edificações, e à medida que se desloca para os trechos 2-3 e 3-4 há uma diminuição progressiva da potência em resposta ao decréscimo do número de edificações atendidas - quatro e duas, respectivamente.

Figura 5 - Fluxo de potência unidirecional



Fonte: Oliveira Neto (2016 *apud* Shayani, 2011).

Taranto (2017 *apud* Braga, 2019) destaca que os sistemas de energia elétrica tiveram pouquíssimas alterações nos arranjos físicos e suas estruturas no decorrer dos últimos anos, mantendo basicamente suas características convencionais. Todavia, com a inserção da geração distribuída, o fluxo de energia convencional pode mudar. Levando em consideração que o sistema elétrico de potência não vem sendo atualizado no mesmo ritmo da inserção das usinas de geração distribuída, de acordo com Goswami e Kreith (2016), esta última pode contribuir com o surgimento dos seguintes efeitos negativos no sistema elétrico brasileiro: flutuações de tensão, degradação da proteção, aumento de falhas, entre outros problemas associados a qualidade da energia elétrica.

Um dos principais efeitos negativos advindo da inserção das usinas fotovoltaicas é a flutuação de tensão que está diretamente relacionada com a variabilidade da geração solar, visto que esta fonte de energia é intrinsecamente dependente da radiação solar que é fortemente subordinada aos fatores climáticos e obstruções físicas. Portanto, fatores transitórios, como a passagem de nuvens na área da usina pode ter um impacto abrupto na tensão elétrica do sistema de forma que afete a qualidade e estabilidade do suprimento da energia, como é discutido em Lopes (2015).

Para reduzir os impactos da implantação da geração distribuída, há vários requisitos

para a conexão e acoplamento da usina ao sistema de distribuição e/ou transmissão, tais como, a necessidade de um equipamento que impeça que a usina alimente a rede quando o sistema da concessionária local é desenergizado (Goswami; Kreith, 2016). Estes aspectos são determinados pelas concessionárias de energia elétrica local, pela ANEEL (2023), pelas normas brasileiras e, quando for considerado insuficiente, podem ser embasados em normas internacionais, e devem ser considerados no projeto das usinas fotovoltaicas, de forma a garantir a conexão, a confiabilidade e a efetividade da usina quanto a geração elétrica projetada.

3 PROTEÇÃO E SELETIVIDADE EM SISTEMAS ELÉTRICOS

A proteção é um elemento essencial em sistemas elétricos, que garantem a eficiência do sistema. Neste tópico, serão abordados conceitos básicos de proteção, os diferentes dispositivos de proteção utilizados, critérios e métodos empregados para alcançar a eficiência do sistema. Além disto, serão elencadas as principais proteções utilizadas em usinas fotovoltaicas.

3.1 CONCEITOS BÁSICOS DE PROTEÇÃO

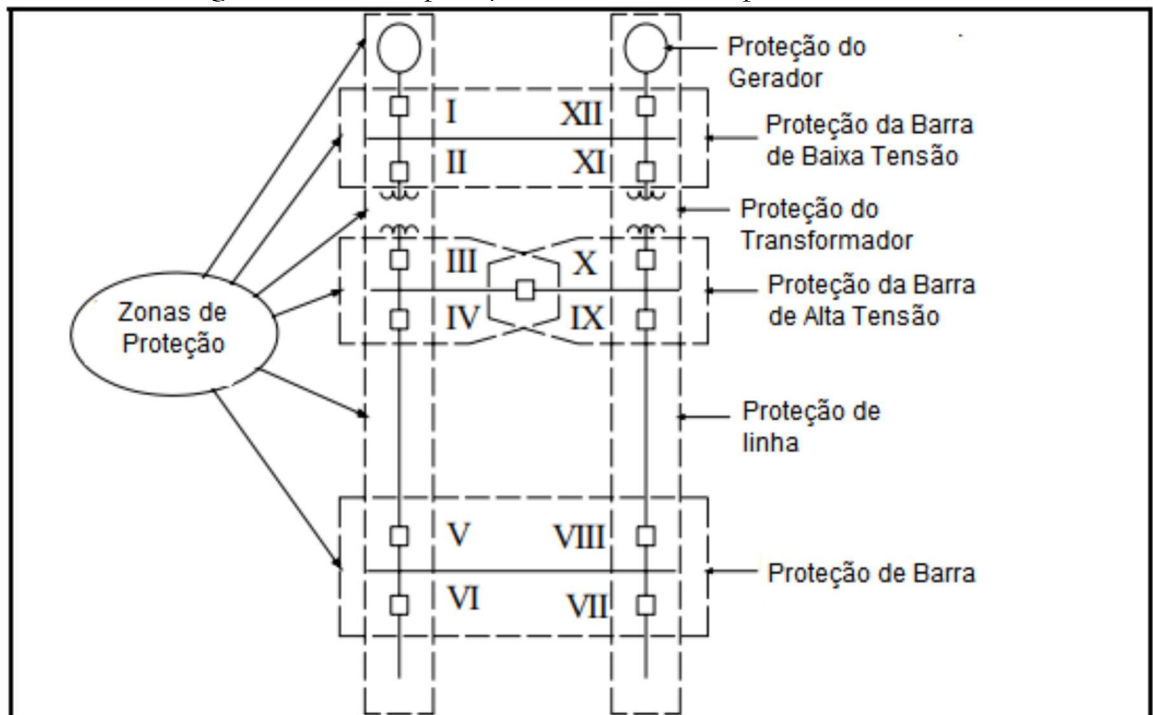
Como é sabido os sistemas de proteção têm como filosofia básica proporcionar informações suficientes para sua operação, de modo a facilitar o reconhecimento de problemas e sua recuperação, bem como garantir que o sistema elétrico tenha a capacidade de desconectar parte ou a totalidade dele na ocorrência de eventos inerentes de seu funcionamento que venham a fazer com que ele funcione fora dos limites previstos, como curtos-circuitos e sobrecargas. Segundo Mamede (2020), visando um bom funcionamento do sistema de proteção, seu projeto deve satisfazer as seguintes características primordiais:

- a) Seletividade: o elemento de proteção com maior proximidade do trecho defeituoso deve desconectar o segmento que apresenta falha, de maneira que as proteções adjacentes não sejam acionadas;
- b) Zonas de Atuação: a proteção deve conseguir distinguir quando um defeito ocorre dentro da sua zona de proteção. Caso o problema esteja dentro da região de proteção, o componente aciona o disjuntor, de modo que provoque sua abertura dentro do tempo definido. No entanto, caso o evento esteja fora da zona de proteção espera-se que o elemento não seja sensibilizado ou esteja em estado de bloqueio;
- c) Velocidade: o tempo de atuação deve ser o mínimo do intervalo definido para o acionamento da proteção;
- d) Sensibilidade: é a capacidade do elemento de identificar o intervalo indicado para sua operação ou não-operação;
- e) Confiabilidade: a capacidade que uma proteção tem de efetuar sua função de forma segura e precisa;
- f) Automação: é a propriedade do sistema de proteção de operar automaticamente, na ocorrência de um defeito e retornar sem interrupção humana, caso não exista mais o evento.

Vale ressaltar que os sistemas de proteção são separados em zonas, em que os dispositivos de proteção podem ser divididos em “proteção primária” e “proteção secundária”. Entende-se por proteção primária o equipamento de proteção que deve atuar sempre que ocorrer um problema em uma determinada área de sua responsabilidade e proteção secundária como a proteção adjacente que deve atuar caso a primária falhe ou esteja em manutenção (Mamede, 2020).

Na Figura 6 é apresentado um sistema de potência com suas zonas de proteção primárias demarcadas e nomeadas. Para exemplificar o conceito da proteção primária, suponha uma falha no trecho IX – VIII. Neste caso a proteção primária será o disjuntor da barra de alta tensão IX e o disjuntor da barra VIII. Similarmente, para exemplificar o conceito de proteção secundária, considere que no mesmo cenário apresentado anteriormente o disjuntor IX falhe. Neste caso, os disjuntores X e IV devem seccionar o sistema, atuando assim como proteção secundária (Anderson, 1998).

Figura 6 - Zonas de proteção de um sistema de potência

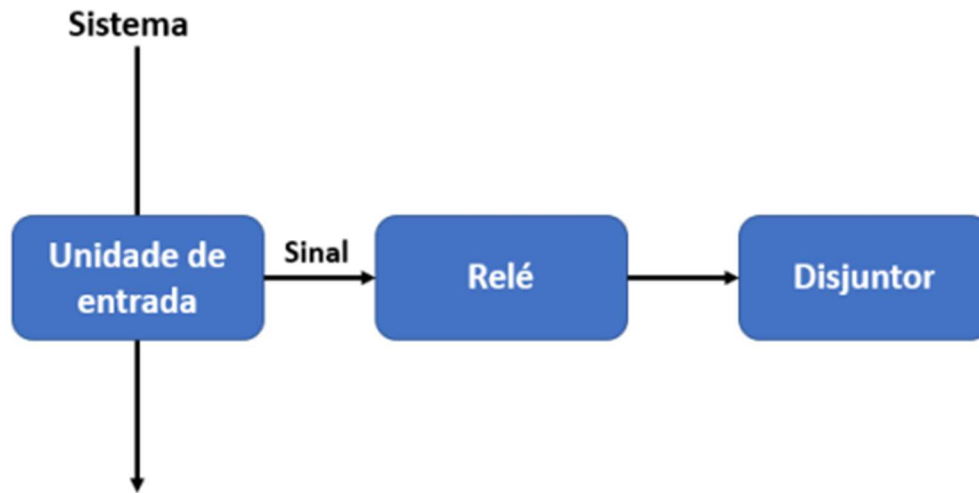


Fonte: Adaptado de Anderson (1998 *apud* Cotosck, 2007).

De acordo com Ferreira (2021), a proteção tem como arranjo base a estrutura apresentada na Figura 7, o qual é composto por uma unidade de entrada, relé e disjuntor. A unidade de entrada adquire as informações do sistema (sinais de tensão e corrente) e envia para o relé que, por sua vez, converte o sinal e compara com os valores referência. Quando as informações de entrada implicam em valores superiores aos valores referência é enviado o

comando de abertura para o disjuntor (elemento responsável pela desconexão do sistema).

Figura 7 - Esquema geral de um sistema de proteção



Fonte: Ferreira (2021) adaptado de Mamede (2013).

3.2 DISPOSITIVOS DE PROTEÇÃO

Os dispositivos de proteção são peças fundamentais na operação segura e eficiente dos empreendimentos de energia elétrica. Estes incluem principalmente os relés, disjuntores e transformadores de instrumentos (transformadores de corrente e tensão), funcionando em sincronia para identificar e responder a qualquer anormalidade que possa surgir durante a operação do sistema. Na ocorrência de eventos indesejáveis, eles são responsáveis por desconectar o acessante, prevenindo danos e evitando interrupções desnecessárias na rede da concessionária local.

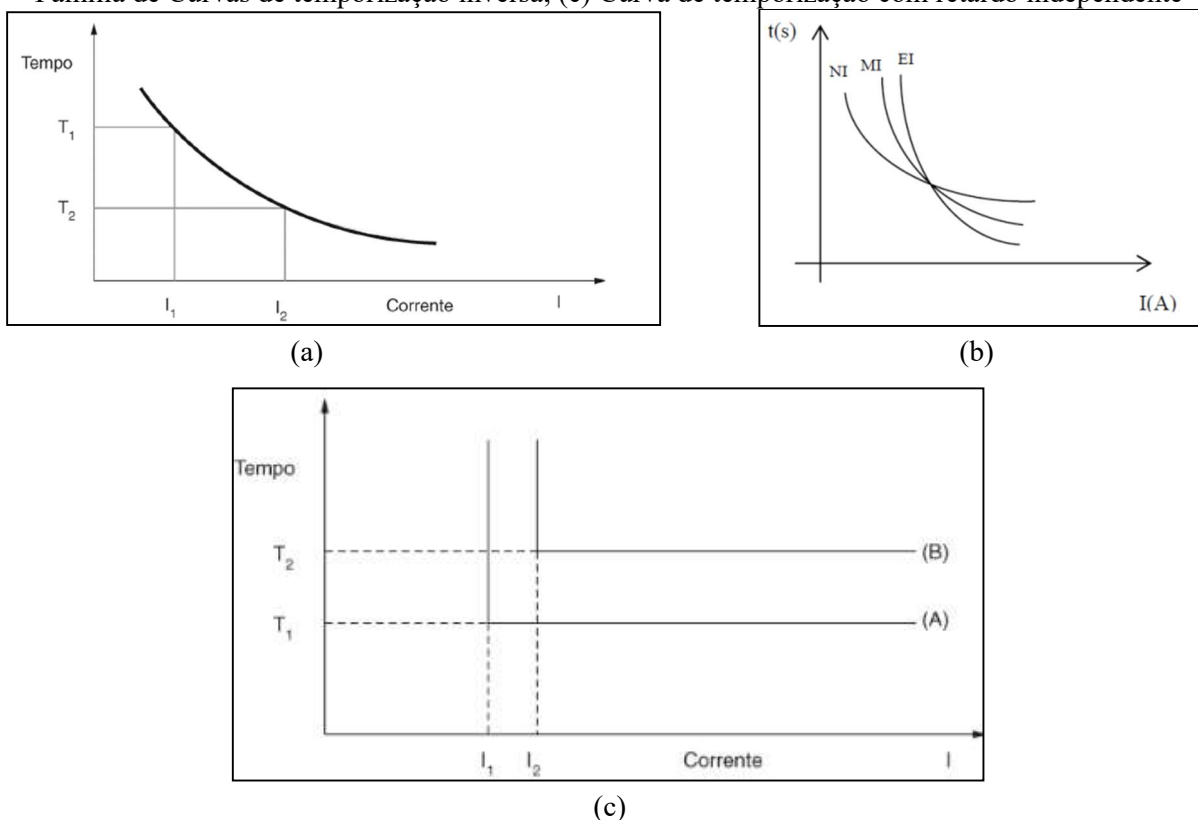
3.2.1 Relés de proteção

Os relés de proteção são mecanismos que monitoram grandezas elétricas específicas como tensão, corrente e frequência, e de acordo com valores pré-determinados definem se o equipamento de seccionamento deve atuar, de modo a extinguir, identificar e registrar eventos de anormalidades no sistema (Araújo, 2013).

De acordo com Mamede (2020), os relés de proteção são catalogados conforme a função de atuação, caracterizados por um código numérico, padronizado segundo a ANSI (do inglês, *American National Standards Institute*), o qual informa o tipo da proteção que o relé se propõe a realizar, conforme é exposto no Anexo A. É importante ressaltar que os relés podem ser destinados a atuar na ocorrência de um evento específico ou de vários eventos.

De mesmo modo os relés de corrente podem ser categorizados conforme seu tempo de atuação, em que são intitulados como relé instantâneo quando atuam “instantaneamente”, apresentando apenas um retardo característico do seu tipo de construção física. Em contrapartida, relés também podem ser designados como “relé temporizado de retardo dependente”. Estes relés são definidos por uma curva de temporização inversa, ou seja, o atraso deste equipamento se dá conforme a amplitude da grandeza que a sensibiliza, apresentando um menor tempo de atuação à medida que ocorre um aumento da grandeza, conforme apresentado na Figura 8 (a). Segundo Schmidt (2020), as curvas de temporização possuem uma família de curvas com várias declividades, com o intuito de suprir as diversas demanda do mercado, podendo ser catalogadas como normalmente inversa (NI), muito inversa (MI) e extremamente inversa (EI), consoante apresentado na Figura 8 (b). Por fim, tem-se a designação “Relés temporizados com retardo independente”, que é o tipo de mecanismo no qual a proteção é acionada com uma temporização constante, ou seja, quando a magnitude da grandeza ultrapassar o valor anteriormente ajustado a proteção será acionada, independente do módulo dela, a um tempo pré-selecionado, como mostrado na Figura 8 (c).

Figura 8 - Curvas de temporização dos relés temporizados. (a) Curva de temporização inversa; (b) Família de Curvas de temporização inversa; (c) Curva de temporização com retardo independente



Fonte: Mamede (2020).

3.2.2 Disjuntores

Segundo Mamede (2020), os disjuntores são componentes essenciais na proteção e seletividade dos sistemas elétricos, atuando em essência como interruptores automáticos destinados à interrupção e reestabelecimento do fluxo de corrente elétrica em pontos específicos do circuito. No entanto, seu funcionamento é vinculado à presença de relés. Na ausência destes, os disjuntores operam apenas como uma chave de manobra, não atuando efetivamente com seu papel no sistema de proteção e seletividade.

Segundo Mamede (2020), a descrição dos disjuntores se dá de acordo com o sistema de interrupção de arco, sendo assim categorizados como: disjuntores a sopro magnético, disjuntores a óleo, disjuntores a SF₆, disjuntores à ar comprimido ou de sopro magnético e disjuntores a vácuo. Além disso, os disjuntores também podem ser diferenciados pelo sistema de acionamento, que pode ser por meio de sistema de solenoide, sistema a ar comprimido ou sistema hidráulico e sistema de mola. Para correta aquisição dos disjuntores devem ser especificados minimamente os seguintes itens, Mamede (2020):

- Tensão nominal;
- Corrente nominal;
- Corrente de interrupção simétrica, valor eficaz;
- Corrente de interrupção assimétrica, valor eficaz;
- Potência de interrupção;
- Frequência nominal;
- Tempo de interrupção;
- Tensão suportável de impulso à frequência industrial;
- Tipo de construção (aberta ou blindada);
- Tipo de comando (manual ou motorizado).

3.2.3 Transformadores de instrumentos

Nos sistemas de proteção é essencial a especificação minuciosa dos equipamentos que irão alterar os níveis de corrente e tensão de forma a possibilitar a análise dos relés de proteção. São eles: os Transformadores de Potencial (TP) e os Transformadores de Corrente (TC).

Os transformadores de potencial, são classificados com dois tipos básicos: indutivo e capacitivo. A escolha dentre eles é feita de acordo com as necessidades específicas do sistema

em que ele será instalado. Segundo Mamede (2020), de modo geral, para a correta especificação do transformador de potencial devem ser especificados os seguintes fatores:

- Uso: interior ou exterior;
- Classe de exatidão;
- Número de enrolamentos secundários ou derivações;
- Grupo de ligação: 1, 2 ou 3;
- Potência térmica;
- Carga nominal;
- Relação de transformação;
- Nível de isolamento;
- Tensão suportável à frequência industrial;
- Tipo: encapsulado em epóxi ou imerso em líquido isolante.

Em contrapartida, os transformadores de corrente possuem várias classificações e especificações que precisam ser minimamente consideradas ao selecioná-los. Esses equipamentos podem ser categorizados com base em sua finalidade, sendo destinados para medição ou proteção, e conforme sua construção. Vários são os tipos construtivos, como os do tipo barra, enrolado, janela, bucha, núcleo dividido, além daqueles que possuem vários enrolamentos primários ou secundários e os do tipo derivação no secundário (MAMEDE, 2020). Para garantir uma especificação adequada, segundo Mamede (2020), deve ser definido no mínimo os seguintes fatores:

- Uso: interior ou exterior;
- Classe de exatidão;
- Número de enrolamentos secundários ou derivações;
- Grupo de ligação: 1, 2 ou 3;
- Potência térmica;
- Carga nominal;
- Relação de transformação;
- Nível de isolamento;
- Tensão suportável à frequência industrial;
- Tipo: encapsulado em epóxi ou imerso em líquido isolante.

3.3 CRITÉRIOS E MÉTODOS DE SELETIVIDADE

Se entende por seletividade o princípio que proporciona, em uma situação adversa, que sejam afetados o mínimo de componentes possíveis de um sistema elétrico, de modo a possibilitar isolar a disfunção de maneira rápida e eficaz, proporcionando confiabilidade e maximizando a continuidade do sistema.

3.3.1 Critérios de seletividade

De acordo com as literaturas consultadas, como Mamede (2020), Ram e Vishwakarma (2011) e Anderson (1998), podemos citar como critérios mínimos para a correta seletividade do sistema de proteção:

Critério de análise das correntes: todos os elementos de proteção devem ser aptos a suportar e seccionar a corrente máxima que possa ocorrer em sua zona de proteção, de mesmo modo deve permitir a coordenação do sistema de acordo com configurações de níveis de corrente elétrica.

Critério de coordenação dos dispositivos de proteção: os equipamentos devem possibilitar a coordenação do sistema com base na configuração das características gerais dos dispositivos de proteção, como as configurações de disparo.

Critério de discriminação de tempo e corrente: está relacionado à necessidade dos dispositivos de serem ajustados para atuar em tempos específicos, de acordo com a magnitude das correntes. Este também permite ao sistema distinguir entre falhas e transientes.

Critério de coordenação com as características do sistema: as características específicas do sistema elétrico devem ser consideradas na configuração e coordenação dos dispositivos de proteção, de modo a considerar os fatores como capacidade de interrupção, resposta temporal, capacidade de discriminação e características de curto-circuito.

Critério de custo-efetividade: em sua essência busca-se o equilíbrio entre custos e benefícios do sistema de proteção, considerando principalmente segurança e confiabilidade.

Critério de flexibilidade e adaptabilidade: deve ser garantido que os dispositivos sejam flexíveis e adaptáveis suficientemente para suportar expansões e/ou mudanças operacionais.

3.3.2 Métodos de seletividade

De acordo com Mamede (2020), a seletividade de um sistema pode ser implementada de três principais formas: por corrente, por tempo e por lógica. Os principais métodos de

seletividade incluem:

Seletividade amperimétrica: este método fundamenta-se, segundo Mamede (2020) “no princípio de que as correntes de curto-circuito aumentam à medida que o ponto de defeito se aproxima da fonte de suprimento”, deste modo, os ajustes de proteção são realizados para atuar quando a corrente ultrapassa um determinado limite.

Seletividade cronométrica: este método é voltado para o ajuste dos dispositivos de proteção para atuar em tempos diferentes baseando-se primordialmente:

No princípio de que a temporização intencional do dispositivo de proteção próximo ao ponto de defeito deve ser inferior à temporização intencional do dispositivo de proteção a montante. Isso significa que a seletividade cronométrica consiste em retardar uma proteção instalada a montante para que a proteção instalada a jusante tenha tempo suficiente para atuar eliminando e isolando a falta (Mamede, 2020).

Seletividade lógica: este método envolve lógicas de intertravamento para proporcionar a correta coordenação do sistema, para isto é utilizado um sistema de comunicação que pode ser realizado por meio de linhas físicas, de rádio ou por meio de ondas portadoras.

3.4 PROTEÇÃO E SELETIVIDADE DE USINAS FOTOVOLTAICAS

As recomendações mínimas estabelecidas para os sistemas de proteção e seletividade de usinas fotovoltaicas são especificadas pelos normativos das concessionárias locais, bem como pelo módulo 3 do PRODIST.

De forma geral, as concessionárias de energia elétrica não elencam de modo específico as proteções necessárias para a conexão de usinas fotovoltaicas, sendo estabelecidas proteções mínimas geralmente advindas do PRODIST (módulo 3). No entanto, é necessário avaliar caso a caso as especificidades do empreendimento, de forma a elaborar um sistema de proteção eficiente.

Relés de proteção são dispositivos essenciais nas usinas fotovoltaicas para garantir a segurança do sistema elétrico e dos equipamentos conectados. Eles monitoram e protegem as diferentes partes do sistema contra falhas como: curtos-circuitos, sobrecargas e desequilíbrios de tensão, além de fornecerem funções de supervisão e controle. Existem vários tipos de relés de proteção utilizados em usinas fotovoltaicas, cada um com uma função específica de proteção. Na Tabela 1 são apresentadas as proteções mínimas exigidas de acordo com o PRODIST módulo 3 para a conexão de microgeração ou minigeração distribuída por potência instalada.

Tabela 1 - Funções de proteção junto à interface da microgeração ou minigeração distribuída

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

Fonte: Aneel (2021).

No Quadro 1 são sumarizadas proteções conforme o normativo de algumas concessionárias, tais como: Neoenergia, Equatorial e Energisa. Somadas, essas empresas estão presentes em cerca de 62% dos estados brasileiros (ANEEL, 2023).

Quadro 1 - Proteções típicas utilizadas para proteção se usinas fotovoltaicas

Código Ansi	Função de proteção
25	Check de sincronismo
27	Proteção de subtensão
32	Proteção direcional de potência
46	Proteção contra desequilíbrio de corrente
47	Proteção contra desbalanço de tensão
51V	Proteção de Sobrecorrente com restrição de tensão
59	Proteção de sobretensão
59N	Proteção de sobretensão de neutro
67	Proteção de Sobrecorrente direcional
67N	Proteção de Sobrecorrente direcional de neutro
81O	Proteção de sobrefrequência
81U	Proteção de subfrequência
50	Proteção de sobrecorrente
51	Proteção de sobrecorrente temporizada
50N	Proteção de sobrecorrente de neutro
51N	Proteção de sobrecorrente de neutro temporizada
78	Proteção de Anti-ilhamento
81 df/dt	Proteção de Anti-ilhamento diferencial
62	Relé temporizador
50BF	Proteção contra falha de disjuntor
Linha viva/Barra morta	Proteção LINHA VIVA / BARRA MORTA
Anti-ilhamento	Proteção de Anti-ilhamento

Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Conforme discutido, as escolhas de proteção variam de acordo com as especificidades de cada empreendimento. A título de ilustração, nas usinas que empregam transformadores delta-estrela aterrados para o acoplamento com a rede de distribuição local, não é apropriada a adoção da função de proteção de sobrecorrente direcional de neutro (67N). Isso se explica pelo fato dessas usinas não fornecerem corrente de sequência zero ou de desequilíbrio. Assim, sugere-se a preferência pela função de proteção de sobretensão de neutro (59N) (Silva, 2022).

Conforme detalhado em Silva (2022), as usinas fotovoltaicas apresentam peculiaridades em sua proteção que demandam atenção especial. Silva (2022) ressalta que a proteção convencional de sobrecorrente, identificada pelos códigos (50,51), não é suficiente para garantir uma proteção eficaz nesses sistemas. A razão fundamental dessa insuficiência reside na própria natureza das usinas fotovoltaicas. Durante um evento de curto-circuito na rede de distribuição, elas têm uma tendência inerente de reduzir sua contribuição de corrente, conforme estudos anteriores de Sortomme, Venkata e Mitra (2010 apud Rodrigues; Conti, 2017). Desta forma, surge a necessidade de implementar proteções adicionais ou

complementares. A função de proteção 67 (proteção de Sobrecorrente direcional de neutro) é proposta como alternativa robusta às limitações observadas nas proteções (50, 51). Entretanto, para alcançar uma proteção eficaz, não se pode confiar exclusivamente nos sinais de corrente.

Para abordar essa complexidade, Silva (2022) sugere a implementação da proteção 51V. Esta proteção é especial por integrar, simultaneamente, critérios de sobrecorrente e de subtensão em seu mecanismo de atuação. Tal integração amplia a sensibilidade do relé, permitindo uma resposta mais ágil e precisa, especialmente quando há uma variação significativa na tensão medida na rede. Essa recomendação está alinhada com os estudos realizados por Sortomme, Venkata e Mitra (2010 apud Rodrigues; Conti, 2017).

Sistemas ligados à rede elétrica de distribuição que funcionem por meio de inversor solar *on-grid* não necessitam dos relés 25 e 47, uma vez que estas funções já são integradas ao próprio equipamento (Silva, 2021).

4 FUNDAMENTOS BÁSICOS PARA DIMENSIONAMENTO DA PROTEÇÃO

4.1 SISTEMA DE BASE E VALORES POR UNIDADE

Para facilitar os cálculos de análise do sistema elétrico, foi criado um artifício matemático que tem o objetivo especificar todos os componentes em uma mesma base, por meio da grandeza pu (por unidade). Utilizando este recurso o projetista terá como vantagem dispensar a representação dos transformadores, podendo ser representados apenas por uma impedância, uma vez que o valor de impedância é igual para o lado de baixa e de alta tensão. Além disso, o sistema terá uma única potência de base e todos os valores em pu estarão referidos ao mesmo valor percentual, entre outras vantagens (Mamede, 2020).

Em geral, para estudos de proteção de usinas fotovoltaicas destinados a aprovação da concessionária local é utilizado como potência de base normalmente o valor de 100 MVA e a tensão de base é selecionada consoante com a tensão de conexão do acessante. As relações para determinar a corrente de base, a impedância de base e a impedância por unidade são definidas como segue:

$$I_b = \frac{P_b}{\sqrt{3} \times V_b}, \quad (4.1)$$

$$Z_b = \frac{1000 \times V_b^2}{P_b}, \quad (4.2)$$

$$Z_{pu} = \frac{Z_{c\Omega}}{Z_b}, \quad (4.3)$$

em que I_b é a corrente de base, P_b é a potência de base, V_b é a tensão de base, Z_b é a impedância de base, Z_{pu} é a impedância por unidade e $Z_{c\Omega}$ é a impedância do circuito.

Para o caso no qual seja necessário conhecer o valor de um componente em outra base (base diferente), como por exemplo, passar os valores da base 1 para uma base 2, é possível utilizar as seguintes relações:

$$V_{u2} = V_{u1} \times \frac{V_1}{V_2}, \quad (4.4)$$

$$I_{u2} = I_{u1} \times \frac{V_2}{V_1} \times \frac{P_1}{P_2}, \quad (4.5)$$

$$P_{u2} = P_{u1} \times \frac{P_1}{P_2}, \quad (4.5)$$

$$Z_{u2} = Z_{u1} \times \frac{P_2}{P_1} \times \left(\frac{V_1}{V_2}\right)^2, \quad (4.6)$$

em que, V_{u2} é a tensão em pu na base 2, V_{u1} é a tensão em pu na base 1, V_1 é a tensão de base 1, V_2 é a tensão de base 2, I_{u2} é a corrente em pu na base 2, I_{u1} é a corrente em pu na base 1, P_1 é a potência de base 1, P_2 é a potência de base 2, P_{u2} é a potência em pu na base 2, P_{u1} é a potência em pu na base 1, Z_{u2} é a impedância em pu na base 2 e Z_{u1} é a impedância em pu na base 1.

4.2 CURTO-CIRCUITO

De acordo com Mamede (2020), é de extrema importância a determinação das correntes de curto-circuito para a confecção do estudo de proteção e seletividade. As correntes de curto-circuito são adquiridas através das impedâncias desde o gerador até o ponto de falha.

Os curtos-circuitos podem advir afetando as três fases (curto-circuito trifásico), duas fases e/ou envolvendo o terra (curto-circuito bifásico), como também pode ser entre uma ou duas fases em contato simultâneo com a terra (curto-circuito fase-terra) (Mamede, 2020). As correntes de curto-circuito podem ser calculadas:

$$I_{cs} = \frac{I_b}{1000 \times Z_{utot}}, \quad (4.7)$$

$$I_{cb} = \frac{\sqrt{3}}{2} \times I_{cs}, \quad (4.8)$$

$$I_{cfmct} = \frac{3 \times I_b}{2 \times Z_{utot} + Z_{u0t} + Z_{u0c}}, \quad (4.9)$$

$$I_{cftma} = \frac{3 \times I_b}{2 \times Z_{utot} + Z_{u0t} + Z_{u0c} + 3 \times (R_{uct} + R_{umt} + R_{uat})}, \quad (4.10)$$

em que I_{cs} é a corrente de curto-circuito trifásico, Z_{utot} é a impedância do equivalente de thevenin, I_{cb} é a corrente de curto-circuito bifásico, I_{cfmct} é a corrente do curto-circuito fase-terra máximo, Z_{u0t} é a impedância de sequência zero do transformador, Z_{u0c} é a impedância do condutor, I_{cftma} é a corrente do curto-circuito fase-terra mínimo, R_{uct} é a resistência de contato, normalmente utilizada como 40Ω , R_{umt} é a resistência da malha de terra e R_{uat} é a resistência do resistor de aterramento.

4.3 CORRENTE DE MAGNETIZAÇÃO DO TRANSFORMADOR (INRUSH)

Na ocorrência da energização de um transformador, surge a corrente de *inrush*, o qual está associada com a magnetização do núcleo do transformador e possui uma amplitude elevada e forma de onda distorcida (Raffo, 2010). Para o correto dimensionamento da

proteção, todas as funções de sobrecorrente devem possibilitar a circulação da corrente de magnetização sem serem sensibilizadas.

A corrente de magnetização é um dado fornecido pelo fabricante, que é obtido por meio de ensaios do transformador. No entanto, caso o projetista não possua os dados, conforme Mamede (2018), utiliza-se as recomendações a seguir para determinação da corrente de magnetização:

$$I_{TMO} = 8 \times I_{nominal\ trafo} \quad (4.11)$$

$$I_{TMO1} = 10 \times I_{nominal\ trafo} \quad (4.12)$$

$$I_{TMS} = 14 \times I_{nominal\ trafo} \quad (4.13)$$

em que I_{TMO} é a corrente de magnetização do transformador a óleo com potência superior a 1 MVA, $I_{nominal\ trafo}$ a corrente nominal do transformador, I_{TMO1} é a corrente de magnetização do transformador a óleo com potência inferior a 1 MVA e I_{TMS} a corrente de magnetização do transformador a seco.

4.4 TRANSFORMADORES DE PROTEÇÃO

Na proteção de sistemas é necessário dimensionar os equipamentos que irão auxiliar na análise dos relés de proteção, são eles: os TPs e os TCs.

Em relação aos TPs, em geral são determinados pelas concessionárias locais e devem ser dimensionados para permitir a corrente de carga e a corrente nominal do transformador de potência, permitindo a análise da suportabilidade em regime permanente. No caso dos TCs, estes também devem ser dimensionados de forma a não sofrer efeitos de saturação na ocorrência de curtos-circuitos mais severos. Este dimensionamento permite a aferição da suportabilidade no curto-circuito crítico sem alteração da característica de exatidão do transformador.

4.4.1 Suportabilidade em regime contínuo

O critério de suportabilidade em regime permanente deve atender a seguinte relação:

$$I_{nominal\ trafo} < I_{np} > I_n \quad (4.14)$$

em que I_{np} representa a corrente nominal primária do TC, I_n a corrente nominal do acessante e $I_{nominal\ trafo}$ a corrente nominal do transformador.

4.4.2 Suportabilidade no curto-circuito crítico

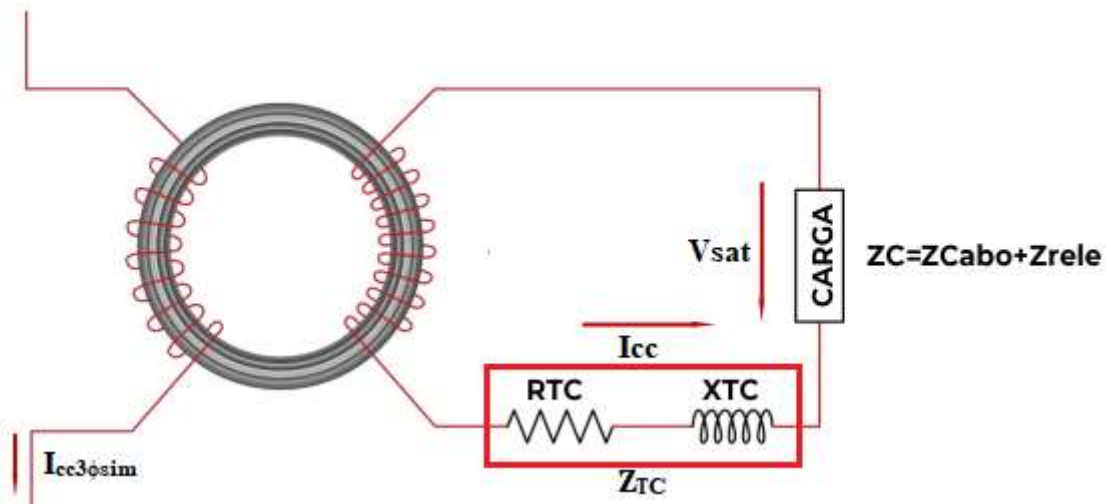
De acordo com Mamede (2020), no princípio de suportabilidade no curto-circuito crítico os TCs são dimensionados para saturar com seu fator de sobrecorrente vezes a maior corrente de curto-circuito no lado primário, conforme:

$$I_{np} = \frac{I_{cs}}{F_s}, \quad (4.15)$$

em que I_{cs} é a corrente de curto-circuito trifásico, e F_s é o fator de sobrecorrente.

Para aferir que o TC não sature na ocorrência de um curto-circuito crítico é indispensável também analisar a tensão de saturação nesta situação, conforme o esquema exposto na Figura 9 e as relações a seguir:

Figura 9 - Esquema de análise da tensão de saturação no TC



Fonte: adaptado de Mesh Engenharia (2023).

$$V_{sat} = I_{cc} \times Z_{total}, \quad (4.16)$$

$$I_{cc} = \frac{I_{cs}}{RTC} \quad (4.17)$$

$$Z_{total} = Z_{cabo} + Z_{Relé} + Z_{TC}, \quad (4.18)$$

em que V_{sat} corresponde a tensão de saturação, I_{cc} a corrente de curto-circuito no secundário do transformador de corrente, Z_{total} a impedância total no secundário, RTC a relação de transformação, Z_{cabo} a impedância do cabeamento, $Z_{Relé}$ a impedância do relé e Z_{TC} a impedância do transformador de corrente.

4.5 PONTO ANSI

Segundo Mamede (2020), o ponto ANSI representa o maior valor de corrente suportado pelo transformador em um intervalo específico de tempo, não apresentando prejuízos (corrente ANSI - I_{ANSI}). Este pode ser determinado conforme a Tabela 2.

Tabela 2 - Correntes típicas do ponto ANSI

Z%	PONTO ANSI (A)	TEMPO MAXIMO DE DURAÇÃO
4	$25 \times I_{nominal\ trafo}$	2
5	$20 \times I_{nominal\ trafo}$	3
6	$16,6 \times I_{nominal\ trafo}$	4
7	$14,3 \times I_{nominal\ trafo}$	5

Fonte: Neoenergia (2024).

É possível definir a corrente no ponto ANSI na ocorrência de uma falta fase e terra denominado como I_{NANSI} (Corrente NANSI). No entanto, fica a cargo da concessionária local determinar a relação para a determinação desta corrente, a qual pode ser calculada conforme:

$$I_{NANSI} = I_{ANSI} \times 0,58. \quad (4.19)$$

4.6 TEMPORIZAÇÃO PARA ACIONAMENTO DE RELÉ

Em geral, os relés de sobrecorrente possuem curvas que caracterizam sua temporização para acionamentos. De acordo com Mamede (2020), a depender da curva característica escolhida, o tempo de atuação do relé pode ser calculado conforme as relações apresentadas a seguir:

- Temporização normalmente inversa:

$$T_{ni} = \frac{0,14}{\left(\frac{I_{ma}}{I_{ac}}\right)^{0,02} - 1} \times T_{ms}. \quad (4.20)$$

- Temporização extremamente inversa:

$$T_{ei} = \frac{80}{\left(\frac{I_{ma}}{I_{ac}}\right)^2 - 1} \times T_{ms}. \quad (4.21)$$

- Temporização muito inversa:

$$T_{mi} = \frac{13,5}{\left(\frac{I_{ma}}{I_{ac}}\right) - 1} \times T_{ms}. \quad (4.22)$$

em que T_{ni} é o tempo de operação do relé com curva normalmente inversa, T_{ei} é o tempo de

operação do relé com curva extremamente inversa, T_{mi} é o tempo de operação do relé com curva muito inversa, T_{ms} é o multiplicador de tempo, I_{ac} é a corrente de acionamento e I_{ma} é a sobrecorrente máxima admitida.

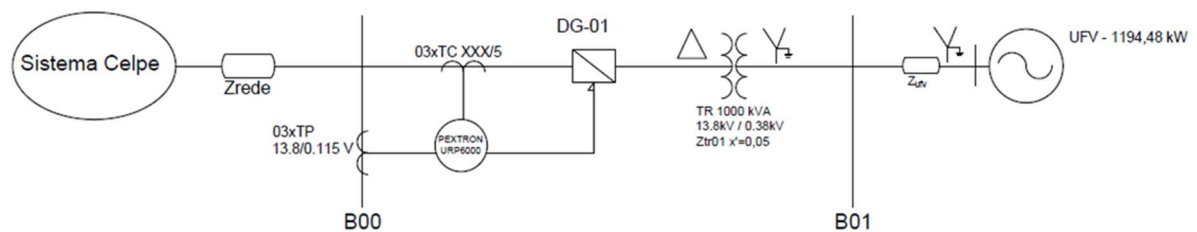
5 ESTUDO DE CASO

5.1 DADOS INICIAIS

Na Figura 8, é ilustrado um diagrama unifilar simplificado da usina fotovoltaica (UFV) empregado para o estudo de caso, o qual é conectado na rede de distribuição na concessionária Neoenergia em média tensão (13,8kV). O parque solar possui uma potência de 1 MVA e é conectado em baixa tensão, 380 V, com arranjo composto por 28 placas em série e 79 em paralelo distribuídos em 9 inversores, totalizando 1194,48 kWp. A instalação é conectada por meio de um transformador de acoplamento 13,8/0,38 kV com configuração delta-estrela aterrado, de 1000 kVA com impedância de 5%. Na Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Tabela 3 são sumarizadas as informações bases da UFV.

Figura 10 - Diagrama unifilar do sistema



Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Tabela 3 - Aspectos básicos da Usina e seus componentes

Demanda	1000 kW
Potência do transformador	1000 kVA
Tensão Primária (Delta)	13,8kV
Tensão Secundária (Estrela Aterrado)	0,38kV
Grupo de Ligação	Dyn1
Impedância do transformador	5%
Tipo de resfriamento	A óleo

Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Com o objetivo de possibilitar o estudo, foram fornecidos, pela distribuidora local, os

dados de curto-circuito no ponto de entrega da UFV, conforme pode ser observado na Tabela 4.

Tabela 4 - Dados de curto-circuito

CURTO-CIRCUITO	SIMÉTRICO
Trifásico	2978,99 -58,12°
Fase-Fase	2579,88 -58,12°
Fase-Fase-Terra	1791,47 -68,97°
Fase-Terra	2246,86 -64,90°
Fase-Terra(mínimo)	191,39 -4,42°
CURTO-CIRCUITO	ASSIMÉTRICO
Trifásico	2978,99
Fase-Fase	2579,88
Fase-Terra	2246,86
Fase-Terra(mínimo)	191,39
Relação X/R	-
Trifásico	1,608
Fase-Fase	1,608
Fase-Terra	2,135
Fase-Terra(mínimo)	0,077

Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Nesta situação, a concessionária de energia recomendou a utilização do TC com relação mínima de 150/5 e forneceu a configuração de proteção do religador a montante da UFV, mediante relatório de dados de curto-circuito, conforme sumarizado na Tabela 5.

Tabela 5 - Proteções do religador a montante do cliente

	AJUSTES DE FASE	AJUSTES DE NEUTRO
TIPO (FABRICANTE)	SCHNEIDER	SCHNEIDER
RTC	2000/1	2000/1
TAP INSTANTÂNEO - 50	660 A	75 A
TEMPO INSTANTÂNEO	0,05	0,05
TAP TEMPORIZADO - 51	220 A	30 A
CURVA	MUITO INVERSA (IEC)	MUITO INVERSA (IEC)
TMS/DIAL/ÍNDICE	0,16	0,5

Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Para realizar o estudo foram considerados os valores base abaixo:

- Potência base: 100 MVA;
- Tensão base: 13,8 kV;
- Impedância base (Z_{b1}): 1,9044 Ω ;

- Corrente base (I_{b1}): 4183,6976A.

5.2 PROTEÇÕES SELECIONADAS

Considerando normativo vigente da concessionária Neoenergia, NOR.DISTRIBU-ENGE-0111, e a revisão bibliográfica realizada no presente trabalho, são apresentadas na Tabela 6 as funções selecionadas para compor o sistema de proteção e seletividade da UFV.

Tabela 6 - Proteções selecionadas

ANSI	NEOENERGIA	SELECIONADAS
25	X	X
27	X	X
32		X
46	X	X
47	X	X
51V	X	X
59	X	X
59N	X	X
67	X	X
67N		
81O	X	X
81U	X	X
50	X	X
51	X	X
50N	X	X
51N	X	X
78		
81 df/dt	X	X
62		
50BF		X
Linha viva/Barra morta		X

Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

5.3 DIMENSIONAMENTO

5.3.1 Cálculo da corrente nominal, corrente máxima prevista, corrente de inrush, corrente de magnetização e ponto ANSI do transformador de acoplamento da UFV

A corrente nominal do transformador foi calculada a partir da potência nominal do transformador, conforme relação a seguir;

$$I_{nominal\ trafo} = \frac{1000}{\sqrt{3} \times 13,8} = 41,84A. \quad (5.1)$$

Conforme Neoenergia (2024), também deve ser calculada a corrente máxima prevista de acordo com a demanda máxima da UFV, conforme relação a seguir, em que o fator de potência previsto é de 0,92:

$$I_{m\acute{a}x} = \frac{kW_{m\acute{a}x}}{kV_{nominal} \times \sqrt{3} \times \text{fator de pot\^encia previsto}} = 45,47A, \quad (5.2)$$

em que $kW_{m\acute{a}x}$ é a demanda máxima expressa em kW, $kV_{nominal}$ é a potência nominal expressa em kV e $I_{m\acute{a}x}$ a corrente máxima prevista.

A corrente de magnetização do transformador (I_{mag}) foi calculada de acordo com a fórmula recomendada pela concessionária local (Neoenergia, 2024), tendo-se como resultado:

$$I_{mag} = 6 \times I_{nominal\ trafo} = 6 \times 41,84 = 251,04A. \quad (5.3)$$

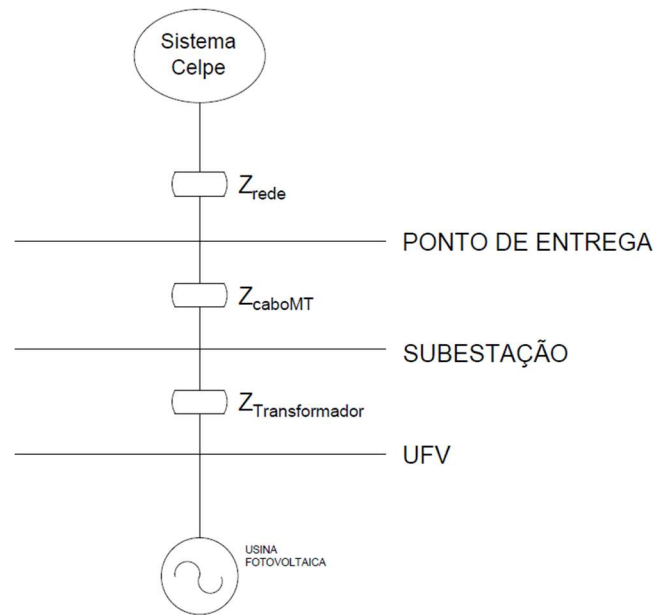
Para cálculo do ponto ANSI dos transformadores foram utilizados os dados da equação (5.1) e considerado o intervalo de 3s, conforme é habitualmente utilizado pelo mercado atual para o tipo/modelo de transformador escolhido. A corrente I_{ANSI} obtida é apresentada na relação abaixo:

$$I_{ANSI} = 20 \times I_{nominal\ trafo} = 20 \times 41,84 = 836,8A \quad (5.4)$$

5.3.2 Impedâncias

Para o cálculo das correntes de curto-circuito do sistema em estudo, é necessário o conhecimento de todas as impedâncias presentes no sistema. Na Figura 11 é apresentada as impedâncias que compõe o presente sistema.

Figura 11 - Impedâncias presentes no sistema



Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

De acordo com a Figura 11, Z_{rede} é a impedância equivalente Thevenin da rede da concessionária local até o ponto de entrega, sendo este o ponto de conexão do acessante, Z_{caboMT} é a impedância referente ao cabeamento que interliga a subestação ao ponto de entrega e $Z_{Transformador}$ a impedância do transformador utilizado para acoplamento da UFV.

Mediante relatório de dados de curto-circuito fornecido pela concessionária Neoenergia, as impedâncias no ponto de entrega do acessante são sumarizadas na Tabela 7.

Tabela 7 - Impedâncias no ponto de entrega

Impedância de sequência negativa (Z_2) em PU	0,7417 + j 1,1925
Impedância de sequência negativa (Z_2) em Ω	1,4126 + j 2,2711
Impedância de sequência positiva (Z_1) em PU	0,7417 + j 1,1925
Impedância de sequência positiva (Z_1) em Ω	1,4126 + j 2,2711
Impedância de sequência zero (Z_0) em PU	0,8864 + j 2,6733
Impedância de sequência zero (Z_0) em Ω	1,6880 + j 5,0911

Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

O trecho entre o ponto de entrega e a subestação tem um comprimento aproximado de 15 metros com seção nominal de 50 mm² e isolamento do tipo EPR 12/20kV. Considerando os dados do fabricante do cabeamento, as relações a seguir apresentam uma forma para obter as impedâncias:

$$X_{\Omega} = \frac{X_{u\Omega} \times L_{c1}}{1000 \times N_{c1}}, \quad (5.5)$$

$$X = X_{\Omega} \times \frac{P_b}{1000 \times V_b^2}, \quad (5.6)$$

$$R_{\Omega} = \frac{R_{u\Omega} \times L_{c1}}{1000 \times N_{c1}}, \quad (5.7)$$

$$R = R_{\Omega} \times \frac{P_b}{1000 \times V_b^2}, \quad (5.8)$$

em que X_{Ω} representa a reatância em ohms, $X_{u\Omega}$ a reatância do condutor em $m\Omega/m$, L_{c1} o comprimento do circuito, N_{c1} a quantidade de cabos por fase, X a reatância em pu, R_{Ω} a resistência em ohms, $R_{u\Omega}$ a resistência do condutor em $m\Omega/m$ e R a resistência em pu. Na Tabela 8 são sumarizadas as impedâncias calculadas a partir dos dados de cabeamento (fornecido pelo fabricante) e das equações (5.5) e (5.6).

Tabela 8 - Impedância do cabeamento

Impedância de sequência negativa (Z_2) em PU	0,00389 + j 0,00094
Impedância de sequência negativa (Z_2) em Ω	0,00740 + j 0,00180
Impedância de sequência positiva (Z_1) em PU	0,00389 + j 0,00094
Impedância de sequência positiva (Z_1) em Ω	0,00740 + j 0,00180
Impedância de sequência zero (Z_0) em PU	0,00619 + j 0,0024
Impedância de sequência zero (Z_0) em Ω	0,01180 + j 0,00460

Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Para o cálculo da impedância do transformador em pu são relacionadas as informações da Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Tabela com a equação a seguir:

$$Z_2 = Z_{\%} \times \left(\frac{P_2}{P_1}\right) \times \left(\frac{V_1}{V_2}\right)^2, \quad (5.9)$$

$$Z = 5\% \times \left(\frac{100 \times 10^3}{1000}\right) \times \left(\frac{13,8}{13,8}\right)^2 = 5 \text{ pu}, \quad (5.10)$$

em que $Z_{\%}$ é a impedância percentual do transformador.

5.3.3 Correntes de curto-circuito

Para o cálculo das correntes de curto-circuito, a abordagem adotada fundamentou-se no princípio da sobreposição, em que foi calculada a contribuição das correntes de curto-circuito advindas do acessante separadamente da contribuição da concessionária.

Para o devido cálculo da contribuição da concessionária, foram considerados os dados

informados pela concessionária local, apresentados na Tabela , bem como os valores de resistência de contato de 40Ω e impedância de malha de terra de 10Ω , conforme é indicado por Mamede (2023).

Para a obtenção das correntes de curto-circuito provenientes da UFV foi utilizado um fator de 2 pu da corrente máxima que o inversor pode injetar, uma vez que, conforme estudos mais recentes, a corrente de curto-circuito de geradores fotovoltaicos é limitada por este valor (Silva, 2022).

Na Tabela 9 são sumarizadas as correntes de curto-circuito obtidas na barra B00 da Figura 10. Vale ressaltar que o gerador não contribuirá para a corrente de curto-circuito monofásico, pois o transformador de acoplamento utilizado será instalado na configuração triângulo-estrela aterrado.

Tabela 9 - Correntes de Curto-circuito

CURTO-CIRCUITO	CONCESSIONÁRIA
Trifásico	2974,907 A
Fase-Fase	2576,345 A
Fase-Terra	2244,213 A
Fase-Terra(mínimo)	191,366
CURTO-CIRCUITO	ACESSANTE
Trifásico	83,66 A
Fase-Fase	83,66 A
Fase-Terra	0
Fase-Terra(mínimo)	0
CURTO-CIRCUITO	TOTAL
Trifásico	3058,567 A
Fase-Fase	2660,005 A
Fase-Terra	2244,213 A
Fase-Terra(mínimo)	191,366 A

Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

5.3.4 Dimensionamento dos transformadores de medição

De acordo com a Neoenergia (2024), o TP utilizado deve ter relação de transformação 13,8/0,115kV apresentando classe de exatidão 0,3P75.

Os TCs foram dimensionados quanto ao regime permanente e quanto a condição de saturação, conforme indicado pela Neoenergia (2024).

5.3.4.1 Regime permanente

Para garantir a conformidade do TC com o critério de regime permanente, a seguinte relação deve ser respeitada:

$$41,84A < I_{np} > 45,47A, \quad (5.11)$$

5.3.4.2 Condição de saturação

Para a conformidade com a condição de saturação, foi considerado que o maior valor de curto-circuito na barra B00 será o valor de 3058,567 A, de acordo com a Tabela 9. De mesmo modo, visando manter a exatidão do TC, foi considerado como fator de sobrecarga 20. Logo, conforme relação:

$$I_{np} = \frac{3058,567}{20} = 152,92835, \quad (5.12)$$

será necessário utilizar um TC com relação de 200/5A.

Para calcular a classe de precisão do TC, inicialmente, é necessário definir a impedância no secundário do TC. Deste modo, deve ser calculado em seguida a tensão máxima obtida no sistema, de modo que a classe deve ter seu ponto de saturação acima da tensão máxima.

Para a obtenção da impedância que resulta na operação crítica do sistema, foi considerado condutor no secundário do TC de 2,5mm², comprimento de 10m e resistência máxima a 20°C, sendo 7,56 Ω, conforme Neoenergia (2024). Tendo em vista que o cabeamento se refere a duas vezes a impedância do condutor, foi obtido como resultado uma impedância referente ao cabeamento de 0,1512Ω. Para a impedância do relé é informado pelo fabricante do relé Pextron URP6000 o valor de 0,007Ω. De mesmo modo, para o TC é indicado pelo fabricante o valor de 0,367Ω. Logo, é apresentada a seguir a relação para obtenção da impedância que resulta na condição crítica do sistema:

$$Z_{total} = 0,1512 + 0,007 + 0,367 = 0,5252\Omega. \quad (5.13)$$

Foi definido como classe de exatidão 10B100 para o TC, logo que este contempla o valor de 40,158V no seu *range* de tensão para medição, visando a obtenção da tensão máxima do sistema, conforme as relações a seguir:

$$I_{cc} = \frac{3058,567}{40} = 76,464A, \quad (5.14)$$

$$V_{sat} = 76,464 \times 0,5252 = 40,158V. \quad (5.15)$$

5.4 AJUSTES DAS PROTEÇÕES

5.4.1 Proteções realizadas pelos inversores

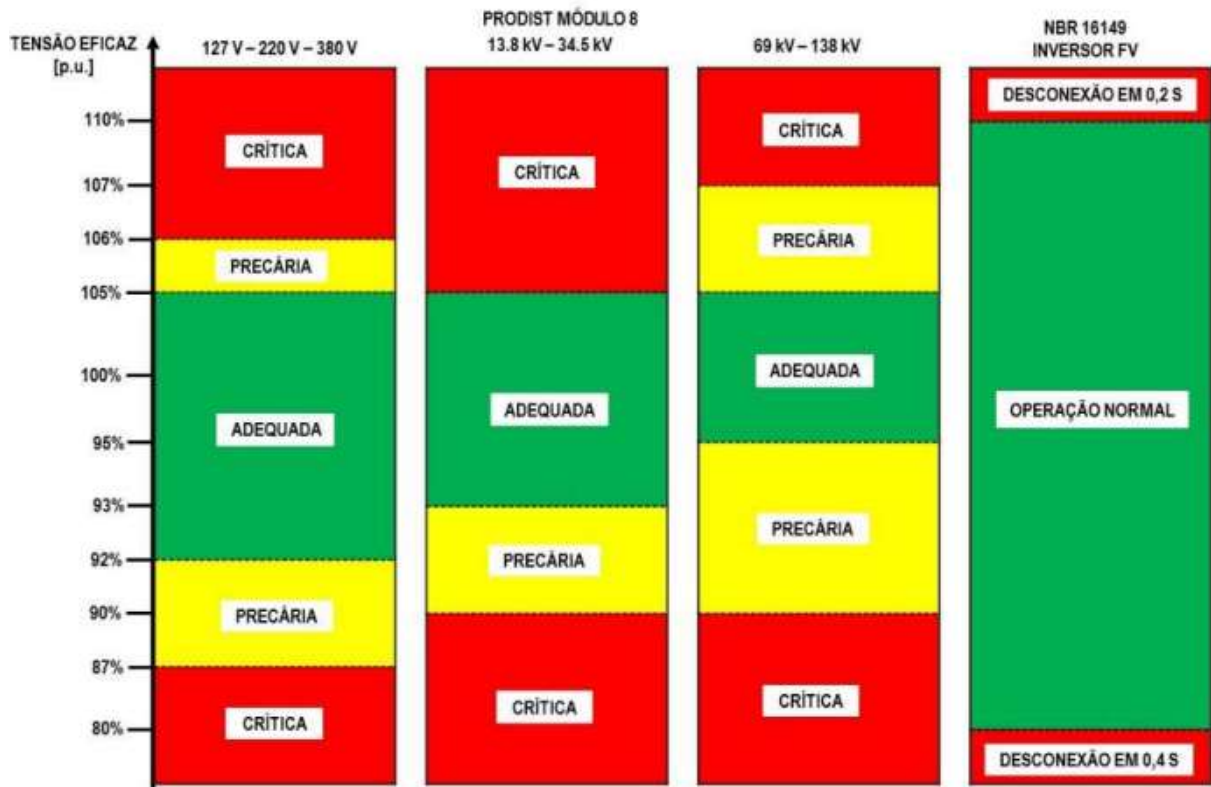
Tanto a geração fotovoltaica como a concessionária precisam estar em sincronismo para trabalhar em conjunto. Essa função é realizada pelos inversores instalados na central geradora, uma vez que os inversores utilizam a tensão da rede como referência para conexão. Logo, não é possível conectar a geração à rede em caso de desligamento desta e/ou falta de sincronismo. Deste modo, as funções de sincronismo, anti-ilhamento e desbalanço de tensão são habilitados diretamente nos inversores.

5.4.2 Subtensão e sobretensão

A qualidade da energia elétrica é regida pelo PRODIST módulo 8, em que são apresentados valores ideais de tensão, frequência, fator de potência etc. A diferença da amplitude dos componentes da rede dos valores de referência configura uma condição anormal de funcionamento e devem ser identificados pelos sistemas fotovoltaicos visando mensurar a necessidade de descontinuar o fornecimento de energia à rede local. De modo semelhante, a Norma Técnica Brasileira (NBR) 16149 estabelece valores de referência para identificação de condições de anormalidade no ponto de acoplamento dos sistemas fotovoltaicos com a rede elétrica de distribuição.

Na Figura 12 são apresentadas as faixas de tensão de operação da rede consoante o PRODIST e a NBR 16149. De acordo com os normativos vigentes, os sistemas fotovoltaicos devem ser desconectados quando a tensão da rede for superior que 110% do valor nominal em até 0,2s pela função de sobretensão (59) e cessar o fornecimento de energia em um valor inferior a 80% da tensão da rede dentro de 0,4s ativando a função de subtensão (27).

Figura 12 - Faixas de tensão de operação da rede conforme PRODIST e NBR 16149



Fonte: Grupo Equatorial Energia (2018) adaptado de Bellinaso (2017).

Dessa forma, com o intuito de desconectar o cliente devido à elevação de tensão na rede da concessionária, será parametrizada a função 59 com curva de tempo definido de 0,2s, conforme a seguir:

$$V_{59} = 110\% \times V_{FN}, \quad (5.16)$$

em que V_{59} é a tensão de ajuste de sobretensão e V_{FN} a tensão de fase.

Para a desconexão do acessante devido à afundamento de tensão na rede da concessionária, será previsto a parametrização da função 27 com curva de tempo definido com tempo de operação de 0,4s por meio da seguinte relação:

$$V_{27} = 80\% \times V_{FN}, \quad (5.17)$$

em que V_{27} é a tensão de ajuste de subtensão.

Para a desconexão devido a sobretensão residual foi utilizada a relação a seguir (com o tempo de atuação de 0,3s, conforme é utilizado atualmente no mercado).

$$V_{59N} = 30\% \times V_{FN}, \quad (5.18)$$

em que V_{59N} é a tensão de ajuste de sobretensão residual.

Na Tabela 0 são sumarizados os ajustes de subtensão e sobretensão definidos com base nos tempos de atuação.

Tabela 10 - Ajustes de subtensão e sobretensão

	Ajustes	Tempo de atuação
Relé de Sobretensão (59)	8,764kV	0,2s
Relé de Sobretensão residual (59N)	2,390kV	0,3s
Relé de Subtensão (27)	6,374kV	0,4s

Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

5.4.3 Direcional de potência

Em usinas de minigeração, esta proteção tem o intuito de limitar a potência ativa injetada na rede da concessionária (sentido de exportação), de acordo com a potência definida no parecer de acesso. Para o ajuste desta proteção foi considerada uma sobrepotência de 10% sobre o valor do UFV. Neste sentido, a potência de ajuste foi definida em 1,1MW com curva de tempo definido e tempo de conexão de 0,5s, conforme é praticado atualmente no mercado.

5.4.4 Desbalanceamento de corrente ou reversão

Caso haja um desbalanço de corrente de 20% em uma das fases, o gerador fotovoltaico deve ser desconectado em 0,3s. Logo, para aferir esta característica ao sistema foi implementada a função ANSI 46 com curva de tempo definido com tempo de atuação de 0,3s e corrente de ajuste definida como 20% da corrente nominal do transformador, ou seja, 8,368 A.

5.4.5 Linha viva/Barra morta

Para evitar que o sistema fotovoltaico seja conectado com tensão diferente da rede, será utilizada a função linha viva/barra morta, assim, conforme manual do relé, caso a tensão da rede esteja acima de 25V (linha viva) e do sistema fotovoltaico abaixo de 25V (barra morta), o relé aceita a conexão. Essa função será habilitada diretamente no relé.

5.4.6 Falha no disjuntor

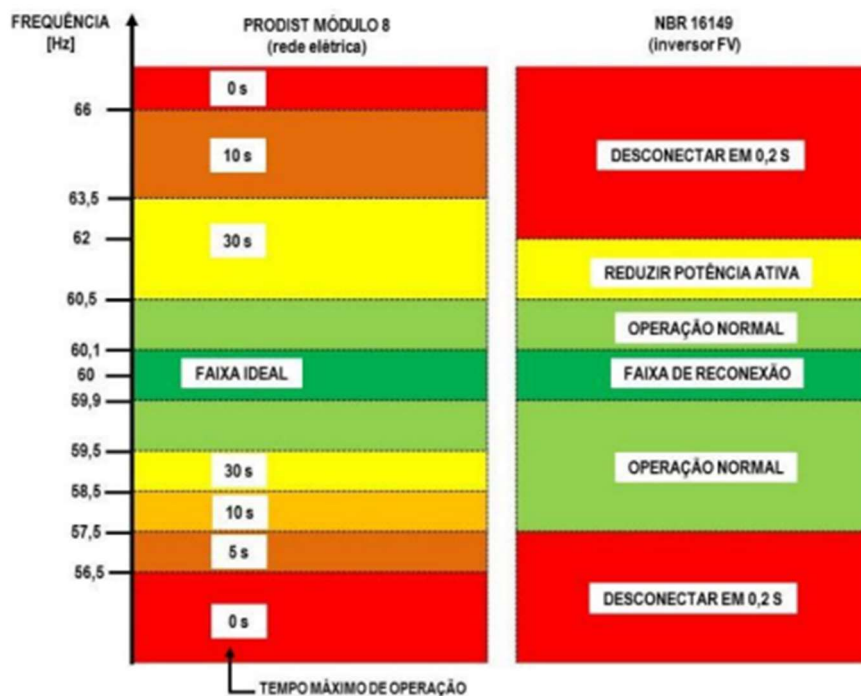
Para aumentar a confiabilidade e garantir redundância da proteção, será utilizado um disjuntor de baixa tensão com bobina de abertura remota e dispositivo de verificação de falha no quadro geral da usina que enviará um sinal para o relé abrir o disjuntor de média tensão em

caso de falha.

5.4.7 Sobrefrequência e subfrequência

A função de sobrefrequência e subfrequência tem o intuito de desconectar o barramento do cliente da rede da concessionária diante de alterações anormais de frequência. O módulo 8 do PRODIST é que estabelece a faixa ideal de frequência. Além disso, a minigeração fotovoltaica, também deve atender o normativo da ABNT NBR 16149 (ABNT, 2013). Na Figura 13 são apresentadas as faixas de frequência e tempo de desconexão máximo estabelecido conforme ambas as normas (PRODIST módulo 8 e NBR 16149). De acordo com a Figura 13, a faixa de frequência de operação da rede elétrica estende-se da coloração verde até a vermelha, em que a faixa verde representa frequência ideal e a faixa vermelha representa a faixa de frequência crítica. Os valores críticos para desconexão são 57,5 Hz e 62 Hz.

Figura 13 - Faixas de frequência de operação da rede



Fonte: Grupo Equatorial Energia (2018) adaptado de Bellinaso (2017).

Para a devida coordenação com o sistema, os ajustes de subfrequência e sobrefrequência serão parametrizados de modo a identificar uma variação maior que 1,5 Hz, tendo em vista que, segundo Silva (2021), o esquema regional de alívio de carga do Nordeste brasileiro opera com uma variação máxima de 1,5 Hz. Diante do que foi exposto, foram definidos os ajustes para subfrequência de 58 Hz e sobrefrequência de 62 Hz com curva de tempo definida e tempo de atuação de 0,2s (tempo de atuação definido de acordo com a

prática atual do mercado).

5.4.8 Proteções de sobrecorrente

Em Kindermann (2005), para que o relé identifique todas as possíveis correntes de curto-circuito, o ajuste para o relé de sobrecorrente temporizado de fase deve atender a seguinte inequação:

$$K \times I_{nominal\ trafo} \leq I_{51} \leq 0,9I_{cb}, \quad (5.19)$$

em que K é a constante de sobrecarga do sistema e deve possuir um valor entre 1,4 e 1,5 e I_{51} é a corrente de ajuste da proteção 51. No presente estudo K foi considerado como sendo 1,5.

Em Mamede (2020), para o ajuste da sobrecorrente instantânea de fase deve-se atender o seguinte critério:

$$I_{mag} \leq I_{50} \leq I_{cs}, \quad (5.20)$$

em que I_{50} é a corrente de ajuste da proteção 50.

Para a unidade temporizada de neutro, a fim de se definir o ajuste adequado, é considerado um fator de desequilíbrio de corrente do sistema, em que este varia de 0,1 a 0,3, e a corrente nominal do transformador, conforme é apresentado a seguir (Mamede, 2020):

$$I_{51N} = K_n \times I_{ntrafo}, \quad (5.21)$$

em que I_{51N} é a corrente de ajuste da proteção 51N.

Para o cálculo da unidade instantânea de neutro Kindermann (2005) recomenda:

$$0,45 \times I_{nominal\ trafo} \leq I_{50N} \leq 0,9 \times I_{cfmct}, \quad (5.22)$$

em que I_{50N} é a corrente de ajuste da proteção 50N. O valor de 0,45 na equação (5.22) considera o maior desequilíbrio das correntes advindos do fato do gerador ser conectado na rede de distribuição de energia elétrica.

Com o objetivo de tornar as proteções de sobrecorrente mais sensíveis de acordo com a variação de tensão, uma vez que os geradores fotovoltaicos não mantêm unicamente 1 pu na sua entrada, foi implementada a proteção de sobrecorrente com restrição de neutro. Esta tem como essência alterar a corrente de partida da unidade proporcionalmente à redução de tensão medida na barra pelos TPs durante uma falta, conforme:

$$V_{51} = 90\% \times V_{FN}, \quad (5.23)$$

em que V_{51} é a tensão de ajuste da proteção 51V.

Para o cálculo dos tempos de atuação foram utilizadas as equações (4.21) a (4.23) em conjunto com as informações da Tabela 11 para garantir a coordenação entre as proteções do

gerador com as proteções da concessionária local.

Tabela 11 - Ajustes de sobrecorrente

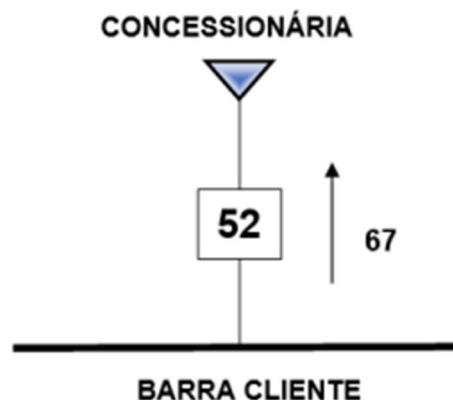
	Ajustes	Tempo de atuação
Relé de Sobrecorrente temporizada de fase (51)	63	<i>DIAL</i> = 0,1
Relé de Sobrecorrente temporizada de neutro (51N)	8	<i>DIAL</i> = 0,2
Relé de Sobrecorrente instantânea de fase (50)	800	0,05s
Relé de Sobrecorrente instantânea de neutro (50N)	80	0,05s
Relé de Sobrecorrente com restrição de tensão (51V)	7.170	-

Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

5.4.9 Direcional de sobrecorrente em corrente alternada

O ajuste da proteção direcional de sobrecorrente tem o intuito de proteger a instalação do cliente contra curtos-circuitos nas instalações internas alimentadas pela rede da concessionária, monitorando os sinais de correntes no ponto de conexão. No entanto, essa proteção atua de acordo com uma direção determinada na sua parametrização. No caso da minigeração, utilizamos este equipamento no sentido da concessionária local de modo a proteger contra defeitos no sentido barra cliente para concessionária, conforme é exibido na Figura 14.

Figura 14 - Esquema da função 67



Fonte: Elaborado pela autora (2024).

A parametrização da função direcional é comumente utilizada de forma similar ao da função 51 com ângulo máximo torque de 45°, uma vez que o relé selecionado tem como ângulo característico o valor citado, conforme é apresentado no manual do fabricante.

5.5 RESULTADOS

Na Tabela 2 são sumarizados os ajustes definidos para para o dimensionamento da proteção da UFV. Vale ressaltar que durante o dimensionamento buscou-se obter um intervalo de tempo igual ou maior que 0,2s entre as proteções de sobrecorrente da concessionária e as proteções projetadas, de modo a assegurar a coordenação.

Tabela 12 - Ajustes de proteção

(Continua)

FUNÇÃO DE PROTEÇÃO	TP/TC	CÓD.	PICKUP	DIAL	CURVA	INST.
Sobrecorrente Temporizada e Instantânea de Fase	200-5	51/50	$I > 63,0A$	0,1	IEC EI	800 A $t > 0,05s$
Sobrecorrente Temporizada e Instantânea de Neutro	200-5	51/50 N	$I > 8A$	0,2	IEC VI	80 A $t > 0,05s$
Sobrecorrente com restrição de tensão	200-5	51V	7.170V	-	-	-
Direcional de Corrente	200-5	67	$I > 63A$ 45°	0,1	IEC EI	-
Proteção Direcional de Potência	200-5 13,8/0,115kV	32P	P=1,1 MW (UFV --> NEOENERGIA PE)			DT=0,5s
Subtensão	13,8/0,115 kV	27	$V > 6,374kV$			DT=0,4s
Sobretensão	13,8/0,115 kV	59	$V > 8,764kV$			DT=0,2s
Corrente de Sequência Negativa	200-5	46	$I > 8,368 A$			DT = 0,3s
Sobretensão Residual	13,8/0,115 kV	59N	$V < 2,390kV$			DT=0,3s

(Conclusão)

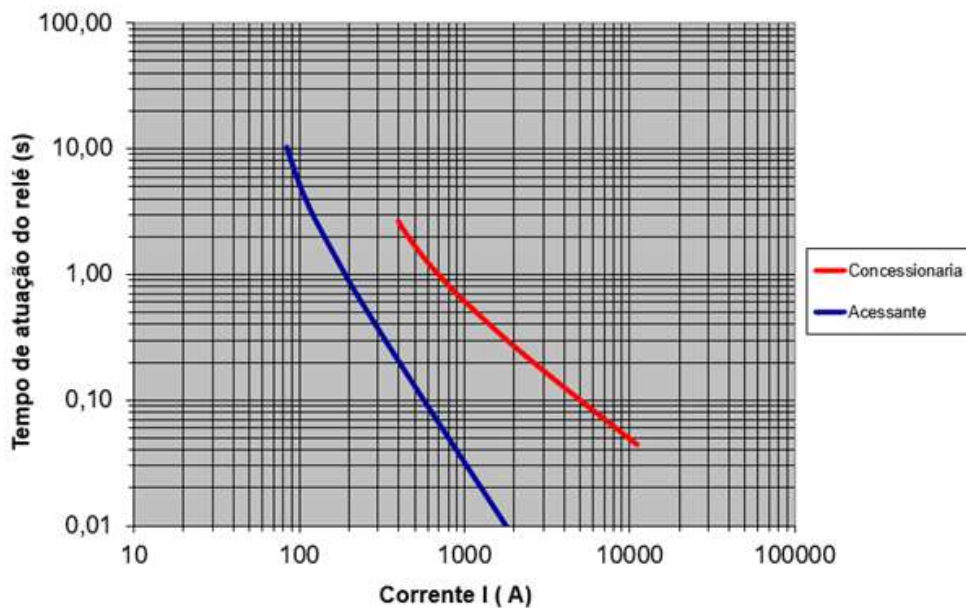
Subfrequência	60 Hz	81U	$f_s < 58\text{Hz}$	DT = 0,2 s
Sobrefrequência	60 Hz	81O	$f_s > 62\text{Hz}$	DT = 0,2 s

Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

A análise da parametrização (dimensionamento) da proteção, assim como do coordenograma da UFV, foi realizada por meio do *software* Excel. O coordenograma é um gráfico bilogarítmico que apresenta a curva de seletividade e proteção dos equipamentos dimensionados utilizando o eixo Y como a variável tempo e o eixo X apresentando a variável de corrente.

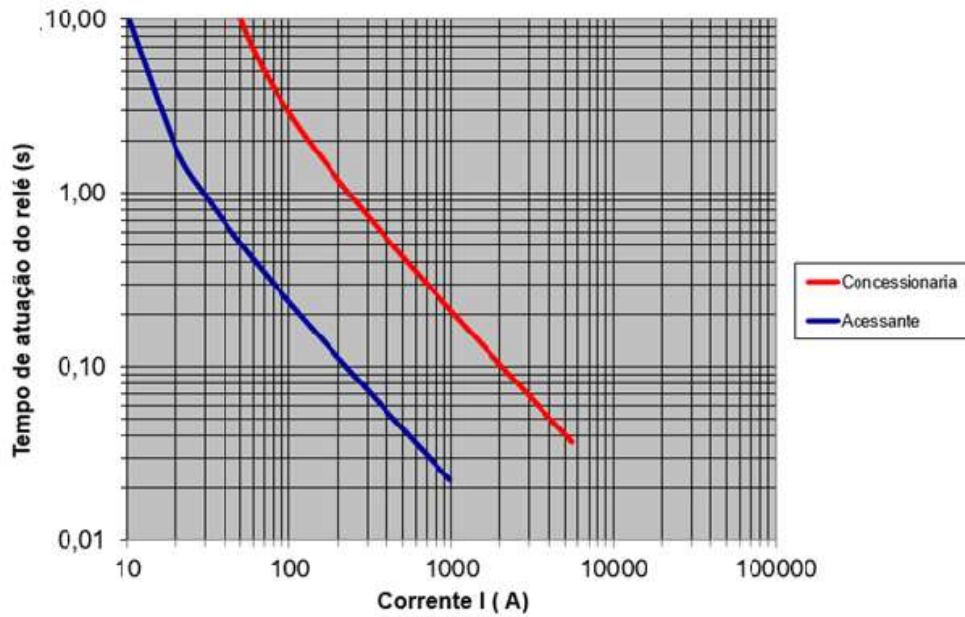
Os coordenogramas de fase e neutro ilustrados nas Figuras 13 e 14 apresentam as curvas de proteção do acessante e da concessionária devidamente coordenadas. De acordo com as Figuras 13 e 14 a proteção do acessante está atuando antes das proteções da concessionária local.

Figura 15 - Coordenograma de Fase das proteções da concessionaria e acessante



Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

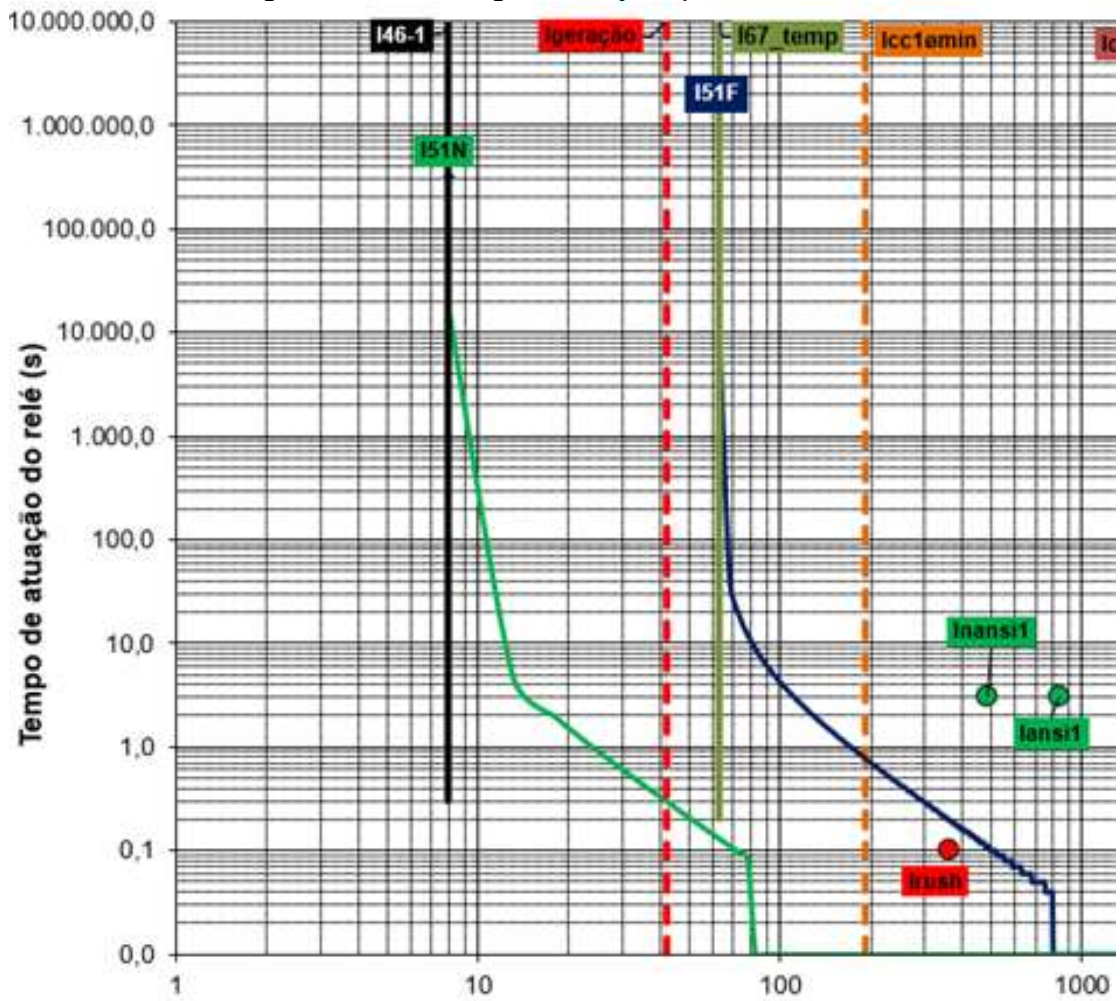
Figura 16 - Coordenograma de neutro das proteções da concessionaria e acessante



Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Na Figura 17 é apresentado o coordenograma das proteções do gerador, sendo evidenciada a coordenação dos ajustes entre si e respeitando as características da UFV (correntes de curto-circuito, corrente ANSI e corrente NANSI), uma vez que a corrente de carga ($I_{geração}$) e a corrente de magnetização (I_{rush}) estão fora da zona de atuação da proteção de sobrecorrente de fase.

Figura 17 - Coordenograma das proteções do acessante



Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

6 CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS

6.1 CONCLUSÕES GERAIS

É essencial destacar que a proteção e a coordenação são componentes fundamentais no projeto de usinas fotovoltaicas conectadas à rede da concessionária, pois são elas que possibilitam alcançar padrões de segurança e eficiência. A análise desenvolvida ao longo deste trabalho demonstra a relevância de um estudo minucioso sobre esses temas, especialmente no contexto das usinas fotovoltaicas, evidenciando como uma abordagem criteriosa pode contribuir para uma integração otimizada ao sistema elétrico.

Neste trabalho, foram realizados estudos sobre sistemas de proteção e seletividade aplicáveis a geradores fotovoltaicos de 1 MW, seguindo os normativos vigentes. As normas e referências bibliográficas utilizadas ofereceram conceitos essenciais, proporcionando ao leitor uma compreensão abrangente dos aspectos de proteção e seletividade para usinas maiores de 300kVA até 5 MVA, não se limitando apenas à concessionária Neoenergia. Assim, foram apresentados todos os conceitos e definições relevantes que regem essa temática.

É importante destacar que, no estudo de caso, foram calculados os ajustes de proteção necessários para assegurar a confiabilidade da usina fotovoltaica e garantir que a conexão com a rede de distribuição local atenda aos parâmetros de qualidade de energia estabelecidos pelas normas vigentes. Utilizando gráficos bilogarítmicos, conhecidos como coordenogramas, foram avaliados os ajustes propostos e verificada sua coordenação com as proteções da concessionária local, além de outras características do empreendimento. Com isso, foi demonstrada a eficácia do método utilizado e fornecido ao leitor conceitos e ferramentas para o análise de sistemas de proteção e seletividade.

Com base no exposto, este trabalho oferece uma contribuição significativa para o entendimento da proteção e seletividade em usinas fotovoltaicas com potência superior a 300 kVA e inferior a 5 MVA. As recomendações e conclusões apresentadas proporcionam uma base sólida não apenas para o meio acadêmico, mas também para o mercado em geral, com conceitos e premissas fundamentados em normas que garantem eficácia e segurança ao sistema.

6.2 TRABALHOS FUTUROS

Como continuidade dos estudos realizados neste trabalho, as seguintes propostas de

trabalhos futuros sugeridas são:

- Recomenda-se simular a usina fotovoltaica via *software* ATPDraw de modo a aferir maior assertividade no cálculo das correntes de curto-circuito e impedâncias calculadas, visando trazer maior seletividade no sistema de proteção proposto.

- Comparar alternativas para a correta proteção de sobrecorrente e subcorrente, considerando a característica variável dos geradores fotovoltaicos, de modo a identificar a solução que apresente maior confiabilidade e seletividade ao sistema.

REFERÊNCIAS

ABNT. **NBR 16149**: Sistemas fotovoltaicos (FV) – Características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição. Rio de Janeiro: Associação Brasileira de Normas Técnicas, 2013.

ABSOLAR. **Panorama da solar fotovoltaica no Brasil e no mundo**. São Paulo, 2023. Disponível em: <https://www.absolar.org.br/mercado/infografico/>. Acesso em: 02 jan. 2025.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (Brasil). **Ranking da Tarifa Residencial – R\$/KWh**. Brasília, DF, 2023. Disponível em: <https://portalrelatorios.aneel.gov.br/luznatarifa/rankingtarifas>. Acesso em: 02 jan. 2025.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (Brasil). **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica – PRODIST: Módulo 3 – Acesso ao Sistema de Distribuição**. Brasília, DF, 2021. Disponível em: <https://www.energisa.com.br/Documents/PDF/Módulo%203%20-%20PRODIST.pdf>. Acesso em: 02 jan. 2025.

ANDERSON, P. M. **Power system protection**. [S. l.]: IEEE Press Series on Power Engineering; McGraw-Hill, 1999. Disponível em: <https://ieeexplore.ieee.org/servlet/opac?bknumber=5264125>. Acesso em: 02 jan. 2025.

ARAÚJO, R. G. **Estudo de Proteção e Seletividade Atualizado da Subestação de 69-13,8kV do Campus do PICi da Universidade Federal do Ceará**. 2013. 138 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Bacharelado em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal do Ceará, Fortaleza, 2013. Disponível em: https://repositorio.ufc.br/bitstream/riufc/35540/1/2013_tcc_rgaraujo.pdf. Acesso em: 2 jan. 2025.

BRAGA, T. **Estudos de Conexão à Rede Elétrica: Desafios de Qualidade de Energia na Implantação de Geração Distribuída na Rede de Distribuição de Baixa Tensão**. 2019. 74 f. Monografia (Especialização em Fontes Renováveis: Geração, Operação e Integração) - Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte. Disponível em: https://repositorio.ufmg.br/bitstream/1843/32980/1/Monografia_Especializa%c3%a7%cc3%a3o%20Renov%cc3%a1veis%20-%20Thiago%20Maciel%20Braga.pdf. Acesso em: 28 nov. 2024.

COTOSCK, K. R. **Proteção de sistemas elétricos: uma abordagem técnico pedagógica**. 2007. 109 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte, 2007. Disponível em: https://repositorio.ufmg.br/bitstream/1843/BUOS8CZLET/1/kelly_regina_cotosckf.pdf. Acesso em: 5 dez. 2024.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **BEN 2023**: Relatório Síntese 2023 – Ano base 2022. Brasília, DF: Empresa de Pesquisa Energética, 2024. Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-748/topico-681/BEN_Síntese_2023_PT.pdf. Acesso em: 5 jan. 2024.

FERREIRA, L. F. B. **Desenvolvimento de ferramenta para elaboração de estudo de proteção e seletividade de sistemas de média tensão.** 2021. 68 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Bacharelado em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal de Campina Grande, Campina Grande, 2021. Disponível em: <http://dspace.sti.ufcg.edu.br:8080/jspui/handle/riufcg/21037>. Acesso em: 5 dez. 2022.

GRUPO EQUATORIAL ENERGIA. **Conexão de Minigeração Distribuída ao Sistema de Distribuição:** Norma Técnica NT.021. [S. l.]: Grupo Equatorial Energia, 2018. Disponível em: <https://al.equatorialenergia.com.br/wp-content/uploads/2022/11/NT.021-EQTL.Normas-e-Qualidade-Conexao-de-Migeracao-Distribuida-ao-Sistema-de-Distribuicao.pdf>. Acesso em: 2 jan. 2025.

MAMEDE, J. M. **Proteção de Sistemas Elétricos de Potência.** 2. ed. Rio de Janeiro: Grupo GEN, 2020. Disponível em: <https://integrada.minhabiblioteca.com.br/#/books/9788521637219/>. Acesso em: 02 jul. 2023.

MAMEDE, J. M. **Instalações Elétricas Industriais.** 9. ed. Rio de Janeiro: Grupo GEN, 2017. Disponível em: <https://integrada.minhabiblioteca.com.br/#/books/9788521633730/>. Acesso em: 08 mar. 2023.

MAMEDE, J. M. **Manual de Equipamentos Elétricos.** 5. ed. Rio de Janeiro: Grupo GEN, 2019. Disponível em: <https://integrada.minhabiblioteca.com.br/#/books/9788521636434/>. Acesso em: 02 jul. 2023.

MAMEDE, J. M. **Subestações de Alta Tensão.** Rio de Janeiro: Grupo GEN, 2021. Disponível em: <https://integrada.minhabiblioteca.com.br/#/books/9788521637554/>. Acesso em: 02 jul. 2023.

GOSWAMI, Y.; KREITH, F. **Energy Efficiency and Renewable Energy Handbook.** 2 ed. Boca Raton: CRC PRESS, 2016.

IEA. **Renewables 2022: Analysis and forecast to 2026.** [S. l.]: International Energy Agency. 2022. 175 f. Disponível em: <https://iea.blob.core.windows.net/assets/ada7af90-e280-46c4-a577-df2e4fb44254/Renewables2022.pdf>. Acesso em: 17 nov. 2022.

KINDERMANN, G. **Proteção de sistemas elétricos de potência.** v. 1. Santa Catarina: Editora da UFSC, 2006.

LOPES, M. G. **Análise dos impactos técnicos resultantes da variabilidade de geração de curto prazo de sistemas fotovoltaicos.** 2015. 124 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia elétrica) - UNICAMP, Campinas. Disponível em: https://fga.unb.br/articles/0001/6709/TCC-Argemiro_VF.pdf. Acesso em: <https://repositorio.unicamp.br/Busca/Download?codigoArquivo=467993>. 29 nov. 2022.

MESH ENGENHARIA. **Transformador De Corrente.** [S. l.], 2023. p. 12. Disponível em: <https://meshengenharia.com/2023/09/18/especificacao-do-transformador-de-corrente-tc/>. Acesso em: 02 jan. 2025.

NEOENERGIA. **Fornecimento de Energia Elétrica em Média Tensão de Distribuição à Edificação Individual.** Neoenergia, 5 dez. 2024. Disponível

em: <https://www.neoenergia.com/documents/d/bahia/dis-nor-036-fornecimento-de-energia-eletrico-pdf?download=true>. Acesso em: 02 jan. 2025.

OLIVEIRA NETO, A. O. **Análise do impacto da geração distribuída em um sistema de distribuição. Estudo de caso:** Alimentador do setor de embaixadas sul, Brasília - DF. 2016. 103 f. Monografia (Bacharelado em Engenharia de Energia) - Universidade de Brasília, Brasília, 2016. Disponível em: <https://bdm.unb.br/handle/10483/35987>. Acesso em: 28 nov. 2022.

PINTO, M. O. **Energia Elétrica:** Geração, Transmissão e Sistemas Interligados. Rio de Janeiro: Grupo GEN, 2017. Disponível em: <https://integrada.minhabiblioteca.com.br/#/books/978-85-216-2526-1/>. Acesso em: 02 jul. 2023.

RAFFO, V.G. **Projeto de diplomação:** Análise de corrente de *inrush* em transformadores de potência. 2010. 75 f. Trabalho de conclusão de curso (Bacharelado em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2015. Disponível em: <http://hdl.handle.net/10183/33033>. Acesso em: 08 mar. 2023

RAM, B.; VISHWAKARMA, D. N. **Power System Protection and Switchgear.** 2. ed. New Delhi: Tata McGraw Hill Education Private Limited, 2011.

RODRIGUES, I. R.; CONTI, A. Desafios na proteção de microrredes. *In:* SIMPÓSIO BRASILEIRO DE SISTEMAS ELÉTRICOS, 6., 2016, Natal. **Anais [...].** Natal: Sociedade Brasileira de Automática, 2016. p. 22-25.

SCHMIDT, A. R. **Desenvolvimento de um software para geração automática do estudo de coordenação e seletividade para ajuste do disjuntor geral em unidades consumidoras com alimentação e medição em média tensão.** 2020. 58 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Bacharelado em Engenharia Elétrica) - Universidade Regional do Noroeste do Estado do Rio Grande do Sul, Ijuí, 2020. Disponível em: <https://bibliodigital.unijui.edu.br:8443/xmlui/bitstream/handle/123456789/6983/ANDERSON%20RODRIGO%20SCHMIDT.pdf?sequence=1&isAllowed=y>. Acesso em: 28 dez. 2022.

SILVA, F. E. C. **Estudos de fluxo de potência, curto-circuito e proteção para conexão de uma planta de minigeração fotovoltaica de 2, 3195 MWp.** 2022. 127 f. Trabalho de conclusão de curso (Bacharelado em Engenharia Elétrica) - Universidade de Brasília, Brasília, 2022. Disponível em: <http://www.repositorio.ufc.br/handle/riufc/65841>. Acesso em: 05 ago. 2023.

SILVA, F. O. **Estudo de proteção de uma subestação plena com geração distribuída, conectada na baixa tensão, envolvendo usina fotovoltaica.** 2021. 100f. Monografia (Bacharelado em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2021. Disponível em: <https://repositorio.ufrn.br/handle/123456789/48210>. Acesso em: 05 ago. 2023.

SILVA, R. S. **Sistemas elétricos de potência I.** Londrina: Editora e Distribuidora Educacional S.A., 2019.

ANEXO A – TABELA ANSI DE PROTEÇÃO

TABELA ANSI DE PROTEÇÃO – PARTE 1	
CÓDIGO ANSI	DESCRIÇÃO
1	Elemento Principal
2	Relé de partida/ fechamento temporizado
3	Relé de verificação ou intertravamento
4	Contator principal
5	Dispositivo de desligamento
6	Disjuntor de partida
7	Relé de taxa de variação
8	Dispositivo de desconexão de controle de energia
9	Dispositivo de reversão
10	Chave de sequência unitária
11	Dispositivo multifunção
12	Dispositivo de sobrevelocidade
13	Dispositivo de rotação síncrona
14	Dispositivo de subvelocidade
15	Dispositivo de ajuste ou comparação de velocidade ou frequência
16	Reservado para futura aplicação
17	Chave de derivação ou descarga
18	Dispositivo de aceleração ou desaceleração
19	Contator de transição partida-marcha
20	Válvula operada eletricamente
21	Relé de distância
22	Disjuntor equalizador
23	Dispositivo de controle de temperatura
24	Relé de sobreexcitação ou Volts por Hertz
25	Relé de verificação de Sincronismo ou Sincronização
26	Dispositivo térmico do equipamento
27	Relé de subtensão
28	Detector de chama
29	Contator de isolamento
30	Relé anunciador
31	Dispositivo de excitação
32	Relé direcional de potência

Fonte: Mamede (2020)

TABELA ANSI DE PROTEÇÃO – PARTE 2

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

Fonte: Mamede (2020)

TABELA ANSI DE PROTEÇÃO – PARTE 3

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

Fonte: Mamede (2020)