



INSTITUTO FEDERAL GOIANO
CAMPUS TRINDADE
NOME DO CURSO

KLEYTON DE OLANDA MELO E SILVA
KAYO DIVINO RIBEIRO MELO

ANÁLISE TÉCNICA DE SUBESTAÇÃO ELÉTRICA:
um estudo comparativo entre o projeto técnico e a instalação executada

Trindade
2025

KLEYTON DE OLANDA MELO E SILVA
KAYO DIVINO RIBEIRO MELO

ANÁLISE TÉCNICA DE SUBESTAÇÃO ELÉTRICA:
um estudo comparativo entre o projeto técnico e a instalação executada

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado
ao curso de Engenharia Elétrica do Instituto
Federal Goiano Campus Trindade, como parte
da exigência para obtenção do título de bacharel
em Engenharia Elétrica.

Orientador(a): Me. Robert de Souza Bonuti

Trindade
2025

**Ficha de identificação da obra elaborada pelo autor, através do
Programa de Geração Automática do Sistema Integrado de Bibliotecas do IF Goiano - SIBi**

R484a

Melo, Kayo Divino Ribeiro; Silva, Kleyton de Olanda Melo e
ANÁLISE TÉCNICA DE SUBESTAÇÃO ELÉTRICA: um
estudo comparativo entre o projeto técnico e a instalação
executada / Kayo Divino Ribeiro Melo; Kleyton de Olanda Melo
e Silva. Trindade 2025.

118f. il.

Orientador: Prof. Me. Robert de Souza Bonuti.

Tcc (Bacharel) - Instituto Federal Goiano, curso de 0820264 -
Bacharelado em Engenharia Elétrica - Trindade (Campus
Trindade).

1. Infraestrutura Hospitalar. 2. Equipamentos. 3. Proteção. 4.
Coordenação. 5. Seletividade. I. Título.



SERVIÇO PÚBLICO FEDERAL
MINISTÉRIO DA EDUCAÇÃO
SECRETARIA DE EDUCAÇÃO PROFISSIONAL E TECNOLÓGICA
INSTITUTO FEDERAL DE EDUCAÇÃO, CIÊNCIA E TECNOLOGIA GOIANO

Ata nº 66/2025 - CE-TRI/GE-TRI/CMPTRI/IFGOIANO

ATA DE DEFESA DE TRABALHO DE CURSO

Aos 11 dias do mês de dezembro de 2025, às 20:00 horas, reuniu-se a banca examinadora composta pelos docentes: Robert de Souza Bonuti (orientador), Cleber Asmar Ganzaroli (membro) e Roberto Bessa de Araújo (membro), para examinar o Trabalho de Curso intitulado “ANÁLISE TÉCNICA DE SUBESTAÇÃO ELÉTRICA: um estudo comparativo entre o projeto técnico e a instalação executada” dos estudantes Kleyton de Olanda Melo e Silva (matrícula nº 2021108202640142) e Kayo Divino Ribeiro Melo (matrícula nº 2021108202640185), do Curso de Bacharelado em Engenharia Elétrica do IF Goiano – Campus Trindade. A palavra foi concedida aos estudantes para a apresentação oral do TC, houve arguição dos candidatos pelos membros da banca examinadora. Após tal etapa, a banca examinadora decidiu pela **APROVAÇÃO** dos estudantes. Ao final da sessão pública de defesa foi lavrada a presente ata que segue assinada pelos membros da Banca Examinadora.

(Assinado Eletronicamente)

Robert de Souza Bonuti
Orientador

(Assinado Eletronicamente)

Cleber Asmar Ganzaroli
Membro

(Assinado Eletronicamente)

Roberto Bessa de Araújo
Membro

Documento assinado eletronicamente por:

- **Robert de Souza Bonuti**, PROFESSOR ENS BASICO TECN TECNOLOGICO , em 17/12/2025 07:38:13.
- **Cleber Asmar Ganzaroli**, PROFESSOR ENS BASICO TECN TECNOLOGICO , em 17/12/2025 07:42:18.
- **Roberto Bessa de Araujo**, PROF ENS BAS TEC TECNOLOGICO-SUBSTITUTO , em 17/12/2025 08:58:03.

Este documento foi emitido pelo SUAP em 17/12/2025. Para comprovar sua autenticidade, faça a leitura do QRCode ao lado ou acesse <https://suap.ifgoiano.edu.br/autenticar-documento/> e forneça os dados abaixo:

Código Verificador: 775596

Código de Autenticação: bcca65cbee



INSTITUTO FEDERAL GOIANO

Campus Trindade

Av. Wilton Monteiro da Rocha, S/N, Setor Cristina II, TRINDADE / GO, CEP 75389-269

(62) 3506-8000

TERMO DE CIÊNCIA E DE AUTORIZAÇÃO

PARA DISPONIBILIZAR PRODUÇÕES TÉCNICO-CIENTÍFICAS

NO REPOSITÓRIO INSTITUCIONAL DO IF GOIANO

Com base no disposto na Lei Federal nº 9.610, de 19 de fevereiro de 1998, AUTORIZO o Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia Goiano a disponibilizar gratuitamente o documento em formato digital no Repositório Institucional do IF Goiano (RIIF Goiano), sem ressarcimento de direitos autorais, conforme permissão assinada abaixo, para fins de leitura, download e impressão, a título de divulgação da produção técnico-científica no IF Goiano.

IDENTIFICAÇÃO DA PRODUÇÃO TÉCNICO-CIENTÍFICA

Tese (doutorado)

Dissertação (mestrado)

Monografia (especialização)

TCC (graduação)

Artigo científico

Capítulo de livro

Livro

Trabalho apresentado em evento

Produto técnico e educacional - Tipo:

Nome completo do autor:

Matrícula:

2021108202640142

2021108202640185

Título do trabalho:

ANÁLISE TÉCNICA DE SUBESTAÇÃO ELÉTRICA:

um estudo comparativo entre o projeto técnico e a instalação executada

RESTRIÇÕES DE ACESSO AO DOCUMENTO

Documento confidencial: Não Sim, justifique:

Informe a data que poderá ser disponibilizado no RIIF Goiano: / /

O documento está sujeito a registro de patente? Sim Não

O documento pode vir a ser publicado como livro? Sim Não

DECLARAÇÃO DE DISTRIBUIÇÃO NÃO-EXCLUSIVA

O(a) referido(a) autor(a) declara:

- Que o documento é seu trabalho original, detém os direitos autorais da produção técnico-científica e não infringe os direitos de qualquer outra pessoa ou entidade;
- Que obteve autorização de quaisquer materiais inclusos no documento do qual não detém os direitos de autoria, para conceder ao Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia Goiano os direitos requeridos e que este material cujos direitos autorais são de terceiros, estão claramente identificados e reconhecidos no texto ou conteúdo do documento entregue;
- Que cumpriu quaisquer obrigações exigidas por contrato ou acordo, caso o documento entregue seja baseado em trabalho financiado ou apoiado por outra instituição que não o Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia Goiano.

Local

/ /
Data

Assinatura do autor e/ou detentor dos direitos autorais

Ciente e de acordo:

Assinatura do(a) orientador(a)

AGRADECIMENTOS

Primeiramente, a Deus, pela vida, pela sabedoria concedida ao longo desta jornada e por ter sido nosso sustento nos momentos de dificuldade, permitindo que chegássemos até aqui com saúde e perseverança.

Eu, Kleyton, agradeço imensamente aos meus pais, que são a base de tudo o que sou. Um agradecimento especial e carinhoso à minha mãe, que sempre me apoiou incondicionalmente, incentivando meus estudos e jamais me deixando desistir. Sua dedicação, amor e sacrifício foram o combustível necessário para que este sonho se tornasse realidade.

Eu, Kayo, expresso minha profunda gratidão aos meus pais e a todos os meus familiares. O apoio de vocês, a paciência nas minhas ausências e o incentivo constante foram fundamentais. Obrigado por acreditarem no meu potencial e por estarem sempre ao meu lado, oferecendo o suporte emocional e estrutural para esta conquista.

Estendemos nossos agradecimentos ao Instituto Federal Goiano e ao nosso orientador, Prof. Me. Robert Souza Bonuti, pela orientação técnica, paciência e pelas contribuições valiosas que enriqueceram este trabalho. Aos professores do curso, que compartilharam seus conhecimentos, e aos amigos que fizemos durante a graduação, nosso muito obrigado pelo companheirismo.

A mente que se abre a uma nova ideia jamais
voltará ao seu tamanho original.

Albert Einstein

RESUMO

A estabilidade do fornecimento de energia elétrica em estabelecimentos assistenciais de saúde, constitui requisito fundamental para a segurança de pacientes e a preservação de equipamentos de alta tecnologia. Este estudo de caso analisa a implantação de uma subestação abrigada de 15 kV em ambiente hospitalar, com foco no dimensionamento, na proteção e na seletividade do sistema. A metodologia compreende o levantamento da carga instalada, a especificação técnica de transformadores e condutores, bem como o cálculo dos níveis de curto-circuito para a definição dos parâmetros de ajuste dos relés, conforme diretrizes da NBR. A investigação confronta o projeto técnico dimensionado academicamente com a instalação efetivamente executada, identificando discrepâncias entre o rigor normativo e a realidade operacional. Os resultados apontam vulnerabilidades no sistema de proteção e desvios técnicos que comprometem a coordenação seletiva. As conclusões indicam a necessidade de adequações nos ajustes dos dispositivos de proteção e propõem melhorias na infraestrutura para mitigar riscos de desligamentos indevidos, assegurando a confiabilidade e a continuidade do serviço essenciais à atividade hospitalar.

Palavras-chave: Infraestrutura Hospitalar; Equipamentos; Proteção; Coordenação; Seletividade.

ABSTRACT

The stability of the electrical power supply in healthcare facilities is a fundamental requirement for patient safety and the preservation of high-technology equipment. This case study analyzes the implementation of a 15 kV enclosed substation in a hospital environment, focusing on the sizing, protection, and selectivity of the system. The methodology includes surveying the installed load, specifying the technical specifications of transformers and conductors, and calculating short-circuit levels to define the relay adjustment parameters, according to NBR guidelines. The investigation compares the academically designed technical project with the installation actually implemented, identifying discrepancies between normative rigor and operational reality. The results point to vulnerabilities in the protection system and technical deviations that compromise selective coordination. The conclusions indicate the need for adjustments in the settings of the protection devices and propose improvements in the infrastructure to mitigate the risks of unintended shutdowns, ensuring the reliability and continuity of service essential to hospital activity.

Keywords: Hospital Infrastructure; Equipment; Protection; Coordination; Selectivity.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figuras

Figura 1 - Vista superior de uma Subestação	22
Figura 2 - Transformador a Seco 13,8/0,380-0,220kV	23
Figura 3 - Disjuntor Media Tensão.	23
Figura 4 - Chave Seccionadora Tripolar 15kv 630a.....	24
Figura 5 - Para Raio Polimérico Oxido de Zinco 15KV 10KA.....	25
Figura 6 - Transformador de Corrente 15Kv Exatidão 10B50.	26
Figura 7 - Transformador De Potencial Epóxi 15kV	26
Figura 8 - Terminação Contrátil a Frio para Média Tensão	28
Figura 9 - Isolador Suporte Epoxi 15KV	29
Figura 10 - Componentes de um cabo de Média Tensão	30
Figura 11 - Diagrama Unifilar	98

Gráficos

Gráfico 1 - Coordenograma Concessionária Fase	74
Gráfico 2 - Coordenograma Cliente Fase	74
Gráfico 3 - Coordenograma Concessionária Neutro	75
Gráfico 4 - Coordenograma Cliente Neutro	75
Gráfico 5 - Coordenograma Planejado Fase.....	94
Gráfico 6 - Coordenograma Executado Fase.....	95
Gráfico 8 - Coordenograma Planejado Neutro	96
Gráfico 9 - Coordenograma Executado Neutro	97

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Tempo de comutação e a autonomia	42
Tabela 2 – Quadro de Carga.	46
Tabela 3 - Cálculo de Demanda Total	83
Tabela 4 - Comparativo Técnico: Projeto Proposto	84
Tabela 5 - Comparativo Técnico: Projeto Proposto	84
Tabela 6 - Comparativo de Dimensionamento dos TCs de Proteção	86
Tabela 7 - Comparativo de Especificações	87
Tabela 8 - Comparativo de Especificações	87
Tabela 9 - Comparativo de Dimensionamento do Disjuntor de BT	88
Tabela 10 - Comparativo Técnico: Projeto Proposto	90
Tabela 11 - Comparativo Técnico: Projeto em Implantação	90
Tabela 12 - Comparativo de Ajustes da Proteção de FASE (ANSI 50/51)	91
Tabela 13 - Comparativo de Ajustes da Proteção de FASE (ANSI 50/51)	91
Tabela 14 - Comparativo de Ajustes da Proteção de NEUTRO (ANSI 50/51)	92
Tabela 15 - Comparativo de Ajustes da Proteção de NEUTRO (ANSI 50/51)	92
Tabela 16 - Correntes de Falta.....	95
Tabela 17 - Comparativo de Especificação da Chave Seccionadora de MT	99
Tabela 18 - Comparativo de Especificação de Muflas	101
Tabela 19 - Comparativo de Especificação do Para-Raio	102
Tabela 20 - Comparativo de Especificação dos isoladores	103
Tabela 21 - Tabela resumo Ampacidade	105
Tabela 22 - Tabela resumo queda de tensão.....	105
Tabela 23 - Tabela resumo Curto-Circuito.....	106
Tabela 24 - Comparativa (Condutores)	106
Tabela 25 - Tabela resumo Ampacidade	107
Tabela 26 - Tabela resumo queda de tensão.....	108
Tabela 27 - Tabela resumo Curto-Circuito.....	108
Tabela 28 - Comparativa (Condutores)	109

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ANSI	<i>American National Standards Institute</i>
AT	Alavanca de Temporização
BA.4	Pessoas Advertidas
BA.5	Pessoas Qualificadas
BEP	Barramento de Equipotencialização Principal
BP+T	Barra Principal e de Transferência
BS	Barra Simples
BT	Baixa Tensão
CTI	Intervalo de Tempo de Coordenação
CAG	Central de Água Gelada
CME	Centro de Material e Esterilização
CC	Curto-Circuito
DR	Diferencial Residual
DJ	Disjuntor
DSI	Dispositivo Supervisor de Isolamento
EAS	Estabelecimentos Assistenciais de Saúde
EPC	Equipamento de Proteção Coletivo
EPI	Equipamento De Proteção Individual
EPR	Etileno-Propileno
FC	Fator de Carga
FD	Fator de Demanda
FP	Fator de Potência
IEC	<i>International Electrotechnical Commission</i>
IEEE	<i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i>
IT	Sistema de Aterramento Isolado
MT	Média Tensão
MTE	Ministério do Trabalho e Emprego
NBI	Nível Básico de Impulso
NBR	Norma Brasileira Registrada
NR	Norma Regulamentadora
OIP	Papel Impregnado com Óleo (<i>Oil Impregnated Paper</i>)

PE	Condutor de Proteção
PIE	Prontuário de Instalações Elétricas
PR	Pára-Raio
PVC	Policloreto de Vinila
PU	Por Unidade
QGBT	Quadro Geral de Baixa Tensão
RTC	Relação de Transformação de Corrente
RIP	Papel Impregnado com Resina (<i>Resin Impregnated Paper</i>)
RIS	Fibra Sintética Impregnada com Resina (<i>Resin Impregnated Synthetics</i>)
SF6	Hexafluoreto de Enxofre
SEP	Sistema Elétrico de Potência
TC	Transformadores de Corrente
TN	Terra-Neutro
TN-S	Terra-Neutro Separado
TP	Transformadores de Potencial
TF	Tranformador de Força
TT	Terra-Terra
TN-C	Terra-Neutro Combinado
TUE	Tomada de Uso Específico
TUG	Tomada de Uso Geral
TAP	Comutador de Derivação
UTI	Unidade de Terapia Intensiva
XLPE	Polietileno Reticulado
ISC	Capacidade de interrupção
ZnO	Óxido de Zinco

SUMÁRIO

	<u>Pág.</u>
1	INTRODUÇÃO 17
1.1	Problematização..... 18
1.2	Objetivos 18
1.2.1	Objetivo geral 18
1.2.2	Objetivos específicos 19
1.3	Justificativa 19
2	REVISÃO DE LITERATURA 21
2.1	Definição de Subestação Elétrica 21
2.2	Funções dos Principais Equipamentos de uma Subestação 22
2.2.1	Transformador de Força 22
2.2.2	Disjuntor 23
2.2.3	Chave Seccionadora..... 24
2.2.4	Pára-Raios (PR) 24
2.2.5	Resistor de Aterramento 25
2.2.6	Transformadores (TC e TP):..... 25
2.2.7	Fundamentos de Buchas 27
2.2.8	Muflas e Terminações..... 27
2.2.9	Isoladores 28
2.2.10	Barramento 29
2.2.11	Definição e Componentes de um Cabo de Média Tensão 30
2.3	Fundamentação normativa para projetos de subestações elétricas 31
2.3.1	ABNT NBR 14039 – Projeto de Média Tensão 32
2.3.2	ABNT NBR 5410 – A Interface com as Instalações de Baixa Tensão 33
2.3.3	NR-10 – A Segurança do Trabalhador como Prioridade..... 34
2.4	Fundamentos analíticos para projetos de subestações 35
2.4.1	Estudo de Fluxo de Carga..... 35
2.4.2	Aplicações e Benefícios da Análise Fluxo de Carga 35
2.4.3	Dados Necessários para Realizar um Estudo de Fluxo de Carga 36
2.4.4	Fator de Carga, Fator de Demanda (FD) e Potência: Conceituação..... 37
2.4.4.1	Fator de Carga..... 37

2.4.4.2	Fator de Demanda.....	38
2.4.4.3	Fator de Potência	38
2.4.5	Análise de Curto-Circuito Utilizando Componentes Simétricas	39
2.4.6	Coordenação e Seletividade das Proteções	39
2.4.7	Ajuste de Relés, Fusíveis e Disjuntores.....	40
2.5	Instalações elétricas em hospitais	41
2.5.1	Instalações Normais (Grupo 0).....	41
2.5.2	Instalações de Emergência (Instalações de Segurança).....	42
2.5.2.1	Tempo de Comutação (Classes de Alimentação)	42
2.5.2.2	Autonomia Mínima.....	42
2.5.2.3	Cargas Essenciais.....	42
2.5.3	Coordenação e Seletividade das Proteções em Áreas Críticas	43
2.5.4	Coordenação e Seletividade das Proteções em Áreas Críticas	43
3	METODOLOGIA	45
3.1	Dimensionamento do transformador de força	46
3.2	Análises e estudos elétricos	48
3.2.1	Metodologia para Cálculo de Curto-Circuito e Dimensionamento	48
3.2.1.1	Definição dos Parâmetros de Base do Sistema.....	49
3.2.1.2	Modelagem das Impedâncias dos Componentes	50
3.2.2	Mufla.....	55
3.2.3	Para-Raio	56
3.2.4	Isoladores	57
3.2.5	Chave Seccionadora MT.....	58
3.2.6	Disjuntor MT	58
3.2.6.1	Cálculo da Corrente Nominal dos Transformadores	59
3.2.7	Disjuntor BT	59
3.2.7.1	Cálculo da Corrente de Curto-Circuito Secundária	60
3.2.8	Dimensionamento dos TC para o Sistema de Proteção	60
3.2.8.1	Parametrização dos Ajustes (<i>Taps</i>) do Relé de Proteção.....	61
3.2.8.2	Cálculo do <i>Dial</i> de Tempo (dt) para Seletividade	63
3.2.8.3	Coordenação Seletiva Interna (DJG-01 com a concessionária)	64
3.2.9	Ajuste de Função ANSI 50/50N	68
3.2.9.1	Cálculo da Corrente de <i>Inrush</i> Real.....	68
3.2.9.2	Ajuste da Função Instantânea de Fase (50) - DJG-01	70

3.2.9.3	Ajuste da Função Instantânea de Neutro (50N) - DJG-01.....	71
3.3	Coordenograma de proteção e seletividade.....	72
3.4	Cálculo e definição da seção dos condutores.....	75
3.4.1	Ampacidade MT.....	76
3.4.2	Queda de Tensão.....	77
3.4.3	Condutores isolados BT.....	78
3.4.3.1	Ampacidade BT.....	78
3.4.3.2	Queda de Tensão.....	80
3.4.4	Dimensionamento pelo Critério de Curto-Circuito	80
4	RESULTADOS E DISCUSSÃO.....	82
4.1	Comparativo: transformador de força	82
4.1.1	Solução Proposta	82
4.1.2	Solução em Implantação.....	83
4.1.3	Análise Comparativa (Transformadores)	84
4.2	Comparativo: transformadores de corrente (tcs).....	86
4.3	Comparativo: especificação do disjuntor MT.....	87
4.4	Comparativo: disjuntor de baixa tensão (bt).....	88
4.5	Comparativo: níveis de curto-circuito	89
4.6	Comparativo: coordenação e seletividade da proteção.....	91
4.6.1	Disjuntor Geral com a concessionária	91
4.7	Coordenograma: planejado vs executado	94
4.7.1	Coordenograma de FASE.....	94
4.7.2	Coordenograma de Neutro	96
4.7.3	Disjuntor Geral e os Disjuntores Secundários	98
4.8	Comparativo: especificação da chave seccionadora de média tensão.....	99
4.9	Comparativo de especificação de muflas/terminações	100
4.10	Comparativo: para-raios de média tensão.....	102
4.11	Comparativo de especificação de isoladores	103
4.12	Análise comparativa (condutores)	104
4.12.1	Condutores de Media Tensão.	104
4.12.2	Condutores de Baixa Tensão.	107
5	CONCLUSÃO.....	111
	ANEXO A — ESTUDO DE PROTEÇÃO	115
	ANEXO B — INFORME DE NÍVEIS DE CURTO-CIRCUITO.....	117

ANEXO C — DIAGRAMA UNIFILAR118

1 INTRODUÇÃO

A dependência da energia elétrica na sociedade contemporânea é inquestionável, tornando-se um fator de extrema criticidade em ambientes hospitalares, onde a continuidade e a qualidade do fornecimento estão intrinsecamente ligadas à preservação da vida e à segurança dos pacientes. As edificações de saúde operam de forma ininterrupta e demandam uma infraestrutura robusta, visto que a expansão do setor e a incorporação de novas tecnologias médicas exigem que os sistemas de suporte funcionem sem falhas, transformando a gestão energética e a confiabilidade das instalações em pilares fundamentais para a sustentabilidade e segurança vital (Sanches; Barbosa; Passarinho, 2017).

Além da garantia de fornecimento contínuo, a qualidade da energia elétrica é um requisito indispensável, uma vez que os equipamentos eletromédicos modernos, essenciais para diagnóstico e suporte à vida, apresentam elevada sensibilidade a distúrbios na rede. Variações de tensão e outros fenômenos elétricos nocivos podem comprometer o desempenho desses dispositivos, o que reforça a necessidade de um monitoramento constante e de projetos elétricos rigorosos para evitar danos materiais e riscos aos pacientes (Bernardes et al., 2011). Neste cenário, a eficiência energética e a automação dos sistemas prediais também desempenham um papel relevante, contribuindo não apenas para a redução de custos operacionais, mas também para a estabilidade e controle dos processos internos da instituição (Santos; Silva; Lima, 2018).

Nesse âmbito, a subestação elétrica assume uma função central, atuando como o ponto de conexão e transformação da energia proveniente da concessionária para os níveis de tensão adequados à unidade de saúde, sendo crucial o entendimento detalhado de seus componentes para uma operação segura (Monteiro, 2023). O dimensionamento correto dos equipamentos e a estrita observância às normas técnicas, como a Norma Brasileira Registrada (NBR), são condições mandatórias para mitigar riscos e assegurar a performance adequada da instalação (Filho, 2007; Creder, 2016). Por fim, o sistema de proteção elétrica deve ser projetado com critérios apurados de seletividade e coordenação, garantindo que eventuais falhas sejam isoladas rapidamente para minimizar impactos e manter o fornecimento estável nas áreas críticas do hospital (Kindermann, 2014; Duarte, 2018).

1.1 Problematização

Embora a energia elétrica seja um insumo básico, no ambiente hospitalar ela assume um caráter vital. A infraestrutura de saúde abriga equipamentos eletromédicos de alta tecnologia que possuem elevada sensibilidade a distúrbios na rede, como variações de tensão e harmônicos. O problema reside no fato de que uma falha momentânea ou uma proteção ou equipamento mal dimensionado não resulta apenas na interrupção de um serviço administrativo, mas pode ocasionar o desligamento de sistemas de suporte à vida, perda de exames em andamento e danos irreversíveis a equipamentos de alto custo (Bernardes et al., 2011).

A complexidade aumenta ao considerarmos o sistema de proteção e a conformidade normativa. A falta de uma seletividade rigorosa pode fazer com que um curto-circuito de pequena magnitude em um setor menos crítico desligue a proteção geral da subestação, deixando toda a unidade sem energia (Kindermann, 2014; Duarte, 2018). Além disso, existe o desafio da implementação prática: muitas vezes, há discrepâncias entre o rigor exigido pelas normas técnicas, como a NBR 14039 e NBR 5410, e a realidade das instalações executadas, o que compromete a segurança das operações (Filho, 2007).

Diante deste cenário de alta criticidade e vulnerabilidade técnica, a pesquisa norteia-se pela seguinte questão: De que maneira o dimensionamento correto dos equipamentos e a análise da coordenação e seletividade da proteção de uma subestação de 15 kV podem garantir a confiabilidade exigida por uma unidade hospitalar, e quais são os impactos das divergências entre o projeto técnico idealizado e a instalação efetivamente implantada?

1.2 Objetivos

Assim, com base no contexto exposto, apresentam-se a seguir os objetivos que orientam o desenvolvimento deste trabalho.

1.2.1 Objetivo geral

O presente trabalho tem como objetivo desenvolver um estudo de caso referente à implantação de uma subestação elétrica abrigada em 15 kV, contemplando o dimensionamento, as análises técnicas e a especificação de equipamentos, de modo a comparar as soluções propostas com aquelas que estão sendo efetivamente instaladas no local. A finalidade é identificar eventuais divergências, propor melhorias e garantir a conformidade com as normas

técnicas vigentes, assegurando a confiabilidade, a segurança e a qualidade do fornecimento de energia elétrica.

1.2.2 Objetivos específicos

- Realizar o estudo de curto-circuito, proteção, coordenação e seletividade da subestação elétrica da instalação;
- Efetuar a análise da carga instalada e demanda, definindo o transformador mais adequado para a unidade de saúde;
- Dimensionar e especificar os principais equipamentos elétricos que melhor atendam às características operacionais e aos requisitos de confiabilidade exigidos;
- Realizar um comparativo entre o projeto desenvolvido neste trabalho e o projeto que será implantado na instalação, identificando divergências, apontando pontos de atenção e propondo melhorias.

1.3 Justificativa

A realização desta pesquisa justifica-se, primeiramente, pela natureza crítica e ininterrupta das atividades desenvolvidas em unidades hospitalares, onde a continuidade do fornecimento de energia elétrica não é apenas um requisito operacional, mas uma condição indispensável para a manutenção da vida e a segurança dos pacientes. A dependência crescente de tecnologias para suporte vital e diagnósticos exige que a infraestrutura elétrica seja tratada com rigor superior ao de instalações convencionais, visto que falhas no abastecimento podem acarretar consequências irreversíveis à saúde humana e à sustentabilidade da instituição (Sanches; Barbosa; Passarinho, 2017).

Sob o ponto de vista econômico e tecnológico, a justificativa reside na necessidade de preservar o elevado investimento realizado em equipamentos eletromédicos de alta complexidade. Tais dispositivos são extremamente sensíveis a distúrbios na qualidade da energia, e a inadequação no suprimento elétrico pode resultar em danos materiais significativos, redução da vida útil dos aparelhos e prejuízos financeiros decorrentes da indisponibilidade de serviços essenciais de diagnóstico e tratamento (Bernardes et al., 2011).

No âmbito estritamente técnico da engenharia elétrica, o trabalho é motivado pela importância de assegurar que os sistemas de proteção operem com a seletividade e coordenação adequadas. Estudar e dimensionar corretamente uma subestação previne que falhas localizadas se propaguem, garantindo que o sistema de proteção atue de forma precisa para isolar defeitos

sem comprometer o fornecimento global da unidade (Kindermann, 2014; Duarte, 2018). Além disso, a comparação crítica entre o projeto idealizado conforme as normas vigentes e a instalação efetivamente executada permite identificar lacunas técnicas e vícios construtivos, promovendo a adequação às diretrizes da NBR e elevando o padrão de segurança e confiabilidade das instalações elétricas de saúde (Filho, 2007; Creder, 2016).

2 REVISÃO DE LITERATURA

Este tópico tem como objetivo apresentar a definição, as funções e os principais componentes que constituem uma subestação elétrica, elemento central no Sistema Elétrico de Potência (SEP).

O nosso foco é a etapa final do processo, rede de distribuição do SEP, que leva a energia das subestações de transmissão até os consumidores. As redes de distribuição utilizam alimentadores de média tensão (13,8 kV e 34,5 kV) que se ramificam para atender as cargas residenciais, comerciais e industriais. Transformadores de distribuição reduzem a tensão para os níveis de utilização (380 V ou 220 V) nas residências e estabelecimentos comerciais. As redes de distribuição podem ser aéreas ou subterrâneas, sendo que as subterrâneas são mais comuns em áreas urbanas densamente povoadas devido à sua maior confiabilidade e menor impacto visual (Bichels, 2018).

Inicialmente, será discutido o conceito de subestação, destacando seu papel estratégico como ponto de transformação, manobra e proteção dentro da rede elétrica. Em seguida, será abordada sua função no gerenciamento do fluxo de energia, tanto na elevação e redução dos níveis de tensão quanto na interconexão de circuitos, assegurando maior flexibilidade e confiabilidade ao sistema. Por fim, será detalhada a função dos equipamentos essenciais, como transformadores de força, disjuntores, chaves seccionadoras, pára-raios, transformadores de instrumentos e resistores de aterramento, enfatizando a importância de cada um na segurança, eficiência e continuidade do fornecimento de energia elétrica.

2.1 Definição de Subestação Elétrica

A função de uma subestação no sistema elétrico é multifacetada, adaptando-se à sua localização e finalidade na rede. De forma geral, sua principal atribuição é o gerenciamento do fluxo de energia, que se manifesta de duas maneiras principais (Monteiro, 2023).

A primeira é a função de transformação, na qual se altera os níveis de tensão da energia. As subestações elevadoras, usualmente localizadas próximas às usinas de geração, aumentam a tensão para otimizar o transporte de grandes blocos de energia por longas distâncias, minimizando perdas. Em contrapartida, as subestações abaixadoras, situadas perto dos centros de consumo, reduzem a tensão a níveis adequados para a distribuição e utilização segura em indústrias e residências (Monteiro, 2023).

A segunda função é a de manobra ou chaveamento, onde a subestação atua como um ponto de interconexão entre diferentes circuitos de um mesmo nível de tensão. Essa função

permite a multiplicação de rotas para a energia e o seccionamento de circuitos, o que confere maior flexibilidade e confiabilidade operacional ao sistema elétrico (Monteiro, 2023). A Figura 1 apresenta a vista superior de uma subestação.

Figura 1 - Vista superior de uma Subestação



Fonte: (Próprio Autor, 2025)

2.2 Funções dos Principais Equipamentos de uma Subestação

Para que uma subestação cumpra seu papel, ela depende da operação coordenada de diversos equipamentos de alta complexidade. A compreensão da função individual de cada componente é essencial para o desenvolvimento de projetos seguros e eficientes. A seguir, são descritos os principais equipamentos e suas respectivas funções:

2.2.1 Transformador de Força

A Figura 2 representa um Transformador de Força (TF) que é o equipamento central em subestações com função de transformação de tensão. Operando pelo princípio da indução mútua, ele eleva ou abaixa os níveis de tensão do circuito sem alterar a frequência, viabilizando economicamente o transporte de energia elétrica em larga escala. A capacidade de transmitir energia a tensões mais altas reduz significativamente as perdas elétricas, tornando o transformador de força um componente indispensável no sistema elétrico moderno (Monteiro, 2023).

Figura 2 - Transformador a Seco 13,8/0,380-0,220kV.



Fonte: (Próprio Autor, 2025)

2.2.2 Disjuntor

O equipamento na Figura 3 é considerado o mais complexo e eficiente dispositivo de manobra, o Disjuntor (DJ) é projetado para operar sob carga, ou seja, ele é capaz de interromper o fluxo de corrente elétrica, seja em condições normais de operação ou durante a ocorrência de curtos-circuitos. Sua função é dupla: serve como um interruptor para manobras de energização e desenergização de circuitos e, crucialmente, como o principal equipamento de segurança, atuando automaticamente para isolar uma falha e proteger os demais componentes da subestação (Monteiro, 2023).

Figura 3 - Disjuntor Media Tensão.



Fonte: (Volcano electric, 2025)

2.2.3 Chave Seccionadora

Na Figura 4 temos uma Chave seccionadora um dispositivo de manobra destinado a isolar visualmente um equipamento ou uma seção de barramento do restante do sistema energizado. Diferentemente do disjuntor, sua principal característica é que ela só pode ser operada sem carga, ou seja, na ausência de fluxo de corrente. Sua função primordial é garantir a segurança durante atividades de manutenção, criando uma abertura física e visível no circuito, assegurando que o trecho isolado esteja completamente desenergizado (Monteiro, 2023).

Figura 4 - Chave Seccionadora Tripolar 15kv 630a.



Fonte: (Eletrotrafo, 2025)

2.2.4 Pára-Raios (PR)

O (PR) é um dispositivo de proteção da Figura 5 fundamental, cuja finalidade é limitar surtos de tensão transitórios que podem danificar severamente os equipamentos da subestação. Ele atua como um isolante em condições normais de tensão, mas, diante de uma sobretensão elevada causada por descargas atmosféricas ou manobras no sistema, torna-se um condutor de baixa impedância, desviando a corrente do surto para a terra. Após a passagem do surto, ele retorna imediatamente à sua condição de isolante, pronto para atuar novamente (Monteiro, 2023).

Figura 5 - Para Raio Polimérico Oxido de Zinco 15KV 10KA



Fonte: (Plenobras, 2025)

2.2.5 Resistor de Aterramento

O resistor de aterramento ou transformador de aterramento é um dispositivo utilizado principalmente em sistemas de média tensão (2,4 a 15 kV) em ambientes industriais, o equipamento é conectado entre o ponto neutro do TF e a malha de terra. Sua função é limitar a magnitude da corrente de curto-circuito fase-terra. Ao fazer isso, ele reduz os danos aos equipamentos durante uma falta, ao mesmo tempo que permite que a corrente seja suficiente para sensibilizar os relés de proteção, garantindo a rápida e seletiva isolação do circuito defeituoso (Monteiro, 2023).

2.2.6 Transformadores (TC e TP):

Os transformadores de medição são equipamentos que adaptam os altos valores de corrente e tensão do sistema para níveis seguros e padronizados, compatíveis com os dispositivos de medição e proteção. Eles se dividem em dois tipos.

- **Transformadores de Corrente (TC):** Conforme a Figura 6 temos um TC que é conectado em série com o circuito principal, o TC reduz a corrente a valores nominais, como 1 A ou 5 A, para alimentar relés e medidores (Monteiro, 2023).

Figura 6 - Transformador de Corrente 15Kv Exatidão 10B50.



Fonte: (Eletrotrafo, 2025)

- **Transformadores de Potencial (TP):** Conforme a Figura 7 temos um TP que é conectado em paralelo com o circuito, o TP reduz a tensão a valores padronizados, como 115 V, com a mesma finalidade de suprir os circuitos de proteção e medição de forma segura (Monteiro, 2023).

Figura 7 - Transformador De Potencial Epóxi 15kV



Fonte: (Eletrotrafo, 2025)

2.2.7 Fundamentos de Buchas

A bucha é um dispositivo isolante que permite a passagem segura de um condutor energizado através de uma parede ou tanque metálico aterrado, como o de um transformador ou reator. Sua principal função é dupla: conduzir a corrente nominal e de sobrecarga do equipamento e prover isolamento dielétrico contra a estrutura aterrada, suportando a tensão nominal do sistema e as sobretensões transitórias (Frontin, 2013).

Historicamente, as primeiras buchas eram do tipo sólido (não capacitivas), desenvolvidas entre 1895 e 1905. Com a evolução dos sistemas de potência, surgiram as buchas do tipo capacitivo, que oferecem um controle mais eficiente do campo elétrico. Existem dois tipos fundamentais de buchas, classificadas pela forma como controlam o campo elétrico (Frontin, 2013):

- **Bucha Não Capacitiva (*Bulk Bushing*):** Também conhecida como bucha sólida ou seca, sua isolação é composta por um material único, como porcelana, ou uma combinação de resina e silicone. O controle do campo elétrico é realizado apenas pela geometria do isolador. São tipicamente utilizadas em sistemas de até 52 kV (Frontin, 2013).
- **Bucha Capacitiva (*Condenser Bushing*):** Utilizada em tensões superiores a 52 kV, esta bucha possui um corpo condensivo. Esse corpo é formado por camadas condutoras ou semicondutoras inseridas em meio a um material isolante (como papel impregnado com óleo ou resina). Essas camadas funcionam como capacitores em série, garantindo uma distribuição uniforme do campo elétrico tanto radial quanto axialmente, o que permite a construção de buchas mais compactas e seguras para altas tensões (Frontin, 2013).

As tecnologias de isolamento para buchas capacitivas evoluíram significativamente, incluindo o Papel Impregnado com Óleo (OIP), Papel Impregnado com Resina (RIP), e mais recentemente, a Fibra Sintética Impregnada com Resina (RIS), que é livre de óleo e papel. Há também buchas com isolamento a gás SF₆ ou com isolamento combinado (OIP e SF₆, ou RIP e SF₆) (Frontin, 2013).

2.2.8 Muflas e Terminações

As muflas e terminações conforme a Figura 8 são dispositivos aplicados nas extremidades de cabos isolados de média tensão para restabelecer suas características de

isolamento ao conectá-los a outros elementos da rede, como condutores nus, barramentos ou terminais de equipamentos. Quando um cabo isolado é seccionado, as linhas de campo elétrico se concentram na extremidade, criando um gradiente de tensão elevado que pode levar à ruptura dielétrica. Para mitigar esse efeito, as muflas e terminações empregam um "cone de alívio de tensão" (ou cone de deflexão), que consiste em um aumento gradual da espessura da isolação na extremidade do cabo. Esse cone redistribui o campo elétrico de forma suave, evitando concentrações perigosas de tensão (Filho, 2013).

- **Muflas:** Tradicionalmente, são constituídas por um corpo de porcelana vitrificada preenchido com um composto isolante. São robustas e utilizadas tanto em ambientes internos quanto externos. Seus componentes principais incluem fitas de autofusão para a criação do cone de alívio e a blindagem metálica para aterramento (Filho, 2013).
- **Terminações Contráteis:** Representam uma tecnologia mais moderna, podendo ser termocontráteis, ou seja, contraem-se com calor, ou contráteis a frio. São aplicáveis a todos os tipos de cabos isolados e se destacam pela facilidade e rapidez de instalação (Filho, 2013).

Figura 8 - Terminação Contrátil a Frio para Média Tensão



Fonte: (Eletrotrafo, 2025)

2.2.9 Isoladores

Os isoladores são componentes fundamentais para a sustentação mecânica e o isolamento elétrico das partes energizadas de uma subestação. Em seccionadoras, por exemplo,

os isoladores cumprem a dupla função de suportar os esforços mecânicos provenientes da operação do equipamento, do vento e das correntes de curto-circuito, e garantir o isolamento dielétrico contra sobretensões atmosféricas e de manobra (Frontin, 2013). São tipicamente fabricados em porcelana ou materiais poliméricos (compósitos) e sua especificação leva em conta fatores como a distância de escoamento, que é determinada pelo nível de poluição do local da instalação para evitar descargas disruptivas (Frontin, 2013). Conforme a Figura 9:

Figura 9 - Isolador Suporte Epoxi 15KV



Fonte: (Plenobras, 2025)

2.2.10 Barramento

O barramento, ou "barra", é o esqueleto de uma subestação, funcionando como o nó central de conexão onde convergem linhas de transmissão, transformadores e outros equipamentos. A sua configuração define a forma como esses componentes são interligados eletricamente, determinando diretamente a confiabilidade, a flexibilidade operativa e a segurança de toda a instalação. A escolha criteriosa do arranjo do barramento primário é, portanto, uma das decisões mais críticas no projeto de uma subestação, pois impactará o desempenho do sistema elétrico durante toda a sua vida útil (Frontin, 2013).

As configurações de barra podem ser divididas em dois grandes grupos: aquelas com conectividade concentrada, como a barra simples (média e alta tensão) e a barra dupla (alta e extra-alta tensão), e aquelas com conectividade distribuída, como os arranjos em anel ou

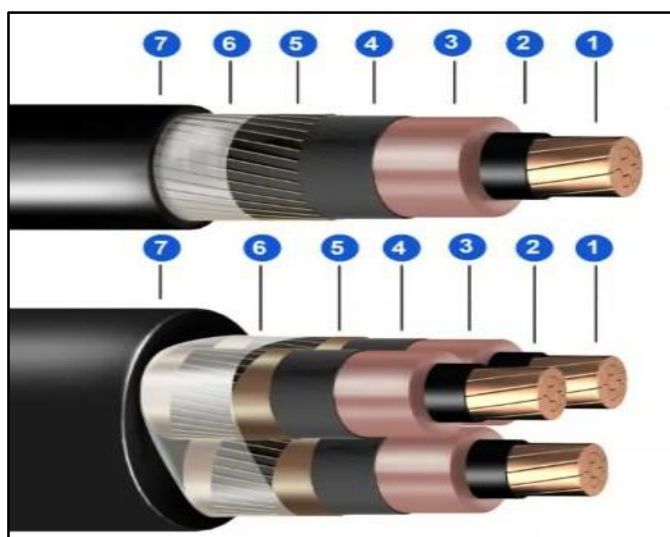
disjuntor e meio. A seguir, detalham-se as configurações mais comuns de barra simples para média tensão (Frontin, 2013):

- **Barra Simples (BS):** A configuração em BS é a mais elementar e econômica, sendo frequentemente aplicada em subestações de pequeno porte em média e alta tensão, como as de distribuição ou industriais. Neste arranjo, todos os circuitos (linhas e transformadores) são ligados a um único barramento (Frontin, 2013).
- **Barra Principal e de Transferência (BP+T):** Este arranjo adiciona uma segunda barra, chamada de barra de transferência, à configuração de barra simples. Um disjuntor de transferência interliga as duas barras. Permite a manutenção de um disjuntor de qualquer circuito sem a necessidade de o desligar. A proteção do circuito é transferida temporariamente para o disjuntor de transferência (Frontin, 2013).

2.2.11 Definição e Componentes de um Cabo de Média Tensão

Os condutores são os elementos responsáveis por transportar a energia elétrica dentro da subestação. Em média tensão, os cabos isolados são amplamente utilizados, oferecendo segurança e confiabilidade, garantindo isolamento elétrico em relação ao ambiente externo. Sua estrutura é composta por diversas camadas, cada uma com uma função específica conforme a Figura 10:

Figura 10 - Componentes de um cabo de Média Tensão



Fonte: (Induscabos, 2025)

- 1) **Condutor:** É a parte central do cabo, responsável pela condução da corrente elétrica. Geralmente é fabricado em cobre ou alumínio (Filho, 2013).

- 2) **Blindagem do Condutor (Semicondutora Interna):** Trata-se de uma camada de material semicondutor aplicada diretamente sobre o condutor. Sua função é uniformizar o campo elétrico na superfície irregular do condutor, evitando a concentração de linhas de força que poderiam degradar a isolação (Filho, 2013).
- 3) **Isolação:** É a camada de material dielétrico que envolve a blindagem do condutor. Os materiais mais comuns são termofixos, como o Polietileno Reticulado (XLPE) ou a borracha Etileno-Propileno (EPR), que suportam temperaturas de operação de até 90°C. Também podem ser utilizados materiais termoplásticos como o Policloreto de Vinila (PVC), com limite de 70°C (Filho, 2013).
- 4) **Blindagem da Isolação (Semicondutora Externa):** Similar à blindagem interna, esta camada semicondutora é aplicada sobre a isolação para garantir uma superfície equipotencial uniforme, eliminando vazios entre a isolação e a blindagem metálica que poderiam causar descargas parciais (Filho, 2013).
- 5) **Blindagem Metálica:** Constituída por fios ou fitas de cobre nu, sua principal função é confinar o campo elétrico dentro dos limites da isolação. Além disso, ela fornece um caminho de baixa impedância para correntes de falta à terra e atua como proteção contra choques elétricos, desde que devidamente aterrada (Filho, 2013).
- 6) **Separador:** Fita não higroscópica de poliéster, aplicada em hélice cobrindo todo o cabo.
- 7) **Cobertura (Capa Externa):** É a camada mais externa do cabo, geralmente feita de PVC, e tem a função de proteger os componentes internos contra danos mecânicos, umidade e agentes químicos (Filho, 2013).

2.3 Fundamentação normativa para projetos de subestações elétricas

Este tópico aborda as principais normas e regulamentações como as normas da Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT) que formam o alicerce para o desenvolvimento de projetos de subestações. Será analisado o papel da NBR 14039 como guia central para instalações de média tensão, a interface com a baixa tensão regida pela NBR 5410, os imperativos de segurança do trabalho estabelecidos pela Norma Regulamentadora (NR) Nº 10. A compreensão integrada destes documentos é indispensável para o técnico que almeja desenvolver projetos de subestações seguros, confiáveis e em conformidade com as melhores práticas de engenharia.

2.3.1 ABNT NBR 14039 – Projeto de Média Tensão

A NBR 14039 estabelece os requisitos para o projeto e a execução de instalações elétricas de média tensão, com tensão nominal de 1,0 kV a 36,2 kV. Ela atua como o documento norteador principal para o projeto de subestações, aplicando-se desde o ponto de entrega de energia da concessionária até as instalações de utilização, abrangendo também as alimentadas por fonte própria. Seu objetivo é assegurar a segurança e a continuidade do serviço, constituindo as exigências mínimas para que as instalações não causem danos a pessoas, animais, bens e ao meio ambiente (ABNT, 2003).

A norma estrutura o desenvolvimento do projeto a partir de princípios fundamentais de segurança. Entre eles, destacam-se:

- **Proteção contra choques Elétricos:** Prescreve medidas para proteção contra contatos diretos com partes vivas, por meio de isolamento, barreiras ou invólucros, e contra contatos indiretos, que ocorrem quando massas metálicas são acidentalmente energizadas (ABNT, 2003).
- **Proteção contra Efeitos Térmicos:** Exige que a instalação seja projetada de forma a eliminar riscos de incêndio decorrentes de altas temperaturas ou arcos elétricos (ABNT, 2003).
- **Proteção contra Sobrecorrentes e Sobreensões:** Determina que os circuitos sejam protegidos contracorrentes de sobrecarga e curto-circuito, bem como contra sobreensões de origem atmosférica ou de manobra (ABNT, 2003).

No que tange especificamente às subestações, a NBR 14039 detalha os requisitos construtivos e de segurança. As subestações devem ser construídas com materiais incombustíveis e ter acesso restrito a Pessoas Advertidas (BA.4) ou qualificadas (BA.5). Placas de advertência com os dizeres "Perigo de Morte" são mandatórias nos pontos de acesso. Além disso, a norma define os espaçamentos mínimos de segurança entre partes vivas e entre estas e as barreiras de proteção, variando conforme a tensão nominal da instalação, um fator crucial para o arranjo físico dos equipamentos no pátio ou cubículo da subestação (ABNT, 2003).

Para equipamentos que contêm líquido isolante inflamável, como transformadores a óleo, com volume superior a 100 L, a norma exige a construção de barreiras corta-fogo e bacias de contenção para evitar a propagação de incêndios e vazamentos. O projeto, segundo a NBR 14039, deve ser amplamente documentado, incluindo plantas, esquemas unifilares, memorial descritivo e especificação de todos os componentes, garantindo um registro técnico completo da instalação (ABNT, 2003).

2.3.2 ABNT NBR 5410 – A Interface com as Instalações de Baixa Tensão

Enquanto a NBR 14039 rege o lado de média tensão, a NBR 5410 é a norma fundamental para instalações elétricas de baixa tensão, ou seja, aquelas com tensão nominal igual ou inferior a 1.000 V em corrente alternada. Em um projeto de subestação transformadora, o seu papel é definir os requisitos para o lado secundário do transformador, onde a energia é entregue para a utilização final. A interface entre a média e a baixa tensão é um ponto crítico, e a NBR 5410 estabelece as condições para que essa transição seja segura e funcional (ABNT, 2004).

Dois conceitos da NBR 5410 são de particular importância para o projeto da subestação:

- **Esquemas de Aterramento:** A norma define os esquemas de aterramento para a baixa tensão Terra-Neutro (TN), Terra-Terra (TT) e Isolado-Terra (IT). A escolha do esquema (por exemplo, Terra-Neutro Separado (TN-S), com condutores de proteção e neutro distintos) é uma decisão de projeto que impacta diretamente a segurança contrachocos elétricos e deve ser definida no projeto da subestação. A configuração do aterramento no secundário do transformador e nos quadros de distribuição de baixa tensão deve seguir rigorosamente o esquema adotado (ABNT, 2004).
- **Equipotencialização:** A NBR 5410 exige que toda edificação possua uma equipotencialização principal, realizada através de um Barramento de Equipotencialização Principal (BEP). Este barramento interliga todos os elementos condutivos da edificação, incluindo o Condutor de Proteção (PE) da instalação, as tubulações metálicas como água, gás e as armaduras do concreto. O sistema de aterramento da subestação, dimensionado conforme a NBR 15751, deve ser solidamente conectado a este BEP. Essa interligação é vital para garantir que, durante uma falta, não surjam diferenças de potencial perigosas entre os diferentes sistemas metálicos da edificação (ABNT, 2004).

Adicionalmente, a NBR 5410 prescreve a utilização de proteção adicional por meio de dispositivos como Diferencial-Residual (DR) de alta sensibilidade menor ou igual 30 mA é em circuitos que atendem a áreas específicas, como locais molhados banheiros, cozinhas é também em áreas externas e circuitos de tomadas de corrente. Portanto, o projeto dos quadros de baixa tensão da subestação deve prever a instalação desses dispositivos para os circuitos pertinentes, garantindo a proteção dos usuários finais (ABNT, 2004).

2.3.3 NR-10 – A Segurança do Trabalhador como Prioridade

Diferentemente das normas ABNT, que são de caráter técnico, a NR-10 é um regulamento do Ministério do Trabalho e Emprego (MTE) que estabelece os requisitos e condições mínimas de segurança para os trabalhadores que interagem com instalações elétricas. Seu foco não está no dimensionamento dos componentes, mas nos procedimentos e na organização do trabalho para mitigar os riscos elétricos. Para o projetista de subestações, atender à NR-10 significa conceber uma instalação que permita a execução de serviços de operação e manutenção de forma segura (NR, 2004).

Os principais pontos da NR-10 que influenciam o projeto são:

- **Prontuário de Instalações Elétricas (PIE):** Para instalações com carga superior a 75 kW, a NR-10 exige a constituição de um prontuário que deve ser mantido atualizado. Este prontuário deve conter os esquemas elétricos, relatórios de inspeção, especificações de Equipamento De Proteção Individual (EPI) e Equipamento de Proteção Coletivo (EPC), e a documentação de qualificação e treinamento dos trabalhadores. O projeto da subestação é a peça inicial e fundamental deste prontuário (NR, 2004).
- **Procedimento de Desenergização:** A NR-10 estabelece uma sequência rigorosa de seis passos para considerar uma instalação desenergizada e segura para o trabalho: (a) seccionamento; (b) impedimento de reenergização; (c) constatação da ausência de tensão; (d) instalação de aterramento temporário com equipotencialização; (e) proteção de elementos energizados próximos; e (f) instalação de sinalização de impedimento. O projeto da subestação deve facilitar a execução destes passos, prevendo, por exemplo, dispositivos de seccionamento com bloqueio, pontos adequados para aterramento temporário e espaços seguros para a realização das tarefas (NR, 2004).
- **Zonas de Risco e Controlada:** O Anexo II da norma define as distâncias no ar que delimitam a Zona de Risco (acesso restrito a profissionais autorizados com técnicas e equipamentos apropriados) e a Zona Controlada (acesso restrito a profissionais autorizados) em torno de partes energizadas. O *layout* da subestação, definido com base nos espaçamentos da NBR 14039, deve respeitar e ser compatível com essas zonas, garantindo que os corredores de operação e manutenção sejam seguros (NR, 2004).
- **Habilitação e Autorização:** A norma estabelece uma hierarquia clara para os profissionais que podem intervir em instalações elétricas: qualificado, habilitado, capacitado e autorizado. Embora não seja uma diretriz de projeto, ela reforça a necessidade de que a instalação seja projetada por um profissional legalmente habilitado

e que sua operação seja realizada apenas por pessoal com a devida competência (NR, 2004).

2.4 Fundamentos analíticos para projetos de subestações

O projeto de uma subestação elétrica transcende o simples dimensionamento é a especificação de equipamentos. Ele exige uma profunda compreensão do comportamento do sistema elétrico em diversas condições operacionais. Para garantir a segurança, a confiabilidade e a eficiência de uma instalação, três tipos de estudos são indispensáveis: a análise de fluxo de carga, análise de curto-circuito e o estudo de coordenação e seletividade das proteções. Este tópico aborda os conceitos fundamentais, os objetivos e a importância desses estudos, fornecendo ao técnico e ao engenheiro a base necessária para a tomada de decisões criteriosas no desenvolvimento de projetos de subestações.

2.4.1 Estudo de Fluxo de Carga

A análise de fluxo de carga, também conhecida como fluxo de potência, é um dos procedimentos computacionais mais fundamentais e comuns na análise de sistemas elétricos de potência. Seu propósito é prever e analisar o desempenho do sistema em regime permanente sob diversas condições de operação e configurações de equipamentos (IEEE, 2018).

O estudo de fluxo de carga consiste em uma solução de rede que calcula as correntes, tensões, e os fluxos de potência ativa e reativa em cada barramento e ramo do sistema elétrico. O objetivo principal é simular condições operacionais que, por razões de segurança, custo ou viabilidade, não poderiam ser testadas fisicamente no sistema real, especialmente se ele ainda não foi construído. Mais do que obter valores numéricos exatos, a análise visa proporcionar uma compreensão aprofundada de como o sistema se comporta sob uma gama de cenários operacionais, permitindo que o projeto satisfaça os critérios de desempenho com o melhor custo de investimento e operação (IEEE, 2018).

2.4.2 Aplicações e Benefícios da Análise Fluxo de Carga

A aplicação de um estudo de fluxo de carga é vasta e serve como base para diversas outras análises, como estudos de curto-circuito, estabilidade e partida de motores. Seus resultados são cruciais para (IEEE, 2018):

- **Determinar o Carregamento de Componentes e Circuitos:** Verifica se transformadores, cabos e demais equipamentos estão operando dentro de seus limites nominais (IEEE, 2018).
- **Analisar os Níveis de Tensão nos Barramentos:** Identifica condições de subtensão ou sobretensão que podem comprometer a operação de cargas e a integridade dos equipamentos (IEEE, 2018).
- **Quantificar os Fluxos de Potência Ativa e Reativa:** Mapeia como a energia flui através da rede, permitindo a identificação de gargalos e otimização de perda (IEEE, 2018).
- **Definir Ajustes de Transformadores:** Auxilia na determinação das posições ideais dos taps de comutadores de transformadores para regular a tensão (IEEE, 2018).
- **Avaliar o Desempenho em Diferentes Cenários:** Permite analisar a robustez do sistema em condições normais, mínimas e máximas de carga, bem como em contingências, como a perda de um gerador ou de uma linha de transmissão (IEEE, 2018).
- **Identificar a Necessidade de Compensação Reativa:** Indica onde a instalação de bancos de capacitores ou reatores é necessária para a correção do fator de potência e o suporte de tensão (IEEE, 2018).

2.4.3 Dados Necessários para Realizar um Estudo de Fluxo de Carga

A precisão do estudo de fluxo de carga depende diretamente da qualidade dos dados de entrada. A preparação desses dados deve ser completa e consistente, utilizando parâmetros reais sempre que conhecidos ou, na ausência destes, premissas conservadoras baseadas em bibliotecas de software ou manuais de fabricantes. Os dados são tipicamente organizados nas seguintes categorias (IEEE, 2018):

- **Dados do Sistema:** Inclui a definição de uma potência base (geralmente 100 MVA para sistemas industriais) e das tensões base para cada nível de tensão do sistema (IEEE, 2018).
- **Dados de Barramento (*Bus*):** Cada nó do sistema é descrito por um identificador, sua tensão nominal e sua classificação, que define o comportamento elétrico do ponto (IEEE, 2018).
- **Dados de Carga:** As cargas são modeladas de acordo com seu comportamento em relação à tensão, podendo ser do tipo potência constante (motores em regime),

impedância constante (cargas estáticas) ou corrente constante. Devem ser fornecidos seus valores de potência ativa e reativa, fator de potência e eficiência (IEEE, 2018).

- **Dados de Fontes (Geração):** Para cada gerador, é necessário informar suas potências nominais, fator de potência e o modo de operação no estudo (ex: *swing*, controle de tensão ou controle de potência reativa). A fonte *swing* (ou de balanço) é essencial para compensar as perdas do sistema e fechar o balanço de potência (IEEE, 2018).
- **Dados de Ramo (Branch):** Correspondem aos elementos que conectam os barramentos, como linhas de transmissão, cabos e reatores. São necessários seus dados de impedância (resistência e reatância), comprimento e capacidade de condução de corrente (IEEE, 2018).
- **Dados de Transformadores:** Incluem a potência nominal, as tensões primária e secundária, a impedância percentual e as configurações de *tap* (fixo ou sob carga) (IEEE, 2018).

2.4.4 Fator de Carga, Fator de Demanda (FD) e Potência: Conceituação

Com base na Resolução Normativa nº 414, de 9 de setembro de 2010, da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), apresenta-se a seguir a conceituação de indicadores fundamentais para a análise de sistemas elétricos: o fator de carga, o (FD) e o fator de potência. Estes conceitos são essenciais para a compreensão da relação entre o consumo de energia, a demanda exigida da rede e a eficiência energética das instalações (ANEEL, 2012).

2.4.4.1 Fator de Carga

Segundo a resolução a normativa nº 414 de 9 de setembro de 2010 da ANEEL, o Fator de Carga (FC) é definido como o quociente entre a demanda média e a demanda máxima de uma unidade consumidora, ambas registradas dentro de um mesmo intervalo de tempo especificado. Esse indicador mensura a uniformidade com que a energia elétrica é consumida ao longo de um período. Um fator de carga mais elevado indica um consumo mais constante, ao passo que um valor reduzido aponta para a existência de picos de consumo significativos em relação à média, sinalizando uma utilização menos eficiente da capacidade do sistema elétrico disponibilizado (ANEEL, 2012). O cálculo do FC é calculado através da Equação 1 e Equação 2:

$$FC = \frac{\text{Demanda média}}{\text{Demanda máxima}} \quad (1)$$

$$FC = \frac{\text{Consumo de Energia Ativa (kWh)}}{\text{Demanda máxima (kW)} \times N \text{ de horas}} \quad (2)$$

2.4.4.2 Fator de Demanda

Segundo a resolução a normativa nº 414 de 9 de setembro de 2010 da ANEEL, o (FD) é definido como a razão entre a demanda máxima verificada em um intervalo de tempo específico e a carga instalada na unidade consumidora. A carga instalada é compreendida como a soma das potências nominais de todos os equipamentos elétricos instalados e aptos a funcionar. Dessa forma, o (FD) expressa a proporção da capacidade elétrica total instalada que é efetivamente utilizada de maneira simultânea durante o período de maior consumo, sendo um parâmetro crucial para o dimensionamento adequado das instalações elétricas e da infraestrutura de fornecimento (ANEEL, 2012). O cálculo do FD é calculado através da Equação 3 :

$$FD = \frac{\text{Demanda máxima (kW)}}{\text{Potência Instalada}} \quad (3)$$

2.4.4.3 Fator de Potência

Segundo a resolução a normativa nº 414 de 9 de setembro de 2010 da ANEEL, o Fator de Potência (FP) é definido como a razão entre a energia elétrica ativa e a raiz quadrada da soma dos quadrados das energias elétricas ativa e reativa, ambas consumidas em um mesmo período determinado. A energia elétrica ativa é aquela que pode ser convertida em outras formas de energia para a realização de trabalho, enquanto a energia reativa é utilizada para criar e manter os campos eletromagnéticos necessários ao funcionamento de certos equipamentos, como motores e transformadores. A norma estabelece, em seu Artigo 95º, um fator de potência de referência com valor mínimo de 0,92, tanto indutivo quanto capacitivo, para as unidades consumidoras dos grupos A e B, evidenciando a relevância deste indicador para a eficiência e a qualidade do fornecimento de energia elétrica (ANEEL, 2012). O cálculo do FP é calculado através da Equação 4 :

$$Fp = \frac{P}{S} \quad (4)$$

Sendo:

- Fp = Fator de potência;
- P = Potência ativa da carga (kW);

- S = Potência aparente da carga (kVA).

2.4.5 Análise de Curto-Circuito Utilizando Componentes Simétricas

A análise de curtos-circuitos por meio do método das componentes simétricas é uma técnica fundamental que permite decompor um sistema trifásico desequilibrado, como o que ocorre durante uma falta, em três sistemas equilibrados e independentes, denominados de sequência positiva, negativa e zero. Essa abordagem simplifica a determinação das correntes e tensões durante diferentes tipos de faltas, como as monofásicas à terra, bifásicas, bifásicas à terra e trifásicas, ao permitir a análise isolada dos efeitos de cada sequência (Kindermann, 1997).

O curto-circuito trifásico é o único tipo de falta simétrica, contendo apenas componentes de sequência positiva. Embora seja um evento relativamente raro, resulta nas maiores correntes de curto-circuito. Sua análise é simplificada, utilizando apenas o circuito equivalente de sequência positiva, com as sequências negativa e zero sendo curto-circuitadas. O curto-circuito bifásico ocorre quando duas fases entram em contato e é uma falta desequilibrada que contém componentes de sequência positiva e negativa. Nesse caso, a componente de sequência zero é nula, e a análise é realizada conectando os circuitos equivalentes de sequência positiva e negativa em paralelo (Kindermann, 1997).

Para o curto-circuito bifásico à terra, no qual duas fases entram em contato com a terra, todas as componentes de sequência estão presentes. A análise deste defeito é feita por meio da interligação em paralelo dos três circuitos de sequência: positivo, negativo e zero. Já o curto-circuito monofásico à terra, o tipo de falta assimétrica mais comum em sistemas elétricos, é caracterizado pela presença de três componentes de sequência. A análise para esta condição é feita conectando os circuitos equivalentes de sequência positiva, negativa e zero em série, o que resulta em correntes de sequência iguais entre si. A aplicação deste método possibilita uma análise eficiente e precisa, sendo essencial para o dimensionamento de equipamentos de proteção e para garantir a segurança e a confiabilidade do sistema elétrico (Kindermann, 1997).

2.4.6 Coordenação e Seletividade das Proteções

Enquanto o estudo de fluxo de carga analisa o sistema em condições normais de operação, o estudo de proteção foca em garantir a segurança e minimizar os danos durante condições anormais, ou seja, falhas (Frazao, 2019).

Dessa forma, todo sistema elétrico está sujeito a perturbações que podem comprometer sua operação. As principais falhas incluem instabilidades de tensão e frequência, sobrecargas e, de forma mais severa, os curtos-circuitos. Um curto-circuito é uma conexão de baixíssima impedância entre condutores ou entre um condutor e a terra, resultando em correntes extremamente elevadas que podem destruir equipamentos. Os tipos de curtos-circuitos mais comuns são (Frazao, 2019):

- Trifásico: Conexão entre os três condutores de fase.
- Fase-Fase: Conexão entre dois condutores de fase.
- Fase-Fase-Terra: Conexão de dois condutores de fase com a terra.
- Fase-Terra: Conexão de um único condutor com a terra, sendo o tipo mais frequente em sistemas de transmissão e distribuição.

O sistema de proteção é uma linha de defesa composta por dispositivos como relés, disjuntores e fusíveis. Para que essa defesa seja eficaz, sua atuação deve ser organizada, o que é alcançado através da coordenação, que consiste em arranjar e configurar os dispositivos de proteção para que operem de forma harmônica (Frazao, 2019).

O principal objetivo da coordenação é garantir a seletividade, ou seja, a capacidade do sistema de proteção de isolar apenas a menor porção do sistema elétrico que contém a falha, o mais rápido possível e o mais próximo possível de sua origem. Isso evita desligamentos desnecessários e maximiza a continuidade do fornecimento de energia para as partes sadias do sistema (Caminha, 1977).

Para alcançar a seletividade, o sistema é dividido em zonas de proteção (gerador, transformador, barramento, linha, etc.), cada uma com seu esquema de proteção primário. Caso a proteção primária de uma zona falhe, a proteção da zona adjacente deve atuar como retaguarda (*backup*), após um intervalo de tempo pré-determinado, para evitar a propagação da falha (Frazao, 2019).

2.4.7 Ajuste de Relés, Fusíveis e Disjuntores

O ajuste correto dos dispositivos é o que torna a coordenação e a seletividade operacionais. Em relés de sobrecorrente, por exemplo, o ajuste envolve a definição de dois parâmetros principais (Frazao, 2019):

- **Ajuste da Corrente de Atuação (*Pickup*):** É o valor mínimo de corrente que fará o relé operar. Esse valor deve ser ajustado acima da corrente máxima de carga do circuito para

evitar atuações indevidas em condições normais, mas baixo o suficiente para detectar a menor corrente de curto-circuito esperada (Frazao, 2019).

- **Ajuste de Temporização (*Dial* ou *Alavanca de Temporização - AT*):** Define o tempo de retardo para a atuação do relé após a detecção de uma sobrecorrente. O tempo de operação varia inversamente com a magnitude da corrente, seguindo curvas características (inversa, muito inversa, extremamente inversa) (Frazao, 2019).

A coordenação entre dois ou mais dispositivos em série é realizada ajustando-se suas curvas tempo-corrente de forma que, para um mesmo valor de corrente de falta, o dispositivo mais próximo da falha atue primeiro, enquanto os dispositivos a montante (mais próximos da fonte) esperem um intervalo de tempo (degrau de coordenação) antes de atuar como retaguarda. Essa temporização seletiva é a essência da coordenação da proteção (Frazao, 2019).

2.5 Instalações elétricas em hospitais

Com base na norma NBR 13534, que estabelece os requisitos para instalações elétricas em estabelecimentos assistenciais de saúde, este tópico aborda os pontos fundamentais para o desenvolvimento de projetos de subestação elétrica nesses ambientes. A análise está estruturada em dois eixos principais: o fluxo de carga, que abrange as instalações normais e de emergência, e a coordenação e seletividade das proteções, focada nos requisitos para áreas críticas (ABNT, 2008).

O dimensionamento de uma subestação para Estabelecimentos Assistenciais de Saúde (EAS) exige uma compreensão detalhada da classificação dos ambientes e da criticidade das cargas a serem alimentadas. A norma NBR 13534 classifica os locais com base no tipo de procedimento médico e nos equipamentos utilizados, o que impacta diretamente a concepção do sistema de alimentação, tanto o normal quanto o de emergência. A classificação de cada local deve ser definida em conjunto com a equipe médica, considerando os procedimentos a serem realizados (ABNT, 2008).

2.5.1 Instalações Normais (Grupo 0)

Os locais classificados como Grupo 0 são aqueles onde não se prevê a utilização de equipamentos eletromédicos com partes aplicadas ao paciente. Nesses ambientes, a principal preocupação é com a segurança geral dos usuários, similar a uma instalação predial convencional, mas ainda inserida no contexto de um EAS. Exemplos de locais do Grupo 0 incluem postos de enfermagem e serviços, laboratórios de patologia clínica e salas de apoio em

geral. Embora menos críticos, suas cargas devem ser devidamente contabilizadas no dimensionamento geral da subestação e da infraestrutura elétrica (ABNT, 2008).

2.5.2 Instalações de Emergência (Instalações de Segurança)

Um aspecto crucial no projeto é o sistema de segurança, destinado a garantir a continuidade de serviços essenciais à preservação da vida em caso de falha da alimentação normal. A fonte de segurança deve assumir automaticamente o fornecimento de energia se a tensão nominal de uma ou mais fases apresentar uma queda superior a 10%. Os requisitos para essas fontes são categorizados conforme a Tabela 1 o tempo de comutação e a autonomia (ABNT, 2008).

Tabela 1 - Tempo de comutação e a autonomia

Classes	Descrição
Classe 0,5	A alimentação é restabelecida em até 0,5s é exigida para luminárias cirúrgicas
Destina-se	Focos cirúrgicos e outras fontes de luz essenciais, como as de endoscopia.
Classe 15	A fonte assume a carga em no máximo 15s
Destina-se	A maioria das cargas essenciais em áreas críticas.
Classe > 15	O tempo de comutação é superior a 15s , em modo automático ou manual
Destina-se	A serviços de apoio, como equipamentos de esterilização e climatização.

Fonte: (ABNT, 2008).

2.5.2.1 Tempo de Comutação (Classes de Alimentação)

A norma define três classes de alimentação conforme a Tabela 1 de segurança baseadas no tempo máximo para restabelecimento da energia (ABNT, 2008).

2.5.2.2 Autonomia Mínima

A fonte de segurança com tempo de comutação de até 15 segundos ou superior deve ser capaz de manter a alimentação por um período mínimo de 24 horas. Para a fonte especial de Classe 0,5, a autonomia exigida é de no mínimo 3 horas (ABNT, 2008).

2.5.2.3 Cargas Essenciais

Devem ser alimentadas pela fonte de segurança as seguintes cargas

- **Iluminação de Segurança:** Abrange rotas de fuga, sinalização de saída, locais de quadros de comando e, de forma específica, pelo menos uma luminária em cada local

do Grupo 1 e no mínimo 50% das luminárias em locais do Grupo 2 conforme os exemplos de recintos do subtópico 2.4.3 (ABNT, 2008).

- **Equipamentos Eletromédicos:** Equipamentos utilizados em locais do Grupo 2 para cirurgias, sustentação de vida ou outros procedimentos vitais, conforme definição da equipe responsável (ABNT, 2008).
- **Sistemas de Apoio Vital:** Equipamentos associados ao suprimento de gases medicinais, vácuo, exaustão de gases anestésicos e seus respectivos sistemas de monitoração e alarme (ABNT, 2008).
- **Outros Serviços:** Elevadores para uso de bombeiros, sistemas de exaustão de fumaça e sistemas de chamada de pessoal e instalações de detecção e alarme de incêndio (ABNT, 2008).

2.5.3 Coordenação e Seletividade das Proteções em Áreas Críticas

A segurança do paciente em áreas críticas depende de um sistema de proteção robusto, que evite interrupções no fornecimento de energia e minimize os riscos de choques elétricos. Para esses locais, a tensão de contato limite é de 25 V em corrente alternada (ABNT, 2008). As instalações para áreas críticas são divididas em dois Grupos: 1 e 2, com base na invasividade dos procedimentos realizados.

No Grupo 1, Recintos onde são utilizados equipamentos eletromédicos com partes aplicadas externas ou internas ao corpo, exceto em procedimentos intracardíacos. Exemplos incluem salas de exames e curativos, salas de endoscopia, hemodiálise e internação (ABNT, 2008).

Já no Grupo 2, Recintos onde se prevê o uso de partes aplicadas em procedimentos intracardíacos, cirúrgicos ou de sustentação de vida, nos quais a interrupção da energia pode levar o paciente a óbito. Exemplos incluem salas de cirurgia, salas de recuperação pós-anestésica, UTIs e salas de hemodinâmica (ABNT, 2008).

Para esses locais, a norma proíbe o uso do esquema de aterramento Terra-Neutro Combinados (TN-C) e exige medidas de proteção adicionais (ABNT, 2008).

2.5.4 Coordenação e Seletividade das Proteções em Áreas Críticas

Em todos os locais dos Grupos 1 e Grupo 2, é obrigatória uma ligação equipotencial suplementar para equalizar as diferenças de potencial entre todas as partes condutivas acessíveis. Essa ligação deve interconectar a barra de proteção (PE), elementos condutores estranhos à instalação (como tubulações metálicas), blindagens e massas de equipamentos. A

resistência entre qualquer um desses pontos e a barra de ligação equipotencial não deve exceder $0,2 \, \Omega$ (ABNT, 2008).

Para locais do Grupo 2, o Sistema de Aterramento Isolado (IT-Médico) é obrigatório para os circuitos que alimentam equipamentos eletromédicos e sistemas de sustentação da vida. Trata-se de um sistema isolado da terra, que utiliza um transformador de separação monofásico com potência entre 0,5 kVA e 10 kVA. Sua principal vantagem é a continuidade do serviço mesmo após a ocorrência de uma primeira falta à terra, o que é vital em procedimentos críticos (ABNT, 2008).

Esse esquema IT-Médico deve ser permanentemente monitorado por um Dispositivo Supervisor de Isolamento (DSI), conforme a norma *International Electrotechnical Commission* (IEC) 61557-8. Este dispositivo deve acionar um alarme sonoro e visual caso a resistência de isolamento do sistema caia para $50 \, k\Omega$ ou menos. O DSI deve possuir uma resistência interna de no mínimo $100 \, k\Omega$ e operar com uma tensão de medição não superior a 25 V e corrente de até 1 mA. O alarme alerta a equipe médica sobre a falha sem interromper o fornecimento de energia, permitindo a continuidade do procedimento com segurança (ABNT, 2008).

Para aumentar a confiabilidade, a norma exige redundância. Em cada local do Grupo 2, as tomadas de corrente alimentadas pelo esquema IT-Médico devem ser divididas em, no mínimo, dois circuitos independentes. Adicionalmente, os circuitos de iluminação em locais dos Grupos 1 e 2 devem ser distribuídos em pelo menos dois circuitos, sendo um deles obrigatoriamente um circuito de segurança. A proteção contra sobrecorrentes deve ser seletiva, garantindo que apenas o dispositivo mais próximo da falha atue (ABNT, 2008).

3 METODOLOGIA

O presente capítulo dedica-se à Elaboração de uma metodologia de dimensionamento de uma subestação abrigada de média tensão destinada ao suprimento elétrico de uma unidade de saúde, cuja unidade consumidora será alimentada pela concessionária a partir de um ponto de entrega em 13,8 kV, em conformidade com as normas e padrões técnicos da distribuidora. A concepção da subestação considera as particularidades do ambiente hospitalar, que exige alto grau de confiabilidade e continuidade no fornecimento de energia, dado que falhas podem comprometer equipamentos vitais e serviços essenciais à preservação da vida. A subestação será concebida segundo critérios de seletividade, redundância, segurança operacional e confiabilidade, indispensáveis em empreendimentos da área da saúde.

As características elétricas fornecidas pela concessionária para o ponto de entrega:

- Classe de tensão: 15 kV;
- Tensão nominal: 13,8 kV;
- Frequência: 60 Hz;

Na Tabela 2 são apresentadas as cargas elétricas referentes a unidade de saúde, que são fundamentais para o correto dimensionamento da subestação e de seus equipamentos. Esses parâmetros, que foram fornecidos pelo cliente, incluem a potência ativa e aparente instalada, o fator de potência, o (FD) da unidade consumidora.

Tabela 2 – Quadro de Carga.

Equipamento	Potência Ativa (W)	Potência Aparente (VA)	FP	FD
Ar Condicionado	395.569,00	473.262,30	0,84	100%
Iluminação e TUG	356.785,50	423.645,40	0,84	70% para os primeiros 20kW e 40% para o restante
Centro Cirúrgico	38.340,00	47.559,80	0,81	100%
UTI	28.934,00	31.767,70	0,91	100%
Raio X	80.000,00	80.000,00	1,00	100%
Tomografia	80.000,00	80.000,00	1,00	100%
Raio X Portátil	130.000,00	141.304,80	0,92	2%
Bombas	204.359,80	255.429,10	0,80	100%
IT Médico	64.840,00	67.789,80	0,96	100%
CME	198.000,00	198.000,00	1,00	95%
TUE	52.900,00	53.650,00	0,99	85%
CAG	445.646,40	458.057,70	0,97	100%
Total	2.075.374,70	2.310.466,60	0,92	

Fonte: (Acervo Particular, 2025).

3.1 Dimensionamento do transformador de força

O procedimento para o dimensionamento do transformador de força do empreendimento é iniciado pela determinação da demanda provável, por meio do levantamento das cargas instaladas fornecido na planta baixa da subestação conforme a Tabela 2, e pela determinação da demanda provável. Para tanto, realiza-se a somatória das demandas de potência aparente de cada setor da instalação, considerando as potências ativas, os fatores de potência e os fatores de demanda aplicáveis a cada tipo de carga (iluminação, ar-condicionado, equipamentos médicos, entre outros).

A determinação da demanda total D_{total} foi obtida através da agregação das demandas individuais, conforme expressa a Equação 5 :

$$D = \sum_{i=0}^n D_i \quad (5)$$

Em que:

- D_{total} : Demanda total da instalação (kVA);
- D_i : Demanda individual de cada carga ou setor (kVA);
- n : Número total de cargas consideradas.

Embora as normas técnicas não prescrevam um percentual obrigatório, existe uma prática de engenharia consolidada que consiste em aplicar uma previsão de aumento de carga ou reserva técnica sobre a demanda total calculada. Este fator, é fundamental para o ciclo de vida da instalação, pois as plantas industriais ou comerciais naturalmente demandam mais cargas ao longo do tempo. A adoção desta reserva evita a necessidade de substituição precoce do transformador caso ele seja dimensionado de forma exata à demanda inicial. Além disso, essa prática impede que o equipamento opere continuamente a 100% de sua carga nominal, um regime que eleva a temperatura de operação e acelera a degradação do sistema isolante, diminuindo drasticamente a vida útil do transformador (Filho, 2007).

Dessa forma, a demanda corrigida D_{corr} para o dimensionamento foi estabelecida pela multiplicação da demanda total por um fator de segurança F_{seg} , conforme demonstrado na Equação 6:

$$D_{corr} = D_{total} \cdot (1 + F_{seg}) \quad (6)$$

Em que:

- D = Demanda total (kVA);
- D_{corr} : Demanda corrigida com reserva técnica (kVA);
- F_{seg} : Fator de segurança ou reserva técnica (adimensional).

Uma vez obtida a demanda corrigida, o critério para a seleção da potência nominal do transformador P_{trafo} consistiu em garantir que a capacidade do equipamento fosse superior ou igual à demanda calculada, respeitando-se os valores padronizados comercialmente, conforme a Inequação 7 :

$$P_{trafo} \geq D_{corr} \quad (7)$$

Com base nisso e mais outros detalhes que serão discutidos posteriormente pode-se determinar o transformador de força.

3.2 Análises e estudos elétricos

O estudo elétrico é a análise fundamental que garante a segurança, a confiabilidade e a seletividade da instalação de média tensão. Para assim, prever os piores cenários de falha como curtos-circuitos e dimensionar os dispositivos de proteção (disjuntores, relés, Tc e Tp) para que atuem de forma rápida e coordenada, isolando o defeito sem comprometer a operação do restante da planta. O processo é interdependente e segue uma sequência lógica: primeiro, a determinação dos níveis de curto-circuito; segundo a especificação dos transformadores de instrumentação (TCs e TPs) para garantir a correta medição da falha; e terceiro, a parametrização dos dispositivos de proteção.

3.2.1 Metodologia para Cálculo de Curto-Circuito e Dimensionamento

Inicialmente, para a fundamentação dos dimensionamentos propostos, procedeu-se à coleta dos dados referentes aos níveis de curto-circuito no Ponto de Entrega (conexão) junto à concessionária de energia local. Estas informações constituem as condições de contorno do sistema, representando a contribuição de falta proveniente da rede externa, sendo indispensáveis para a execução das etapas subsequentes.

Nesta fase preliminar, foram levantados os parâmetros de corrente de curto-circuito para as configurações: trifásica $I_{cc3\phi}$, bifásica $I_{cc2\phi}$ e fase-terra $I_{cc1\phi}$, considerando-se diferentes cenários de impedância de aterramento Z_n . Tais dados de entrada são organizados e tabulados para consulta durante o processo de cálculo.

Subsequentemente, com base nas informações fornecidas pela distribuidora e considerando a contribuição da impedância percentual dos transformadores de força, realizou-se o cálculo dos níveis de falta internos em todos os barramentos da subestação. A metodologia aplicada baseou-se nas diretrizes estabelecidas por Mamede Filho (2017), em que a corrente de curto-circuito I_{cc} em um determinado ponto é obtida pela relação entre a tensão de fase do sistema e a impedância equivalente vista do ponto de defeito.

A determinação da corrente de curto-circuito foi regida pela seguinte Equação 8:

$$I_{cc} = \frac{V_f}{Z_{eq}} \quad (8)$$

Onde:

- I_{cc} : Corrente de curto-circuito no ponto considerado (A);
- V_f : Tensão de fase pré-falta no ponto do defeito (V);
- Z_{eq} : Impedância equivalente do sistema (rede externa + impedâncias internas)

até o ponto do defeito (Ω).

Por fim, os valores máximos de corrente obtidos através deste procedimento matemático foram utilizados como parâmetro para a especificação técnica dos componentes do sistema. Estes dados subsidiaram a definição da capacidade de interrupção dos disjuntores, bem como a verificação dos limites de suportabilidade térmica e dinâmica dos condutores e barramentos projetados.

3.2.1.1 Definição dos Parâmetros de Base do Sistema

Para a realização de uma análise consistente e normalizada, adota-se o método por unidade (pu). A definição de valores de base para potência e tensão é o passo inicial e fundamental, a partir do qual todas as impedâncias do sistema são referenciadas.

Com os valores estabelecidos de Potência de Base e Tensão de Base, calculam-se a corrente de base I_{base} e a impedância de base Z_{base} , que servirão como referência para a conversão de todos os parâmetros do sistema para o formato por unidade.

O cálculo da corrente de base é realizado conforme a Equação 9:

$$I_{base} = \frac{S_{base}}{\sqrt{3} \times V_{base}} \quad (9)$$

Onde:

- I_{base} : Corrente de base calculada para o setor considerado, em Ampères (A);
- S_{base} : Potência aparente de base adotada para o sistema, em Volt-Ampères (VA)
- V_{base} : Tensão de base (tensão de linha) do setor analisado, em Volts (V) ou (kV);
- $\sqrt{3}$: Constante para sistemas trifásicos.

A impedância de base é determinada pela Equação 10 :

$$Z_{base} = \frac{(V_{base})^2}{S_{base}} \quad (10)$$

Onde:

- Z_{base} : Impedância de base calculada, em Ohms (Ω);

3.2.1.2 Modelagem das Impedâncias dos Componentes

A etapa subsequente do desenvolvimento consistiu na modelagem das impedâncias de cada componente integrante do sistema elétrico. Para viabilizar a análise conjunta, procedeu-se à conversão de todas as grandezas para a base comum previamente definida. A seguir, detalha-se o procedimento adotado para cada elemento da rede.

- a) impedância equivalente da concessionária;

O ponto de partida para a modelagem foi a determinação da impedância Thévenin equivalente da rede da concessionária no ponto de conexão. Os dados necessários para esta representação, que refletem a contribuição da rede externa para os eventos de falta, foram obtidos diretamente junto à companhia de energia. As informações compreendem os valores de impedância de sequência positiva, negativa e zero, expressos tanto em por unidade *pu* na base de 100 MVA, quanto em Ohms Ω .

Para a estruturação do modelo, adotou-se a premissa de que a impedância de sequência negativa Z_2 é equivalente à de sequência positiva Z_1 . Esta validação da consistência dos dados fornecidos é realizada mediante o cálculo da corrente de curto-circuito bifásica $I_{cc2\phi}$, utilizando a Equação 11. Este valor calculado é, então, comparado com o nível de falta bifásico listado na documentação técnica da concessionária para verificar a integridade dos parâmetros de entrada.

$$I_{cc2\phi} = \frac{V_{base}}{|Z_{1,\Omega} + Z_{2,\Omega}|} \quad (11)$$

Onde:

- $I_{cc2\phi}$: Corrente de curto-circuito bifásica (A);

- V_{base} : Tensão de base do setor em Volts (V) ou (kV);
- $Z_{1,\Omega}$ e $Z_{2,\Omega}$: Impedâncias de sequência positiva e negativa em Ohms(Ω), respectivamente.

b) impedância dos condutores da rede;

As impedâncias referentes aos cabos de média tensão foram determinadas a partir de suas características construtivas, especificamente a seção transversal e de seus respectivos comprimentos. De acordo com os valores tabelados de resistência e reatância médios de Mamede Filho (2017, p. 205), em Ω/m , foram convertidos para o sistema base (pu) através da Equação 12.

$$Z_{pu} = \frac{Z_{\Omega}}{Z_{base}} = \frac{(R_{\Omega/m} + jX_{\Omega/m}) \times L_m}{Z_{base}} \quad (12)$$

Onde:

- Z_{pu} : Impedância do cabo em por unidade, em (PU);
- $R_{\Omega/m}$ e $X_{\Omega/m}$: Resistência e reatância por (Ω/m), obtidas na tabela de referência;
- L_m : Comprimento do trecho em metros (m);
- Z_{base} : Impedância de base do sistema, em Ohms (Ω);

c) impedância dos transformadores;

Visto que a impedância percentual do transformador é originalmente fornecida em sua base própria, fez-se necessária a conversão para a base de potência adotada no estudo. Esta mudança de base foi realizada através da aplicação da Equação 13:

$$Z_{T,nova} = Z_{T,antiga} \cdot \left(\frac{V_{base,antiga}}{V_{base,nova}} \right)^2 \cdot \left(\frac{S_{base,nova}}{S_{base,antiga}} \right) \quad (13)$$

Onde:

- $Z_{T,nova}$: Impedância na nova base do sistema em (PU);
- $Z_{T,antiga}$: Impedância na base original, em (PU);
- V_{base} : Tensões de base antiga e nova, em Volts (V) ou (kV);
- S_{base} : Potências de base antiga e nova, em Volt-Ampères (VA).

d) impedância de contato;

Para a análise do cenário de curto-circuito fase-terra mínimo, considerou-se a inserção de uma impedância de contato Z_c no ponto da falta. A normalização deste valor ôhmico para o sistema por unidade é obtida por meio da Equação 14:

$$Z_{c,pu} = \frac{Z_{c,\Omega}}{Z_{base}} \quad (14)$$

Onde:

- $Z_{c,pu}$: Impedância de contato em por unidade, em (PU);
- $Z_{c,\Omega}$: Valor da resistência de contato em Ohms, em Ω ;
- Z_{base} : Impedância de base no ponto da falta, em Ω .

3.2.1.3 Cálculo das Correntes de Curto-Circuito

De posse das impedâncias equivalentes, procede-se ao cálculo das correntes de curto-circuito para diferentes tipos de falta e em distintos locais do sistema. As Equações 15 , 16, 17, 18 são apresentadas a seguir.

a) curto-circuito trifásico ($I_{cc3\phi}$):

$$I_{cc3\phi} = \frac{I_b}{|Z_{U(+)}|} \quad (15)$$

Onde:

- $I_{cc3\phi}$: Corrente de curto-circuito trifásico no ponto de falta, em Ampères (A).
- I_b : Corrente de base do sistema no ponto de falta, em Ampères (A).
- $Z_{U(+)}$: Impedância de sequência positiva no ponto de falta (em PU).

b) curto-circuito bifásico ($I_{cc2\phi}$):

$$I_{cc2\phi} = \frac{\sqrt{3}}{2} \times I_{cc3\phi} \quad (16)$$

Onde:

- $I_{cc2\phi}$: Corrente de curto-circuito bifásico no ponto de falta, em Ampères (A).
- $\sqrt{3}$: Constante para sistemas trifásicos.
- $I_{cc3\phi}$: Corrente de curto-circuito trifásico no ponto de falta, em Ampères (A).

c) curto-circuito fase-terra máximo e mínimo:

$$I_{cc1\phi\text{Maximo}} = \frac{3 \times I_b}{|2 \times Z_{U(+)(-)} + Z_{U(0)}|} \quad (17)$$

$$I_{cc1\phi-min} = \frac{3 \times I_b}{|2 \times Z_{U(+)(-)} + Z_{U(0)} + 3Z_c|} \quad (18)$$

Onde:

- $I_{cc1\phi\text{Maximo}}$: Corrente de curto-circuito fase-terra máximo no ponto de falta, em Ampères (A).
- $I_{cc1\phi-min}$: Corrente de curto-circuito fase-terra mínimo no ponto de falta, em Ampères (A).
- $Z_{(+)(-)}$: Impedância de sequência positiva e negativa do ponto de falta (em PU).
- $Z_{U(0)}$: Impedância de sequência zero do ponto de falta (em PU).

- Z_c : Impedância de contato com a terra, em pu (PU).

Na etapa inicial, procedeu-se à simulação de faltas hipotéticas situadas no Ponto de Conexão com a Concessionária. Para a definição deste cenário, considerou-se exclusivamente a impedância equivalente da rede da distribuidora (impedância da fonte), isolando-se as contribuições internas da unidade consumidora. Esta premissa teve como objetivo a validação da consistência dos dados de entrada modelados.

Foram calculadas as correntes para as modalidades de curto-circuito trifásico, bifásico e monofásico (fase-terra) conforme as Equações da Página 52.

Em continuidade, analisou-se a ocorrência de faltas no Barramento de Média Tensão, localizado na entrada do cubículo de proteção. Para a caracterização deste cenário, a impedância equivalente vista do ponto de defeito (Z_{eq}) foi obtida mediante a associação em série da impedância da concessionária com a impedância do condutor correspondente ao Trecho 1 da Figura 11, conforme expresso na Equação 19:

$$Z_{eq} = Z_{fonte} + Z_{cabo(Trecho1)} \quad (19)$$

Onde:

- Z_{eq} : impedância equivalente vista do ponto de defeito, em (PU);
- Z_{fonte} : impedância da concessionária, em (PU);
- $Z_{cabo(Trecho1)}$: impedância do condutor correspondente ao Trecho 1 da Figura 11, em (PU).

Com a nova impedância equivalente definida, aplicaram-se novamente as equações de curto-circuito supracitadas para calcular as magnitudes das correntes trifásicas, bifásicas e fase-terra máximo. De maneira análoga à etapa anterior, procedeu-se à simulação do curto-circuito fase-terra mínimo, mantendo-se a resistência de falta fornecida pela concessionária visando verificar a sensibilidade do sistema sob condições de alta impedância.

Posteriormente, a análise estendeu-se aos terminais de Baixa Tensão (BT) dos TF 1 e TF 2. Neste contexto, o cálculo das correntes de curto-circuito nas modalidades trifásica, bifásica e fase-terra (máxima e mínima) foi realizado no secundário, mas com os valores refletidos para o lado de Média Tensão (MT).

Esta abordagem é imprescindível para avaliar a sensibilidade dos dispositivos de proteção instalados no primário diante de faltas ocorridas no secundário. A reflexão da corrente

utiliza a Relação de Transformação de Corrente (RTC) do equipamento conforme a Equação 20:

Onde:

$$I_{refletida(MT)} = \frac{I_{cc(BT)}}{RTC} \quad (20)$$

- $I_{refletida(MT)}$: Corrente de curto-circuito refletida para o lado de Média Tensão (primário), em Ampères (A);
- $I_{cc(BT)}$: Corrente de curto-circuito calculada no lado de Baixa Tensão (secundário), em Ampères (A);
- Relação de Transformação de Corrente do transformador adimensional.

A consolidação sistemática destes cálculos constitui a base técnica para a fase subsequente do trabalho, permitindo a especificação dos equipamentos e a definição dos ajustes de coordenação e seletividade das proteções.

3.2.2 Mufla

No desenvolvimento do projeto, procedeu-se à especificação técnica das terminações de cabos de média tensão (muflas), etapa necessária para assegurar a transição elétrica e mecânica entre os condutores e os equipamentos da subestação, tais como transformadores e painéis de entrada. O critério de seleção priorizou componentes capazes de garantir o controle do campo elétrico, a isolamento da extremidade do condutor e a vedação hermética contra agentes externos, visando mitigar a ocorrência de descargas parciais e a degradação do isolamento.

Para a definição do tipo de terminação, consideraram-se as características construtivas dos cabos, as condições ambientais de instalação e os níveis de tensão operacionais.

O dimensionamento das terminações obedeceu à compatibilidade com a classe de tensão do sistema. Para a validação da escolha, utilizou-se a premissa de que a tensão suportável pelo componente (V_{comp}) deve ser superior à tensão nominal (V_{nom}) e à tensão máxima de operação contínua do sistema (V_{max}), conforme expresso pela Equação 21 :

$$V_{comp} \geq V_{max} \quad (21)$$

Onde:

- V_{comp} : Tensão suportável pela terminação especificada (kV);
- V_{max} : Tensão máxima de operação do sistema (considerada até 17,5 kV para a classe de 13,8 kV).

Adicionalmente, verificou-se o Nível Básico de Impulso (NBI) das terminações para assegurar a suportabilidade frente a surtos transitórios, sejam eles de origem atmosférica ou de manobra, garantindo a integridade dielétrica do conjunto projetado.

3.2.3 Para-Raio

No âmbito do dimensionamento do sistema de proteção da subestação, definiu-se a utilização de PR de sobretensão como dispositivo de proteção primária. Esta etapa do projeto teve como premissa a preservação da integridade dos equipamentos de alto valor agregado, tais como os TF e cabos MT. A especificação do componente foi orientada pela necessidade de limitar e desviar surtos transitórios de tensão, fossem estes oriundos de descargas atmosféricas ou de manobras operacionais no sistema elétrico.

Para a tecnologia de atuação, selecionou-se o uso de um material baseado nos critérios de confiabilidade e no comportamento da curva característica de resistência versus tensão. O critério de projeto considerou que, em regime permanente, o dispositivo deve manter alta impedância, permitindo apenas uma corrente de fuga desprezível. Simultaneamente, estabeleceu-se que o componente deve apresentar uma resposta abrupta de baixa impedância frente a sobretensões que excedam os limites operacionais, garantindo o escoamento da corrente de surto para o sistema de aterramento em tempos da ordem de microssegundos.

No que tange às características construtivas, a escolha técnica fundamentou-se nas propriedades superiores do material para instalações ao tempo, nomeadamente a elevada resistência à poluição e à umidade, o reduzido peso e o comportamento seguro quanto à não fragmentação em cenários de falha, assegurando o desempenho dielétrico necessário para as áreas externas e abrigadas.

Por fim, determinou-se a inclusão de um desligador automático (isolador) acoplado à base do para-raios. A previsão deste acessório no projeto visa garantir a desconexão física do equipamento da rede elétrica na eventualidade de uma falha interna ou degradação dos vistoros. Tal medida foi adotada para evitar curtos-circuitos permanentes entre fase e terra, isolando o defeito e facilitando as operações futuras de manutenção corretiva.

3.2.4 Isoladores

Os isoladores são componentes indispensáveis nas instalações elétricas de média tensão, desempenhando uma função dupla e essencial: fornecer sustentação mecânica segura aos barramentos energizados e garantir o isolamento elétrico completo entre estes e as estruturas aterradas ou superfícies metálicas adjacentes. Seu papel é determinante na confiabilidade e na segurança operacional de uma subestação, pois qualquer falha no isolamento pode resultar em curtos-circuitos, arcos elétricos ou danos irreversíveis aos equipamentos e condutores.

No contexto deste projeto, foram especificados isoladores destinados à fixação dos barramentos de cobre no interior dos cubículos de alvenaria ou painéis metálicos. Esses isoladores são responsáveis por manter os condutores rigidamente posicionados, mesmo sob condições severas de operação, evitando deslocamentos que possam comprometer as distâncias mínimas de isolação exigidas pelas normas técnicas. Além disso, atuam como elementos estruturais que suportam esforços de compressão, tração e flexão resultantes tanto do peso dos condutores quanto das forças eletrodinâmicas geradas durante curtos-circuitos.

O material construtivo escolhido para os isoladores é amplamente utilizado em aplicações de média tensão devido à sua elevada rigidez dielétrica, excelente resistência mecânica e estabilidade dimensional. Essa escolha oferece vantagens significativas sobre materiais cerâmicos tradicionais, como a porcelana, especialmente em ambientes internos, onde a compactidade e a resistência ao trilhamento elétrico são critérios fundamentais. Além disso, além disso foi selecionado a fabricação dos isoladores com geometrias otimizadas e acabamento superficial uniforme, contribuindo para um desempenho elétrico mais previsível e seguro.

O dimensionamento mecânico desses isoladores é determinado com base no esforço de *cantilever*, que corresponde à força máxima suportada na extremidade do isolador antes de ocorrer deformação ou ruptura. Esse parâmetro deve ser superior aos esforços eletrodinâmicos provocados pelas correntes de falta do sistema, garantindo a integridade estrutural dos barramentos mesmo em situações de curto-circuito de elevada intensidade.

A verificação da integridade mecânica foi fundamentada na seguinte Relação 22:

$$R_{cantilever} > F_{ed} \quad (22)$$

Onde:

- $R_{cantilever}$: Resistência nominal do isolador ao esforço de *cantilever* (carga de ruptura ou deformação), em Newtons (N);

- F_{ed} : Força eletrodinâmica máxima resultante da corrente de curto-circuito presumida no ponto de instalação, em Newtons (N).

Dessa forma, a metodologia assegurou que os componentes selecionados suportassem as solicitações mecânicas extremas sem apresentar deformações que comprometessem o isolamento ou a estrutura dos barramentos.

3.2.5 Chave Seccionadora MT

O dimensionamento da corrente nominal de circulação pela chave seccionadora, considerando sua localização na entrada e a alimentação simultânea dos transformadores, foi realizado mediante a aplicação da equação de potência aparente trifásica, conforme demonstrado na Equação 23 :

$$I_n = \frac{S_{total}}{\sqrt{3} \cdot V_{np}} \quad (23)$$

Onde:

- I_n : Corrente nominal (A);
- S_{total} : Potência aparente total instalada (kVA);
- V_{np} : Tensão nominal primária de operação (kV).
- $\sqrt{3}$: Fator aplicável a sistemas trifásicos.

Paralelamente, verificou-se a compatibilidade do equipamento com os níveis de curto-circuito do sistema. Para tal, comparou-se a Corrente de Curto-Circuito (I_{cc}) fornecida pela concessionária de energia com a capacidade de suporte de curta duração do componente. O critério de aprovação consistiu na premissa de que a capacidade de ruptura da chave deve ser superior ao I_{cc} máximo calculado no ponto de instalação.

Por fim, verificar a possibilidade de padronização em relação ao disjuntor geral. Ou seja, especificar uma corrente nominal igual ou superior à do disjuntor, assegurando robustez e uniformidade ao projeto.

3.2.6 Disjuntor MT

O dimensionamento dos disjuntores de proteção de média tensão, Disjuntor Geral

01 (DJG-01) localizado na entrada, quanto os Disjuntores Geral 02 e 03 (DJG-02 e DJG-03) instalados a montante dos Transformadores 01 e 02 (TF-01 e TF-02), é um processo que depende de parâmetros elétricos fundamentais. Para a correta especificação, é necessário determinar: 1) $I_{n_circuito}$; e 2) A potência simétrica de curto-circuito no ponto de alimentação da subestação.

3.2.6.1 Cálculo da Corrente Nominal dos Transformadores

Este cálculo permite definir a corrente de carga que o sistema de proteção deverá monitorar.

Utiliza-se a 23 fundamental de potência aparente para sistemas trifásicos para calcular a corrente nominal do transformador.

Em seguida, realiza-se o dimensionamento do DJG-01, posicionado na entrada da subestação. Este equipamento deve suportar a potência nominal total instalada, soma das potências nominais dos TF-01 e TF-02 da **Figura 11**, conforme a Equação 24:

$$S_{total} = S_{TF01} \text{ kVA} + S_{TF02} \text{ kVA} \quad (24)$$

Onde:

- S_{total} : potência nominal total instalada (Kva);
- S_{TF01} : potência nominal do transformador 01 (Kva);
- S_{TF02} : potência nominal do transformador 02 (Kva).

3.2.7 Disjuntor BT

O dimensionamento do disjuntor de proteção geral, instalado a montante do Quadro Geral de Baixa Tensão (QGBT), é uma etapa subsequente à definição dos TF-01 e TF-02. A correta especificação deste disjuntor de baixa tensão depende de dois parâmetros essenciais: a corrente nominal no secundário do transformador ,que alimenta o QGBT, e a corrente de curto-circuito presumida nesse mesmo ponto.

O primeiro passo consiste em determinar a corrente nominal de plena carga no lado de baixa tensão secundário do TF-01. Utilizando a Equação 23, considerando a potência aparente nominal dos transformadores e Tensão nominal secundária entre fases.

3.2.7.1 Cálculo da Corrente de Curto-Circuito Secundária

Com o valor da corrente nominal, determina-se o nível da corrente de curto-circuito trifásica simétrica ($I_{cc,sec}$) nos terminais de baixa tensão do transformador. Este cálculo utiliza a impedância percentual ($Z\%$) do equipamento.

A corrente de curto-circuito é calculada pela relação entre a corrente nominal e a impedância percentual conforme a Equação 25.

$$I_{cc,sec} = \frac{I_{n,sec}}{Z\%} \times 100 \quad (25)$$

Onde:

- $I_{cc,sec}$: Corrente de curto-circuito secundária (A).
- $I_{n,sec}$: Corrente nominal secundária (A).
- $Z\%$: Impedância percentual do transformador.

3.2.8 Dimensionamento dos TC para o Sistema de Proteção

A etapa de dimensionamento dos Transformadores de Corrente (TCs) consistiu na definição dos parâmetros técnicos necessários para assegurar a correta operação do sistema de proteção proposto. Nesta metodologia, os TCs foram considerados como sensores primários, cuja função é fornecer as medições de corrente ao Relé de Proteção. O procedimento baseou-se nas exigências das funções de segurança estipuladas pelas normas *American National Standards Institute* (ANSI), especificamente as funções 50/51 (sobrecorrente instantânea e temporizada de fase), 50/51N (sobrecorrente instantânea e temporizada de neutro).

Inicialmente, para os circuitos derivados e para o circuito geral, realizou-se o cálculo da corrente de demanda (I_{dem}). Este valor foi obtido considerando a potência instalada e as características elétricas da carga, servindo como base para a escolha da corrente primária.

A seleção da corrente primária nominal (I_{pn}) dos TCs obedeceu ao critério técnico de que o valor nominal deve ser superior à corrente máxima de operação calculada, conforme a seguinte Equação 26 :

$$I_{pn} > I_{dem} \quad (26)$$

Onde:

- I_{pn} : Corrente primária nominal do TC (A);
- I_{dem} : Corrente de demanda calculada para o circuito (A).

Para a definição final de I_{pn} , consultaram-se as normas de padronização comercial, optando-se pelo valor padronizado imediatamente superior à demanda calculada ou aquele que, embora superior, permitisse um ajuste mais sensível para a detecção de falhas, evitando o sobredimensionamento excessivo que poderia comprometer a precisão da proteção.

Posteriormente, definiu-se a corrente secundária nominal (I_{sn}) com base no padrão de entrada dos relés de proteção utilizados. A partir dessas definições, a RTC foi estabelecida pela razão entre a corrente primária e a secundária, descrita pela Equação 27:

$$RTC = \frac{I_{pn}}{I_{sn}} \quad (27)$$

Onde:

- RTC: Relação de Transformação de Corrente adimensional;
- I_{pn} : corrente primaria nominal do transformador (A);
- I_{sn} : corrente secundária nominal do transformador (A).

Este procedimento metodológico foi aplicado de forma análoga tanto para os circuitos derivados quanto para o QGBT, respeitando-se as cargas individuais de cada ponto do sistema para a determinação das respectivas correntes nominais.

3.2.8.1 Parametrização dos Ajustes (*Taps*) do Relé de Proteção

A etapa de parametrização dos relés de proteção consistiu na definição dos valores de ajuste de corrente (*pickup*), denominados "*Taps*", visando garantir a seletividade e a confiabilidade do sistema elétrico. A metodologia adotada estabeleceu que tais ajustes fossem configurados acima das correntes de operação nominais, porém, inferiores aos níveis mínimos de corrente de curto-circuito previstos.

Para assegurar margens de segurança operacionais adequadas e mitigar atuações indevidas decorrentes de transientes ou condições de plena carga, foram estabelecidos fatores de correção específicos. Neste estudo, adotou-se um Fator de Sobrecarga (FS) de

para o cálculo dos *Taps* de fase e um Fator de Desequilíbrio para os *Taps* de neutro.

O procedimento de cálculo iniciou-se pela determinação da corrente de sobrecarga de fase ($I_{sobrecarga-fase}$), que define o limite superior para a operação em regime normal. Este parâmetro foi obtido pelo produto da corrente nominal do circuito (I_N) pelo Fator de Sobrecarga, conforme demonstra a Equação 28:

$$I_{sobrecarga-fase} = FS \times I_N \quad (28)$$

Onde:

- $I_{sobrecarga-fase}$: corrente de sobrecarga de fase (A);
- FS : Corrente máxima de sobrecarga admissível para o equipamento, em Ampères (A);
- I_N : corrente nominal do circuito (A)

Posteriormente, o valor calculado foi referido ao secundário do TC para determinar o ajuste máximo admissível para o *Tap* de fase (TAP_{fase}). Para tal, utilizou-se a (RTC) do respectivo TC, de acordo com a Equação 29:

$$TAP_{Efase} \leq \frac{I_{sobrecarga-fase}}{RTC} \quad (29)$$

Onde:

- TAP_{Efase} : Valor de ajuste da corrente de partida (*pickup*) da unidade de fase do relé, em Ampères (A);
- $I_{sobrecarga-fase}$: Corrente máxima de sobrecarga admissível para o equipamento, em Ampères (A);
- RTC : Relação de Transformação de Corrente adimensional.

A metodologia prevê que, após a obtenção do valor limite pela equação acima, seleciona-se o ajuste discreto disponível no relé imediatamente inferior ao calculado, definindo-se assim a corrente de *pickup* de fase no circuito primário.

Analogamente, para o dimensionamento do ajuste de neutro, estimou-se a máxima corrente de sequência zero esperada ($I_{desequilibrio-neutro}$). Este cálculo baseou-se na aplicação do (FD) sobre a corrente nominal, conforme expresso na Equação 30:

$$I_{desequilibrio-neutro} = FD \times I_N \quad (30)$$

Onde:

- $I_{desequilíbrio-neutro}$: Corrente de desequilíbrio estimada circulando pelo neutro, em Ampères (A);
- FD : Fator de Desequilíbrio máximo admissível, adimensional;
- I_N : corrente nominal do circuito (A).

O Tap máximo de neutro ($TAP_{Eneutro}$) foi obtido referindo-se a corrente de desequilíbrio ao secundário do TC, seguindo a estrutura apresentada na Equação 31:

$$TAP_{Eneutro} \leq \frac{I_{desequilíbrio-neutro}}{RTC} \quad (31)$$

Onde:

- $TAP_{Eneutro}$: Valor de ajuste da corrente de partida (*pickup*) da unidade do Neutro do relé, em Ampères (A);]
- Corrente de desequilíbrio estimada circulando pelo neutro, em Ampères (A);
- RTC : Relação de Transformação de Corrente adimensional.

Ressalta-se que este procedimento metodológico foi aplicado sistematicamente tanto para o disjuntor geral quanto para os disjuntores dos circuitos secundários. Em cada caso, foram consideradas as respectivas correntes nominais (I_N) e as relações de transformação (RTC) dos transformadores de corrente instalados, garantindo a padronização dos critérios de proteção.

3.2.8.2 Cálculo do *Dial* de Tempo (dt) para Seletividade

A etapa conclusiva para a configuração das funções ANSI 51 e 51N consistiu na determinação do parâmetro de (dt). Este procedimento foi norteado pela necessidade de assegurar a seletividade da proteção, com o objetivo de garantir que, diante de uma falta no ponto de entrega ou no barramento de média tensão, o DJG-01 atue prioritariamente em relação à proteção da concessionária.

Para a parametrização da função ANSI 51, o cálculo do (dt) tomou como referência a corrente de curto-circuito trifásico. Simultaneamente, para o ajuste da função ANSI 51N, adotou-se um critério baseado na corrente de curto-circuito monofásico mínimo (fase-terra mínimo). A seleção desta magnitude de falta visa contemplar a condição operacional mais

severa, incorporando no cálculo a impedância de falta máxima e a resistência de aterramento, conforme estipulado pela concessionária. Tal premissa metodológica tem por finalidade conferir sensibilidade suficiente ao sistema para a detecção de faltas de menor magnitude.

No que tange à metodologia de coordenação cronológica, procedeu-se inicialmente ao cálculo do tempo de operação do relé da concessionária. A partir deste valor, subtraiu-se o Intervalo de CTI para definir o tempo de atuação máximo admissível para o relé do cliente.

Visando à simplificação e à compatibilidade da coordenação, optou-se pela utilização, no relé do cliente, da mesma curva de atuação empregada pela concessionária, especificamente a curva IEC-MI (Muito Inversa). O comportamento desta curva é regido pela seguinte equação matemática 32:

$$t = \frac{k \cdot dt}{M^\alpha - 1} \quad (32)$$

Onde:

- t : Tempo de atuação do relé , em Segundos (s);
- dt : Dial de Tempo, Adimensional;
- M : Múltiplo da corrente de ajuste, adimensional;
- k : Constante da curva (adotado 13,5), adimensional;
- α : Constante da curva (adotado 1), adimensional;

3.2.8.3 Coordenação Seletiva Interna (DJG-01 com a concessionária)

Para a elaboração da coordenação seletiva interna entre o dispositivo de proteção do cliente DJG-01 e o sistema da concessionária, estabeleceu-se um procedimento sequencial lógico. Inicialmente, procedeu-se à determinação do tempo de resposta do relé a montante, baseando-se nos dados de curto-circuito no ponto de conexão e nos parâmetros de ajuste fornecidos pela distribuidora de energia. Posteriormente, definiu-se o tempo de atuação desejado para a proteção do cliente, culminando no cálculo do (dt) necessário para garantir a seletividade.

No que tange à proteção de fase, a metodologia baseou-se na utilização da ($I_{cc3\phi}$) no ponto de conexão, em conjunto com os ajustes de corrente de *pickup* (I_{pickup}) e (dt)

da concessionária. Para a obtenção do múltiplo da corrente de ajuste (M_{fase}), aplicou-se a razão entre a corrente de curto-circuito e a corrente de *pickup*, conforme a Equação 33:

$$M_{fase} = \frac{I_{cc3\phi}}{I_{pickup-fase}} \quad (33)$$

Onde:

- M_{fase} : Múltiplo da corrente de ajuste de fase, adimensional;
- $I_{cc3\phi}$: Corrente de curto-circuito trifásico máxima calculada no ponto de proteção, em Ampères (A);
- $I_{pickup-fase}$: Corrente de partida (*pickup*) ajustada para a proteção de fase, em Ampères (A).

Uma vez determinado o múltiplo, o tempo de atuação da proteção da concessionária para a fase (t_{fase}) foi calculado utilizando a equação característica da curva de atuação selecionada. A formulação matemática considera as constantes da curva (k e α), o *dial* de tempo ajustado e o múltiplo calculado anteriormente, estruturada conforme a Equação 32:

Em contrapartida, para o dimensionamento da proteção de neutro, considera o cenário de ($I_{cc1\phi}$). Este parâmetro foi estabelecido levando-se em conta a resistência de aterramento máxima informada pela concessionária.

Analogamente ao procedimento de fase, efetuou-se o cálculo do múltiplo de corrente para o neutro (M_{neutro}), empregando-se os ajustes de *pickup* específicos para esta função, conforme a Equação 34:

$$M_{neutro} = \frac{I_{cc1\phi}}{I_{pickup-neutro}} \quad (34)$$

Onde:

- M_{neutro} : Múltiplo da corrente de ajuste do neutro, adimensional;
- $I_{pickup-neutro}$: Corrente de partida (*pickup*) ajustada para a proteção do neutro, em Ampères (A).
- $I_{cc1\phi}$: Corrente de curto-circuito monofásicas máxima calculada no ponto de proteção, em Ampères (A);

Por fim, o tempo de atuação da concessionária para a proteção de neutro (t_{neutro}) foi obtido aplicando-se o múltiplo encontrado à equação da curva de tempo, respeitando-

se as constantes e o *dial* de tempo pertinentes à proteção de terra.

a) determinação do tempo desejado para o relé do cliente

Para a definição dos parâmetros de ajuste do relé de proteção da unidade consumidora DJG-01, estabeleceu-se como premissa a garantia da seletividade cronológica com o sistema de proteção da concessionária. O procedimento metodológico consistiu na determinação de um tempo de operação alvo que antecederesse a atuação da proteção a montante, respeitando-se uma margem de segurança técnica.

Dessa forma, o tempo desejado ($t_{desejado}$) para as unidades de fase e de neutro foi obtido através da diferença entre o tempo de atuação da concessionária (t_{conc}) e o Intervalo de CTI.

A relação matemática utilizada para este cálculo é expressa pela Equação 35:

$$t_{desejado} = t_{conc} - CTI \quad (35)$$

Onde:

- $t_{desejado}$: Tempo de operação alvo para o relé do cliente (em segundos);
- t_{conc} : Tempo de operação definido pela concessionária para o ponto de conexão (em segundos);
- CTI : Intervalo de Tempo de Coordenação (*Coordination Time Interval*), definido como constante de margem de segurança.

Posteriormente, aplicou-se essa formulação individualmente para os circuitos de fase e de neutro, utilizando os respectivos tempos fornecidos pela concessionária para cada caso, a fim de obter os parâmetros de entrada para a configuração do dispositivo.

b) cálculo do *dial* de tempo (dt) para o relé DJG-01

Para a determinação dos ajustes do relé de proteção do cliente DJG-01, o procedimento inicia-se pelo cálculo do (dt) . Este parâmetro é fundamental para garantir que o dispositivo atue dentro dos tempos-alvo previamente estipulados para a coordenação com a proteção a montante.

Primeiramente, determina-se o múltiplo de corrente, que relaciona a corrente de curto-circuito no ponto de falta com a corrente de partida (I_{pickup}) ajustada. A relação

matemática utilizada para a proteção de fase e neutro é expressa pela Equação 36:

$$M_{cliente-fase} = \frac{I_{cc3\phi Pta}}{I_{pickup-cliente-fase}} \quad (36)$$

Onde:

- M : Múltiplo de corrente (adimensional);
- I_{cc} : Corrente de curto-circuito (trifásico para a função 51 e monofásico para a função 51N) no ponto de aplicação (A);
- I_{pickup} : Corrente de atuação ajustada no relé (A).

Uma vez obtido o múltiplo de corrente, procede-se ao cálculo do *Dial* de Tempo . Para tal, isola-se a variável (dt) da equação característica da curva de atuação do relé (IEC-MI), conforme demonstrado na Equação 37:

$$dt_{cliente-fase} = \frac{t_{desejado-fase} \times (M^a - 1)}{k} \quad (37)$$

Onde:

- dt : Dial de tempo calculado (s);
- $t_{desejado}$: Tempo de atuação alvo para garantir a seletividade (s);
- k e α : Constantes características da curva normativa utilizada.
- M : Múltiplo de corrente (adimensional);

Após a obtenção do valor teórico de dt , adota-se o ajuste disponível no relé imediatamente inferior ou mais próximo, dependendo da resolução do equipamento. Em seguida, realiza-se uma etapa de verificação, recalculando o tempo de atuação real com o *Dial* adotado. Este procedimento visa confirmar se o tempo de operação resultante permanece inferior ao tempo-alvo, assegurando a margem de segurança do CTI.

A mesma metodologia descrita para função ANSI 51 é replicada para a proteção de neutro com a função ANSI 51N, alterando-se as variáveis de entrada para a corrente de curto-circuito monofásica e os respectivos tempos de coordenação requeridos para faltas à terra.

Posteriormente, a metodologia avança para o estabelecimento da coordenação seletiva interna. O objetivo nesta etapa é garantir a seletividade cronológica entre o DJG-01 e o disjuntor do transformador DJG-02 ou DJG-03. O critério adotado para esta análise não se baseia na falta máxima no barramento, mas sim na corrente de curto-circuito na BT do transformador, refletida para o lado de MT.

Este cenário de falta refletida é utilizado para definir a corrente que a proteção do transformador deve eliminar instantaneamente ou em tempo reduzido, enquanto a proteção geral deve atuar como retaguarda. Para a coordenação interna, definiu-se o CTI reduzido em comparação ao utilizado na fronteira com a concessionária. Esta redução é metodologicamente viável e desejável para minimizar o estresse térmico e mecânico nos equipamentos, permitindo uma eliminação mais célere de faltas internas.

3.2.9 Ajuste de Função ANSI 50/50N

As funções de proteção ANSI 50/51 (sobrecorrente de fase) e 50N/51N (sobrecorrente de neutro) constituem elementos centrais no esquema de proteção. Estes dispositivos integram duas lógicas de operação distintas: a unidade 50, que corresponde à proteção instantânea, e a unidade 51, referente à proteção temporizada. A primeira atua sem retardo intencional ao detectar correntes que excedem um *setpoint* elevado, enquanto a segunda opera conforme uma curva de tempo-corrente, após um valor mínimo de *pickup* ser atingido.

O processo de parametrização adequado destas funções é diretamente dependente da análise da corrente de magnetização (*inrush*) do transformador. Este fenômeno transitório, caracterizado por picos de corrente elevados durante a energização, não deve ser interpretado pelo relé como uma condição de falta. O cálculo preciso dessa corrente é, portanto, um pré-requisito para garantir a seletividade e evitar atuações indevidas.

3.2.9.1 Cálculo da Corrente de *Inrush* Real

No âmbito deste estudo, considerou-se a análise de dois transformadores a seco. Inicialmente, determinou-se a corrente nominal primária de cada equipamento.

Para a estimativa da corrente de magnetização total teórica (ΣI_{inrush}), adotou-se o somatório das correntes nominais dos transformadores ($I_{n,TR1}$ e $I_{n,TR2}$), multiplicado por um fator de magnetização específico, consoante a Equação 38:

$$\Sigma I_{inrush} = 14 \times (I_{n,TR1} + I_{n,TR2}) \quad (38)$$

Onde:

- ΣI_{inrush} : Somatório das correntes de magnetização (inrush) teóricas totais dos transformadores, em Ampères (A);
- 14 : Fator de multiplicação de pico da corrente de inrush (constante adotada para estimativa de transformadores a seco/óleo neste nível de potência), adimensional;
- $I_{n,TR1}$: Corrente nominal primária do Transformador 1, em Ampères (A);
- $I_{n,TR2}$: Corrente nominal primária do Transformador 2, em Ampères (A).

Ressalta-se, contudo, que o valor obtido pela equação supracitada não contempla a impedância da fonte. Para a determinação da corrente de *inrush* real , aquela que efetivamente sensibilizará o relé de proteção , fez-se necessário o cálculo da impedância total do circuito, a qual compreende a impedância do sistema somada à impedância equivalente do *inrush*.

Nesse contexto, primeiramente definiu-se a tensão fase-neutro no primário (V_{fn}) a partir da tensão de linha. Subsequentemente, calcularam-se a impedância de *inrush* (Z_{inrush}) e a impedância do sistema ($Z_{sistema}$), utilizando-se como base a tensão fase-neutro e, para o sistema, e a ($I_{cc3\phi}$). As relações matemáticas aplicadas são apresentadas na Equação 39 e Equação 40, respectivamente:

$$Z_{inrush} = \frac{V_{fn}}{\Sigma I_{inrush}} \quad (39)$$

$$Z_{sistema} = \frac{V_{fn}}{I_{cc3\phi}} \quad (40)$$

Onde:

- Z_{inrush} : Impedância aparente equivalente durante o fenômeno de energização (*inrush*), em Ohms (Ω);
- $Z_{sistema}$: Impedância equivalente do sistema de alimentação (concessionária) até o ponto de derivação, em Ohms (Ω);
- V_{fn} : Tensão nominal fase-neutro da rede primária (Média Tensão), em Volts (V);
- ΣI_{inrush} : Somatório das correntes de magnetização (*inrush*) totais calculadas para os transformadores, em Ampères (A).
- $I_{cc3\phi}$: Corrente de curto-circuito (trifásico), em Ampères (A).

Posteriormente, obteve-se a impedância total (Z_{total}) vista pelo relé durante a energização através da soma das impedâncias anteriormente calculadas conforme a Equação 41:

$$Z_{total} = Z_{inrush} + Z_{sistema} \quad (41)$$

Onde:

- Z_{total} : impedância total, em Ohms (Ω)

Por fim, calculou-se a corrente de *inrush* real ($I_{inrush-real}$), devidamente atenuada pela impedância do sistema. Este parâmetro foi obtido pela razão entre a tensão fase-neutro e a impedância total do circuito, conforme demonstra a Equação 42 :

$$I_{inrush-real} = \frac{V_{fn}}{Z_{total}} \quad (42)$$

Onde:

- $I_{inrush-real}$: Corrente de magnetização (*inrush*) efetiva que circulará pelo sistema, já atenuada pela impedância da rede, em Ampères (A);

3.2.9.2 Ajuste da Função Instantânea de Fase (50) - DJG-01

O dimensionamento dos parâmetros da função (ANSI 50) para o dispositivo DJG-01 fundamentou-se em critérios de seletividade lógica e proteção do sistema. A metodologia adotada estabelece que o valor de ajuste (*pickup*) deve satisfazer, simultaneamente, duas condições de contorno: deve ser superior à corrente de magnetização (*inrush*) real do transformador, visando evitar atuações indevidas durante a energização, e inferior à corrente de curto-circuito bifásico no ponto de aplicação, garantindo a sensibilidade e a velocidade de atuação para faltas entre fases.

Para a determinação da faixa de ajuste admissível no secundário TC, utilizou-se a RTC do equipamento. A inequação que rege a definição dessa faixa operativa é expressa a seguir na Equação 43:

$$\frac{I_{inrush-real}}{RTC} \leq I_{inst-fase} \leq \frac{I_{cc2\phi Pta}}{RTC} \quad (43)$$

Onde:

- $I_{inrush-real}$: Corrente de magnetização (*inrush*) máxima calculada, em Ampères (A);
- RTC : Relação de Transformação de Corrente do TC associado ao disjuntor, adimensional;
- $I_{inst-fase}$: Corrente de ajuste da unidade instantânea (valor a ser definido), em Ampères (A);
- $I_{cc2\phi Pta}$: Corrente de curto-circuito bifásico no ponto de análise, em Ampères (A).

Com base nos limites calculados pela Equação 43, seleciona-se um valor de corrente de ajuste que proporcione uma margem de segurança adequada entre o pico de magnetização e a corrente mínima de falta esperada.

Por fim, o procedimento metodológico prevê a validação do valor escolhido através da análise de dois cenários hipotéticos de operação. Primeiramente, verifica-se o comportamento da proteção frente à energização do transformador, assegurando que o ajuste seja suficiente para não sensibilizar a unidade 50. Em seguida, analisa-se a resposta do sistema diante de um curto-circuito bifásico na entrada da subestação, confirmando se o parâmetro selecionado é capaz de promover a abertura do disjuntor e o isolamento da falha de forma instantânea.

3.2.9.3 Ajuste da Função Instantânea de Neutro (50N) - DJG-01

Para o dimensionamento da Função (50N) do relé DJG-01, estabeleceu-se como critério fundamental que o ajuste deve ser inferior à corrente de curto-circuito fase-terra mínima ($I_{cc1\phi Pta-min}$) projetada para o sistema, levando-se em consideração a impedância de aterramento (Z_c) aplicável. Tal premissa tem por objetivo assegurar que o relé atue instantaneamente, garantindo a sensibilidade da proteção mesmo sob a condição de falta mais severa, caracterizada pela maior impedância.

Dessa forma, a determinação da corrente de ajuste no lado secundário foi realizada mediante a aplicação da seguinte Equação 44:

$$I_{inst-neutro} \leq \frac{I_{cc1\phi Pta-min}}{RTC} \quad (44)$$

Onde:

- $I_{inst-neutro}$: Corrente de ajuste da unidade instantânea de neutro (referida ao secundário), em Ampères (A);
- $I_{cc1\phi Pta-min}$: Corrente de curto-circuito fase-terra mínima calculada para o ponto de falta, em Ampères (A);
- RTC : Relação de Transformação de Corrente do transformador de corrente utilizado, adimensional.

Posteriormente à obtenção do valor limite pela equação acima, define-se o valor de ajuste a ser parametrizado no relé. Opta-se por um valor comercial ou discretizado que satisfaça a condição de ser menor ou igual ao calculado. Por fim, para validar a escolha, converte-se o valor ajustado para a corrente primária correspondente, verificando-se se este se mantém inferior à corrente de curto-circuito mínima, confirmando assim a eficácia da proteção proposta.

3.3 Coordenograma de proteção e seletividade

A etapa conclusiva do desenvolvimento do sistema de proteção consistiu na elaboração do coordenograma, visando à validação da seletividade cronológica e amperimétrica entre os dispositivos de manobra. O procedimento teve como foco assegurar a correta hierarquia de atuação entre o disjuntor geral de entrada da unidade consumidora, identificado como DJG-01 e o dispositivo de proteção a montante, pertencente à rede da concessionária de energia local.

Metodologicamente, a análise fundamentou-se na plotagem e sobreposição das curvas de atuação tempo-corrente (escala log-log) de ambos os dispositivos. Para tanto, foram considerados os parâmetros de ajuste das funções de proteção de sobrecorrente de fase (códigos ANSI 50 e 51) e de sobrecorrente de neutro (códigos ANSI 50N e 51N). O objetivo central do método foi estabelecer ajustes que permitissem que faltas ocorridas a jusante do ponto de entrega fossem isoladas exclusivamente pelo disjuntor do cliente,

preservando a integridade da rede da concessionária e a continuidade do fornecimento para terceiros.

No que tange à modelagem matemática das curvas de atuação para a proteção de tempo inverso da função ANSI 51, utilizou-se a equação característica normatizada (conforme padrões IEC), cuja estrutura geral é apresentada a seguir pela Equação 45:

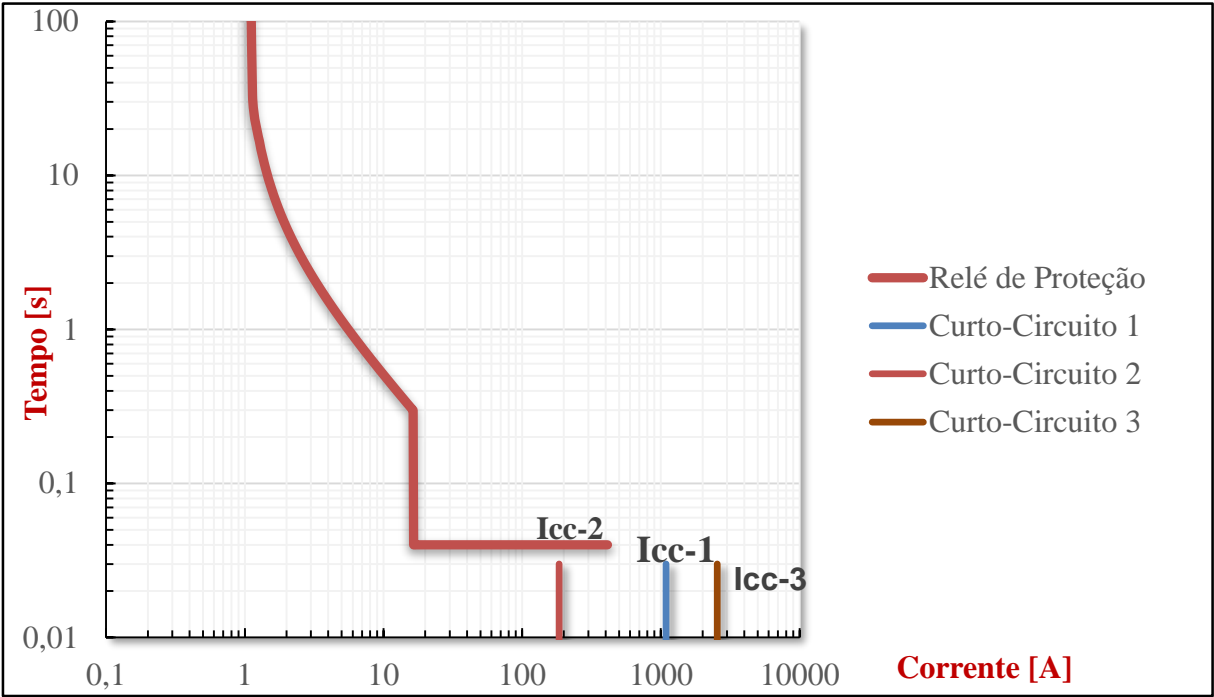
$$t = \frac{k \cdot \beta}{\left(\frac{I}{I_p}\right)^\alpha - 1} + L \quad (45)$$

Onde:

- t : Tempo de atuação do dispositivo, em segundos (s);
- k : Multiplicador de tempo (Time Dial ou alavanca de tempo);
- I : Corrente de falta medida, em Ampères (A);
- I_p : Corrente de partida ou ajuste do *pickup*, em Ampères (A);
- α, β : Constantes que definem a inclinação da curva (Inversa, Muito Inversa, Extremamente Inversa);
- L : Constante de tempo adicional, em Segundos (s).

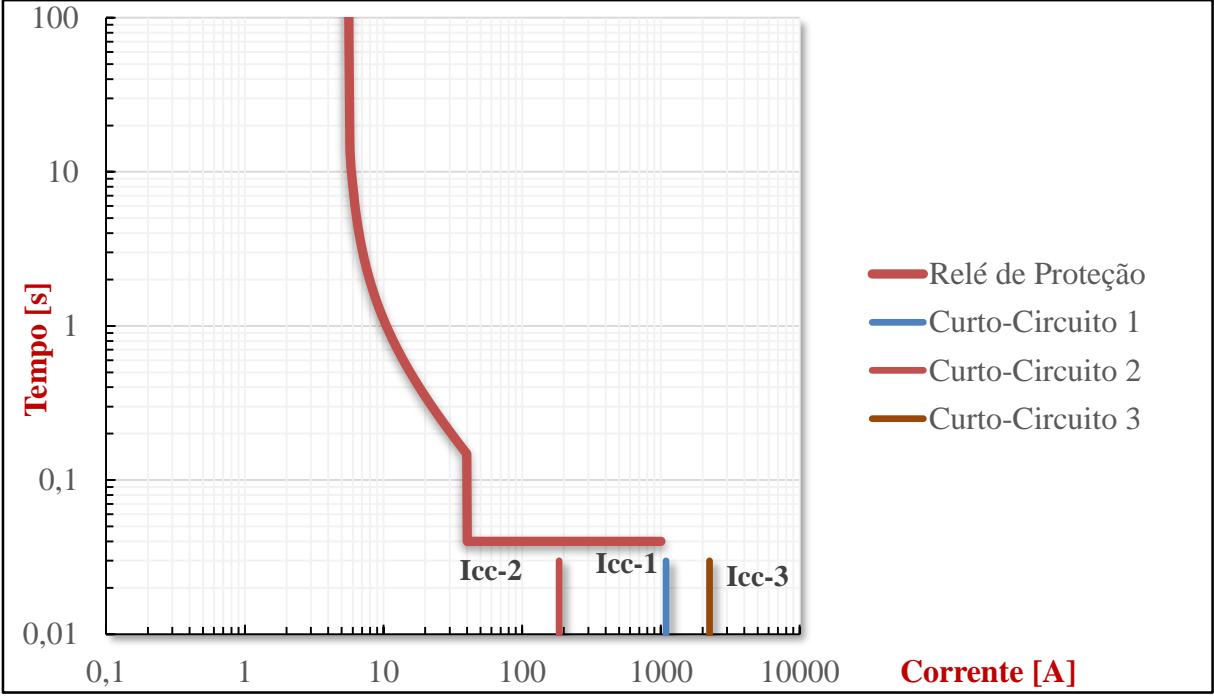
Para a verificação da seletividade, aplicou-se o critério da margem de discriminação de tempo entre as curvas. O método consistiu em ajustar os parâmetros k e I_p de modo que a curva do dispositivo a jusante (DJG-01) permanecesse, em toda a sua extensão, abaixo e à esquerda da curva do dispositivo a montante (concessionária), respeitando o intervalo de tempo mínimo necessário para a distinção das faltas e a compensação de erros intrínsecos aos equipamentos. A representação visual deste método comparativo foi estruturada para compor os Gráficos 1 e 2 da fase e Gráficos 3 e 4 do neutro.

Gráfico 1 - Coordenograma Concessionária Fase



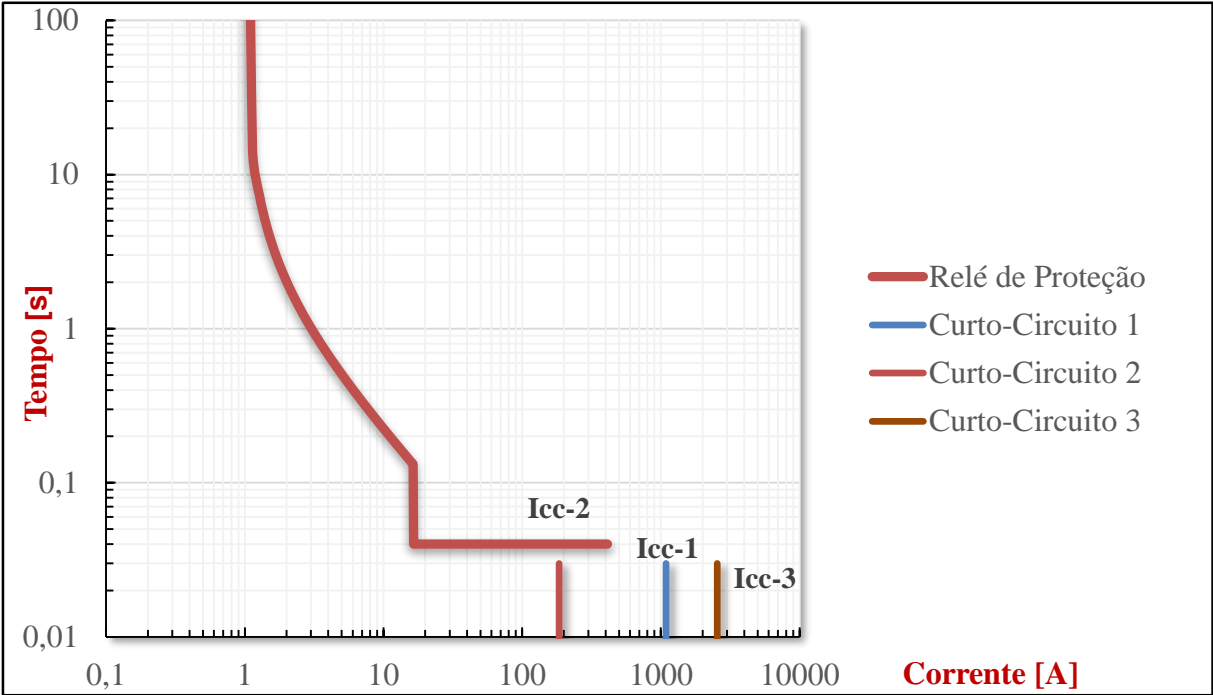
Fonte: (Próprio Autor, 2025)

Gráfico 2 - Coordenograma Cliente Fase



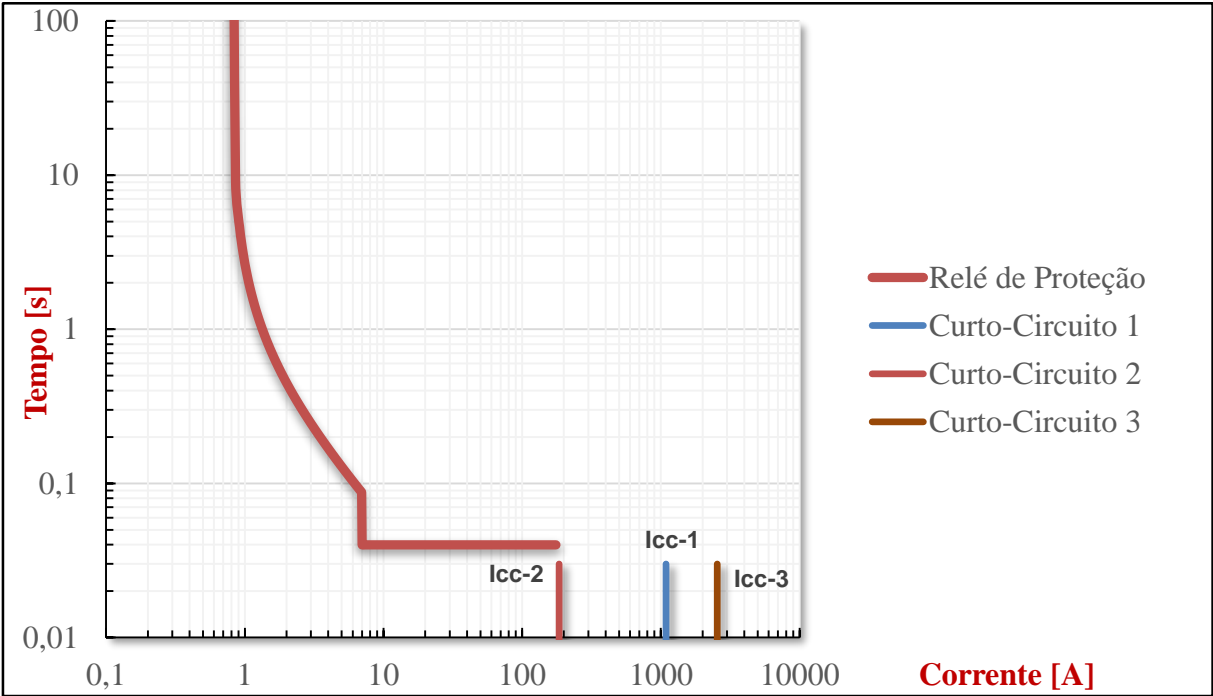
Fonte: (Próprio Autor, 2025)

Gráfico 3 - Coordenograma Concessionária Neutro



Fonte: (Próprio Autor, 2025)

Gráfico 4 - Coordenograma Cliente Neutro



Fonte: (Próprio Autor, 2025)

3.4 Cálculo e definição da seção dos condutores

O dimensionamento dos cabos de média tensão para a subestação segue uma

metodologia rigorosa, baseada em critérios de segurança e desempenho ditados pela ABNT NBR 14039. O processo envolve a análise de três critérios fundamentais e interdependentes: a capacidade de condução de corrente (ampacidade), a queda de tensão e a suportabilidade aos esforços de curto-circuito. Estes critérios são aplicados tanto ao alimentador principal, que supre a demanda total da subestação, quanto aos circuitos derivados que alimentam individualmente os transformadores.

3.4.1 Ampacidade MT

A instalação dos cabos de média tensão do circuito foi realizada segundo o método número 7 da Tabela 25 da NBR 14039, adotando-se o método de referência G para determinação da capacidade de condução de corrente (ABNT, 2003).

No método G, os cabos unipolares são instalados em eletrodutos não condutores, enquanto os cabos tripolares são alocados em eletrodutos não condutores ou metálicos, enterrados em solo com resistividade térmica de $2,5 K \cdot m/W$, a uma profundidade de $0,9 m$. Para situações em que há banco de dutos, considera-se largura de $0,3 m$ e altura de $0,3 m$, admitindo resistividade térmica do solo de $1,2 K \cdot m/W$ (ABNT, 2003).

Quando as condições reais de instalação diferem daquelas de referência previstas nas tabelas de capacidade de corrente, torna-se necessária a aplicação de fatores de correção. Esse procedimento assegura que a temperatura do condutor, em regime contínuo, não ultrapasse os limites normativos de segurança. Tais fatores contemplam situações específicas, como variação da temperatura ambiente, alteração da resistividade térmica do solo ou agrupamento de múltiplos circuitos.

No dimensionamento da seção dos cabos, destacam-se os seguintes fatores de correção:

O fator de correção de temperatura (f_t) deve ser aplicado quando as condições térmicas da instalação diferem das de referência estabelecidas norma, que considera $30^\circ C$ para instalações ao ar livre e $20^\circ C$ para cabos enterrados (ABNT, 2003).

O fator de correção da resistividade térmica do solo (f_{rts}) foi definido em conformidade com as condições de instalação. Adotando-se o método G, com cabos enterrados a $0,9 m$, e considerando a resistividade térmica de referência de $2,5 K \cdot m/W$, conforme disposto na nota 5 do item 6.2.5.1 (ABNT, 2003).

O fator de agrupamento (f_a) aplica-se em situações em que múltiplos circuitos estão dispostos em proximidade, ocasionando aquecimento mútuo. No caso em estudo, há apenas um circuito trifásico de média tensão, constituído por três cabos unipolares em

duto individuais. Assim, não há interferência térmica de outros circuitos.

Para assegurar o correto dimensionamento dos condutores, aplicam-se as seguintes expressões:

A corrente nominal do circuito é calculada pela Equação 23:

Por sua vez, a Equação 46 estabelece a capacidade de condução nominal mínima que o condutor deve apresentar, considerando os fatores de correção aplicáveis:

$$Cap. Cond. \geq In_{corr} = \frac{I_n}{f_t \cdot f_{rts} \cdot f_a} \quad (46)$$

Onde:

- *Cap. Cond.*: Capacidade de condução nominal do condutor (valor de tabela da norma), em Ampères (A);
- *In* : Corrente nominal do circuito ou de projeto, em Ampères (A);
- *Incorr* : Corrente nominal corrigida, em Ampères (A);
- *ft* : Fator de correção de temperatura, adimensional;
- *frst* : Fator de correção de resistividade térmica do solo, adimensional;
- *fa* : Fator de correção de agrupamento de circuitos, adimensional;

Com base nessa equação, foram obtidos os valores de seção mínima para os condutores considerados no projeto. Os resultados consolidados encontram-se apresentados na Tabela 21

3.4.2 Queda de Tensão

O segundo critério adotado para o dimensionamento dos cabos de média tensão consistiu na verificação da queda de tensão. Embora a NBR 14039 não estabeleça limites obrigatórios para circuitos de distribuição primária uma vez que ajustes podem ser realizados no *tap* do transformador, neste projeto definiu-se como referência um limite máximo de 1% após a medição. Esse valor foi adotado de modo a garantir maior estabilidade da tensão no ponto de entrega, preservando a qualidade do fornecimento de energia elétrica.

A verificação do atendimento a esse critério foi realizada por meio da Equação 47:

$$\Delta V(\%) = \frac{\sqrt{3} \cdot \rho \cdot I_n \cdot L \cdot 100}{S \cdot V} \quad (47)$$

Onde:

- $\Delta V(\%)$: Queda de tensão percentual;
- ρ : Resistividade do condutor $\left(Al = \frac{1}{38}; Cu = \frac{1}{58} \right)$;
- I_n : Corrente nominal do circuito;
- L : Comprimento do circuito em (m);
- S : Bitola do condutor em (mm^2) ;
- V : Tensão do circuito em (V) .

Com base nessa equação, foram obtidos os valores de seção mínima para os condutores considerados no projeto. Os resultados consolidados encontram-se apresentados na Tabela 22.

3.4.3 Condutores isolados BT

O dimensionamento dos cabos em baixa tensão deve seguir uma metodologia criteriosa, fundamentada nos requisitos técnicos e de segurança estabelecidos pela ABNT NBR 5410. O processo considera que cada circuito apresenta particularidades distintas, variando em função da potência demandada, da carga instalada e das condições de instalação. Dessa forma, a escolha da seção adequada do condutor não é uniforme para todo o sistema, mas depende da análise individual de cada circuito.

Os critérios básicos adotados para o dimensionamento em baixa tensão envolvem a verificação da capacidade de condução de corrente (ampacidade), o controle da queda de tensão dentro de limites aceitáveis e a suportabilidade térmica frente às correntes de curto-circuito. Tais critérios são aplicados tanto aos circuitos terminais, responsáveis pelo atendimento direto às cargas específicas, quanto aos circuitos principais, destinados à distribuição geral de energia elétrica. Essa abordagem assegura não apenas o atendimento à demanda de potência em cada trecho do sistema, mas também a conformidade com os padrões de segurança e desempenho estabelecidos pela norma.

3.4.3.1 Ampacidade BT

O dimensionamento da seção dos condutores em baixa tensão deve considerar a

capacidade de condução de corrente conforme as condições de instalação, aplicando os fatores de correção previstos na (ABNT, 2004).

De acordo com a Tabela 37 da referida norma, o método de instalação adotado para os cabos monofásicos foi o método *B1*, que se refere à disposição de condutores isolados ou cabos unipolares instalados em canaleta fechada embutida no piso (ABNT, 2004).

A capacidade de condução nominal obtida na tabela deve ser corrigida por fatores específicos, de modo a refletir as condições reais de operação. O primeiro ajuste é realizado pelo fator de correção de temperatura (f_t), definido na Tabela 40 da NBR 5410, que trata de situações em que a temperatura ambiente difere da condição de referência (30°C para linhas não subterrâneas e 20°C para linhas enterradas) (ABNT, 2004).

O segundo ajuste corresponde ao fator de correção por agrupamento de circuitos (f_a), determinado pela Tabela 42 da NBR 5410. Essa tabela estabelece os coeficientes aplicáveis conforme a quantidade de circuitos dispostos em um mesmo eletroduto ou canaleta. Para o presente projeto, em que foi considerado apenas um circuito no condutite. Nos circuitos principais, o mesmo critério foi aplicado, assegurando que não haja sobreposição térmica de outros circuitos.

Com base nesses fatores, a corrente corrigida do condutor (I_{cc}) é obtida pela Equação 48, a qual relaciona a capacidade de condução nominal do cabo com os fatores de correção:

$$I_{cc} = I_{cm} \cdot f_t \cdot f_a \quad (48)$$

Onde:

- I_{cc} : Corrente corrigida do condutor (A);
- I_{cm} : Corrente de condução nominal do condutor (A);
- f_t : Fator de correção de temperatura;
- f_a : Fator de correção por agrupamento de circuitos.

Com base nessa equação, foram obtidos os valores de seção mínima para os condutores considerados no projeto. Os resultados consolidados encontram-se apresentados na Tabela 25.

3.4.3.2 Queda de Tensão

Além da verificação da capacidade de condução de corrente, o dimensionamento dos cabos de baixa tensão em circuitos trifásicos deve, necessariamente, atender ao critério de queda de tensão. A ABNT NBR 5410 define limites máximos admissíveis de variação de tensão ao longo da instalação, assegurando a adequada operação dos equipamentos e a qualidade da energia fornecida. De acordo com a norma, a queda de tensão em qualquer ponto de utilização não deve ultrapassar 7%, quando calculada a partir dos terminais secundários do transformador MT/BT de propriedade da unidade consumidora ou da distribuidora, conforme o local do ponto de entrega. Para instalações cujo fornecimento ocorre em tensão secundária de distribuição, o limite é de 5%, calculados a partir do ponto de entrega. Já para sistemas alimentados por grupo gerador próprio, a queda de tensão admissível é de 7%, medida a partir dos terminais de saída do gerador (ABNT, 2004).

Para a determinação da seção mínima do condutor em função da queda de tensão, aplica-se a Equação 49:

$$S_q (mm^2) = \frac{\sqrt{3} \cdot \rho \cdot L \cdot I_n \cdot 100}{V_{linha} \cdot \Delta V(\%)} \quad (49)$$

Onde:

- $S_q (mm^2)$: Seção mínima do condutor determinada pelo critério de queda de tensão;
- ρ : Resistividade elétrica do material do condutor ($\Omega \cdot mm^2/m$), admitindo-se 1/57 para o cobre a 20°C; Comprimento do circuito (m);
- I_n : Corrente nominal de projeto (A);
- V_{linha} : Tensão nominal de linha (V);
- $\Delta V(\%)$: Queda de tensão máxima permitida no trecho analisado (%).

Com base nessa equação, foram obtidos os valores de seção mínima para os condutores considerados no projeto. Os resultados consolidados encontram-se apresentados na Tabela 26.

3.4.4 Dimensionamento pelo Critério de Curto-Circuito

Além dos métodos já apresentados, o dimensionamento da seção dos cabos MT e

BT, também foi verificado pelo critério térmico de curto-circuito. Para esse cálculo, utiliza-se a Equação 50, que relaciona a seção mínima do condutor à corrente de curto-circuito e ao tempo de eliminação da falta. Ressalta-se que esse procedimento é universal e não se diferencia entre os níveis de tensão, uma vez que o método de verificação térmica sob curto-circuito segue o mesmo princípio físico: garantir que o condutor suporte o aquecimento decorrente da falta durante o intervalo em que a proteção atua.

$$S_c (mm^2) = \frac{\sqrt{t_e} \cdot I_{cs}}{0,34 \cdot \sqrt{\frac{234 + T_f}{234 + T_i}}} \quad (50)$$

Em que:

- $S_c (mm^2)$: Seção mínima do condutor pelo critério de curto-circuito;
- t_e : Tempo de eliminação da falta (S);
- I_{cs} : Corrente simétrica de curto-circuito (A);
- T_f : Temperatura máxima de curto-circuito suportada pela isolação do condutor (°C);
- T_i : Temperatura máxima admissível do condutor em regime permanente (°C).

Com base nessa equação, foram obtidos os valores de seção mínima para os condutores considerados no projeto. Os resultados consolidados encontram-se apresentados na Tabela 23 e Tabela 27.

4 RESULTADOS E DISCUSSÃO

Este capítulo apresenta os resultados dos dimensionamentos e análises desenvolvidos neste Trabalho, estabelecendo uma análise comparativa direta com o projeto de engenharia efetivamente em implantação na unidade de saúde. A comparação utiliza como base os documentos técnicos do projeto em Implantação (Estudo de Proteção, diagramas unifilares e memoriais) e tem como objetivo validar as metodologias propostas e identificar pontos de divergência ou melhoria entre as soluções.

4.1 Comparativo: transformador de força

O primeiro ponto de análise foca no equipamento central da subestação: os transformadores de força. As duas soluções, embora partam de premissas de demanda similares, divergem na especificação final, impactando diretamente a confiabilidade, a flexibilidade de manutenção e a capacidade de expansão futura.

4.1.1 Solução Proposta

Conforme detalhado no Capítulo 3 deste trabalho, o dimensionamento partiu de uma demanda calculada de 1.906,85 kVA. Aplicando um fator de reserva técnica e expansão futura de 30 %, em linha com práticas conservadoras de engenharia para ambientes críticos, chegou-se a uma demanda projetada de 2.478,90 kVA.

Tabela 3 - Cálculo de Demanda Total

Equipamento	Demanda Total (W)	Demanda Total (VA)
Ar-Condicionado	395.569,00	470.915,48
Iluminação e TUG	147.754,20	175.897,86
Centro Cirúrgico	38.340,00	47.333,33
UTI	28.934,00	31.795,60
Raio X	80.000,00	80.000,00
Tomografia	80.000,00	80.000,00
Raio X Portátil	2.600,00	2.826,09
Bombas	204.359,80	255.449,75
IT Médico	64.840,00	67.541,67
CME	188.100,00	188.100,00
TUE	44.965,00	45.419,19
CAG	445.646,40	459.429,28
Total	1.721.108,40	1.904.708,24

Fonte: (Próprio Autor, 2025)

Para atender a esta demanda, a solução proposta optou pela instalação de dois transformadores de 1.250 kVA em paralelo, totalizando 2.500 kVA. A justificativa para esta configuração (N+1 parcial) baseia-se no aumento da confiabilidade operacional, permitindo que, em caso de falha ou manutenção de uma unidade, a outra possa suprir as cargas essenciais. Adicionalmente, foram especificados transformadores a seco em resina epóxi, alinhados aos rigorosos requisitos de segurança contra incêndio da ABNT NBR 14039 para instalações abrigadas.

4.1.2 Solução em Implantação

A solução documentada apresenta uma configuração topológica similar, também utilizando redundância, mas com especificações distintas. O projeto em implantação adota dois transformadores de 1.000 kVA cada, operando em paralelo, totalizando 2.000 kVA de potência instalada.

Com uma demanda prevista total de 1.629,30 kW e a demanda aparente da instalação real é de aproximadamente 1.906,85 kVA. Os transformadores reais especificados possuem uma impedância percentual (Z%) de 5,94 %.

4.1.3 Análise Comparativa (Transformadores)

Ambos os projetos convergem na adoção de uma configuração paralela, reconhecendo a criticidade do ambiente hospitalar. No entanto, as especificações de potência e a reserva técnica divergem significativamente, conforme consolidado nas Tabela 4 e Tabela 5.

Tabela 4 - Comparativo Técnico: Projeto Proposto

Característica	Projeto Proposto
Potência Total Instalada	2.500 kVA
Configuração	2 × 1.250kVA
Demanda Base	1.906,85 kVA (Demanda Aparente Calculada)
Fator de Reserva Adotado	30% explícito (sobre a demanda base)
Tensão Primária	13,8 kV
Tensão Secundária	380/220 V
Grupo de Ligação	Dyn1 (Primário em Delta, Secundário em Estrela com Neutro)
Comutador de Derivação (TAP)	No primário, desenergizado, com derivações em $\pm 2 \times 2,5\%$
Classe de Temperatura	155 °C (Classe F)
Ventilação	Natural (AN - <i>Air Natural</i>)

Fonte: (Próprio Autor, 2025)

Tabela 5 - Comparativo Técnico: Projeto Proposto

Característica	Projeto em Implantação
Potência Total Instalada	2.000 kVA
Configuração	2 × 1.000kVA ©
Demanda Base	1.905,85 kVA (Demanda Aparente Calculada)
Fator de Reserva Adotado	-

Fonte: (Acervo Particular, 2025)

Os resultados mais significativos da análise das Tabela 5 e Tabela 6 abrangem: Confiabilidade e Redundância (N-1), Fator de Reserva Técnica e Escalabilidade, e Especificação de Equipamentos em conformidade com a Aderência Normativa.

Inicialmente, examina-se a robustez do sistema sob o cenário de contingência N-1. O projeto proposto, ao utilizar unidades de 1.250 kVA, demonstra alta confiabilidade, garantindo o suprimento de 65% da demanda de base (1.906 kVA) mesmo com a falha de um transformador. Em contrapartida, a solução em implantação, com unidades de 1.000 kVA, apresenta um índice crítico, suprindo apenas 52% da demanda no mesmo cenário de falha, o que pode ser insuficiente para a manutenção de cargas essenciais. Verifica-se, portanto, que a solução proposta neste trabalho oferece um nível de confiabilidade N-1 25% superior ao do projeto real.

No que tange ao dimensionamento para futuras expansões, os resultados divergem acentuadamente. O projeto proposto adota um fator de reserva explícito de 30%, resultando em uma reserva técnica efetiva de 26,3% (593 kVA) sobre a demanda aparente de 1.906 kVA. Esta margem é considerada robusta e adequada para a escalabilidade da instalação. O projeto em implantação, por outro lado, opera com uma reserva técnica efetiva de apenas 4,9% (93 kVA) sobre a mesma demanda. Este resultado indica uma capacidade de expansão quase inexistente, sugerindo um provável subdimensionamento do sistema para absorver cargas futuras.

Em relação as Especificação dos Equipamentos temos no projeto o uso de transformadores a seco com encapsulamento em resina epóxi. Esta definição é um resultado direto da aplicação da NBR 14039, que estabelece diretrizes rigorosas para a segurança contra incêndio em subestações abrigadas, um requisito crítico para instalações hospitalares.

No que diz respeito ao projeto em implantação, embora o memorial descritivo do estudo de proteção analisado não apresentasse tal detalhamento técnico, a verificação *in loco* dos equipamentos instalados evidenciou a adoção de transformadores trifásicos a seco (Fabricante ITB). Dessa forma, constata-se que, na etapa executiva, a solução implantada sanou a omissão documental, garantindo a conformidade com os requisitos de segurança e mitigação de riscos de incêndio exigidos para o ambiente.

Por fim, a análise das impedâncias percentuais revelou uma divergência importante entre a documentação teórica e a realidade executiva. Enquanto o memorial de cálculo do projeto em implantação considerou uma impedância de $Z=5,00\%$, a inspeção *in loco* através da placa de identificação dos transformadores instalados (Fabricante ITB)

evidenciou uma impedância real de 5,94%.

Este valor de campo converge quase integralmente com a especificação técnica proposta neste trabalho ($Z=6,00\%$). Na prática, isso demonstra que a solução executada mitigou o risco previsto nos documentos originais: ao utilizar uma impedância de 5,94% em vez de 5,00%, o sistema instalado obteve uma limitação natural das correntes de curto-circuito na baixa tensão, reduzindo o estresse térmico e dinâmico sobre os disjuntores do QGBT, alinhando-se às premissas de segurança defendidas neste trabalho.

4.2 Comparativo: transformadores de corrente (tcs)

A especificação correta dos TCs constitui um pré-requisito fundamental para a eficácia do sistema de proteção, uma vez que um dimensionamento inadequado pode resultar em saturação magnética durante curtos-circuitos, a proteção ou em baixa sensibilidade para a detecção de correntes de sobrecarga e faltas de menor magnitude. Esta seção confronta a especificação teórica proposta com o Projeto em execução conforme a Tabela 6.

Tabela 6 - Comparativo de Dimensionamento dos TCs de Proteção

Característica	Solução Proposta	Solução em Implantação
Corrente de Carga	~ 104, 59A	~ 83, 68A
Corrente Primária do TC	125A	200A
Relação de Transformação (RTC)	25	40
Fator de Utilização (I_{carga}/I_{TC})	83,7% (Ótimo)	41,8% (Baixo)
Classe de Exatidão	10B50 (Padrão)	10B50 (Confirmado)

Fonte: (Próprio Autor, 2025)

Ao examinar as correntes nominais e os TCs selecionados, observa-se uma divergência significativa nas estratégias adotadas. O projeto em implantação, com uma corrente de carga de 83,68 A, utiliza um TC com corrente primária de 200 A. Isso representa um sobredimensionamento de aproximadamente 2,4 vezes em relação à carga. Em contrapartida, o modelo estruturado, dimensionada para uma corrente de 104,59 A, adota um TC de 125 A, mantendo uma relação muito mais ajustada à demanda real.

Consequentemente, essa disparidade na escolha da relação de transformação reflete diretamente no fator de utilização dos equipamentos. A proposta do projeto apresenta um fator de utilização de 83,7%, operando em uma região ótima da curva de magnetização, o que assegura alta precisão na leitura. Já o projeto em elaboração opera com um fator de

utilização de apenas 41,8%. Embora esta operação na metade inferior da curva seja normativamente aceitável, ela tende a reduzir a precisão para leituras de correntes mais baixas, sacrificando parte da sensibilidade imediata do sistema.

Não obstante as diferenças nas relações de transformação, verifica-se uma convergência técnica quanto à classe de exatidão. Ambas as soluções utilizam a classe 10B50, assegurando que não haverá saturação prematura do núcleo magnético em situações de curto-circuito. Isso demonstra que, apesar das diferentes filosofias de dimensionamento da corrente primária, ambos os projetos garantem a integridade da proteção contra faltas severas.

Dessa forma, a análise evidencia que a nesta proposta priorizou a precisão de leitura e a sensibilidade do sistema de proteção para a carga atual. A abordagem executada, por sua vez, ao adotar um TC superdimensionado, privilegiou a capacidade de expansão futura da subestação, aceitando como compromisso técnico uma menor sensibilidade na detecção de correntes de baixa magnitude no cenário operacional presente.

4.3 Comparativo: especificação do disjuntor MT

A especificação do disjuntor de média tensão é determinante para a segurança operacional, pois este é o dispositivo responsável pela manobra e interrupção das correntes de carga e de curto-circuito. Esta seção confronta a especificação teórica proposta com o equipamento efetivamente instalado na obra conforme as Tabela 7 e Tabela 8.

Tabela 7 - Comparativo de Especificações

Característica	Projeto Proposto
Tecnologia de Extinção	Vácuo
Corrente Nominal (I_r)	630A
Capacidade de Interrupção (I_{sc})	> 2.250 A (Ref. Concessionária)
Tensão Máxima (U_r)	15 kV / 17,5 kV

Fonte: (Próprio Autor, 2025)

Tabela 8 - Comparativo de Especificações

Característica	Projeto em Implementação
Tecnologia de Extinção	Vácuo (Modelo VD4)
Corrente Nominal (I_r)	630A
Capacidade de Interrupção (I_{sc})	> 2.250 A (Ref. Concessionária)
Tensão Máxima (U_r)	17,5 kV

Fonte: (Acervo Particular, 2025)

A comparação entre a especificação das Tabelas Tabela 7 e Tabela 8 revela uma convergência técnica plena. Ambas as soluções adotam disjuntores com tecnologia de extinção a vácuo, escolha que se justifica pela maior vida útil e menor necessidade de manutenção em comparação às tecnologias a óleo ou SF6. A tensão nominal de 17,5 kV também se mostrou alinhada, adequada para a operação da rede em 13,8 kV

No que tange às grandezas de corrente, verificou-se a padronização do *frame* de 630 A em ambos os casos. Este valor de corrente nominal, típico de mercado para esta classe de tensão, atende com ampla folga a corrente de carga calculada (104 A).

Destaca-se, por fim, a robustez do equipamento instalado quanto à segurança. Com uma capacidade de interrupção (I_{sc}) de 16 kA, o disjuntor real supera em sete vezes a corrente de curto-circuito máxima calculada para o ponto (2.550 A). Essa margem de segurança extrema valida a adequação do componente para suportar severas condições de falha sem comprometimento da instalação.

4.4 Comparativo: disjuntor de baixa tensão (bt)

O disjuntor geral de baixa tensão é o primeiro dispositivo de proteção a jusante do transformador, responsável pela proteção do QGBT e pela seletividade com os alimentadores dos quadros parciais. Esta seção confronta a especificação teórica proposta com o Projeto em execução conforme Tabela 9.

Tabela 9 - Comparativo de Dimensionamento do Disjuntor de BT

Característica	Solução Proposta	Solução em Implantação
Base de Potência	1.250 kVA	1.000 kVA
Corrente de Carga (I_n)	~ 1.900 A	1.520 A
Disjuntor Especificado	2.000 A / 2.500 A	1.600 A
Nível de CurtoCircuito	~ 31, 7kA	~ 25, 6kA ($Z = 5, 94\%$)
Expansibilidade	Alta	Limitada

Fonte: (Próprio Autor, 2025)

A análise comparativa das especificações dos disjuntores BT evidencia que as divergências dimensionais encontradas são reflexos diretos das decisões estratégicas adotadas quanto à potência dos transformadores em cada projeto.

No que tange ao dimensionamento pela carga nominal, verifica-se que no projeto proposto, a utilização de transformadores de 1.250 kVA implica uma corrente estimada em

1.900 A. Para atender a essa demanda com segurança, especificou-se o uso de disjuntores com corrente nominal entre 2.000 A e 2.500 A. Em contrapartida, o projeto em fase de implementação, fundamentado em unidades de 1.000 kVA, opera com uma corrente de carga de aproximadamente 1.520 A, permitindo a adoção de disjuntores de 1.600 A. Ambas as soluções demonstram coerência técnica em relação às suas respectivas cargas; contudo, observa-se que o projeto real obteve uma otimização econômica ao utilizar um *frame* menor (1.600 A), que é significativamente mais compacto e de menor custo em comparação aos modelos de maior capacidade propostos pelo projeto de pesquisa.

Paralelamente à definição da corrente nominal, analisou-se o aspecto da suportabilidade a faltas. Neste quesito, o projeto em execução tem uma vantagem operacional decorrente das características construtivas dos transformadores adquiridos. A impedância real de 5,94% resultou em um nível de curto-circuito de aproximadamente 25,6 kA, valor inferior aos 31,7 kA estimados na proposta deste trabalho. Esta redução na corrente de falha alivia consideravelmente o esforço térmico e dinâmico sobre o disjuntor de 1.600 A, contribuindo potencialmente para a extensão de sua vida útil operacional.

Entretanto, apesar da adequação técnica aos parâmetros atuais, a principal distinção qualitativa entre as propostas reside na capacidade de expansão. A solução adotada no projeto real apresenta limitações severas, uma vez que o disjuntor de 1.600 A opera com margem exígua em relação à corrente nominal do transformador (1.520 A), inviabilizando repotenciações significativas. Divergentemente, a especificação do trabalho acadêmico (2.000 A / 2.500 A) oferece alta expansibilidade, permitindo aumentos de carga ou a substituição futura dos transformadores sem a necessidade de obsolescência prematura do quadro de distribuição.

Em suma, conclui-se que o dimensionamento do projeto em realização privilegia a otimização do custo inicial para a carga atual. A proposta deste trabalho, embora mais onerosa, consolida uma infraestrutura preparada para absorver a reserva técnica de 30% e futuras ampliações, alinhando-se à filosofia de robustez e confiabilidade sistêmica defendida desde o dimensionamento da Média Tensão.

4.5 Comparativo: níveis de curto-circuito

A determinação precisa das correntes de curto-circuito é a base para todo o estudo de proteção e seletividade. Esta análise compara os valores calculados com os valores adotados no memorial de cálculo do projeto em implantação. A metodologia neste projeto,

detalhada na Página 48 , utilizou os dados de curto-circuito fornecidos pela concessionária como ponto de partida.

A partir deles, foram modeladas as impedâncias dos cabos de entrada e dos transformadores (2x 1.250 kVA, Z=6,0%) para calcular os níveis de falta nos pontos internos da subestação. A comparação dos valores nominais de curto-circuito no ponto de entrega revela uma divergência fundamental, enquanto os cálculos a jusante (internos) mostram consistência, como detalhado na Tabela 10 e Tabela 11 .

Tabela 10 - Comparativo Técnico: Projeto Proposto

Ponto de Análise	Projeto Proposto
CC Trifásico (Ponto de Conexão)	2.250,7 A
CC Bifásico (Ponto de Conexão)	1.949, 1 A
CC Fase-Terra Máx (Ponto de Conexão)	1.091, 4 A
CC Fase-Terra Min (40)	184,6 A
CC Trifásico (Refletido da BT)	660, 7 A

Fonte: (Próprio Autor, 2025)

Tabela 11 - Comparativo Técnico: Projeto em Implantação

Ponto de Análise	Projeto em Implantação
CC Trifásico (Ponto de Conexão)	2.550,7 A
CC Bifásico (Ponto de Conexão)	1.949, 1 A
CC Fase-Terra Máx (Ponto de Conexão)	1.091, 4 A
CC Fase-Terra Min (40)	184,6 A
CC Trifásico (Refletido da BT)	630, 3 A

Fonte: (Acervo Particular, 2025)

A análise dos níveis de curto-circuito no Ponto de Conexão revelou uma importante divergência documental. O memorial descritivo do projeto em implantação apresenta um valor de corrente de CC trifásico 13,3% superior ao sistema projetado. Contudo, o dado adotado na presente proposta (2.250,7 A) é o valor corroborado pela carta oficial da concessionária. Esta evidência sugere um provável erro tipográfico no memorial do projeto real, o qual, presume-se, não foi transposto para os cálculos subsequentes de proteção.

Essa presunção é reforçada pela constatação de que os valores de CC bifásico, CC fase-terra máximo e CC fase-terra mínimo são idênticos em ambos os estudos. Isso confirma que, apesar da inconsistência documental no valor trifásico, as duas análises partiram do mesmo conjunto de dados fornecidos pela concessionária.

Ao analisar o CC trifásico refletido na Baixa Tensão (BT), os valores mostram-se consistentes. A diferença identificada, de aproximadamente 5% (30 A), é uma

consequência direta e esperada das especificações distintas dos transformadores ($1.250 \text{ kVA} / Z = 6,00\%$ *vs.* $1.000 \text{ kVA} / Z = 5,94\%$ no projeto real), validando a coerência dos cálculos em ambos os cenários.

4.6 Comparativo: coordenação e seletividade da proteção

4.6.1 Disjuntor Geral com a concessionária

A coordenação e seletividade da proteção é o elemento mais crítico para garantir a confiabilidade de uma subestação hospitalar, assegurando que uma falha interna seja isolada o mais rápido possível e apenas pelo dispositivo mais próximo, sem causar um desligamento generalizado pela proteção da concessionária.

Esta seção compara os ajustes de proteção propostos com os ajustes efetivamente implementados, analisando a aderência à seletividade cronométrica (tempo) e amperimétrica (corrente). A comparação direta dos parâmetros revela divergências metodológicas significativas que impactam diretamente a segurança e a confiabilidade do sistema, como detalhado nas Tabela 12 e Tabela 13.

Tabela 12 - Comparativo de Ajustes da Proteção de FASE (ANSI 50/51)

Parâmetro	Projeto Proposto
<i>Pickup (Tap)</i> Temporizado (51)	135,0 A
Curva	IEC MI
<i>Dial</i> (dt) Temporizado (51)	0,07 s
<i>Pickup</i> Instantâneo (50)	1.000 A

Fonte: (Próprio Autor, 2025)

Tabela 13 - Comparativo de Ajustes da Proteção de FASE (ANSI 50/51)

Parâmetro	Projeto em Implantação
<i>Pickup (Tap)</i> Temporizado (51)	88,0 A
Curva	IEC MI
<i>Dial</i> (dt) Temporizado (51)	0,3 s
<i>Pickup</i> Instantâneo (50)	508,0 A

Fonte: (Acervo Particular, 2025)

Na análise que tange ao *pickup (Tap)* da função temporizada (51) das Tabela 12 e Tabela 13, o projeto em Implantação opera com um ajuste mais sensível. A metodologia da proposta desenvolvida, em contraste, definiu o *pickup* em um nível superior à corrente de sobrecarga calculada, visando maior robustez operacional. Ambos os estudos, contudo,

utilizaram a mesma família de curvas de atuação.

A divergência mais crítica foi encontrada no *Dial* (temporização). O ajuste proposto (*Dial* 0,34) resulta em um Intervalo de Tempo de Coordenação (CTI) de aproximadamente 0,3 segundos em relação à proteção da concessionária. Este valor é considerado seguro e adequado para garantir a seletividade. Inversamente, o projeto em Implantação (*Dial* 0,3) apresenta um CTI de apenas 0,04 segundos. Este intervalo é tecnicamente inseguro e compromete a coordenação, aumentando o risco de desligamentos desnecessários da unidade consumidora por falhas na rede externa.

A análise da função instantânea (50) das Tabela 12 e Tabela 13 revelou um grave risco operacional no projeto em implantação. Este trabalho realizou o cálculo da corrente de magnetização (*Inrush*), estimada em 887,6 A, e ajustou o *pickup* instantâneo acima deste valor (1.000 A), assegurando que o disjuntor não atue durante a energização normal dos transformadores.

Em contrapartida, na Tabela 13, definiu-se o *pickup* instantâneo em 508 A. Este valor é significativamente inferior à corrente de *Inrush* esperada para transformadores desta classe (estimada em 770,54 A, considerando o transformador de 1.000 kVA). Este resultado indica um elevado risco de atuação (*trip*) do disjuntor geral durante o processo normal de energização dos transformadores, podendo causar interrupções desnecessárias na operação da unidade de saúde.

Tabela 14 - Comparativo de Ajustes da Proteção de NEUTRO (ANSI 50/51)

Parâmetro	Projeto Proposto
<i>Pickup</i> (<i>Tap</i>) Temporizado (51)	20,0 A
Curva	IEC MI
<i>Dial</i> (dt) Temporizado (51)	0,05 s
<i>Pickup</i> Instantâneo (50)	175,0 A

Fonte: (Próprio Autor, 2025)

Tabela 15 - Comparativo de Ajustes da Proteção de NEUTRO (ANSI 50/51)

Parâmetro	Projeto em Implantação
<i>Pickup</i> (<i>Tap</i>) Temporizado (51)	26,0 A
Curva	IEC MI
<i>Dial</i> (dt) Temporizado (51)	0,15
<i>Pickup</i> Instantâneo (50)	168,0 A

Fonte: (Acervo Particular, 2025)

Inicialmente, a análise da proteção de neutro temporizada (51N), conforme detalhado nas Tabela 14 e Tabela 15, indicou uma convergência nos critérios de sensibilidade. Os *pickups* adotados são próximos 20,0 A na proposta deste trabalho contra 26,0 A no projeto em implantação, estando ambos configurados para alta sensibilidade a desequilíbrios de carga. Adicionalmente, verificou-se que a mesma família de curva (IEC MI) foi utilizada em ambos os cenários, estabelecendo uma base comum de comparação.

Contudo, uma análise minuciosa da documentação do projeto em implantação revelou uma contradição explícita entre a memória de cálculo e o coordenograma apresentado. Enquanto a memória de cálculo seleciona explicitamente um *Dial* de 0,15 (MI), a tabela do gráfico lista um ajuste de 0,3. Tecnicamente, se o projetista tivesse efetivamente aplicado o *Dial* 0,3 contra o ajuste de 0,15 da concessionária, a proteção do cliente seria mais lenta que a da rede, fazendo com que a concessionária desligasse antes do cliente em um curto-circuito, violando o princípio básico da seletividade. Diante dessa incongruência, conclui-se que o valor 0,3 na tabela gráfica trata-se de um erro de digitação. Portanto, para fins desta comparação técnica, assumiu-se o valor de 0,15 (constante na memória de cálculo) como o intencional.

Entretanto, mesmo considerando o ajuste corrigido de *Dial* 0,15 para o projeto real, observa-se um risco crítico de colisão de curvas. Ao igualar o ajuste temporal da concessionária (0,15), cria-se uma condição de competição entre os relés. Em falhas onde a corrente não atinge o disparo instantâneo, o Intervalo de Tempo de Coordenação (CTI) torna-se nulo. Fatores como o tempo de processamento do relé e o tempo mecânico de abertura do disjuntor podem levar à atuação simultânea ou até indevida da proteção da concessionária. Em contrapartida, nesta proposta demonstra superioridade técnica ao definir o *Dial* em 0,05. Este ajuste assegura uma atuação significativamente mais rápida que a do alimentador, garantindo o CTI necessário para isolar a falha exclusivamente na subestação do consumidor.

Essa diferença de parametrização reflete-se diretamente na segurança operacional. Para uma falta de referência de 500 A, a proposta deste trabalho atua em 0,028 s, enquanto a solução do projeto real atuaria em 0,22 s. A solução acadêmica corrige, portanto, a lentidão e a margem de risco observadas no projeto executivo, proporcionando uma proteção quase instantânea para a instalação hospitalar.

Por fim, no que tange à proteção instantânea de neutro (50N), os resultados mostraram-se consistentes e tecnicamente adequados em ambas as abordagens. Constatou-se que ambos os estudos ajustaram corretamente o *pickup* instantâneo abaixo do valor da

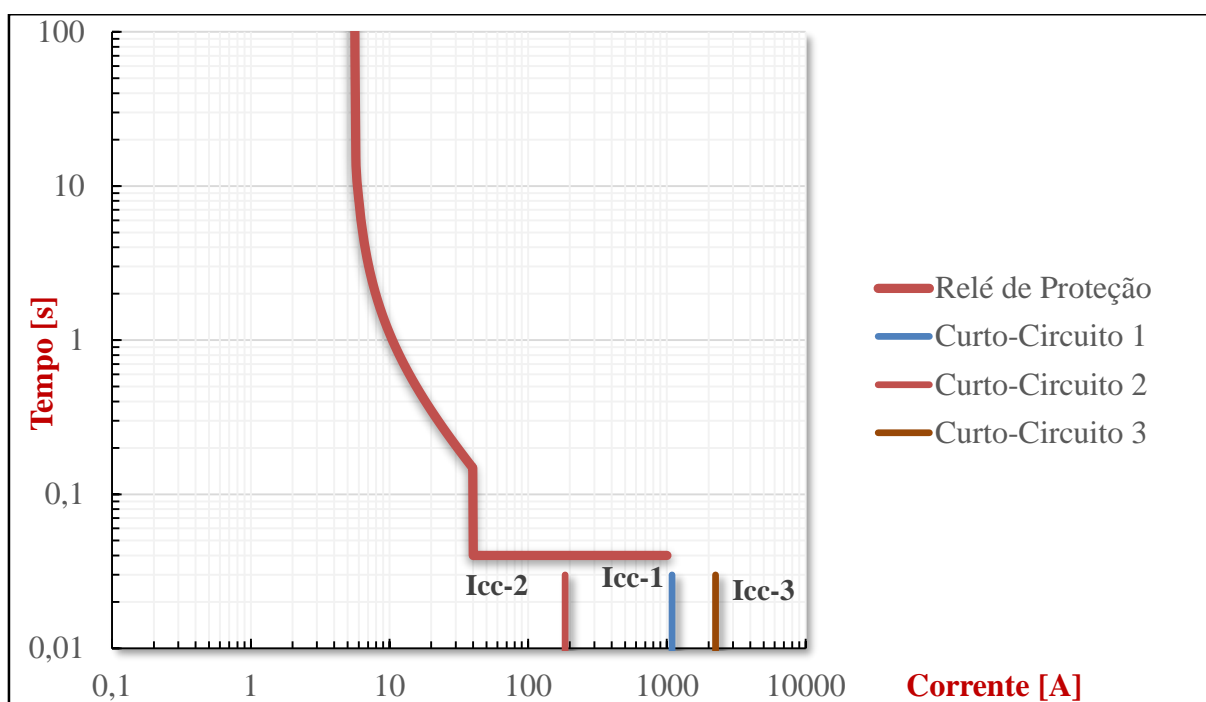
corrente de falta mínima (184,6 A), assegurando a atuação rápida da proteção para curtos-circuitos francos internos ao barramento.

4.7 Coordenograma: planejado vs executado

4.7.1 Coordenograma de FASE

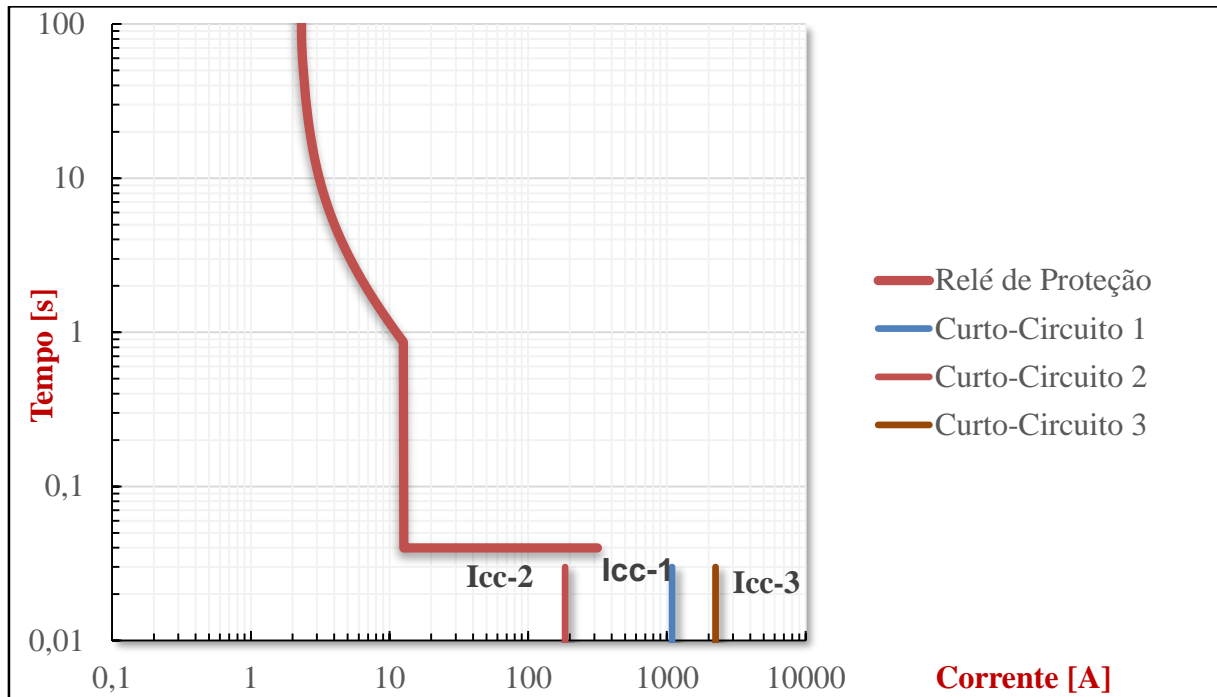
O coordenograma dos Gráficos 5 e 6 ilustra a atuação do relé de proteção frente a correntes de Falta da Tabela 16. A curva apresentada (Função 51) possui uma característica inversa, ou seja, quanto maior a corrente de defeito, menor o tempo de atuação do dispositivo, até atingir o ponto de corte instantâneo (Função 50)

Gráfico 5 - Coordenograma Planejado Fase



Fonte: (Próprio Autor, 2025)

Gráfico 6 - Coordenograma Executado Fase



Fonte: (Próprio Autor, 2025)

Tabela 16 - Correntes de Falta

Curto-Circuito

I_{cc3}	2.550, 70
I_{cc2}	184,67
I_{cc1}	1.091, 40

Fonte: (Próprio Autor, 2025)

A seletividade amperimétrica é validada pela definição dos *pickups* instantâneos (unidade 50). O relé do projeto proposto foi ajustado para 40,0 A secundários que, considerando a Relação de Transformação de Corrente (RTC) de 25 (TC 125/5 A), equivale a uma corrente de atuação primária de 1.000 A. Esta parametrização visa superar a corrente de *inrush* calculada, evitando disparos indevidos na energização.

Em contrapartida, o ajuste instantâneo do projeto em implementação é de 12,7 A secundários, que, com um RTC de 40 (TC 200/5 A), corresponde a uma corrente primária de 508 A. Comparativamente, o ajuste desse projeto é consideravelmente mais baixo,

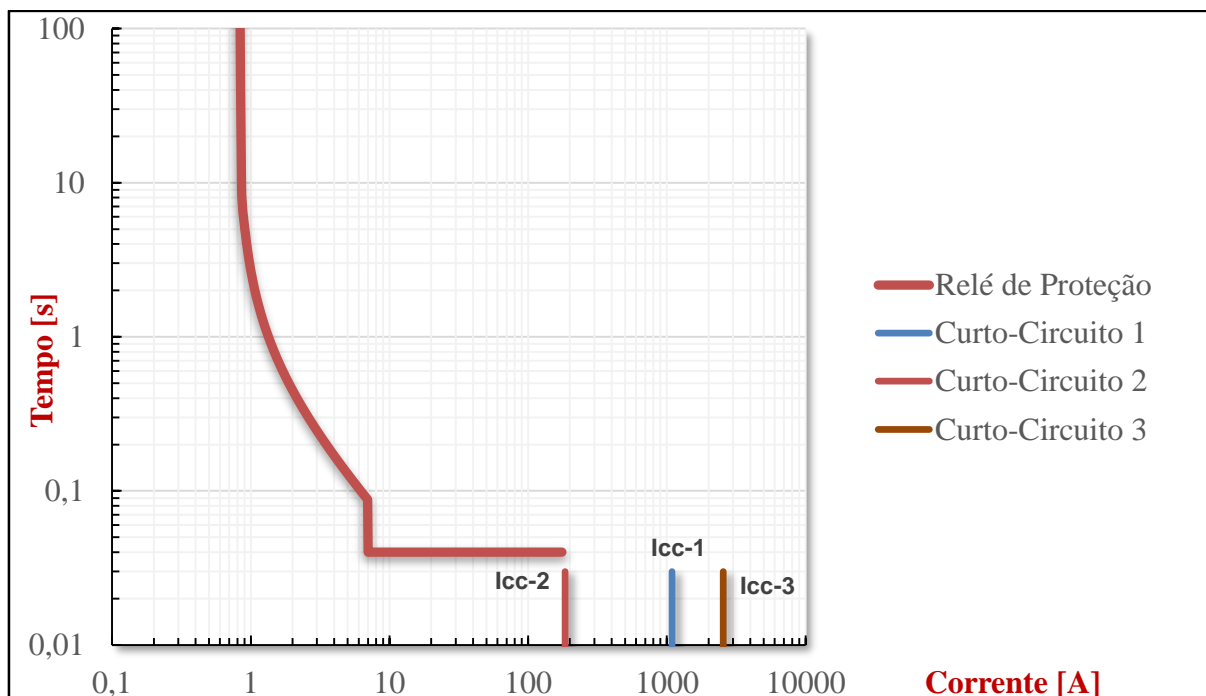
situando-se na faixa de risco de atuação por *inrush*, conforme detalhado na seção terciária 4.6.1, diferindo da estratégia de robustez adotada no trabalho.

No que tange à proteção temporizada (unidade 51), responsável pela seletividade cronométrica, adotou nesta pesquisa um *Dial* de tempo ágil de 0,07, posicionando a curva mais abaixo no gráfico para garantir rapidez na eliminação de faltas. Já no projeto configurou um *Dial* de 0,30, deslocando a curva para cima. Isso resulta em uma proteção significativamente mais lenta, que submete os equipamentos a um maior estresse térmico durante a permanência do defeito, em troca de uma margem de tempo mais larga em relação às proteções a jusante.

4.7.2 Coordenograma de Neutro

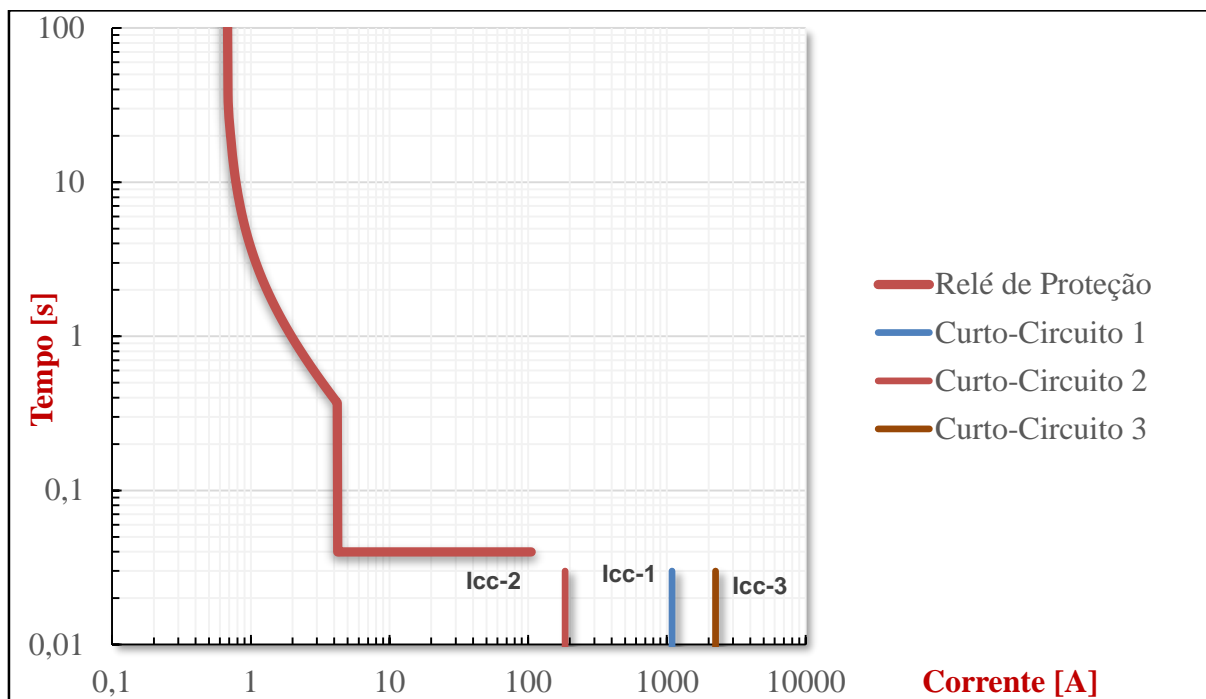
O coordenograma de neutro é vital para a segurança, pois protege o sistema contra faltas à terra, que representam a maioria das ocorrências em redes de distribuição. A análise gráfica das curvas dos Gráficos 7 e 8 da proteção contra curtos-circuitos da Tabela 16 evidencia estratégias de proteção diametralmente opostas entre a proposta acadêmica e o projeto executado.

Gráfico 7 - Coordenograma Planejado Neutro



Fonte: (Próprio Autor, 2025)

Gráfico 8 - Coordenograma Executado Neutro



Fonte: (Próprio Autor, 2025)

A seletividade amperimétrica para faltas de alta intensidade é definida pela unidade instantânea (50N). Neste estudo, o ajuste foi definido em 7,0 A secundários, resultando em uma corrente primária de 175 A (RTC 25). Este valor foi calculado para ser inferior à corrente de curto-circuito monofásico mínimo (≈ 184 A), garantindo que mesmo a falta à terra mais leve seja eliminada instantaneamente.

Em contraste, a abordagem executada adotou um ajuste instantâneo de 4,2 A secundários ,conforme o Gráfico 9, o que, com um RTC de 40, corresponde a 168 A primários. Embora tecnicamente correto, visto que também se encontra abaixo da falta mínima, a diferença reside na coordenação cronométrica.

O ponto crítico da análise recai sobre a proteção temporizada (unidade 51N). Nesta análise configurou um *Dial* de Tempo extremamente ágil de 0,05 (Curva IEC-MI), posicionando a curva de atuação na região inferior do gráfico (tempo $\approx 0,08$ s para faltas francas). Isso garante um Intervalo de Tempo de Coordenação (CTI) robusto em relação à proteção de retaguarda da concessionária.

Já o projeto aplicado em campo configurou um *Dial* de 0,15, elevando a curva no gráfico para tempos de atuação superiores a 0,49 s. Esta configuração gera dois problemas graves visíveis no coordenograma:

- Lentidão: O sistema permanece sob falta por um tempo 3 a 4 vezes maior do

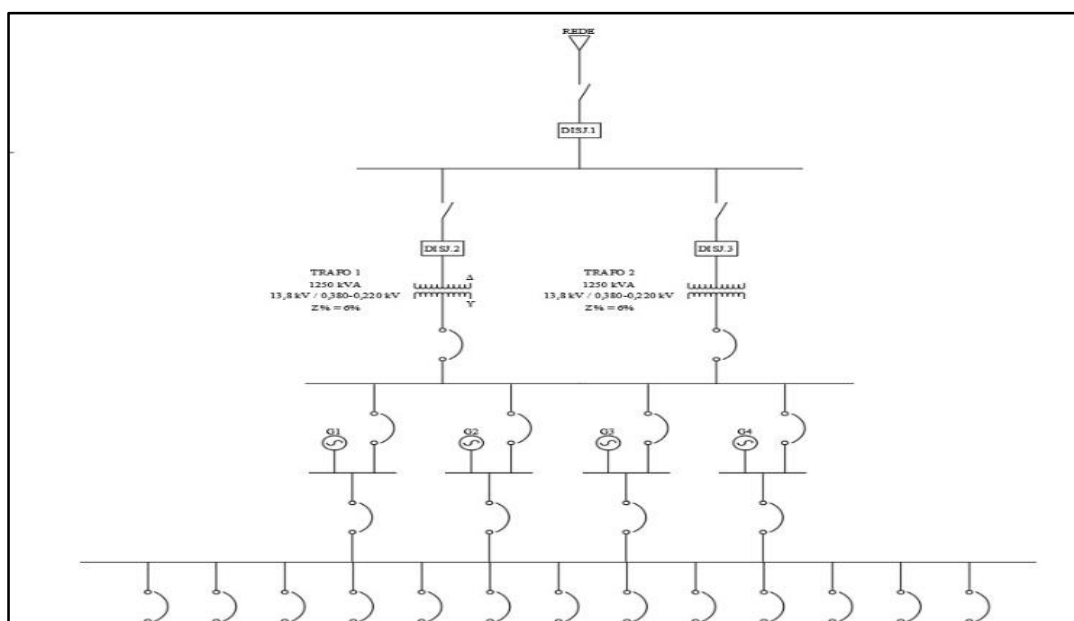
que o necessário.

- Risco de Seletividade: A curva do cliente (*Dial* 0,15) cruza ou se sobrepõe perigosamente à curva da concessionária, que possui *Dial* 0,15 conforme no Anexo A e B da Página 117, violando o princípio básico da coordenação: a proteção a jusante (cliente) deve ser sempre mais rápida que a de montante (concessionária).

4.7.3 Disjuntor Geral e os Disjuntores Secundários

A coordenação seletiva interna, definida como a capacidade do sistema de isolar falhas nos alimentadores individuais dos transformadores (DJG-02 ou DJG-03) sem ocasionar o desarme do disjuntor geral de entrada (DJG-01) conforme a Figura 11, apresentou-se como um desafio técnico de elevada complexidade na proposta deste trabalho. Tendo em vista a opção por um ajuste rápido no disjuntor de entrada (*Dial* de Fase 0,07, resultando em um tempo de atuação de 0,063 s), tornou-se imperativo realizar um cálculo cronométrico detalhado para parametrizar os disjuntores a jusante. A solução desenvolvida definiu um ajuste específico de *Dial* de Fase de 0,00846 para os alimentadores dos transformadores. A disparidade numérica entre este valor e o *dial* do geral, aliada à diferença natural entre as correntes de *pickup* (67,5 A versus 135 A), garantiu matematicamente a seletividade, assegurando um tempo de limpeza de falta interna na ordem de 0,013 s.

Figura 11 - Diagrama Unifilar



Fonte: (Próprio Autor, 2025)

Em contrapartida, a análise documental do Estudo de Proteção do projeto em implantação limitou-se a detalhar a parametrização do Relé Geral, inexistindo cálculos ou ajustes para relés específicos nos ramais dos transformadores. Essa ausência de dados sugere que a proteção individual das unidades de 1.000 kVA é realizada provavelmente por chaves fusíveis limitadoras, padrão comum para essa potência, ou que o sistema se apoia na margem temporal do disjuntor geral. O ajuste conservador adotado no projeto real (*Dial* 0,30), que resulta em tempos de atuação superiores a 0,30 s, cria propositalmente uma janela de tempo extensa. Essa estratégia, embora simplifique a coordenação com dispositivos a jusante mais lentos, dispensa o refinamento da cronometria interna em detrimento da velocidade de proteção.

Portanto o projeto executivo prioriza margens de tempo largas, aceitando uma maior exposição do sistema à corrente de falta, a proposta acadêmica, fundamentada no uso de relés microprocessados em cascata, demonstra superioridade técnica. A capacidade de isolar falhas nos transformadores em tempos drasticamente menores (~0,013 s contra > 0,30 s) reduz significativamente o estresse térmico e dinâmico sobre os equipamentos, minimiza o risco de danos severos por arco elétrico e permite um restabelecimento operacional mais ágil, sem a necessidade de substituição física de elementos fusíveis.

4.8 Comparativo: especificação da chave seccionadora de média tensão

A chave seccionadora de média tensão é um componente fundamental para a segurança operacional da subestação, garantindo o isolamento galvânico do disjuntor de potência (DJG-01) e permitindo intervenções de manutenção com o circuito totalmente desenergizado. Ao confrontar a especificação teórica proposta com o projeto em execução, observa-se na Tabela 17.

Tabela 17 - Comparativo de Especificação da Chave Seccionadora de MT

Característica	Solução Proposta	Solução em Implantação
Classe de Tensão	15 kV	15 kV
Corrente de Carga (I_n)	~ 104,59 A	~ 83,68 A
Corrente Nominal da Chave	630 A	630 A
Capacidade de Curto-Circuito (1s)	≥ 16 kA	≥ 16 kA
Operação	A vazio	A vazio
Recurso de Aterramento	Sim	Sim

Fonte: (Acervo Particular, 2025)

Conforme a Tabela 17 temos :

Ao analisar as correntes nominais envolvidas, verifica-se que, para o sistema de 2.000 kVA ,corrente de carga de 83,68 A, o projeto em implantação adotou um *frame* comercial de 630 A. De maneira análoga, a proposta deste trabalho, dimensionada para uma demanda de 104,59 A, também especificou chaves de 630 A. Essa convergência para o padrão de 630 A, em detrimento do mínimo de 400 A, denota uma opção comum em projetos modernos visando a padronização de componentes e o asseguramento de maior robustez térmica aos barramentos e contatos.

No tocante à suportabilidade a curtos-circuitos, observa-se que ambas as especificações superam com ampla margem os requisitos da rede. Considerando que a corrente de curto-circuito (I_{cc}) fornecida pela concessionária é de apenas 2,25 kA, os equipamentos selecionados possuem suportabilidade padrão de 16 kA ou superior. Este sobredimensionamento da capacidade de ruptura dinâmica garante que a chave manterá sua integridade estrutural mesmo diante de faltas severas, validando a segurança das escolhas técnicas em ambos os cenários.

Adicionalmente, sob a ótica da segurança funcional, identifica-se um alinhamento rigoroso nas características operacionais. O projeto em implantação utiliza soluções integradas aos cubículos de manobra ,a exemplo do padrão ABB VD4, que contemplam chaves seccionadoras tripolares operadas a vazio com lâminas de aterramento incorporadas. Da mesma forma, a alternativa desenvolvida previu explicitamente o uso de chaves com acionamento mecânico e sistema de aterramento de segurança. Essa paridade é essencial, pois a funcionalidade de aterramento do barramento é mandatória para a proteção das equipes de manutenção durante intervenções no disjuntor.

Em síntese, a análise deste tópico demonstra uma convergência completa nas especificações críticas entre a proposta acadêmica e a solução executiva. A decisão conjunta de especificar componentes de 630 A, aliada à exigência de recursos de aterramento integrado, reforça que a metodologia de dimensionamento está em plena sintonia com as práticas de engenharia de alta confiabilidade aplicadas em infraestruturas hospitalares.

4.9 Comparativo de especificação de muflas/terminações

A metodologia de dimensionamento priorizou a máxima confiabilidade e

durabilidade dos componentes frente a ambientes agressivos. Conforme detalhado nas especificações da Tabela 18.

Tabela 18 - Comparativo de Especificação de Muflas

Característica	Solução Proposta	Solução em Implantação
Material do Isolamento	Polimérico (Silicone/EPDM)	Polimérico
Tecnologia	Contrátil a Frio / Termocontrátil	Polimérico (Implícito: Contrátil)
Classe (V)	15 kV A	15 kV
Tipo de Instalação	Uso Interno	Uso Interno
Configuração	Unipolar	Unipolar

Fonte: (Acervo Particular, 2025)

A metodologia de dimensionamento adotada pautou-se rigorosamente nos requisitos da norma ABNT NBR 14039 para instalações de média tensão abrigadas. A especificação técnica conforme a Tabela 18 definiu a utilização de terminações poliméricas, do tipo contrátil a frio ou termocontrátil, para uso interno. A escolha por esta tecnologia visou garantir o controle eficiente do campo elétrico na extremidade do cabo, a vedação hermética contra umidade e a facilidade de instalação em espaços confinados, característica típica dos cubículos de média tensão. A classe de tensão especificada foi de 15 kV, assegurando a compatibilidade e a margem de segurança dielétrica necessária para a tensão nominal do sistema de 13,8 kV.

Paralelamente, a análise detalhada do diagrama unifilar e das notas de projeto do sistema em implantação revela a especificação de Terminal Mufla Polimérico, unipolar, classe 15 kV, também para uso interno. A documentação técnica do projeto real detalha a aplicação destas terminações tanto para a transição entre a rede aérea e a subterrânea quanto para a conexão aos equipamentos dentro da subestação abrigada, confirmando a padronização do uso de polímeros para isolamento e controle de campo, em alinhamento com as práticas modernas de distribuição.

Ao confrontar as características construtivas, observa-se uma convergência técnica plena entre as soluções. Ambas abandonam tecnologias obsoletas, como porcelana ou óleo, em favor de materiais poliméricos (Silicone/EPDM). Esta opção técnica é justificada pelo desempenho superior em ambientes abrigados e pelo menor risco de falha explosiva. Além disso, a preferência por configurações unipolares em ambos os projetos facilita o manuseio e a montagem dentro dos painéis, otimizando o arranjo físico em espaços restritos.

Em suma, a especificação da mufla no projeto do hospital valida integralmente a proposta deste trabalho. A adoção de terminações poliméricas unipolares de 15 kV para

uso interno consolida-se como a solução técnica padrão para subestações abrigadas, garantindo a confiabilidade da conexão elétrica e a segurança operacional. A coincidência nas especificações reforça que o dimensionamento acadêmico realizado está perfeitamente alinhado com as práticas executivas de engenharia aplicadas em infraestruturas críticas de saúde.

4.10 Comparativo: para-raios de média tensão

Os para-raios de média tensão desempenham o papel vital de proteção primária contra surtos de tensão, sejam eles de origem atmosférica ou decorrentes de manobras na rede. Sua correta especificação é determinante para a preservação da vida útil dos transformadores e da integridade da isolamento dos demais componentes da subestação. As especificações do para-raio se encontra na Tabela 19 .

Tabela 19 - Comparativo de Especificação do Para-Raio

Característica	Solução Proposta	Solução em Implantação
Elemento Ativo	Óxido de Zinco (ZnO)	Óxido de Zinco (ZnO)
Invólucro	Polimérico (Silicone)	Polimérico
Configuração	Sem Centelhador	Sem Centelhador
Dispositivo de Desconexão	Desligador Automático	Desligador Automático
Capacidade de Descarga	10 kA	10 kA

Fonte: (Acervo Particular, 2025)

A solução proposta na Tabela 19 contemplou a utilização de para-raios de Óxido de Zinco (ZnO), do tipo sem centelhador, com invólucro polimérico em borracha de silicone. A escolha por essa tecnologia visou garantir uma resposta rápida com característica não linear ideal para o corte de sobretensões, além de oferecer vantagens como hidrofobicidade e segurança contra estilhaçamento explosivo.

Em perfeita consonância com essa abordagem, a análise das notas de projeto constantes no diagrama unifilar da subestação em implantação confirma a adoção de especificações idênticas. O documento técnico descreve o equipamento como Pararaios de Óxido de Zinco, Polimérico, sem centelhador, com desligador automático, dimensionado para 13,8 kV e com capacidade de descarga de 10 kA. Esta descrição indica que o projeto executivo seguiu rigorosamente os padrões de homologação da concessionária local, alinhando-se ao estado da arte em proteção para média tensão e abandonando tecnologias obsoletas, como o carbeto de silício ou invólucros de porcelana.

A análise comparativa detalhada das características construtivas revela, portanto, uma convergência técnica absoluta entre as duas soluções. Ambas as abordagens priorizaram a segurança operacional ao adotar invólucros poliméricos, que eliminam o risco de explosão em ambientes abrigados, e a inclusão obrigatória do desligador automático, acessório essencial que permite a identificação visual e o isolamento de um componente danificado, evitando curtos-circuitos permanentes no barramento. Além disso, a capacidade de descarga nominal de 10 kA, presente em ambos os projetos, atende ao padrão normativo IEC 60099-4 para a classe de distribuição pesada.

Conclui-se, assim, que a total coincidência entre as especificações valida a pertinência técnica da proposta acadêmica. A escolha mútua por para-raios poliméricos de óxido de zinco demonstra um compromisso compartilhado com a confiabilidade operacional e a proteção eficaz dos ativos da subestação, atendendo plenamente tanto aos requisitos de segurança quanto às exigências normativas da concessionária de energia.

4.11 Comparativo de especificação de isoladores

Os isoladores desempenham função dupla nas subestações: garantem o isolamento elétrico entre fases e terra e fornecem sustentação mecânica aos barramentos e cabos, suportando os esforços eletrodinâmicos durante curtos-circuitos. Dessa forma, os isoladores foram definidos conforme a Tabela 20.

Tabela 20 - Comparativo de Especificação dos isoladores

Característica	Solução Proposta	Solução em Implantação
Interno (Barramentos MT)	Resina Epóxi	Óxido de Resina Epóxi
Externo (Rede de Entrada)	Não detalhado (Foco na SE Abrigada)	Polimérico / Porcelana
Baixa Tensão (BEP)	Não detalhado	Epóxi

Fonte: (Acervo Particular, 2025)

No que tange aos componentes internos da subestação abrigada, a especificação técnica proposta concentrou-se nos isoladores de suporte do tipo pedestal, fabricados em resina epóxi com carga mineral. Esta escolha tecnológica foi motivada pela elevada rigidez dielétrica do material e sua excelente resistência mecânica à tração e flexão, características ideais para montagens compactas em espaços confinados.

Ao confrontar essa proposta com o projeto em implantação da Tabela 20, verifica-se um pleno alinhamento técnico. A utilização de painéis blindados modernos no projeto

real (equipados com disjuntores ABB VD4) implica, por padrão construtivo, o uso de isoladores de suporte em resina epóxi para os barramentos de 17,5 kV. Essa convergência valida a proposta acadêmica, confirmando que o epóxi representa o estado da arte para o isolamento interno de média tensão, garantindo segurança contra trilhamento elétrico em ambientes secos e controlados.

Entretanto, a análise do projeto executivo revela uma abrangência maior no detalhamento da infraestrutura de conexão externa, um aspecto complementar ao escopo do desse trabalho. Para a rede de chegada e o poste de derivação, o projeto real especificou a utilização de isoladores poliméricos (tipo pino e ancoragem) de 15 kV para a transição aéreo-subterrânea. Esta opção pelos polímeros para a ancoragem externa demonstra-se tecnicamente superior à porcelana tradicional, oferecendo vantagens significativas como menor peso e melhor desempenho sob condições de poluição e intempéries.

Adicionalmente, o projeto executivo demonstra um cuidado específico com os sistemas auxiliares, especificando isoladores de epóxi também para a fixação do Barramento de Equipotencialização Principal (BEP) em baixa tensão. Em suma, enquanto ambos os projetos convergem na solução crítica para o interior dos cubículos (resina epóxi), o projeto em desenvolvimento complementa a especificação com soluções modernas para a rede externa, resultando em um conjunto robusto e resistente a intempéries e vandalismo.

4.12 Análise comparativa (condutores)

4.12.1 Condutores de Media Tensão.

Conforme detalhado na Página 75 deste trabalho, o dimensionamento dos cabos de MT foi realizado para a potência total de 2.500 kVA (corrente nominal de 104,59 A). O estudo aplicou os três critérios normativos:

a) Ampacidade: A verificação pelo critério de ampacidade conforme os dados obtidos na Tabela 21 confirma a adequação técnica dos condutores de 35 mm². Para o circuito principal (Rede-SE), a corrente corrigida de projeto (112,46 A) permanece abaixo da capacidade máxima de condução do cabo (124 A), respeitando os fatores de correção térmica e de instalação. Nos ramais dos transformadores, a margem de segurança é ainda mais ampla, com a corrente de demanda (56,23 A) representando menos de 50% da capacidade nominal do condutor, garantindo operação fria e segura.

Tabela 21 - Tabela resumo Ampacidade

		Média Tensão						Ampacidade		
Trecho		Potência (KVA)	In (A)	Tn (V)	FT	FRTS	FA	In Corr (A)	Cap. Cond. (A)	Sc (mm ²)
REDE	SE	2500	104,59	13800	0,93	1	1	112,46	124	35
	SE TRAFO1	1250	52,30	13800	0,93	1	1	56,232	124	35
	SE TRAFO2	1250	52,30	13800	0,93	1	1	56,232	124	35

Fonte: (Próprio Autor, 2025)

b) Queda de Tensão: Os cálculos de queda de tensão conforme os dados obtidos na Tabela 22 confirmam que a seção nominal de 35 mm² é amplamente suficiente para os circuitos de média tensão. O maior valor registrado (0,0295% no trecho de entrada) é desprezível e encontra-se muito abaixo do critério de projeto estabelecido (0,5%) e dos limites normativos. Isso assegura que a tensão entregue aos transformadores permanecerá estável e dentro da faixa adequada de operação, mesmo em condições de plena carga.

Tabela 22 - Tabela resumo queda de tensão

		Média Tensão						
Trecho		Distância (m)	Potência (KVA)	In (A)	Tn (V)	Queda de Tensão		Sc (mm ²)
						V(V) (%)	V(V) Max (%)	
REDE	SE	45,63	2500	104,59	13800	0,029508	0,5	35
	SE TRAFO1	5	1250	52,30	13800	0,001617	0,5	35
	SE TRAFO2	8	1250	52,30	13800	0,002587	0,5	35

Fonte: (Próprio Autor, 2025)

c) Curto-Circuito: A aplicação do critério de curto-circuito conforme os dados obtidos na Tabela 23 demonstra que a integridade da isolação dos condutores está assegurada. Para o pior cenário analisado (circuito geral), onde o tempo de permanência da falta é maior ($t_c = 0,3928$ s), a seção mínima necessária seria de apenas 9,94 mm². Como o projeto adotou cabos de 35 mm², existe uma margem de segurança térmica superior a 250% em relação ao mínimo exigido. Isso garante que, mesmo na ocorrência de um curto-circuito franco, os condutores não atingirão temperaturas capazes de degradar a isolação (XLPE) antes que a proteção atue, preservando a vida útil da instalação.

Tabela 23 - Tabela resumo Curto-Circuito

Curto-Circuito										
Trecho		Potência (KVA)	In (A)	Tn (V)	Ti (C°)	Tf (C°)	Tc(s)	Ics (KA)	Calc. Sc (mm ²)	Sc (mm ²)
REDE	SE	2500	104,59	13800	90	250	0,3928	2,2507	9,94	35
	SE	TRAFO1	1250	52,30	13800	90	250	0,0860	2,2507	35
	SE	TRAFO2	1250	52,30	13800	90	250	0,0860	2,2507	35

Fonte: (Próprio Autor, 2025)

Tabela 24 - Comparativa (Condutores)

Característica	Projeto Proposto	Projeto em Implantação
Potência da Subestação	2.500 kVA	2.000 kVA .
Corrente Nominal (MT)	104, 59 A	83,68 A .
Seção do Condutor (Bitola)	35 mm ²	50 mm ² .
Queda de Tensão (Cabo)	0,0295% (para 45, 6 m) es e	0,016% (para 45, 6 m).

Fonte: (Próprio Autor, 2025)

Com base nessas análises das Tabela 21 , Tabela 22 e Tabela 23, a solução proposta neste trabalho adotou condutores de 35 mm² para os circuitos primários de MT, conforme a Tabela 24.

O resultado central da análise é a constatação de uma discrepância significativa e inversa entre os dois cenários observada na Tabela 24 , o projeto de maior demanda teve sua necessidade atendida por um condutor de menor seção (35 mm²), enquanto o projeto em implementação de menor demanda emprega um condutor 43% maior (50 mm²).

A análise técnica confirma que a seção de 35 mm² atenderia com ampla margem a corrente de 83,68 A do projeto. A adoção de 50 mm² no projeto em implantação representa, portanto, um superdimensionamento em relação aos critérios de ampacidade e queda de tensão para a carga atual.

Esta decisão, mais conservadora, não se justifica por critérios técnicos imediatos, sugerindo que foi motivada por outros fatores de engenharia. As hipóteses mais prováveis para essa escolha incluem a busca por maior robustez mecânica da instalação, a padronização interna da empresa executora ou do cliente (evitando seções inferiores a 50 mm² em entradas primárias), ou uma previsão estratégica para expansão futura da subestação, garantindo que os condutores suportem um eventual *upgrade* dos transformadores sem necessidade de substituição.

Conclui-se, portanto, que o resultado obtido neste trabalho (35 mm²) representa uma

solução tecnicamente correta e economicamente otimizada para a carga definida. Em contrapartida, o resultado do projeto real (50 mm²), embora superdimensionado para a demanda atual, confere à instalação uma margem de segurança térmica superior e maior flexibilidade para ampliações futuras.

4.12.2 Condutores de Baixa Tensão.

O dimensionamento dos condutores de baixa tensão (BT) exerce impacto direto tanto na eficiência energética da instalação, influenciando as perdas por efeito Joule, quanto na segurança operacional do Quadro Geral de Baixa Tensão (QGBT). Conforme detalhado na Página 78 neste trabalho, o dimensionamento pautou-se por critérios rigorosos de ampacidade e suportabilidade:

A) Ampacidade: A Tabela 25 apresentada sintetiza os resultados do dimensionamento dos condutores de baixa tensão, especificamente nos trechos que interligam os terminais secundários dos transformadores aos Quadros Gerais de Baixa Tensão (QGBT), sob a ótica do critério de ampacidade (capacidade de condução de corrente). A análise detalha a aplicação dos fatores de correção normativos, referentes à temperatura, resistividade térmica e agrupamento de circuitos, sobre a corrente de projeto, resultando na corrente corrigida. O objetivo central deste demonstrativo é evidenciar, de forma comparativa, que a capacidade nominal de condução do arranjo de cabos selecionado supera a demanda corrigida do sistema, validando a suficiência térmica da seção transversal adotada para operar em regime contínuo com a devida margem de segurança.

Tabela 25 - Tabela resumo Ampacidade

		Média Tensão						Ampacidade	
Trecho		Potência (KVA)	In (A)	Tn (V)	FT	FRTS	FA	In Corr (A)	Cap. Cond. (A)
TRAFO1	QGBT1	1250	1900	380	0,93	1	1	2.042,1 A	2212
TRAFO2	QGBT2	1250	1900	380	0,93	1	1	2.042,1 A	2212

Fonte: (Próprio Autor, 2025)

b) Queda de Tensão: A Tabela 26 apresenta os resultados da verificação dos

condutores de baixa tensão sob a ótica da queda de tensão, focando nos trechos críticos de alimentação entre os terminais secundários dos transformadores e os Quadros Gerais de Baixa Tensão (QGBT). O estudo calculou a variação de tensão percentual em função da corrente de carga, do comprimento do circuito e das características elétricas do arranjo de cabos selecionado. A finalidade desta análise é demonstrar que, mesmo sob condições de plena carga, a perda de tensão nos alimentadores permanece significativamente inferior aos limites de projeto estabelecidos, garantindo a estabilidade da tensão de fornecimento e o desempenho adequado dos equipamentos alimentados.

Tabela 26 - Tabela resumo queda de tensão

Média Tensão								
Trecho		Distância (m)	Potência (KVA)	In (A)	Tn (V)	Queda de Tensão		
						V(V) (%)	V(V) Max (%)	Sc (mm ²)
TRAFO1	QGBT1	9	1250	1900	380	0,447751	7	4#300
TRAFO2	QGBT2	7	1250	1900	380	0,34825	7	4#300

Fonte: (Próprio Autor, 2025)

c) Curto-Circuito: A Tabela 27 demonstra a verificação da suportabilidade térmica dos condutores de baixa tensão, especificamente nos alimentadores principais entre os transformadores e os Quadros Gerais (QGBT), frente aos níveis de curto-circuito calculados. O dimensionamento correlaciona a magnitude da corrente de defeito com o tempo de eliminação da falta definido pela coordenação da proteção, considerando os limites de temperatura inicial e final suportados pela isolamento. O objetivo desta análise é atestar que a seção transversal total dos condutores adotados supera amplamente a seção mínima teórica necessária para suportar o estresse térmico adiabático, assegurando a integridade física da instalação e prevenindo danos à isolamento mesmo na ocorrência de falhas severas.

Tabela 27 - Tabela resumo Curto-Circuito

Curto-Circuito										
Trecho		Potência (KVA)	In (A)	Tn (V)	Ti (C°)	Tf (C°)	Tc(s)	Ics (KA)	Calc. Sc (mm ²)	Sc (mm ²)
TRAFO1	QGBT1	1250	1900	380	90	250	0,1919	31,667	97,72	4#300
TRAFO2	QGBT2	1250	1900	380	90	250	0,1919	31,667	33,38	4#300

Fonte: (Próprio Autor, 2025)

Tabela 28 - Comparativa (Condutores)

Característica	Projeto Proposto	Projeto em Implantação
Potência Base	1.250 kVA	1.000 kVA.
Corrente de Corrigida	2.042,1 A	~1.633 A.
Seção Adotada (Por Fase)	4 × 300 mm ²	4 × 240 mm ²
Queda de Tensão (Cabo)	(0,44% e 0,34%) (para 9 m e 7 m)	(0,35% e 0,27%) (para 9 m e 7 m)
Capacidade de Condução	2.212 A	Maior 1.633 A
Queda de Tensão	< 7%	< 7%

Fonte: (Acervo Particular, 2025)

Analisando a Tabela 28, podemos observar:

Para atender a uma corrente corrigida de 2.042,1 A, definiu-se um arranjo com 4 cabos de 300 mm² por fase em paralelo. Esta configuração oferece uma capacidade de condução de 2.212 A, assegurando uma folga técnica de aproximadamente 8% sobre a demanda máxima projetada, além de resultar em quedas de tensão desprezíveis (0,44% e 0,34%), situadas muito abaixo do limite normativo de 7%.

Adicionalmente, verificou-se a integridade física dos condutores frente a condições severas de falha. Considerando a corrente de curto-circuito efetiva nos terminais de baixa tensão ($I_{cc} \approx 31,6$ kA) e o tempo de atuação da proteção ajustado em 0,19 s, o cálculo da integral de Joule indicou que a seção mínima necessária para suportabilidade térmica seria de apenas 97mm² para o trecho mais crítico. Como a seção instalada totaliza 1.200 mm² por fase, o dimensionamento proposto apresenta uma ampla margem de segurança, garantindo que não haverá degradação do isolamento mesmo sob curtos-circuitos francos.

Em contrapartida, o projeto executivo em implantação, dimensionado para transformadores de 1.000 kVA ($I_n \approx 1.520$ A), adota uma configuração otimizada para esta carga menor, utilizando 4 cabos de 240 mm² por fase em paralelo. A comparação direta revela que, neste trabalho, foi proposta uma área de cobre total de 1.200 mm² por fase, contra os estimados 960 mm² do projeto real. Embora ambas as soluções atendam aos requisitos técnicos de seus respectivos transformadores, a solução alternativa apresentada resulta em menor resistência elétrica por fase, o que implica menores perdas e menor aquecimento dos condutores durante a operação nominal.

Em síntese, o dimensionamento dos alimentadores de baixa tensão reflete filosofias distintas de engenharia. O sistema implantado adota uma solução econômica, estritamente dimensionada para a carga atual. A estrutura proposta, por sua vez, privilegia uma

infraestrutura robusta. A adoção de cabos de $4 \times 300 \text{ mm}^2$ não apenas atende à demanda projetada com folga, mas também reduz significativamente as perdas ôhmicas (I^2R) durante toda a vida útil da instalação. Essa característica sugere que, apesar do custo inicial mais elevado, a solução proposta pode representar uma economia operacional relevante para o hospital a longo prazo, além de facilitar futuras expansões de carga sem a necessidade de substituição do cabeamento principal.

5 CONCLUSÃO

O presente trabalho dedicou-se ao desenvolvimento e à análise comparativa do projeto elétrico de uma subestação abrigada de 15 kV destinada a uma unidade de saúde, confrontando uma proposta técnica fundamentada nas normas vigentes com a solução efetivamente implantada no local. A retomada deste tema sustentou-se na criticidade do fornecimento de energia em ambientes hospitalares, onde a continuidade e a qualidade do serviço são premissas vitais para a segurança operacional e a preservação da vida dos pacientes.

No que tange aos objetivos estabelecidos, conclui-se que tanto o objetivo geral quanto os específicos foram integralmente cumpridos. A metodologia aplicada, estruturada na revisão bibliográfica, na aplicação rigorosa das normas técnicas e na modelagem matemática dos níveis de curto-circuito, permitiu não apenas o dimensionamento preciso dos componentes, mas também uma auditoria técnica crítica do projeto executivo. O método de procedimento proposto demonstrou eficácia ao identificar que, embora existam convergências tecnológicas no uso de materiais modernos, como muflas e para-raios poliméricos, há discrepâncias fundamentais na concepção da segurança do sistema.

Os resultados obtidos validaram a hipótese de pesquisa, comprovando que a aplicação estrita de critérios de engenharia de proteção e seletividade é capaz de mitigar riscos severos. A análise comparativa evidenciou que a solução em implantação apresentava riscos operacionais críticos, especificamente no ajuste da função instantânea (ANSI 50), parametrizada abaixo da corrente de *inrush* real, o que ocasionaria desligamentos indevidos na energização dos transformadores. Em contrapartida, a solução proposta neste trabalho corrigiu tais vulnerabilidades, garantindo a seletividade cronométrica adequada com a concessionária e assegurando uma coordenação eficaz entre os dispositivos de proteção. Além disso, a proposta teórica demonstrou maior robustez ao especificar transformadores em arranjo que favorece a confiabilidade, reserva técnica superior, em contraste com a limitação de expansão observada no projeto executado.

A contribuição científica e social desta pesquisa reside na demonstração prática de que a segurança de uma infraestrutura hospitalar depende diretamente da inteligência aplicada na coordenação das proteções e no dimensionamento correto da redundância. Ao evidenciar e corrigir as falhas de parametrização de relés e propor uma topologia de transformação mais confiável, o estudo oferece um referencial técnico para o aumento da segurança em instalações de saúde, impactando diretamente a continuidade do atendimento

médico e a eficiência dos recursos investidos.

Por fim, como desdobramento para trabalhos futuros, sugere-se a realização de um estudo detalhado sobre a Energia Incidente nos painéis de média e baixa tensão, visando a especificação precisa dos Equipamentos de Proteção Individual (EPIs) para as equipes de manutenção. Adicionalmente, recomenda-se uma investigação sobre a qualidade de energia, focada na influência dos harmônicos gerados pelos equipamentos eletromédicos no aquecimento dos transformadores e na possível atuação indevida das proteções eletrônicas.

REFERÊNCIAS

- Aguirre, L. A. **Introdução à identificação de sistemas**: técnicas lineares e não-lineares aplicadas a sistemas reais. Belo Horizonte: Editora UFMG, 2000.
- ABNT. NBR 5419: **Proteção de estruturas contra descargas atmosféricas**. 2001. Rio de Janeiro.
- ABNT. NBR 14039: **Instalações elétricas de média tensão de 1,0 kv a 36,2kv**. 2003. Rio de Janeiro.
- ABNT. NBR 5410: **Instalações elétricas de baixa tensão**. 2004. Rio de Janeiro.
- ABNT. NBR 13534: **Instalações elétricas de baixa tensão - Requisitos específicos para instalação em estabelecimentos assistenciais de saúde**. 2008. Rio de Janeiro.
- ANEEL, A. N. de E. E. Resolução Normativa n.º 414, de 9 de setembro de 2010: **Condições Gerais de Fornecimento de Energia Elétrica, atualizada até a REN 499/2012**. 2012. Disponível em: <<https://www.aneel.gov.br/>>. Brasília: ANEEL.
- Bernardes, W. M. S.; CHIOVATTO, C.; SILVA, S.; BISPO, D. **Qualidade do suprimento de energia elétrica a cargas tipicamente hospitalares**. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE EFICIÊNCIA. [S.l.: s.n.], 2011. v. 4, p. 1–7.
- Bichels componentes de sequência. **Sistemas Elétricos de Potência Métodos de Análise e Solução**. [S.l.]: EDITORA DA UNIVERSIDADE TECNOLÓGICA FEDERAL DO PARANÁ, 2018. ISBN 978-85-7014-208-5.
- Caminha, A. C. **Introdução à Proteção dos Sistemas Elétricos**. 1. ed. São Paulo: Edgard Blucher, 1977.
- Creder, H. **Instalações elétricas**. 15ª edição. Rio de Janeiro: Editora LTC, 2016.
- Duarte, A. C. d. R. **Introdução à Proteção de Sistemas Elétricos de Potência Equipamentos de Geração e Transmissão Conceitos e Critérios**. 1. ed. [S.l.]: Artliber Editora, 2018.
- Eletrotrafo. Página inicial. 2025. Disponível em: <https://www.eletrotrafo.com.br/>. Acesso em: 15 dez. 2025.
- IEEE ELECTRICAL, I. of; ENGINEERS, E. **Recommended Practice for Conducting Load-Flow Studies and Analysis of Industrial and Commercial Power Systems**. New York, NY: [s.n.], 2018. Part of the IEEE 3000 Standards Collection.
- Filho, J. M. **Instalações elétricas industriais**. 7. ed. [S.l.]: LTC, 2007.
- Filho, J. M. **Instalações elétricas de média e alta tensão**. In: Fascículo Técnico. [S.l.]: CPE - Estudos e Projetos Elétricos, 2013. Disponível em fascículos técnicos sobre instalações elétricas.

Frazao, R. J. A. **Introdução à proteção dos sistemas elétricos**. In: . Proteção do Sistema Elétrico de Potência. Londrina, PR: Editora e Distribuidora Educacional S.A., 2019. cap. 1.

Frontin, S. O. (Ed.). **Equipamentos de Alta Tensão: Prospecção e Hierarquização de Inovações Tecnológicas**. 1. ed. Brasília: Teixeira, 2013. Projeto INOVAEQ, desenvolvido no âmbito do Programa de P&D da Aneel. ISBN 978-85-88041-09-7.

Induscabos Condutores Elétricos. Cabo de Média Tensão (8,7/15 kV). <<https://www.induscabos.com.br/produtos/cabo-indulink-8-15-kv/>>. Acessado em: 04 dez. 2025.

Kindermann, G. **Curto-circuito**. 2. ed. [S.l.]: Sagra Luzzatto, 1997. ISBN 85-241-0368-x. 22. Proteção de Sistemas Elétricos de Potência. 2. ed. [S.l.: s.n.], 2005.

Kindermann, G. Proteção de Sistemas Elétricos de Potência. 2. ed. [S.l.: s.n.], 2014.

Plenobrás. Página inicial. 2025. Disponível em: <https://www.plenobras.com.br/>. Acesso em: 15 dez. 2025.

Monteiro, P. R. D. **INTRODUÇÃO À SUBESTAÇÃO E SEUS PRINCIPAIS EQUIPAMENTOS**. [S.l.]: Seven Publicações Ltda, 2023. ISBN 978-65-84976-77-1.

Volcano electric. Disjuntor a Vácuo Interno Lateral. 2025. Disponível em: <http://pt.volcano-electric.com/vacuum-circuit-breaker/indoor-vacuum-circuit-breaker/lateral-indoor-vcb.html>. Acesso em: 15 dez. 2025.

NR. NR 10 - **SEGURANÇA EM INSTALAÇÕES E SERVIÇOS EM ELETRICIDADE**. 2004.

Sanches, R. O.; BARBOSA, A. T. R.; PASSARINHO, R. C. **Aspectos ambientais e de eficiência energética em hospital**. In: Campo Grande/ms: VIII Congresso Brasileiro de Gestão Ambiental. [S.l.: s.n.], 2017.

Santos, M.; SILVA, G. J.; LIMA, A. R. **Incremento da eficiência energética em um hospital da rede privada do Rio de Janeiro: uma aplicação das ferramentas da qualidade**. Anais do X SIMPROD, Departamento de Engenharia de Produção-Universidade Federal de Sergipe, 2018.

ANEXO A — ESTUDO DE PROTEÇÃO

2 - DADOS FORNECIDOS PELA CONCESSIONÁRIA**Tensão de Fornecimento**

13.800,00 V

Níveis de Curto - Circuito do Local I_{CC} trifásico - (I_{CC} 3F) I_{CC} bifásico - (I_{CC} 2F) I_{CC} fase-terra ($Z_n = 0$ Ohms) I_{CC} ft (40 Ohms)

Simétrica (A)	Assimétrica (A)
2.550,7	2.550,7
1.949,1	1.949,1
1.091,4	1.091,4
184,6	184,6

RELÉ DE SOBRECORRENTE DO ALIMENTADOR (FASE) DA CONCESSIONÁRIA

Função

Fabricante

Tipo

RTC

Elemento temporizado

Corrente Primária

Curva

Elemento instantâneo

Corrente Primária

50/51
Nulec
400
1 A
400 A
0,34 (MI)
16,5 A
6600 A

RELÉ DE SOBRECORRENTE DO ALIMENTADOR (NEUTRO) DA CONCESSIONÁRIA

Função

Fabricante

Tipo

RTC

Elemento temporizado

Corrente Primária

Curva

Elemento instantâneo

Corrente Primária

50/51N
Nulec
400
1 A
400 A
0,15 (MI)
16,5 A
6600 A

3 - DADOS DA INSTALAÇÃO**Potência Instalada (KVA)**

Vamos a calcular a proteção para o Barramento no secundário dos Trafos, refeltindo para o primário.

Transformador 1	1.000,00	KVA
Transformador 2	1.000,00	KVA
Transformador 3		KVA
Transformador 4		KVA
Transformador 5		KVA
TOTAL	2.000,00	KVA

Demanda Prevista TOTAL

1.629,30 KW

Fator de Potência Previsto)

92,00

Impedância percentual do transformador (Z%)

Transformador 1	5,00 %
Transformador 2	5,00 %

Sensor de fase

Temporizado =

$I_{DEM} \times 1,2$

RTC

2,22 A

Faixa de ajuste =

Ajuste =

Curva

2,20

Temporizado

x TC ; logo =

(0,25 a 16,0 A) x TC

88,00 A

0,3 (MI)

Instantâneo =

$I_{mag} \times 1,1$

RTC

12,67 A

Faixa de ajuste =

Ajuste =

Instantâneo x TC ; logo =

(0,25 a 100 A) x TC

508,00 A

Sensor de Neutro

Temporizado =

$I_{partida\ de\ fase\ (temporizado)}$

3

0,74 A

Faixa de Ajuste =

Ajuste =

Curva

0,65

Temporizado

x TC ; logo =

(0,15 a 6,5 A) x TC

26,00 A

0,15 (MI)

Instantâneo =

$I_{partida\ de\ fase\ (instantâneo)}$

3

4,22 A

Faixa de ajuste =

Ajuste =

Instantâneo x TC ; logo =

(0,25 a 100 A) x TC

168,00 A

Relé de Sobrecorrente - FASE

Função	50/51	
Fabricante	PEXTRON	
Tipo		
IN= 5A	Corrente de Secundário	Corrente de Primário
Ajuste do Elemento Temporizado	2,20 A	88,00
Curva	0,3 (MI)	
Ajuste do Elemento Instantâneo	12,70 A	508,00

Relé de Sobrecorrente - NEUTRO

Função	50/51N	
Fabricante	PEXTRON	
Tipo		
	Corrente de Secundário	Corrente de Primário
Ajuste do Elemento Temporizado (tape)	0,65 A	26,00 A
Curva	0,15 (MI)	
Ajuste do Elemento Instataneo	4,20 A	168,00 A

Elo fusível

Elo fusível proposto para chave fusível de retaguarda	80K
---	-----

Transformadores de Corrente:

	Primário	Secundário	RTC
$I_p/I_s =$	200	5	40

ANEXO B — INFORME DE NÍVEIS DE CURTO-CIRCUITO

Tensão nominal: 13,8 kV
Potência Instalada: 2000 kVA

Atendendo a vossa solicitação de níveis de curto-circuito e ajustes da proteção a montante necessários para o estudo de coordenação e seletividade da proteção do cliente, seguem abaixo os dados:

OBSERVAÇÃO: As informações emitidas neste documento poderão sofrer alterações sem aviso prévio, a depender da mudança de configuração do Sistema Elétrico

1) Níveis de curto-circuito

Resistência de CC para Terra = min.0,00, max. 40,00 ohms
 Resistência de CC entre Fases = min. 0,00, max. 2,00 ohms
 Tempo de Assimetria = 4,00 ciclos

Z1
 PU base 100 MVA = 1,2138 +j 1,4079
 OHMS = 2,3115 +j 2,6812
Z0
 PU base 100 MVA = 1,6833 +j 7,9243
 OHMS = 3,2057 +j 15,0910

Simétrico (A)
 Trifásico = 2250,7 | -49,23
 Trifásico Mínimo = 0,0 | 0,00
 Fase-Fase = 1949,1 | 40,77
 Fase-Fase Mínimo = 1619,4 | 51,00
 Fase-Fase-Terra = Icc=703,0 | 15,11 Ib=2126,3 | 49,32 Ic=1823,2 | -149,22
 Fase-Fase-Terra Mínimo = Icc=95,3 | -71,25 Ib=1917,8 | 41,83 Ic=1981,2 | -140,26
 Fase-Terra = 1091,4 | -69,06
 Fase-Terra Mínimo = 184,6 | -9,09

Assimétrico (A)
 Trifásico = 2250,7
 Fase-Fase = 12616649661182984,0
 Fase-Fase Mínimo = 1574839355233,5
 Fase-Fase-Terra = Icc=703,0 Ib=2126,3 Ic=1823,2
 Fase-Fase-Terra Mínimo = Icc=95,3 Ib=1917,8 Ic=1981,2
 Fase-Terra = 1091,4
 Fase-Terra Mínimo = 184,6

2) Proteção a montante:

Referência:		NULEC					NULEC				
RTC :		Fase					Neutro				
I/In :	1	Pick-up	Curva	Dial	E.I	Temp.	Pick-up	Curva	Dial	E.I	Temp.
Grupo 1		165	IEC-MI	0,34	OFF	-	30	IEC-MI	0,15	OFF	-

3) Itens obrigatórios para o Estudo de Proteção a ser apresentado:

- Memorial de cálculos das proteções necessárias de acordo com as normas
- Memorial de cálculos do TC de proteção
- Memorial de cálculos de TPs
- Coordenograma
- Tabela de ajustes das funções de proteção

Obs:

Recomendamos que as curvas de proteção apresentem tempos de atuação menores para facilitar na coordenação com os dispositivos de proteção a montante. Por isso, sugerimos os seguintes critérios para a Proteção do Acessante:

- Tempo máximo de atuação das curvas temporizadas 51/51N em 300 ms, no ponto de maior nível de curto-circuito;
- Tempo máximo de atuação das curvas instantâneas 50/50N em 100 ms.

ANEXO C — DIAGRAMA UNIFILAR

