



INSTITUTO FEDERAL
DE EDUCAÇÃO, CIÊNCIA E TECNOLOGIA
Bahia

Campus
Vitória da Conquista



COORDENAÇÃO DE ENGENHARIA ELÉTRICA - COEEL

PROJETO FINAL DE CURSO - PFC

Análise técnica, econômica e otimização em projetos elétricos de redes compactas de distribuição para um loteamento residencial

JOSÉ VICTOR CARDOSO LACERDA

Vitória da Conquista-BA
15 de dezembro de 2023

JOSÉ VICTOR CARDOSO LACERDA

Análise técnica, econômica e otimização em projetos elétricos de redes compactas de distribuição para um loteamento residencial

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

Orientador: Eleilson Santos Silva

Coorientador: Dr. Diego Habib Santos Nolasco

Vitória da Conquista-BA
15 de dezembro de 2023

FICHA CATALOGRÁFICA ELABORADA PELO SISTEMA DE BIBLIOTECAS DO
IFBA, COM OS DADOS FORNECIDOS PELO(A) AUTOR (A)

L131 LACERDA, JOSE VICTOR

Análise técnica, econômica e otimização em projetos elétricos de redes compactas de distribuição para um loteamento residencial: / JOSE VICTOR CARDOSO LACERDA; orientador Eleilson Santos Silva; coorientador Diego Habib Santos Nolasco -- Vitória da Conquista : IFBA, 2023.

100 p.

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


1. Rede de Distribuição. I. Santos Silva, Eleilson, orient. II. Habib Santos Nolasco, Diego, coorient. III. TÍTULO.

Análise técnica, econômica e otimização em projetos elétricos de redes compactas de distribuição para loteamentos residenciais

JOSÉ VICTOR CARDOSO LACERDA

O presente PFC, apresentado em sessão realizada em 15 de dezembro de 2023, foi avaliada como adequada para a obtenção do Grau de Engenheiro Eletricista, julgada **aprovada** em sua forma final pela Coordenação do Curso de Engenharia Elétrica do Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia da Bahia, *campus* Vitória da Conquista.

BANCA EXAMINADORA:



Prof. Eleilson Santos Silva (Orientador)
IFBA *campus* Vitória da Conquista


Prof. Everard Lucas Silva Cardoso
IFBA *campus* Vitória da Conquista



Prof. Pablo Martins de Oliveira
IFBA *campus* Vitória da Conquista

Vitória da Conquista-BA

15 de dezembro de 2023

“Deixem que o futuro diga a verdade e avalie cada um de acordo com o seu trabalho e realizações. O presente pertence a eles, mas o futuro pelo qual eu sempre trabalhei pertence a mim.” [Nicolas Tesla, 1927]

AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente a Deus por ter me concedido a força e sabedoria necessárias para seguir firme nesta longa caminhada.

Expresso minha profunda gratidão aos meus pais, José e Eliana, pelo esforço em proporcionar-me uma educação de qualidade e por sempre oferecerem apoio em todas as minhas necessidades. À minha irmã Mariana, que acompanhou todas as minhas vitórias ao longo desse percurso desafiador. Aos amigos Fernando e Marcelo, que estiveram presentes, oferecendo apoio e conselhos em cada momento desafiador. Agradeço também aos demais familiares e amigos que me acompanharam nessa jornada e estiveram sempre ao meu lado.

Expresso meu reconhecimento aos profissionais da empresa DBA Engenharia, em especial aos diretores Diego Bomfim e Gabriel Andrade, que me proporcionaram a primeira oportunidade de trabalhar na área da engenharia, oferecendo-me os meios necessários para estar sempre em aprendizado, aprimorando a cada dia as habilidades profissionais que possuo. Agradeço a todos meus colegas na DBA engenharia, em especial Vinicius Leite e Rodrigo Nunes, que foram meus professores na empresa, ensinando-me as bases para desenvolver todas as habilidades necessárias para atuar no setor de projetos. Aos professores e colegas do IFBA, que, juntos, conseguimos conquistar nossos objetivos.

Estendo minha gratidão ao meu orientador, Eleilson Santos, que, com seu conhecimento, possibilitou-me desenvolver um trabalho de qualidade e bem fundamentado. Agradeço também ao Dr. Diego Habib, que me auxiliou com conselhos e orientações valiosas dentro da vida acadêmica.

RESUMO

A crescente demanda por eficiência e sustentabilidade na distribuição de energia destaca a relevância das redes compactas. Neste contexto, este trabalho aborda uma análise técnica, econômica e de otimização em projetos elétricos de redes compactas de distribuição para loteamentos residenciais. O objetivo principal foi investigar a influência de escolhas estratégicas, como a capacidade dos transformadores e a disposição das cargas, nos resultados econômicos dos projetos. Para alcançar esse objetivo, foram comparados quatro projetos (A, B, C e D), utilizando uma planilha automatizada que possibilitou o dimensionamento e listagem de materiais. Os projetos A e B foram desenvolvidos com sete transformadores de 112,5 kVA, enquanto os projetos C e D utilizaram quatro transformadores de 225 kVA. Além disso, as cargas foram posicionadas nas avenidas principais nos projetos A e C, e nas avenidas centrais nos projetos B e D. Os resultados revelaram que a escolha de transformadores de maior capacidade, evidenciada nos projetos C e D, contribuiu significativamente para a redução de custos. A escolha da topologia da rede também desempenhou um papel crucial na eficiência econômica. Projetos com cargas nas avenidas principais permitiram a manutenção de condutores de menor seção, otimizando custos e materiais. Este estudo não apenas consolidou os resultados obtidos, mas também ressaltou a importância de escolhas estratégicas na elaboração de projetos elétricos para loteamentos residenciais.

Palavras-chave: Redes Compactas de Distribuição, Disposição de cargas, Topologia da Rede.

ABSTRACT

The growing demand for efficiency and sustainability in energy distribution highlights the relevance of compact networks. In this context, this work addresses a technical, economic and optimization analysis of electrical projects for compact distribution networks for residential subdivisions. The main objective was to investigate the influence of strategic choices, such as transformer capacity and load arrangement, on the economic results of projects. To achieve this objective, four projects (A, B, C and D) were compared, using an automated spreadsheet that enabled sizing and listing of materials. Projects A and B were developed with seven 112.5 kVA transformers, while projects C and D used four 225 kVA transformers. Furthermore, the loads were positioned on the main avenues in projects A and C, and on the central avenues in projects B and D. The results revealed that the choice of transformers with greater capacity, evidenced in projects C and D, contributed significantly to the reduction of costs. The choice of network topology also played a crucial role in economic efficiency. Projects with loads on main avenues allowed the maintenance of smaller section conductors, optimizing costs and materials. This study not only consolidated the results obtained, but also highlighted the importance of strategic choices in the development of electrical projects for residential subdivisions.

Keywords: Compact Distribution Networks, Load Layout, Network Topology.

Lista de Figuras

FIGURA 2.1 - ESQUEMA ILUSTRATIVO DO SISTEMA ELÉTRICO DE POTÊNCIA.	7
FIGURA 2.2 - MAPA DO SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL	9
FIGURA 2.3 - ESTRUTURA MB1 NA ZONA URBANA DE VITÓRIA DA CONQUISTA- BA.	12
FIGURA.2.4 - ESPAÇADOR LOSANGULAR DE UMA REDE COMPACTA.	13
FIGURA 2.5 - ESTRUTURA DE UMA REDE COMPACTA.....	14
FIGURA 2.6 - REDE AÉREA DE DISTRIBUIÇÃO ISOLADA.....	15
FIGURA 2.7 - DETALHES CONSTRUTIVOS DO CONDUTOR ISOLADO DE MÉDIA TENSÃO	16
FIGURA 2.8 - TIPOS DE CONDUTORES MULTIPLEXADOS	17
FIGURA 3.1 - EXEMPLO DE CÁLCULO DE QUEDA DE TENSÃO.	26
FIGURA 3.2 - DIAGRAMA DAS FORÇAS PARA REGRA DO PARALELOGRAMO	29
FIGURA 3.3 - COEFICIENTES PARA REDUÇÃO DA CARGA DE POSTES DT	30
FIGURA 3.4 - SISTEMA RADIAL SIMPLES.	30
FIGURA 3.5 - SISTEMA RADIAL COM RECURSOS	31
FIGURA 3.6 - PADRÃO DE ATERRAMENTO 1 (MODELO A).....	33
FIGURA 3.7 - PADRÃO DE ATERRAMENTO 5 (MODELO E).....	34
FIGURA 4.1 - FLUXOGRAMA DO ESTUDO	38
FIGURA 4.2 - MENU PARA CÁLCULOS DE RD.....	39
FIGURA 4.3 - FATORES DE UTILIZAÇÃO PARA UM TRANSFORMADOR DE 112,5 KVA.	41
FIGURA 4.4 - DADOS INICIAIS PARA O CÁLCULO DE QUEDA DE TENSÃO.....	42
FIGURA 4.5 - EXEMPLO DE UM CÁLCULO DE QUEDA DE TENSÃO.	43
FIGURA 4.6 - CAPTURA DO CÁLCULO DE ESFORÇO DE POSTE.....	45
FIGURA 4.7 - MENU DA SEÇÃO MATERIAIS RD	46
FIGURA 4.8 - SEÇÃO PARA ACESSO AS NORMAS UTILIZADAS.	47

FIGURA 4.9 - CAPTURA DA SEÇÃO ESTRUTURAS DE BAIXA TENSÃO	47
FIGURA 4.10 - CAPTURA DA SEÇÃO ESTRUTURAS DE REDE COMPACTA.....	48
FIGURA 4.11 - ESPECIFICAÇÕES DE ATERRAMENTO.	49
FIGURA 4.12 - CAPTURA DO LEVANTAMENTO DE EQUIPAMENTOS	50
FIGURA 4.13 - PLANTA BAIXA DO VDC RESIDENCIAL.....	51
FIGURA 4.14 - DISTRIBUIÇÃO DOS TRANSFORMADORES PARA O PROJETO A.....	55
FIGURA 4.15 - MAPA CHAVE COM O CIRCUITO DE CADA TRANSFORMADOR.	57
FIGURA 4.16 - ANÁLISE DOS ESFORÇOS SOFRIDOS PELOS POSTES.....	58
FIGURA 4.17 - DISTRIBUIÇÃO DOS TRANSFORMADORES PARA O PROJETO A	60
FIGURA 4.18 - MAPA CHAVE COM O CIRCUITO DE CADA TRANSFORMADOR.	61
FIGURA 4.19 - ANÁLISE DOS ESFORÇOS SOFRIDOS PELOS POSTES.....	62
FIGURA 4.20 - DISTRIBUIÇÃO DOS TRANSFORMADORES PARA O PROJETO C	64
FIGURA 4.21 - MAPA CHAVE COM O CIRCUITO DE CADA TRANSFORMADOR.	65
FIGURA 4.22 - ANÁLISE DOS ESFORÇOS SOFRIDOS PELOS POSTES.....	66
FIGURA 4.23 - DISTRIBUIÇÃO DOS TRANSFORMADORES PARA O PROJETO D	67
FIGURA 4.24 - MAPA CHAVE COM O CIRCUITO DE CADA TRANSFORMADOR.	68
FIGURA 4.25 - ANÁLISE DOS ESFORÇOS SOFRIDOS PELOS POSTES.....	69
FIGURA 5.1 - DISTRIBUIÇÃO DOS SEGMENTOS EM RELAÇÃO AO ORÇAMENTO FINAL.....	72
FIGURA 5.2 - PORCENTAGENS DA ECONOMIA DO PROJETO C EM RELAÇÃO AOS OUTROS PROJETOS.....	75
FIGURA 5.3 - COMPARATIVO ENTRE OS PROJETOS A E C 76	76
FIGURA 5.4 - COMPARAÇÃO ENTRE OS PROJETOS C E D. 78	78

Lista de Quadros

QUADRO 3.1 - PADRONIZAÇÃO DE POSTES PARA INSTALAÇÃO DE TRANSFORMADORES .	19
QUADRO 3.2 - CLASSIFICAÇÃO DAS UNIDADES CONSUMIDORAS	20
QUADRO 3.3 - DEMANDA DIVERSIFICADA POR UNIDADE RESIDENCIAL	20
QUADRO 3.4 - CARACTERÍSTICAS FÍSICAS DOS CABOS COBERTOS	23
QUADRO 3.5 - CARACTERÍSTICAS ELÉTRICAS DOS CONDUTORES MULTIPLEXADOS	23
QUADRO 3.6 - COEFICIENTES DE QUEDA DE TENSÃO.	24
QUADRO 3.7 - CABO DO PRIMEIRO VÃO DA REDE SECUNDÁRIA MULTIPLEXADA	27
QUADRO 3.8 - POSTES PADRONIZADOS JUNTAMENTE COM AS CONDIÇÕES DE APLICAÇÃO ASSOCIADAS.	28
QUADRO 3.9 - ELOS FUSÍVEIS PARA TRANSFORMADORES PADRONIZADOS PARA REDE DE DISTRIBUIÇÃO	35
QUADRO 3.10 - CARACTERÍSTICA DAS CORRENTES EM AMPÈRES NOS ELOS FUSÍVEIS PADRONIZADOS	36
QUADRO 3.11 - COORDENAÇÃO DE ELOS FUSÍVEIS.....	36
QUADRO 4.1 - QUANTIDADE DE ESPAÇADORES POR VÃO	54

Lista de Tabelas

TABELA 4.1 - VALORES DOS FATORES DE UTILIZAÇÃO CALCULADOS PARA O PROJETO A.	56
TABELA 4.2 - VALORES DE QUEDA DE TENSÃO PARA O PROJETO A.	57
TABELA 4.3 - PRECIFICAÇÃO DOS SEGMENTOS DO PROJETO A.	59
TABELA 4.4 - VALORES DOS FATORES DE UTILIZAÇÃO CALCULADOS PARA O PROJETO B.	60
TABELA 4.5 - VALORES DE QUEDA DE TENSÃO PARA O PROJETO B.	62
TABELA 4.6 - PRECIFICAÇÃO DOS SEGMENTOS DO PROJETO B.	63
TABELA 4.7 - VALORES DOS FATORES DE UTILIZAÇÃO CALCULADOS PARA O PROJETO C.	64
TABELA 4.8 - VALORES DE QUEDA DE TENSÃO PARA O PROJETO C.	65
TABELA 4.9 - PRECIFICAÇÃO DOS SEGMENTOS DO PROJETO C.	66
TABELA 4.10 - VALORES DOS FATORES DE UTILIZAÇÃO CALCULADOS PARA O PROJETO D.	68
TABELA 4.11 - VALORES DE QUEDA DE TENSÃO PARA O PROJETO D.	69
TABELA 4.12 - PRECIFICAÇÃO DOS SEGMENTOS DO PROJETO D.	70
TABELA 5.1 - PARTICIPAÇÃO PERCENTUAL DE CADA SEGMENTO	71

Sumário

AGRADECIMENTOS	VI
RESUMO	VII
ABSTRACT	VIII
LISTA DE FIGURAS	IX
LISTA DE QUADROS	XI
LISTA DE TABELAS	XII
1 INTRODUÇÃO	1
1.1. IMPORTÂNCIA DO TEMA	1
1.2. OBJETIVO GERAL	2
1.2.1. Objetivos Específicos	2
1.3. JUSTIFICATIVA	3
2 SISTEMA ELÉTRICO DE POTÊNCIA	5
2.1. SISTEMA ELÉTRICO DE POTÊNCIA	5
2.2. REDES DE DISTRIBUIÇÃO	8
2.2.1. Rede Aérea Convencional	9
2.2.2. Rede Aérea Compacta	10
2.2.3. Rede Aérea Isolada	12
3 CRITÉRIOS PARA ELABORAÇÃO DE PROJETOS DE REDE DE DISTRIBUIÇÃO AÉREA	17
3.1. Transformadores e Fator de Utilização	17
3.2. Condutores da Rede de Média Tensão (MT)	21
3.3. Condutores da Rede Secundária (BT)	22
3.3.1. Cálculo de Queda de Tensão	23
3.3.2. Cabo para Primeiro Vão do Transformador	26
3.4. DIMENSIONAMENTO DE POSTES	26
3.4.1. Cálculo Mecânico	27
3.5. TOPOLOGIA DA REDE	28
3.5.1. Escolha do traçado	30

3.6. CRITÉRIOS DE ATERRAMENTO.....	31
3.6.1. Modelo A.....	32
3.6.2. Modelo E.....	33
3.7. Critérios de Proteção.....	33
4 DESENVOLVIMENTO.....	36
4.1. PLANILHA AUTOMATIZADA.....	37
4.1.1. CÁLCULOS PARA RD.....	37
4.1.1.1. DIMENSIONAMENTO DOS TRANSFORMADORES.....	38
4.1.1.2. CÁLCULO DE QUEDA DE TENSÃO.....	39
4.1.1.3. CÁLCULO DE ESFORÇO DOS POSTES.....	43
4.1.2. MATERIAIS PARA RD.....	44
4.1.2.1. ESPECIFICAÇÃO DAS ESTRUTURAS DE BAIXA TENSÃO.....	45
4.1.2.2. ESPECIFICAÇÃO DAS ESTRUTURAS DA REDE COMPACTA.....	47
4.1.2.3. ESPECIFICAÇÕES DE ATERRAMENTO.....	48
4.1.2.4. LEVANTAMENTO DE EQUIPAMENTOS.....	48
4.2. BASE DE PREÇOS.....	49
4.3. OBJETO DO ESTUDO.....	49
4.4. ELABORAÇÃO DE PROJETOS DE RD.....	51
4.4.1. CENÁRIO A.....	54
4.4.1.1. DIMENSIONAMENTO E CÁLCULOS.....	55
4.4.1.2. QUANTIFICAÇÃO DE MATERIAIS.....	57
4.4.2. CENÁRIO B.....	58
4.4.2.1. DIMENSIONAMENTO E CÁLCULOS.....	58
4.4.2.2. QUANTIFICAÇÃO DE MATERIAIS.....	61
4.4.3. CENÁRIO C.....	62
4.4.3.1. DIMENSIONAMENTO E CÁLCULOS.....	62
4.4.3.2. QUANTIFICAÇÃO DE MATERIAIS.....	65
4.4.4. CENÁRIO D.....	66
4.4.4.1. DIMENSIONAMENTO E CÁLCULOS.....	66
4.4.4.2. QUANTIFICAÇÃO DE MATERIAIS.....	69
5 RESULTADOS E DISCUSSÕES.....	70
5.1. Participação Percentual de Cada Segmento.....	70
5.2. Comparação entre Projetos.....	73
6 CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	78
7 SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS.....	80
APENDICES.....	83

Capítulo 1

Introdução

1.1. Importância do Tema

Desde o seu advento, a energia elétrica tem sido um elemento essencial para a subsistência da sociedade humana. Ao longo dos últimos séculos, a forma de utilização da eletricidade tem evoluído constantemente, oferecendo novas possibilidades de aplicação. Essa evolução desempenha um papel fundamental ao facilitar e otimizar as atividades cotidianas, além de exercer um impacto preponderante na dinâmica econômica de um país. A energia elétrica possibilita a operação de maquinários industriais, contribuindo para a potencialização e simplificação da produção de bens e serviços, visando o bem-estar da população. Por outro lado, a carência dessa forma de energia acarreta sérios prejuízos econômicos no setor industrial e inconveniências para os consumidores residenciais e comerciais (SILVA, 2008).

O Sistema Elétrico de Potência (SEP) desempenha um papel central na garantia da distribuição confiável e eficiente de eletricidade, servindo como o pilar que possibilita a operação de todos os setores da economia. O SEP possui redes de transmissão em alta tensão, responsável pelo transporte de eletricidade gerada em usinas até regiões distantes, e redes de distribuição em média e baixa tensão, que provê eletricidade diretamente aos consumidores: A rede de distribuição. Um desafio substancial enfrentado pelas empresas de distribuição de energia elétrica na busca pela melhoria do fornecimento dessa energia reside na concorrência pelo espaço urbano com a arborização das vias públicas. Nesse contexto, é essencial assegurar tanto a qualidade do fornecimento de energia para os consumidores quanto a preservação do ambiente natural.

A infraestrutura elétrica desempenha um papel importante no funcionamento de nossa sociedade. A evolução das topologias de transmissão e distribuição de energia elétrica, incluindo sistemas aéreos convencionais, aéreos compactos, aéreos multiplexados e subterrâneos, tem sido notável ao longo dos anos em todo o mundo. Essa evolução não é apenas uma questão de inovação técnica, mas também uma resposta à crescente demanda energética devido ao constante crescimento dos centros urbanos. O fornecimento ininterrupto de energia elétrica tornou-se uma necessidade crítica para a qualidade de vida e para o funcionamento eficiente de nossa sociedade.

1.2. Objetivo Geral

O objetivo central deste trabalho é realizar uma análise sobre o impacto das variações nas estruturas e equipamentos em projetos de redes de distribuição compacta, conduzidos de acordo com as normas da Neoenergia, em um loteamento residencial específico. A proposta é examinar como essas modificações influenciam os custos dos projetos, bem como os fatores de utilização e a queda de tensão, buscando identificar soluções que otimizem a relação entre eficiência técnica e viabilidade econômica.

1.2.1. Objetivos Específicos

1. Estudo das normas empregadas em RDUs em loteamentos residenciais;
2. Desenvolver vários cenários de projetos, considerando diferentes estruturas de Primária e Secundária e equipamentos como transformadores, a fim de avaliar o impacto nas variáveis de custo, fatores de utilização e queda de tensão;
3. Realizar análises comparativas entre os cenários projetados, identificando padrões de desempenho, eficiência e custo-benefício;
4. Criação de uma planilha que automatize os processos de cálculo e de orçamento para cada cenário;

5. Propor recomendações e diretrizes embasadas nas análises realizadas, visando otimizar projetos de redes de distribuição compacta em termos de eficiência técnica e econômica, considerando as particularidades do loteamento e as normas da Neoenergia.

1.3. Justificativa

A engenharia, desempenha um papel central na busca constante por soluções inovadoras e eficazes para enfrentar os desafios em nossas sociedades modernas. Com uma base sólida de conhecimento técnico e habilidades especializadas, a engenharia elétrica se baseia na capacidade única de projetar, implementar e aprimorar sistemas elétricos que sustentam não apenas a infraestrutura urbana, mas também a qualidade de vida de uma população em constante crescimento. Essa busca incessante pela excelência técnica torna-se ainda mais evidente no contexto do projeto de redes compactas de distribuição, onde a engenharia elétrica desempenha um papel fundamental ao aprimorar a confiabilidade, eficiência e sustentabilidade da distribuição de energia em loteamentos residenciais. A capacidade da engenharia elétrica de abordar complexidades técnicas e econômicas, equilibrando a excelência com a eficiência, é um dos pilares fundamentais que sustentam o progresso da infraestrutura elétrica, proporcionando benefícios tangíveis tanto para as empresas quanto para a sociedade em geral.

A infraestrutura aérea convencional de distribuição elétrica representa o sistema mais antigo, tradicional e amplamente adotado em território nacional, primordialmente devido à sua eficiência de custos de instalação e materiais. No entanto, essa abordagem tradicional é notoriamente vulnerável a intempéries como tempestades, ventos fortes e quedas de árvores, juntamente com atos de vandalismo que representam ameaças constantes à integridade da rede aérea de distribuição. Esses desafios são cruciais na agenda de modernização e resiliência do setor de distribuição de energia elétrica (AZEVEDO, 2010).

Neste contexto, a implementação de redes compactas de distribuição elétrica é uma resposta às demandas crescentes das redes elétricas urbanas. Em um cenário

de crescente densidade populacional, limitações de espaço e a importância da arborização urbana, uma rede elétrica que utiliza condutores cobertos e espaçadores losangulares de material polimérico consegue fornecer eletricidade de forma confiável e eficiente a um grande número de consumidores. Além de reduzir o consumo de espaço físico, essas redes têm o potencial de otimizar os custos operacionais e de manutenção, minimizar perdas de energia e aprimorar a confiabilidade geral do sistema de distribuição. Nesse contexto, é fundamental explorar a implementação cuidadosa das redes compactas, equilibrando os desafios específicos com as vantagens que elas oferecem, a fim de garantir o sucesso de sua adoção em loteamentos residenciais modernos.

Frente a esse contexto, fundamenta-se a elaboração de um trabalho de conclusão de curso que explora o desenvolvimento de estratégias destinadas a aprimorar a eficácia na utilização dos recursos elétricos em loteamentos residenciais. Esse trabalho acadêmico possibilitará uma análise aprofundada das principais tecnologias empregadas, bem como investigará maneiras de tornar mais acessíveis e eficientes os projetos relacionados à Rede Compacta. Além disso, os desafios subjacentes à sua implantação e operação, assim como os impactos na qualidade do fornecimento de energia elétrica aos consumidores, também serão minuciosamente examinados. O trabalho não apenas abordará os aspectos técnicos cruciais das redes compactas, mas também se aprofundará em abordagens que buscam tornar os projetos mais viáveis do ponto de vista econômico, sem comprometer a excelência e a confiabilidade.

Capítulo 2

Sistema Elétrico de Potência

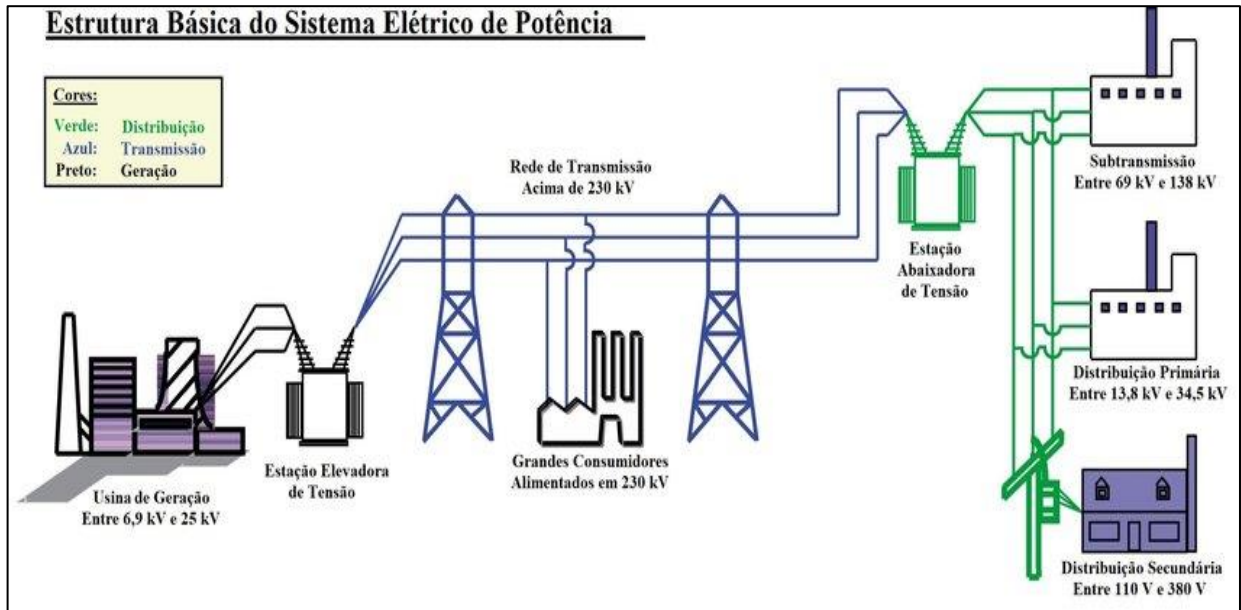
2.1. Sistema Elétrico de Potência

O SEP representa uma infraestrutura complexa que abrange diversos componentes essenciais, tais como usinas geradoras, extensas redes de linhas de transmissão e sistemas de distribuição. As usinas geradoras convertem diferentes fontes de energia em eletricidade, sendo a fonte inicial de produção, as linhas de transmissão constituem uma extensa rede de cabos e torres que transportam a eletricidade a longas distâncias, possibilitando a distribuição eficiente da energia gerada para regiões distantes e o sistema de distribuição leva a eletricidade das subestações de transmissão aos consumidores finais, como residências e indústrias, adequando a tensão da eletricidade para uso doméstico e industrial. Cada uma dessas estruturas desempenha um papel crucial na operação coordenada e confiável do SEP, assegurando a produção, transmissão e entrega eficazes de eletricidade em larga escala.

Essa interligação de elementos desempenha um papel fundamental na geração, transmissão e entrega de energia elétrica para atender às necessidades de consumo em larga escala. Os SEP desempenham um papel crucial na garantia da confiabilidade e continuidade do fornecimento de eletricidade em todo o país, contribuindo para a funcionalidade de setores críticos da sociedade. Na Figura 2.1, é

possível observar um esquema ilustrativo que representa o funcionamento integrado desses componentes, ressaltando a importância de seu desempenho eficiente e coordenado para a operação harmoniosa do sistema elétrico. (STARLING; GERMANO, 2012).

Figura 2.1 - Esquema ilustrativo do Sistema Elétrico de Potência.



Fonte: (FREITAS,2017)

O processo de geração de energia elétrica envolve a conversão de fontes primárias de energia, como potencial hidráulico, solar, eólico, térmico e nuclear, em energia elétrica, frequentemente por meio de turbinas e geradores. Esses sistemas de geração operam com níveis de tensão tipicamente variando entre 6,9 kV e 25 kV. A etapa subsequente do sistema elétrico é a transmissão, que compreende o transporte eficiente da energia gerada até as unidades de distribuição.

No cenário brasileiro, onde frequentemente grandes hidrelétricas se encontram a distâncias substanciais dos centros de consumo, as linhas de transmissão (LTs) abrangem extensas distâncias. Para permitir a transmissão eficaz em longas distâncias, a tensão gerada nas usinas é elevada em estações elevadoras, conforme ilustrado na Figura 2.1, resultando na redução das perdas por efeito Joule e da queda de tensão nos condutores. Os níveis de tensão empregados na transmissão variam

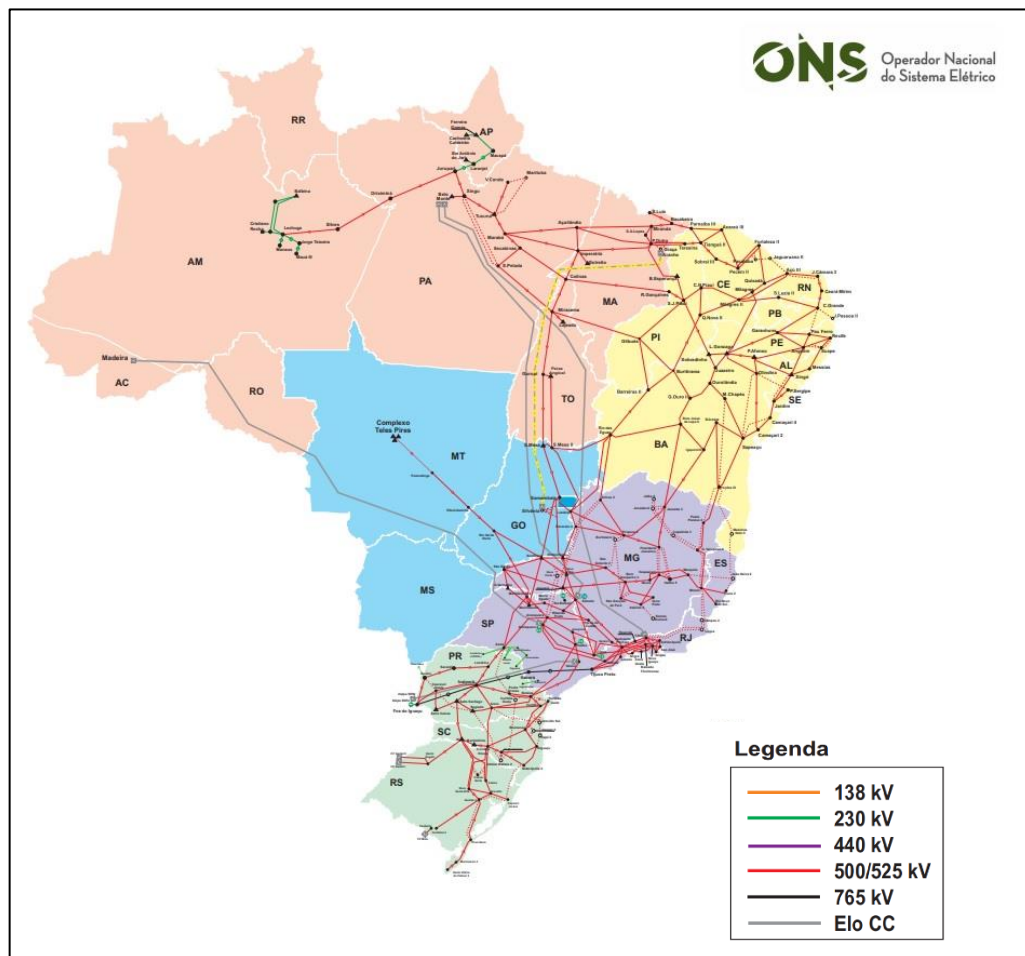
entre 230 kV e 1000 kV, embora seja importante mencionar que em países como China e Japão, já existem linhas de transmissão operando com tensões de até 1100 kV. (PINTO, 2014).

A determinação do nível de tensão a ser utilizado em uma linha de transmissão é uma decisão complexa que leva em consideração a distância entre a unidade de geração e a unidade de distribuição, o trajeto da transmissão, questões de segurança e as demandas de potência envolvidas. Além disso, a promoção da confiabilidade do sistema elétrico é alcançada por meio da criação de uma rede fortemente malhada, onde a interconexão de múltiplas linhas de transmissão possibilita a redundância e minimiza os riscos de interrupções no fornecimento de energia. Isso é particularmente vital em sistemas elétricos de grande porte, onde a garantia de um fornecimento contínuo e seguro de eletricidade é de extrema importância para o funcionamento ininterrupto de setores críticos da sociedade. (PINTO, 2014).

A interligação dos sistemas elétricos, através de uma ampla rede de transmissão, desempenha um papel vital ao possibilitar a transferência de energia entre diferentes subsistemas, bem como ao aproveitar as variações nos regimes hidrológicos das bacias. Isso leva à formação do Sistema Interligado Nacional (SIN), que engloba todo o sistema de transmissão brasileiro, com exceção de algumas regiões que são supridas por sistemas isolados, representando menos de 1% da carga elétrica total do país (ONS, 2023). A operação do SIN é centralizada e confiada ao Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), que assegura que as decisões de despacho de energia sejam tomadas com a finalidade de atender às necessidades nacionais de abastecimento (ABRADEE, 2015). O mapa desse sistema está apresentado na Figura 2.2.

Na conclusão da rede de transmissão, a tensão é reduzida por uma estação abaixadora, conforme ilustrado na Figura 2.1, marcando a transição para o setor de distribuição, responsável por entregar eletricidade aos consumidores finais. Este setor se subdivide em três categorias: a subtransmissão, operando com níveis de tensão

Figura 2.2 - Mapa do Sistema Interligado Nacional.



Fonte: (ONS, 2023)

entre 69 kV e 138 kV, faz o papel de intermediário entre a transmissão e a distribuição primária, além de abastecer certos consumidores, como shoppings e indústrias. A distribuição primária, operando com níveis de tensão entre 13,8 kV e 34,5 kV, funciona como o alimentador da rede secundária, suprindo pequenas indústrias e complexos comerciais. A distribuição secundária opera com níveis de tensão entre 110 V e 380 V, sendo responsável por prover energia aos consumidores residenciais e pequenos estabelecimentos comerciais (ONS, 2023).

2.2. Redes de Distribuição

De acordo com a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) em 2009, a distribuição, no contexto elétrico, é definida como o segmento dedicado a diminuição

do nível de tensão proveniente do sistema de transmissão. Esse segmento inclui a conexão de centrais geradoras e o fornecimento de energia elétrica ao consumidor final. O sistema de distribuição é composto pela rede elétrica e pelo conjunto de instalações e equipamentos elétricos, como transformadores e dispositivos de medição, controle e proteção, incluindo religadores, que operam em níveis de até 34,5 kV. Há uma subdivisão entre média tensão ou tensão primária (comum em 7,9 kV, 13,8 kV, 23 kV e 34,5 kV) e baixa tensão ou tensão secundária (tensões iguais ou inferiores a 1 kV).

Segundo a Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica (ABRADEE), o sistema de distribuição é tão complexo que se confunde com a própria topografia das cidades, dada sua extensão e ramificação ao longo de ruas e avenidas. Isso ocorre com o objetivo de conectar fisicamente o sistema de transmissão, agora com níveis de tensão rebaixados, ou unidades geradoras de médio e pequeno porte, aos consumidores finais de energia elétrica. É responsabilidade das distribuidoras a conexão, o atendimento e a efetiva entrega de energia elétrica ao consumidor. Portanto, a energia distribuída é a energia efetivamente entregue aos consumidores conectados à rede elétrica de uma determinada empresa de distribuição (ABRADEE, 2015).

2.2.1. Rede Aérea Convencional

O sistema de redes aéreas convencionais, amplamente utilizado no Brasil por cerca de 50 a 60 anos, caracteriza-se pelo emprego de condutores nus suportados por isoladores de porcelana ou vidro, fixados em cruzetas de concreto ou madeira, distribuídas ao longo de postes de concreto. Elementos adicionais desse sistema incluem para-raios, braços de iluminação pública, transformadores de distribuição, bancos de capacitores, chaves seccionadoras e infraestrutura de comunicação (ZIMMER; JUNIOR, 2014).

A vulnerabilidade desse tipo de rede, devido à ausência de isolamento nos condutores, torna-a suscetível a influências ambientais, resultando em altas taxas de falhas. Isso frequentemente demanda intervenções, como podas de árvores próximas,

acarretando prejuízos à sociedade, como desligamentos não programados, perdas decorrentes da falta de energia, danos a aparelhos eletroeletrônicos e equipamentos industriais, além de transtornos em hospitais. As despesas associadas a manutenções e podas emergenciais, corretivas e preventivas também são elevadas (AZEVEDO, 2010).

Ainda segundo Nakaguishi e Hermes (2011, p. 24), apesar da rede aérea ser mais econômica inicialmente, ela acarreta um custo de manutenção consideravelmente mais elevado, devido à frequência e às características das ocorrências. Essa disputa pelo espaço entre o meio ambiente e a infraestrutura aérea pode ocasionar diversos transtornos à sociedade, tais como: ocorrência de curtos-circuitos em média e baixa tensão, afrouxamento das conexões e fixações, danos e queimas em aparelhos domésticos e industriais, despesas excessivas com manutenção corretiva e podas de emergência e falhas e queima de transformadores decorrentes do número constante de curtos.

A DIS-NOR-18-Rev.01 (2021) estabelece os critérios para Redes de Distribuição Aéreas com condutores nus até 36,2 kV para as regiões atendidas pela Neoenergia. Uma das particularidades desse tipo de rede é a divisão entre estruturas trifásicas em tipo N (Normal) e tipo B (Beco), e uma estrutura monofásica nomeada de tipo U. Ainda há estruturas chamadas MB (Meio beco) que não são mais utilizadas nos novos projetos, mas que ainda conseguimos observar nas redes urbanas. Essa separação entre estruturas normais e beco ocorrem devido ao afastamento da rede de áreas urbanas para garantir a segurança e evitar contato dos cabos descobertos com alguma estrutura urbana ou arbórea, assim como mostra a Figura 2.3.

2.2.2. Rede Aérea Compacta

Visando aprimorar a qualidade da energia entregue aos consumidores e elevar a confiabilidade do sistema, as redes aéreas compactas emergiram como uma solução tecnológica para as concessionárias de distribuição de energia.

Na Rede Compacta, conhecida como Spacer Cable, as tensões nominais va-

Figura 2.3 - Estrutura MB1 na zona urbana de Vitória da Conquista- BA.



Fonte: (Próprio Autor, 2023)

riam de até 15 kV e de 25 kV a 35 kV. Sua compactação é alcançada por meio do espaçador losangular, conforme ilustrado na Figura 2.4, o qual impede o contato direto entre os cabos. Esse tipo de rede é composta por três condutores revestidos com uma camada de polietileno não reticulado (XLPE), sustentados por um cabo mensageiro de aço, essas redes adotam espaçadores poliméricos a cada 10 metros, formando um arranjo triangular compacto. É importante destacar que esses cabos são protegidos, mas não podem ser considerados eletricamente isolados. (RIBEIRO, 2008).

A implementação de redes aéreas compactas não apenas eleva a confiabilidade no fornecimento de energia elétrica e aprimora os indicadores técnicos de qualidade, mas também contribui significativamente para a preservação da arborização, reduzindo drasticamente a necessidade de podas de árvores e o uso de cruzetas de madeira. Além desses benefícios, a adoção desse tipo de rede resulta em

Figura.2.4 - Espaçador Losangular de uma Rede Compacta.



Fonte: Ancora (s.d.).

uma substancial diminuição tanto nos custos quanto na frequência das intervenções na rede de distribuição, abrangendo manutenção preventiva, corretiva e podas de árvores. Simultaneamente, proporciona a compactação da configuração da rede aérea de distribuição, minimizando a poluição visual derivada do excesso de estruturas destinadas à sustentação de cabos e equipamentos (ZIMMER; JUNIOR, 2014). A Figura 2.5. mostra um exemplo de um final de linha de rede compacta. Identificado em vermelho.

2.2.3. Rede Aérea Isolada

Redes Aéreas Isoladas ou Multiplexadas (conforme Figura 2.6) apresentam configurações para Baixa e Média Tensão, utilizando três condutores isolados, blindados e trançados em torno de um cabo mensageiro de sustentação. A composição dessas redes inclui cabos de alumínio isolados para 15 kV, com camadas

Figura 2.5 – Estrutura de uma rede compacta.



Fonte: (Próprio Autor, 2023)

semicondutoras para confinamento do campo elétrico, acessórios desconectáveis e peças moldadas em bases de material polimérico para a transição entre os condutores isolados e os das redes nuas (VELASCO, 2003).

Redes Aéreas Isoladas ou Multiplexadas (conforme Figura 2.6) apresentam configurações para Baixa e Média Tensão, utilizando três condutores isolados, blindados e trançados em torno de um cabo mensageiro de sustentação. A composição dessas redes inclui cabos de alumínio isolados para 15 kV, com camadas semicondutoras para confinamento do campo elétrico, acessórios desconectáveis e peças moldadas em bases de material polimérico para a transição entre os condutores isolados e os das redes nuas (VELASCO, 2003).

Figura 2.6 - Rede Aérea de Distribuição Isolada.



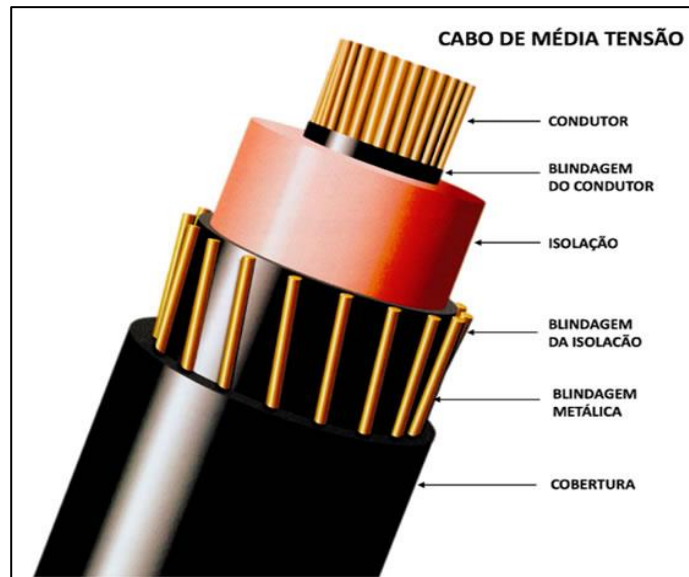
Fonte: (CERNHE, 2019).

Indicadas para áreas urbanas ou rurais com densa vegetação, as Redes Isoladas são imunes a possíveis contatos com a flora, animais e objetos lançados em direção à rede, desde que não causem danos à isolamento dos cabos. Esse aspecto as torna dispensáveis de podas desnecessárias, resultando em benefícios ambientais (CELESC, 2020).

O cabo isolado de média tensão difere substancialmente dos cabos protegidos da rede compacta ou dos cabos nus da rede convencional. Sua finalidade é confinar o campo elétrico, assegurando que, em sua camada externa, o potencial seja zero. Isso significa que, ao tocar no cabo, não há risco de choque elétrico. Este tipo de cabo pode entrar em contato direto com objetos, pois o confinamento do campo elétrico impede distorções nas linhas de campo, mantendo-as uniformes. A construção das camadas dos condutores isolados é ilustrada na Figura 2.7.

Souza (2012) define a função das partes do cabo isolado de média tensão que possuem características específicas e finalidades distintas, conforme descrito a seguir:

Figura 2.7 - Detalhes construtivos do condutor isolado de média tensão .

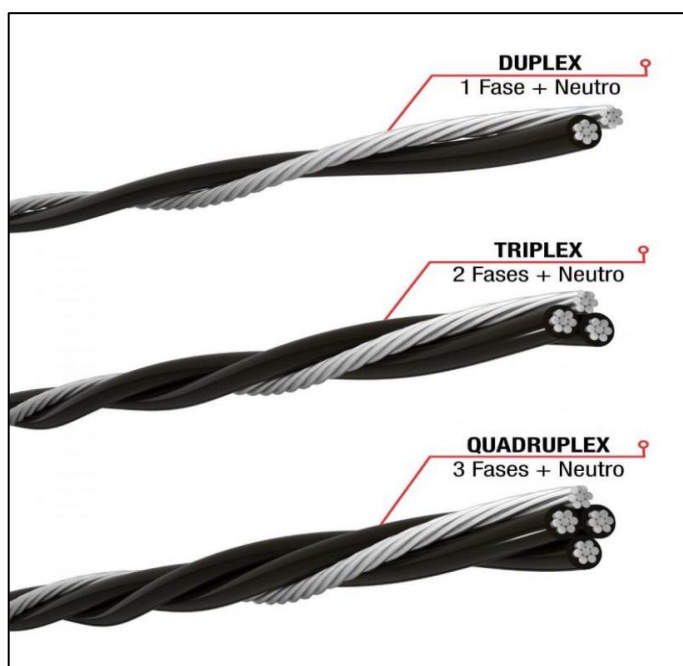


Fonte: MDR, (2020)

- a) **Capa Externa:** Destina-se à proteção mecânica do cabo, permitindo que o mesmo possa ser tocado sem sofrer danos.
- b) **Blindagem Metálica:** Responsável por proteger o cabo em casos de curto-circuito, descargas atmosféricas induzidas e, principalmente, por equalizar as linhas de força do campo elétrico quando o cabo está em contato com alguma superfície aterrada.
- c) **Camada Semicondutora Externa:** Tem a função de equalizar o campo elétrico ao redor do condutor da blindagem, garantindo um contato perfeito entre a blindagem e a isolação.
- d) **Isolação:** Sua responsabilidade é isolar o condutor da camada externa do cabo, protegendo contra interferências elétricas.
- e) **Camada Semicondutora Interna:** Objetiva preencher as partes vazias do cabo, a fim de equalizar o campo elétrico do mesmo. Essa camada é necessária devido à construção do cabo, que é constituído por diversos tentos circulares encordoados, mantendo uma forma geométrica circular.

Na rede multiplexada, existem dois tipos de isolamento rígidas dos cabos isolados e estas são denominadas de EPR ou XLPE. O cabo XLPE apresenta menores perdas dielétricas, porém suas propriedades mecânicas são inferiores ao cabo com isolamento EPR, o qual permite maior flexibilidade. (SOUZA,2012). Os cabos se dividem em três tipos e são ilustrados na Figura 2.8.

Figura 2.8 - Tipos de condutores multiplexados.



Fonte: MDPOLICABOS, (s.d.).

As redes de distribuição são fundamentais no contexto do Sistema Elétrico de Potência (SEP), desempenhando um papel crucial na entrega eficiente de eletricidade aos consumidores finais. Após a definição dos tipos de condutores que serão utilizados na rede, é necessário realizar um estudo normativo para garantir a segurança e que a função de cada rede seja usada da melhor forma. No próximo capítulo, serão estudados esses critérios para que possa ter uma rede de distribuição eficiente.

Capítulo 3

Critérios para Elaboração de Projetos de Rede de Distribuição Aérea

Para a elaboração de projetos de Distribuição junto a concessionária Neoenergia, existem várias normas que regem o que deve ser feito. A principal norma é a DIS-NOR-012-Rev.04 (2022), que define critérios e parâmetros para a concepção de projetos de rede de distribuição aérea, abrangendo tensões de até 36,2 kV. Além de informações gerais ela também encaminha o projetista para as normas específicas para informações do projeto como:

- DIS-NOR-013-Rev.04, (2022): Projeto de Rede de Distribuição Aérea Compacta com Espaçador;
- DIS-NOR-014-Rev.03, (2022): Projeto de Rede de Distribuição Aérea Multiplexada de Baixa Tensão.

É relevante ressaltar que a responsabilidade pelo cumprimento e aplicação rigorosa deste instrumento normativo recai sobre os agentes encarregados das etapas de planejamento, projeto, construção, manutenção, operação e engenharia. A seguir será elencado os principais critérios adotados para elaboração do projeto:

3.1. Transformadores e Fator de Utilização

A DIS-NOR-012-Rev.04 (2022), estabelece que a instalação de transformadores de potência precisa atender a requisitos fundamentais listados a seguir:

- a) A disposição preferencial é o posicionamento no centro de carga sempre que possível;
- b) Prioridade para instalação próxima às cargas que causam flutuação de tensão;
- c) Estratégia de instalação considerando minimização de realocações futuras;
- d) Utilização de postes com esforços nominais conforme especificações normativas, como mostrado no Quadro 3.1.

Quadro 3.1 - Padronização de postes para Instalação de Transformadores.

POTÊNCIA DO TRANSFORMADOR (Kva)	ESFORÇO MECÂNICO DO POSTE (daN)
Até 112,5	12/400
Superior a 112,5	12/600

Fonte: (DIS-NOR-012-Rev.04, 2022)

A partir dos requisitos fundamentais, a normativa ainda estabelece que é vedada a instalação de transformadores em postes com derivação primária. Além disso, é necessário evitar a colocação de transformadores em postes de esquina ou com ângulos, em virtude das possíveis complicações operacionais e do risco de não assegurar o afastamento mínimo de segurança. Adicionalmente, não é permitida a montagem de mais de um transformador no mesmo poste ou em estruturas formadas por dois postes ou bancadas.

Quanto à localização, sempre que possível, os transformadores devem situar-se no centro de carga do circuito de Baixa Tensão (BT). Isso é crucial para garantir uma queda de tensão não superior a 3,5% em qualquer ponto dos circuitos novos. Em situações de melhoramento ou extensão de redes já existentes, a queda de tensão admissível é de 5%. (DIS-NOR-012-Rev.04, 2022)

No que se refere ao carregamento, é essencial projetar os transformadores considerando os fatores de utilização ao longo do horizonte de cinco anos para redes

3.1. TRANSFORMADORES E FATOR DE UTILIZAÇÃO

aéreas e subterrâneas. Essa consideração deve ser feita levando em consideração a classificação das unidades consumidoras em relação a carga instalada e demanda diversificada em kVA por unidade residencial. Dessa forma o Quadro 3.2 informa os critérios que devem ser adotados para a classificação das unidades consumidoras.

Quadro 3.2 - Classificação das Unidades Consumidoras.

UNIDADE CONSUMIDORA	DESCRIÇÃO
A	Consumidores de baixa renda que possuem NIS – Número de Identificação Social.
B	Condomínios e <i>villages</i> com até dois quartos alimentados por redes aéreas.
C	Condomínios e <i>villages</i> com três ou quatro quartos alimentados por redes aéreas ou subterrâneas.
D	Condomínios e <i>villages</i> com cinco ou mais quartos alimentados por redes aéreas ou subterrâneas.

Fonte: (DIS-NOR-012-Rev.04, 2022)

As diversas demandas das unidades consumidoras residenciais, que variam de acordo com o tipo e quantidade de unidades presentes no trecho considerado, estão detalhadas no Quadro 3.3.

Quadro 3.3 - Demanda Diversificada por Unidade Residencial.

QUANTIDADE	NEOENERGIA NORDESTE			
	TIPO A	TIPO B	TIPO C	TIPO D
1	1,26	4,86	8,68	17,79
2	0,81	3,16	5,61	11,49
3	0,61	2,35	4,21	8,62
4	0,49	1,91	3,41	6,98
5	0,42	1,61	2,89	5,91
6	0,38	1,46	2,61	5,34
7	0,35	1,37	2,41	4,93
8	0,32	1,23	2,21	4,52
9	0,31	1,19	2,12	4,35
10	0,29	1,14	2,02	4,19
11	0,28	1,11	1,96	4,01
12	0,27	1,05	1,88	3,87
13	0,26	1,01	1,81	3,69
14	0,25	0,96	1,74	3,55
15	0,24	0,94	1,68	3,45
16	0,24	0,92	1,64	3,37
17	0,24	0,91	1,63	3,33
18	0,24	0,91	1,62	3,32
19	0,23	0,91	1,61	3,31
Mais de 19	0,23	0,91	1,61	3,29

Fonte: (DIS-NOR-012-Rev.04, 2022)

Em regiões caracterizadas por um crescimento considerado normal, a projeção das cargas deve seguir taxas específicas. Para as redes primárias e secundárias, o horizonte de planejamento, representado por "H," é estabelecido em torno de 5 anos, enquanto a taxa de crescimento vegetativo, simbolizada por "i," é fixada em 5%. Para calcular a carga futura utilizamos a Equação 3.1.

$$c_f = c_a \cdot (1 + i)^H \quad (3.1)$$

c_f ⇒ Carga futura (kVA);

c_a ⇒ Carga atual (kVA);

i ⇒ Taxa de Crescimento (a.a.);

H ⇒ Horizonte de Projeto (anos).

É importante ressaltar que em municípios com um crescimento inferior a 5%, é possível adotar valores alternativos de crescimento, desde que respaldados por dados fornecidos pelo Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE) ou pela Prefeitura Municipal. Neste contexto, a necessidade de comprovar a diminuição no crescimento é essencial para respaldar a escolha de valores alternativos.

Os transformadores com potências superiores a 112,5 kVA são designados exclusivamente para atender as edificações compostas por múltiplas unidades consumidoras, sendo essencial que sejam exclusivos e individualmente dedicados a elas. Excepcionalmente, tais transformadores, quando devidamente liberados após consulta prévia à Gerência de Normalização de Redes, podem ser empregados para aprimorar redes secundárias já existentes. No contexto de redes urbanas, é estabelecido que a potência mínima para transformadores seja de 45 kVA, exceto em casos específicos, como ligações de circuitos destinados à iluminação pública ou cargas isoladas, como alimentação de *outdoors* e bombeamentos de empresas de saneamento, sem possibilidade de conexão de novas unidades consumidoras. (DIS-NOR-012-Rev.04, 2022)

3.2. Condutores da Rede de Média Tensão (MT)

No âmbito da rede compacta de média tensão, a normativa DIS-NOR-012-Rev.04 (2022) é referência para estabelecer todos os dados e seções de condutores conforme a tensão de atendimento da rede. É importante ressaltar que, nesse contexto, não cabe as unidades encarregadas da elaboração de projetos e execução de construções de redes de distribuição e ligações de clientes a responsabilidade de dimensionar esses condutores. Assim, ao considerar situações de derivações, é comum utilizar o mesmo condutor da rede principal. Entretanto, em casos de dúvidas ou adversidades, é possível solicitar à unidade regional de planejamento do sistema elétrico da distribuição, um estudo de viabilidade técnica. Essas solicitações devem ser feitas de acordo com as condições estabelecidas, proporcionando uma abordagem técnica consistente e alinhada às normativas vigentes:

- a) Unidade consumidora com um ou mais transformadores cuja soma das potências seja superior a 200 kW e para cargas adicionais de 100 kW.
- b) Unidade consumidora com motor superior a 50 cv independentemente da potência dos transformadores;
- c) Extensão de rede cuja soma das potências dos transformadores seja superior a 200 kVA, independentemente da tensão nominal;
- d) Extensão de rede superior a 10 km em 13,8 kV;
- e) Extensão de rede superior a 20 km em 34,5 kV;
- f) Ramais MRT.

No Quadro 3.4 temos as características dos cabos cobertos disponíveis para redes aéreas de distribuição e suas respectivas tensões de atendimento que tem com referência a ABNT NBR 11873:2011.

Quadro 3.4 - Características Físicas dos Cabos Cobertos.

Classe de Tensão (kV)	Seção Nominal (mm ²)	Condutor		Cabo completo			
		Nº de Fios	Diâmetro Nominal (mm)	Espessura Nominal da Cobertura (mm)	Diâmetro Nominal (mm)	Massa Total (kg/m)	Carga Ruptura Mínima (daN)
15	35	6	7,05 ± 0,25	3	14,05 ± 1,25	0,19	455
	70	12	9,75 ± 0,25		16,75 ± 1,25	0,315	910
	185	30	16,05 ± 0,25		23,05 ± 1,25	0,695	2405
	240	30	18,50 ± 0,50		25,5 ± 1,50	0,875	3120
36,2	70	12	9,75 ± 0,25	7,6	26,95 ± 1,65	0,66	910
	185	30	16,05 ± 0,25		33,25 ± 1,655	1,15	2405

Fonte: (DIS-NOR-012-Rev.04, 2022)

3.3. Condutores da Rede Secundária (BT)

O dimensionamento dos condutores do circuito secundário deve levar em conta a corrente admissível do condutor, a queda de tensão considerando os pontos de ligação das cargas e os condutores padronizados. A DIS-NOR-014-Rev.03 (2022) fornece as características elétricas dos condutores multiplexados para rede secundária conforme mostra o Quadro 3.5.

Quadro 3.5 - Características Elétricas dos Condutores Multiplexados.

Formação (mm ²)	Capacidade de condução de corrente (A)	Resistência elétrica (Ω/km)	Reatância indutiva - XL (Ω/km)
1x1x25+25	130	1,536	0,101
3x1x35+35	116	1	0,103
3x1x50+50	141	0,742	0,099
3x1x70+50	181	0,513	0,098
3x1x120+70	265	0,293	0,094

Fonte: (DIS-NOR-014-Rev.03, 2022)

3.3.1. Cálculo de Queda de Tensão

A dimensão da rede deve ser cuidadosamente planejada, de modo que ao longo do horizonte de projeto, a tensão de fornecimento permaneça dentro dos limites estabelecidos pela legislação vigente. A apresentação do projeto deve incluir o cálculo da queda de tensão desde a origem do circuito até a carga.

Do ponto de vista da queda de tensão, a rede elétrica de distribuição deve ser dimensionada levando em consideração as unidades do grupo B. Em casos de indisponibilidade do valor da queda de tensão na rede primária, deve ser aplicado, em projetos destinados a novas cargas, o limite de 3,5% para queda máxima na rede secundária. Em redes secundárias já existentes, é possível liberar novas cargas de clientes sem alterações na infraestrutura da rede, desde que a queda de tensão (ΔV) não ultrapasse 5%. (DIS-NOR-014-Rev.03, 2022)

O dimensionamento dos condutores do circuito secundário deve levar em conta a corrente admissível do condutor, a queda de tensão considerando os pontos de ligação das cargas e os condutores padronizados. A norma fornece um modelo para o cálculo de queda de tensão além de fornecer um exemplo de preenchimento. Inicialmente é informada a designação do trecho assim com a sua extensão em hectômetros e o condutor que deve ser utilizado. Pela 2ª lei de Ohm, temos que quanto maior a área da seção transversal do cabo melhor a passagem de corrente e conseqüentemente menor a queda de tensão, assim ao realizar o cálculo deve-se ir aumentando a bitola dos cabos caso a queda de tensão não esteja dentro do aceitável. Para isso cada condutor possui um coeficiente de queda de tensão em relação ao produto da potência e da distância em hectômetro, assim como mostra o Quadro 3.6, disponibilizado pela norma DIS-NOR-014-Rev.03 (2022).

Quadro 3.6 - Coeficientes de Queda de Tensão.

FORMAÇÃO (mm²)	Coeficiente de queda de tensão (kVA x 100 m)			
	127/220 V		220/380 V	
	1 F	3 F	1 F	3 F
1x1x25+25	1,4332	-	0,4749	-
3x1x35+35	1,1897	0,22	0,3631	0,074
3x1x50+50	0,7828	0,1491	0,2625	0,05
3x1x70+50	0,582	0,1054	0,1939	0,0353
3x1x120+70	0,3725	0,0633	0,1241	0,0212

Fonte: (DIS-NOR-014-Rev.03, 2022)

Após a análise do condutor é necessário determinar a carga de cada consumidor além da carga da luminária do poste, após essa informação é informada a quantidade de consumidores por trecho que realizada o cálculo para a carga no fim do trecho e o momento elétrico conforme as Equações 3.2 e 3.3, respectivamente.

$$Cf = (M * Pm) + (B + Pb) + (T + Pt) + (I + Pi) \quad (3.2)$$

Cf ⇒ Carga no fim do trecho (kVA);

M, B e T ⇒ Quantidade de Consumidores Mono, Bi e Trifásicos;

Pm, Pb e Pi ⇒ Potência unitária para padrão Mono, Bi e Trifásicos (kVA);

I ⇒ Quantidade de luminárias;

Pi ⇒ Potência unitária da luminária (kVA).

$$ME = Cf.d \quad (3.3)$$

ME ⇒ Momento Elétrico (kVA.hm);

d ⇒ Distância do trecho (hm).

Com os valores da carga em cada trecho e do momento elétrico é realizado o cálculo da queda de tensão no trecho conforme Equação 3.4.

3.3. CONDUTORES DA REDE SECINDÁRIA (BT)

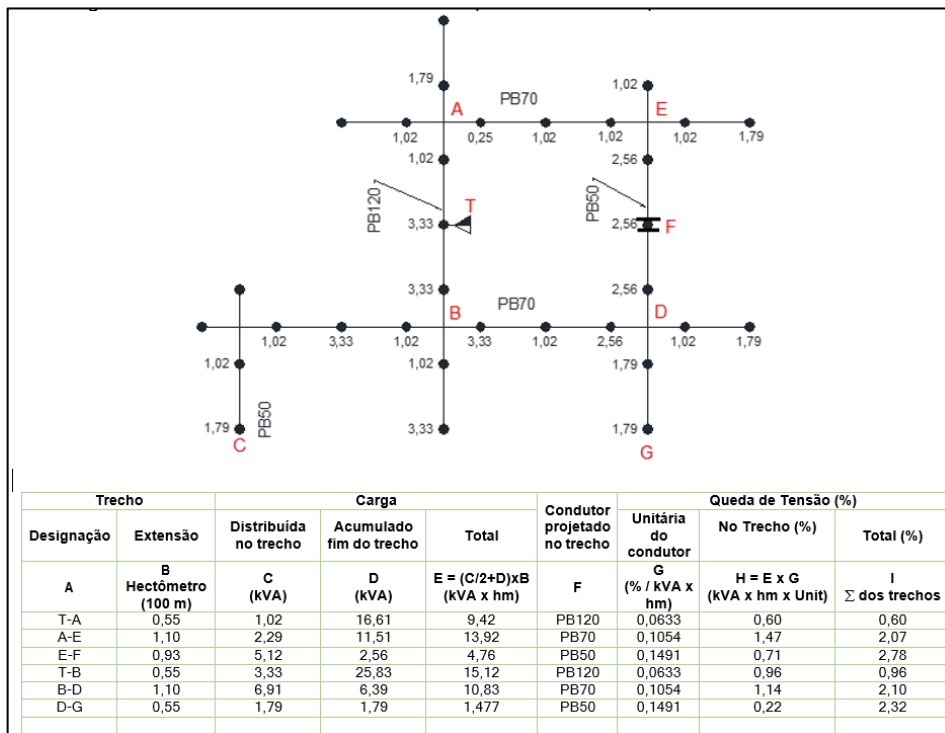
$$\Delta V = ME.\alpha \quad (3.4)$$

ΔV ⇒ Queda de tensão no trecho (%);

α ⇒ Coeficiente de queda de tensão para condutores (%/kVA.hm).

O último passo para o cálculo de queda de tensão é realizar o somatório das porcentagens de cada trecho encontrando a queda de tensão total. A norma fornece um exemplo de cálculo conforme mostrado na Figura 3.1, em que foi encontrado a queda de tensão do trecho do transformador T até ponto G. Vale salientar que é necessário realizar o cálculo para cada caminho percorrido pela corrente até os consumidores.

Figura 3.1 - Exemplo de Cálculo de Queda de Tensão.



Fonte: (DIS-NOR-014-Rev.03, 2022)

Independentemente da queda de tensão, é estabelecido que nenhum ponto da rede de distribuição aérea multiplexada deve estar eletricamente distante a mais de 500 m do transformador, considerando a tensão de 380/220 V, e a 200 m, na tensão

de 220/127 V. No caso de transformadores com potência a partir de 112,5 kVA, essa distância pode ser reduzida para 70% desses valores. Essas condições podem ser aplicadas, desde que a queda de tensão não ultrapasse os limites estabelecidos, assegurando uma distribuição elétrica eficaz e em conformidade com as normativas. (DIS-NOR-014-Rev.03, 2022)

3.3.2. Cabo para Primeiro Vão do Transformador

A DIS-NOR-014-Rev.03 (2022) estabelece que o dimensionamento do cabo no primeiro vão da rede secundária, tanto à direita quanto à esquerda do transformador, deve ser estabelecido com base na potência do transformador, conforme especificado no Quadro 3.7.

Quadro 3.7 - Cabo do Primeiro Vão da Rede Secundária Multiplexada.

POTÊNCIA DO TRANSFORMADOR (kVA)	TENSÃO SECUNDÁRIA (V)	1º VÃO DA REDE MULTIPLEXADA (mm ²)	AMPACIDADE (A)
10	127	1x1x25+25	130
15			
10	220		
15			
15	220/127	3x1x35+35	116
30		3x1x50+50	141
45		3x1x70+50	181
75		3x1x120+70	265
112,5		380/220	3x1x35+35
15	3x1x70+50		181
30			
45			
75			
112,5	3x1x120+70	265	

Fonte: (DIS-NOR-014-Rev.03, 2022)

3.4. Dimensionamento de Postes

Nas zonas urbanas, as redes de média tensão (MT) com até 36,2 kV exigem projetos que incluam postes com altura mínima de 12 metros. Já as redes

exclusivamente de baixa tensão (BT) devem ser concebidas com postes de, pelo menos, 9 metros de altura. Entretanto, em casos em que haja perspectiva de expansão da rede de média tensão, recomenda-se a utilização de postes com altura de 12 metros, mesmo que, no momento do planejamento, a expansão se restrinja à rede de baixa tensão. (DIS-NOR-012-Rev.04, 2022)

Os postes padronizados e as condições de aplicação estão estabelecidos conforme as especificações apresentadas no Quadro 3.5.

Quadro 3.8 - Postes padronizados juntamente com as condições de aplicação associadas.

DESCRIÇÃO	CONDIÇÃO DE APLICAÇÃO
Poste de Fibra de Vidro	<ul style="list-style-type: none">• Neoenergia Nordeste e Neoenergia Elektro – Zonas de difícil acesso e zonas onde o poste é exposto diretamente à névoa salina.• Neoenergia Brasília – Zonas de difícil acesso.
Poste de Concreto Armado para Redes de Distribuição	<ul style="list-style-type: none">• Áreas com atmosfera normal e áreas de canaviais.

Fonte: (DIS-NOR-012-Rev.04, 2022)

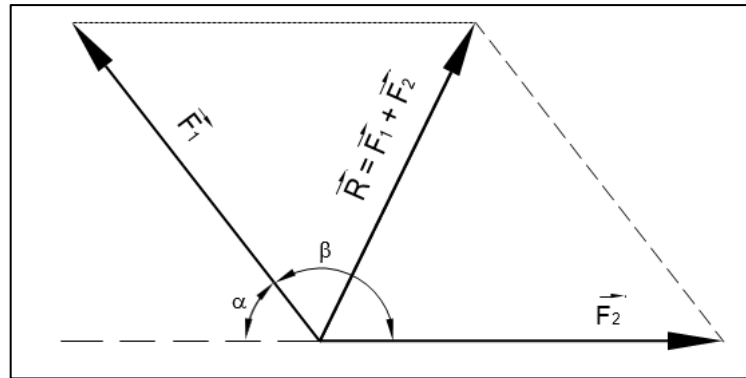
3.4.1. Cálculo Mecânico

O cálculo mecânico visa determinar os esforços resultantes aplicados nos postes e identificar os meios necessários para absorver tais esforços, principalmente no contexto da Rede de Distribuição Compacta (RDC). O esforço resultante é calculado pela composição dos esforços dos condutores que atuam no poste em todas as direções. Esse cálculo é realizado a uma distância de 0,20 m do topo do poste e pode ser efetuado tanto pelo método geométrico quanto pelo método analítico. (DIS-NOR-012-Rev.04, 2022)

A norma estabelece tabelas de flechas e trações para cada tamanho de cabo multiplexado (PB 35, PB 70 e PB 120) em que é informado o esforço em daN para vãos até 40 metros com um intervalo de 5 metros. No método geométrico, as trações dos condutores são representadas por dois vetores em escala, cujas origens coincidem, formando um paralelogramo. Este método proporciona uma visualização

gráfica dos esforços e é utilizado para análise e dimensionamento adequados das estruturas. Na Figura 3.2 é possível identificar a análise de forças para o cálculo de esforço.

Figura 3.2 - Diagrama das forças para regra do paralelogramo.



Fonte: (DIS-NOR-012-Rev.04, 2022)

Seguindo o diagrama de forças e realizando a regra do paralelogramo e a Lei dos cossenos podemos chegar à força resultante a partir da Equação 3.5.

$$R = \sqrt{F_1^2 + F_2^2 + 2 \cdot F_1 F_2 \cdot \cos \beta} \quad (3.5)$$

R \Rightarrow Tração Resultante;

F_1 e F_2 \Rightarrow Trações de projeto dos condutores;

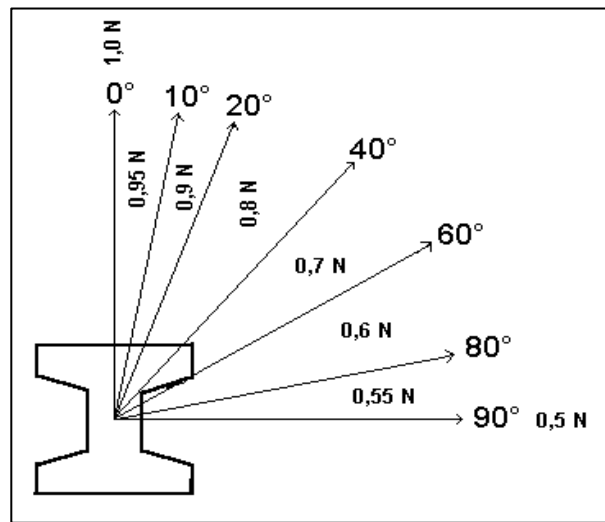
β \Rightarrow ângulo de reflexão da rede.

Um poste do Tipo R (Circular) consegue suportar as mesmas trações por todas as direções já que possui um formato cilíndrico, já um poste DT (Duplo T) perde resistência conforme a resultante se aproxima da gaveta do poste. Os coeficientes para a redução da carga nominal podem ser vistos na Figura 3.3.

3.5. Topologia da Rede

A concepção da rede primária deve ser orientada para a proximidade das con-

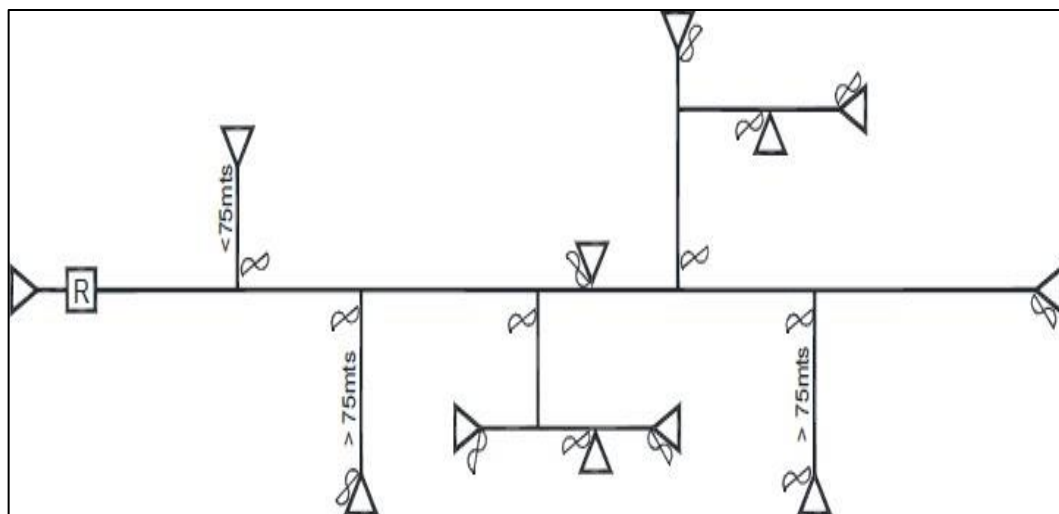
Figura 3.3 - Coeficientes para redução da carga de postes DT.



Fonte: (DIS-NOR-012-Rev.04, 2022)

centrações de carga, buscando direcionamento alinhado ao crescimento da localidade, facilitando assim a expansão do sistema. Em áreas de baixa densidade de carga, onde os circuitos assumem trajetórias distintas em razão da distribuição particular da carga, é viável adotar configurações radiais simples. Este modelo, ilustrado na Figura 3.4, evita a complexidade e os custos associados à implementação de pontos de interligação.

Figura 3.4 - Sistema Radial Simples.

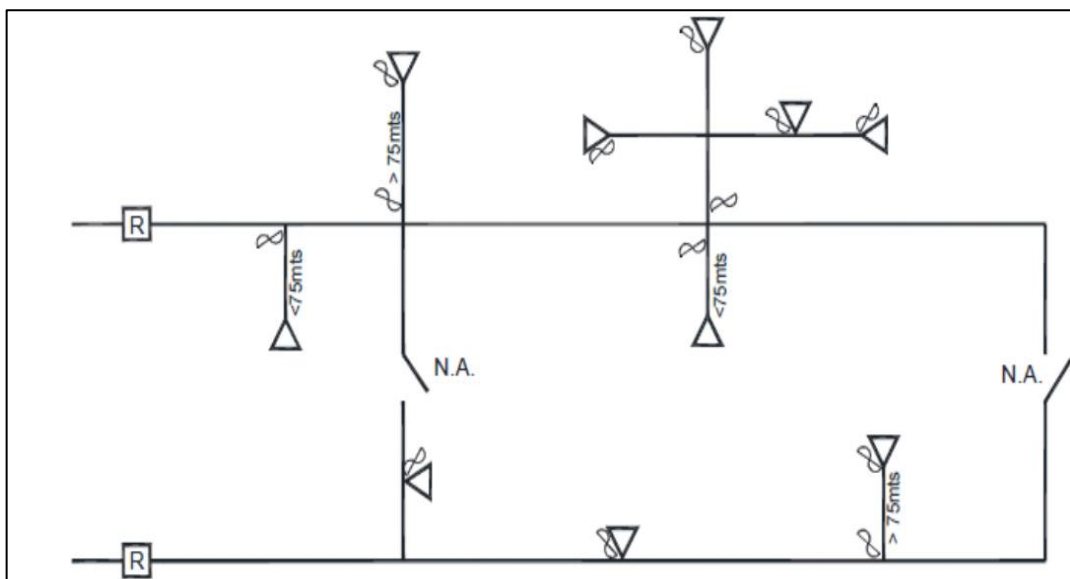


Fonte: (DIS-NOR-012-Rev.04, 2022)

Já em áreas com maiores densidades de carga ou que demandam maior confiabilidade, como hospitais e instalações sensíveis, é aconselhável a aplicação de sistemas radiais com recurso. Na Figura 3.5, exemplifica-se um sistema desse tipo, caracterizado pelos seguintes aspectos:

- Presença de interligações normalmente abertas entre alimentadores adjacentes ou provenientes de subestações distintas;
- Planejamento que assegura uma reserva de capacidade em cada circuito para absorver cargas em caso de falha em outro circuito;
- Restrição do número de consumidores afetados por falhas, reduzindo o tempo de interrupção em comparação ao sistema radial simples;
- Quando não for viável instalar fusíveis devido à necessidade de seletividade, é possível prever lâminas desligadoras como alternativa.

Figura 3.5 - Sistema Radial com Recursos.



. Fonte: (DIS-NOR-012-Rev.04, 2022).

3.5.1. Escolha do traçado

A orientação da rede deve ser estabelecida de modo a evitar mudanças frequentes de direção devido a pequenas concentrações de carga. O traçado da rede

precisa atender a critérios que facilitem o fornecimento de energia às unidades consumidoras, promovam a integração com a infraestrutura de outros serviços públicos e proporcionem a melhor relação custo-benefício tanto na execução quanto na manutenção da rede. No dimensionamento dos troncos de alimentadores, é recomendado evitar o projeto em ruas paralelas. Em relação às derivações, a preferência recai sobre disposições perpendiculares à rede, sendo que o primeiro poste não deve estar a mais de 40 metros da derivação. (DIS-NOR-012-Rev.04, 2022)

Recomenda-se a utilização de uma estrutura de amarração nesse poste para otimizar a eficiência. A distribuição de demandas entre os alimentadores deve ser equilibrada, procurando designar áreas de dimensões semelhantes e evitando, na medida do possível, trechos paralelos na mesma rua ou circuitos duplos. O traçado da rede deve evitar ângulos obtusos, dando preferência a contornos de obstáculos com poligonais formadas por ângulos inferiores a 60° . A utilização de ângulos deve ser restrita ao mínimo necessário para garantir a boa execução do traçado, uma vez que implica em estruturas especiais que podem onerar o custo do projeto. Esses ângulos devem ser previstos preferencialmente em pontos elevados do perfil e evitados em depressões acentuadas. (DIS-NOR-012-Rev.04, 2022)

3.6. Critérios de Aterramento

Todas as partes metálicas, incluindo a massa de equipamentos, mecanismos de manobra, quadros, painéis e outros elementos suscetíveis a contatos diretos ou indiretos, devem ser devidamente aterradas por meio de hastes de terra, e todos esses aterramentos devem ser interconectados entre si. É essencial que as descidas do cabo de aterramento provenientes das caixas de controle dos equipamentos sejam independentes (ou seja, separadas) das descidas do cabo de aterramento associadas a massas, para-raios e demais terminais de aterramento. No entanto, é necessário interligar essas descidas, garantindo sua conexão à mesma malha de aterramento, proporcionando assim uma integração segura do sistema. (DIS-NOR-012-Rev.04, 2022)

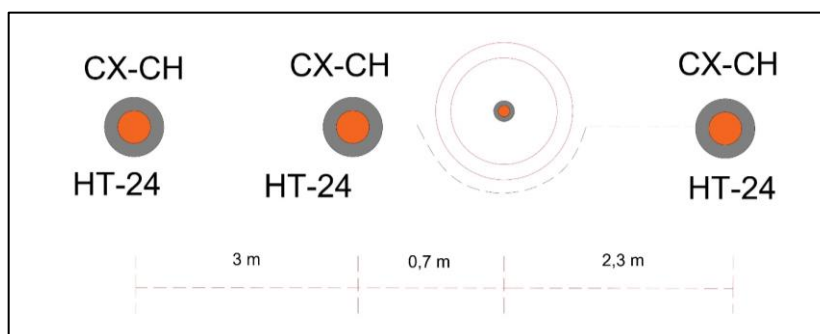
A DIS-NOR-012-Rev.04 informa que o sistema de aterramento requer o uso de hastes de aço-cobreadas, medindo 13 x 2.400 mm, enterradas verticalmente no solo. O objetivo é alcançar um valor de resistência de aterramento próximo a zero e, em nenhuma circunstância, superior a 20 Ω . Caso o padrão de aterramento inicial não satisfaça o valor desejado de resistência de aterramento, é necessário dimensionar uma malha de aterramento para atender aos requisitos estabelecidos sendo crucial seguir as seguintes condições de aterramento:

- Aterramento no mesmo nível da malha de aterramento dos equipamentos ao longo da rede;
- Aterramento em intervalos não excedentes a 300 metros de outro ponto de aterramento ao longo da rede;
- Aterramento obrigatório nos finais da rede. Os modelos de aterramento são divididos entre 5 configurações, porém dentro deste trabalho, teremos participação do Modelo A e Modelo E.

3.6.1. Modelo A

A aplicação de malhas de aterramento interligadas é uma prática essencial em transformadores, para-raios de linha e equipamentos especiais. Neste contexto, é imprescindível considerar a interconexão de duas malhas de aterramento. Na Figura 3.6 é possível observar um desenho da malha de aterramento do Modelo A.

Figura 3.6 - Padrão de Aterramento 1 (Modelo A).

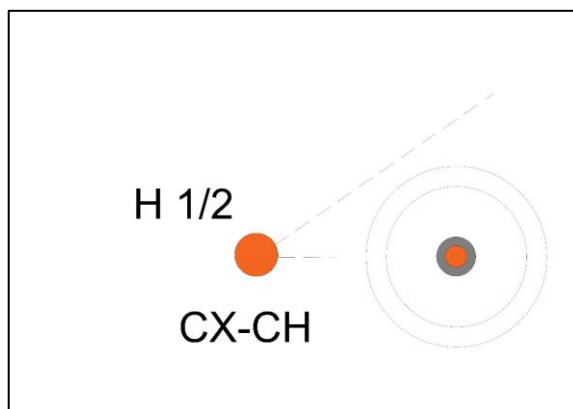


Fonte: (DIS-NOR-012-Rev.04, 2022).

3.6.2. Modelo E

Esse modelo tem a aplicação nos extremos da rede secundária, sempre sendo usadas nas estruturas finais de linha como a FLBIT. Na Figura 3.7, é possível observar uma ilustração da malha de aterramento.

Figura 3.7 - Padrão de Aterramento 5 (Modelo E).



Fonte: (DIS-NOR-012-Rev.04, 2022).

3.7. Critérios de Proteção

Os transformadores necessitam de proteção contra sobrecorrente, a qual deve ser assegurada mediante a utilização de elos fusíveis devidamente dimensionados, conforme indicado no Quadro 3.9.

O uso de chaves fusíveis é indicado em casos específicos, incluindo pontos de derivação com corrente média futura inferior a 25 A, proteção primária de transformadores de distribuição (exceto em casos específicos), proteção primária de bancos de capacitores fixos e automáticos, e como derivação intermediária a cada 6 km de trecho contínuo, desde que o número de chaves em série não ultrapasse três. (DIS-NOR-012-Rev.04, 2022)

A coordenação de elos fusíveis é viável para até três chaves fusíveis em série, podendo excepcionalmente ser aplicada para quatro chaves. Não é recomendado ins-

Quadro 3.9 - Elos Fusíveis para Transformadores Padronizados para Rede de Distribuição.

POTÊNCIA kVA	TENSÃO 13,8 kV
	TRIFÁSICO
3	-
5	0,5 H
7,5	-
10	0,5 H
15	0,5 H
25	-
30	1 H
37,5	-
45	2 H
75	3 H
112,5	5 H
150	6 K
200	10 K
225	10 K
300	15 K

Fonte: (DIS-NOR-012-Rev.04, 2022)

calar elos fusíveis de mesma capacidade em série. Ao dimensionar os elos fusíveis, é importante considerar a corrente nominal, que deve ser no máximo 1/4 da menor corrente de curto-circuito fase-terra no fim do trecho protegido. Além disso, a corrente nominal de um elo fusível não deve ultrapassar 2/3 da corrente correspondente à demanda máxima no ponto considerado, para pico de demanda de até três horas. Esse valor abrange as correntes resultantes de manobra, quando aplicável. (DIS-NOR-012-Rev.04, 2022)

Nos quadros 3.10 e 3.11 temos as características das correntes para os elos fusíveis padronizados e a tabela de coordenação do Elos protetores e protegidos, respectivamente.

Nos diversos transformadores de uma área urbana, é essencial realizar a interligação dos condutores neutros de forma a garantir a continuidade ao longo de toda a extensão, incluindo novos loteamentos a serem incorporados ao ativo da distribuidora. Essa prática assegura a manutenção da integridade da continuidade do neutro, proporcionando uma solução eficiente e adaptável às características específicas de cada localidade urbana. a interligação do neutro contribui diretamente

3.7. CRITÉRIOS DE PROTEÇÃO

para a estabilidade do sistema elétrico. Ao manter a simetria e equalizar as tensões nas fases, ela evita oscilações indesejadas e perturbações que poderiam comprometer

Quadro 3.10 - Característica das Correntes em Ampères nos Elos Fusíveis Padronizados.

CÓDIGO DOS ELOS	IMF - MÍNIMA DE FUSÃO	IMI - MÁXIMA DE INTERRUPÇÃO	IMD - MÁXIMA ADMISSÍVEL
0,5 H	1,5	1,8	1,31
1 H	2,5	3,3	2,18
2 H	3,5	4,3	3,6
3 H	4,7	5,9	4,11
5 H	7,4	9,2	6,48
6 K	12	14,4	10,5
8 K	15	18	13,13
10 K	19,5	23,4	15
15 K	31	37,2	25
25 K	50	60	40
40 K	80	96	60
65 K	128	153	97
80 K	160	192	120

Fonte: (DIS-NOR-012-Rev.04, 2022)

Quadro 3.11 - Coordenação de Elos Fusíveis.

Coordenação de Elos Fusíveis Tipo K								
Elo Protetor	Elo Fusível Protegido							
	8 K	10 K	12K	15K	20K	25K	30K	40K
6K	-	190 A	350 A	510 A	650 A	840 A	1060 A	1340 A
8K	-	-	210 A	440 A	650 A	840 A	1060 A	1340 A
10K	-	-	-	300 A	540 A	840 A	1060 A	1340 A
12K	-	-	-	-	320 A	710 A	1050 A	1340 A
15K	-	-	-	-	-	430 A	870 A	1340 A
20K	-	-	-	-	-	-	500 A	1100 A
25K	-	-	-	-	-	-	-	660 A
Coordenação para Elos Fusíveis K e H								
Elo Protetor	Elo Fusível Protegido							
	8 K	10 K	12 K	15 K	20 K	25 K	30 K	40 K
1 H	125 A	280 A	380 A	510 A	650 A	840 A	1060 A	1340 A
2 H	-	45 A	220 A	450 A	650 A	840 A	1060 A	1340 A
3 H	-	45 A	220 A	450 A	650 A	840 A	1060 A	1340 A
5 H	-	45 A	220 A	450 A	650 A	840 A	1060 A	1340 A

Fonte: (DIS-NOR-012-Rev.04, 2022)

ter o funcionamento adequado dos equipamentos e a segurança do sistema como um todo. (DIS-NOR-012-Rev.04, 2022)

Capítulo 4

Desenvolvimento

A análise fundamentou-se nas normas vigentes da concessionária Neoenergia relacionadas a projetos de redes de distribuição (RD), proporcionando uma base sólida para o desenvolvimento do trabalho. O estudo normativo permitiu a criação de uma planilha no software Microsoft Excel® 365, com o intuito de automatizar os cálculos de dimensionamento e a elaboração da lista de materiais necessários para o orçamento de projetos de redes de distribuição. Para viabilizar uma comparação precisa de dados, foram conduzidos quatro projetos de rede de distribuição, utilizando a versão estudante do software AutoCAD®, destinados a uma planta baixa de um loteamento residencial, cujo acesso foi disponibilizado por uma construtora localizada em Vitória da Conquista, que optou por não ser identificada por questões de confidencialidade, sendo assim será nomeada como “Construtora VDC”.

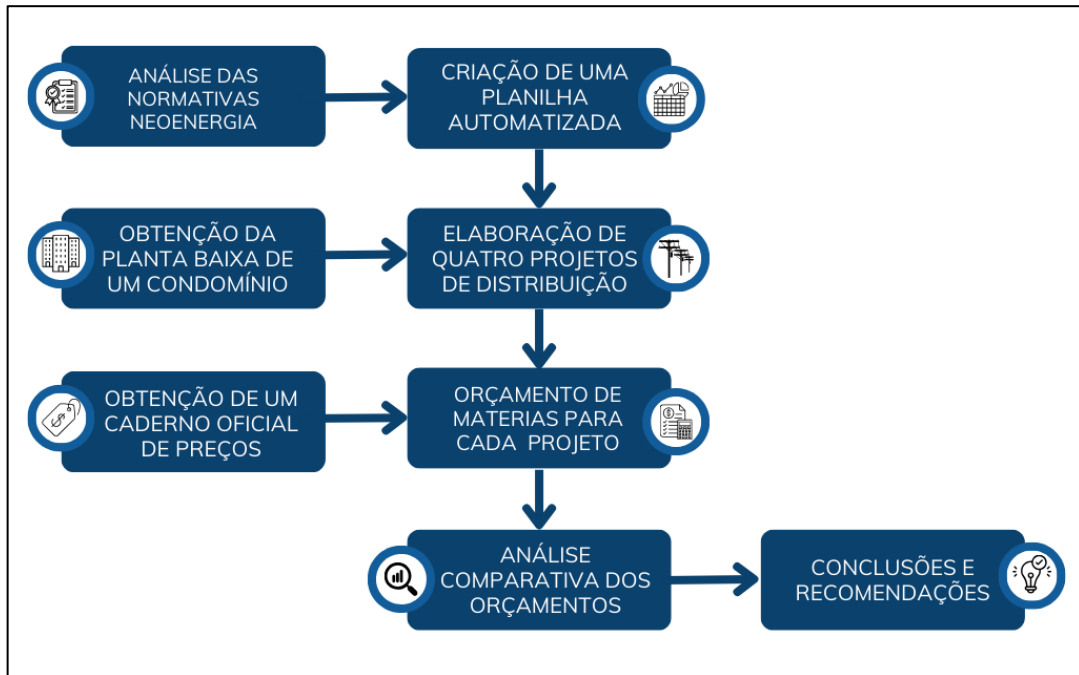
Após a conclusão dos projetos utilizando a planilha desenvolvida, adquiriu-se um caderno de preços oficial para redes distribuição da Coelba do grupo Neoenergia. Esse documento oficial contém estimativas de preços para materiais padronizados pela concessionária, proporcionando um referencial uniforme para a avaliação orçamentária. Importante ressaltar que a última publicação de um caderno de preços oficiais foi em 2013, porém, a comparação orçamentária foi conduzida de forma percentual, isentando-a das flutuações de preços e considerando a aplicação dos mesmos materiais em ambos os projetos.

A análise comparativa dos custos de materiais em cada projeto permitiu identificar pontos que contribuem para a redução de despesas, resultando em um projeto mais otimizado. Essa abordagem sistemática proporciona percepções

importantes para aprimorar a eficiência financeira e técnica na elaboração de futuros projetos de redes de distribuição.

Para um melhor entendimento foi criado um fluxograma que representa a metodologia do trabalho mostrado na Figura 4.1.

Figura 4.1 - Fluxograma do estudo



Fonte: (Próprio Autor, 2023)

4.1. Planilha Automatizada

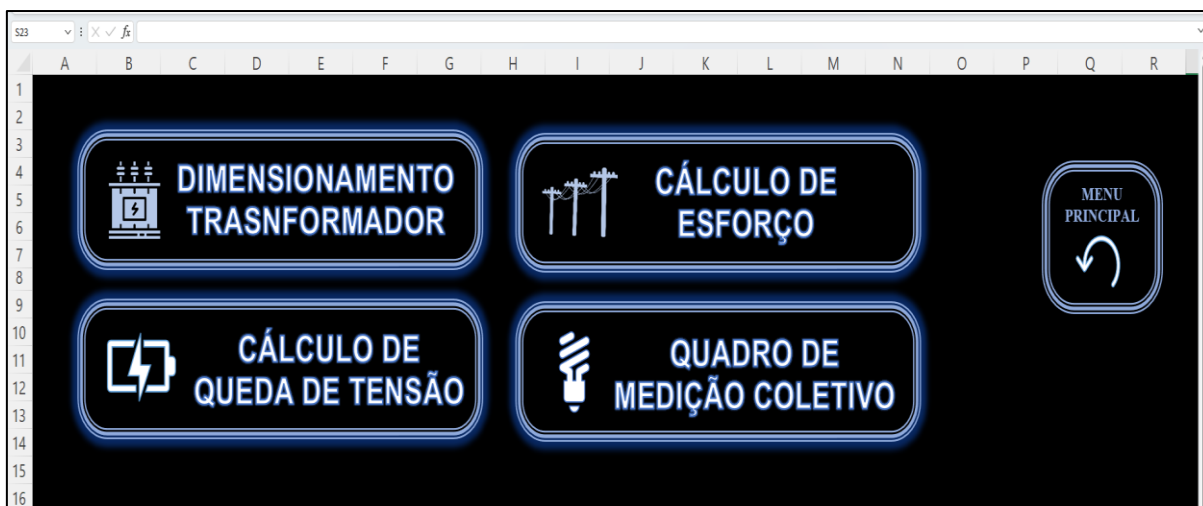
No editor de planilhas Microsoft Excel® 365, a relação entre várias pequenas planilhas foi estabelecida por meio de *links* dentro do software o que permitiu uma conexão intuitiva entre as funções de cada ação. Sendo assim foi realizado um menu inicial para que o usuário escolha entre: “Cálculos para RD” e “Materiais para RD”.

4.1.1. Cálculos para RD

Para os cálculos de rede a concessionária exige o envio dos cálculos empregados e que devem ser enviados em projetos a parte ou em memoriais de

cálculo. Na aplicação desenvolvida, os cálculos foram divididos em quatro itens: Dimensionamento de transformadores, Cálculo de esforço, Cálculo de queda de tensão e o Quadro de medição coletivo, como visto na Figura 4.2.

Figura 4.2 – Menu para Cálculos de RD.



Fonte: (Próprio Autor, 2023)

Vale lembrar que o item “Quadro de Medição Coletivo” não será usado neste trabalho visto que ele seria igual para todos os projetos, não gerando impacto na comparação dos orçamentos.

4.1.1.1. Dimensionamento dos Transformadores

Como primeiro item, o Dimensionamento do Transformador é feito conforme a norma DIS-NOR-012-Rev.04. Neste item é calculado o Fator de Utilização do transformador que atenderá os clientes e deverá estar entre 0,9 e 1,1. Para esse cálculo é necessário o preenchimento dos seguintes dados:

- Quantidade de Clientes;
- Tipo de Atendimento;
- Carga do Transformador (kVA);
- Quantidade de Luminárias;

- Horizonte de Projeto (anos);
- Taxa de crescimento (% a.a.)

Para facilitar o processo e evitar a necessidade de consultar extensas tabelas nas normativas, optou-se por simplificar sua utilização por meio da criação de uma lista suspensa de seleção. Essa lista abrange os diferentes tipos de atendimentos e cargas do transformador, contendo apenas os dados pertinentes e passíveis de aplicação. Os valores selecionados nessa lista suspensa estão vinculados a um banco de dados mais abrangente, que possui uma gama completa de informações. A integração entre a lista suspensa e o banco de dados é efetuada por meio da função PROCV, a qual, por padrão, busca correspondências exatas. Esse mecanismo proporciona uma maneira eficaz de recuperar informações específicas relacionadas aos valores escolhidos, simplificando assim o acesso aos dados essenciais para o desenvolvimento do trabalho.

Utilizando a Equação 3.1. foi calculado a carga futura do transformador a partir da carga atual que foi obtida pelo produto entre a quantidade de clientes, a carga unitária de acordo com o tipo de atendimento e a carga das luminárias. O fator de utilização foi obtido pela divisão da carga futura e a carga do transformador. Ao mostrar os valores calculados, a planilha mantém a cor verde para valores dentro do aceitável e vermelho para valores fora do intervalo aceitável.

Na Figura 4.3 foi retirada uma captura de tela de um exemplo para um transformador de 112,5 kVA em que foi preenchido valores para quatro configurações, em que pode ser determinado os limites de consumidores para um fator de utilização aceitável. Os valores com título em azul são os valores que necessitam ser preenchidos ou selecionados, já os em verde são os valores calculados pela planilha.

4.1.1.2. Cálculo de Queda de Tensão

O segundo passo após dimensionar os transformadores utilizados é realizar um “mapa chave” que consiste em um diagrama do circuito de baixa tensão de cada trans-

Figura 4.3 - Fatores de utilização para um transformador de 112,5 kVA.

TRANSFORMADOR 1								
INFORME A QUANTIDADE DE CLIENTES	SELECIONE O TIPO DE ATENDIMENTO	SELECIONE A CARGA DO TRANSFORMADOR (kVA)	QUANTIDADE DE LUMINÁRIAS	HORIZONTE DE PROJETO (anos)	TAXA DE CRESCIMENTO (t)	CARGA ATUAL (Kva)	CARGA FUTURA (kVA)	FATOR DE UTILIZAÇÃO
86	Tipo B	112,5	5	5	5%	79,22	101,10	0,9
TRANSFORMADOR 2								
INFORME A QUANTIDADE DE CLIENTES	SELECIONE O TIPO DE ATENDIMENTO	SELECIONE A CARGA DO TRANSFORMADOR (kVA)	QUANTIDADE DE LUMINÁRIAS	HORIZONTE DE PROJETO (anos)	TAXA DE CRESCIMENTO (t)	CARGA ATUAL (Kva)	CARGA FUTURA (kVA)	FATOR DE UTILIZAÇÃO
87	Tipo B	112,5	5	5	5%	80,13	102,26	0,91
TRANSFORMADOR 3								
INFORME A QUANTIDADE DE CLIENTES	SELECIONE O TIPO DE ATENDIMENTO	SELECIONE A CARGA DO TRANSFORMADOR (kVA)	QUANTIDADE DE LUMINÁRIAS	HORIZONTE DE PROJETO (anos)	TAXA DE CRESCIMENTO (t)	CARGA ATUAL (Kva)	CARGA FUTURA (kVA)	FATOR DE UTILIZAÇÃO
105	Tipo B	112,5	5	5	5%	96,51	123,17	1,09
TRANSFORMADOR 4								
INFORME A QUANTIDADE DE CLIENTES	SELECIONE O TIPO DE ATENDIMENTO	SELECIONE A CARGA DO TRANSFORMADOR (kVA)	QUANTIDADE DE LUMINÁRIAS	HORIZONTE DE PROJETO (anos)	TAXA DE CRESCIMENTO (t)	CARGA ATUAL (Kva)	CARGA FUTURA (kVA)	FATOR DE UTILIZAÇÃO
106	Tipo B	112,5	5	5	5%	97,42	124,33	1,11

Fonte: (Próprio Autor, 2023)

formador informando a distância entre cada vão e quantos consumidores são atendidos em cada ponto. Após a execução do mapa chave, é utilizada a aba de queda de tensão da planilha que de forma automática dimensiona os cabos de cada vão.

O primeiro vão que sai do transformador em ambas as direções é determinado pelo Quadro 3.7. A partir desse vão, é possível selecionar os condutores de acordo com o transformador e sua tensão de operação.

Conforme ilustrado na Figura 4.4 e destacado em vermelho, há uma área na qual o usuário pode preencher as células designadas com os valores da tensão de atendimento, potência da luminária do poste e demanda média em kVA para cada tipo de consumidor, levando em consideração o número de fases.

Seguindo o mesmo exemplo disponibilizado pela normativa conforme mostra a Figura 3.1. é preenchido nessa ordem:

Figura 4.4 - Dados iniciais para o cálculo de queda de tensão.

TRANSFORMADOR 1																		
TENSÃO	POTÊNCIA LÂMBDAR (KVA)	TRECHO	EXTENSÃO	CARGA NO FIM DO TRECHO	MOMENTO ELÉTRICO	SELECIONE O CONDUTOR NO TRECHO	UNIDADE DO CONDUTOR	QUEDA DE TENSÃO		UNIDADE CONSUMIDORA				PREENCHA O Nº DE CONSUMIDORES				
								NO TRECHO (%)	TOTAL (%)	M	B	T	IL	NºS	M	B	T	IL
DIMENSIONAMENTO TRAFO		NOME	hm	KVA	KVA x hm		%/KVA x hm	KVA x hm x unit	Σ DOS TRECHOS									
CLASSE	DEMANDA MÉDIA (KVA)																	
380/220	0,07	T-A		0,00	0,00					0	0	0	0	T-A				
MONOFÁSICO																		
BIFÁSICO		A-B		0,00	0,00					0	0	0	0	A-B				
TRIFÁSICO		B-C		0,00	0,00					0	0	0	0	B-C				
		C-D		0,00	0,00					0	0	0	0	C-D				
		D-E		0,00	0,00					0	0	0	0	D-E				
		E-F		0,00	0,00					0	0	0	0	E-F				
		F-G		0,00	0,00					0	0	0	0	F-G				
		G-H		0,00	0,00					0	0	0	0	G-H				
										M	B	T	IL	NºS	M	B	T	IL
		T-A		0,00	0,00					0	0	0	0	T-A				
		A-B		0,00	0,00					0	0	0	0	A-B				

Fonte: (Próprio Autor, 2023).

- Nomeação do vão, como por exemplo T1 – A, (Trafo 1 até o poste A);
- Extensão do vão em hectômetros (hm);
- Selecionar o condutor do vão;
- Número de consumidores de acordo com o tipo de padrão:
- M: Monofásico;
- B: Bifásico;
- T: Trifásico;
- I: Iluminação

Com essas informações, é calculado a carga no final do trecho (kVA), o momento elétrico (kVA.hm) e a queda de tensão (%) conforme as Equações 3.2, 3.3 e 3.4 respectivamente. É necessário fazer um preenchimento de acordo cada caminho que há passagem da corrente, sempre do transformador até o poste final de linha. Na Figura 4.5 temos um exemplo de uma seleção dos menores cabos (3x35 mm²) e outra com os cabos adequados para mostrar como é realizado o dimensionamento.

Figura 4.5 - Exemplo de um cálculo de queda de tensão.

TRANSFORMADOR 1																		
TENSÃO	POTÊNCIA LUMINÁRIA (KVA)	TRECHO		CARGA NO FIM DO TRECHO	MOMENTO ELÉTRICO	SELEÇÃO O CONDUTOR NO TRECHO	UNITÁRIA DO CONDUTOR	QUEDA DE TENSÃO		UNIDADE CONSUMIDORA				PREENCHA O Nº DE CONSUMIDORES				
DIMENSIONAMENTO TRAFÓ		NOME	EXTENSÃO	KVA	KVA x hm	% / KVA x hm	KVA x hm x unit	Σ DOS TRECHOS	M	B	T	IL	NÓS	M	B	T	IL	
CLASSE	DEMANDA MÉDIA (KVA)																	hm
380/220	0,07																	
MONOFÁSICO	0,91	T-A	0,4	91,42	36,57	3x120mm ²	0,0212	0,78	0,78	100	0	0	6	T-A	20			1
BIFÁSICO		A-B	0,4	73,15	29,26	3x35mm ²	0,074	2,17	2,94	80	0	0	5	A-B	20			1
TRIFÁSICO		B-C	0,4	54,88	21,95	3x35mm ²	0,074	1,62	4,56	60	0	0	4	B-C	20			1
		C-D	0,4	36,61	14,64	3x35mm ²	0,074	1,08	5,65	40	0	0	3	C-D	0			1
		D-E	0,4	36,54	14,62	3x35mm ²	0,074	1,08	6,73	40	0	0	2	D-E	20			1
		E-F	0,4	18,27	7,31	3x35mm ²	0,074	0,54	7,27	20	0	0	1	E-F	20			1
										M	B	T	IL	NÓS	M	B	T	IL
		T-A	0,4	91,42	36,57	3x120mm ²	0,0212	0,78	0,78	100	0	0	6	T-A	20			1
		A-B	0,4	73,15	29,26	3x120mm ²	0,0212	0,62	1,40	80	0	0	5	A-B	20			1
		B-C	0,4	54,88	21,95	3x70mm ²	0,0353	0,77	2,17	60	0	0	4	B-C	20			1
		C-D	0,4	36,61	14,64	3x70mm ²	0,0353	0,52	2,69	40	0	0	3	C-D	0			1
		D-E	0,4	36,54	14,62	3x70mm ²	0,0353	0,52	3,20	40	0	0	2	D-E	20			1
		E-F	0,4	18,27	7,31	3x70mm ²	0,0353	0,26	3,46	20	0	0	1	E-F	20			1

. Fonte: (Próprio Autor, 2023)

O resultado final da queda de tensão é representado pelo último valor registrado na coluna "Σ dos trechos". Conforme estabelecido pela norma DIS-NOR-012-Rev.04, esse valor deve ser limitado a 3,5%.

Ao examinar a Figura 4.5, notasse que no primeiro quadro, a queda de tensão foi de 7,27%, que está bem longe do limite. Assim no segundo quadro foi selecionado cabos maiores (3x70 mm²) e dessa forma foi possível reduzir a queda de tensão para 3,46%, ficando dentro do intervalo aceitável. É importante ressaltar que todos os valores estão correlacionados com o banco de dados, garantindo que qualquer modificação realizada ajuste automaticamente a planilha, fornecendo o valor correspondente de maneira precisa. Essa integração dinâmica entre a seleção do condutor, o banco de dados e o cálculo da queda de tensão não apenas simplifica o processo, mas também assegura que a planilha permaneça consistente e alinhada com as diretrizes normativas. Isso contribui para uma abordagem eficaz na busca de soluções que atendam aos requisitos específicos estabelecidos pela norma, garantindo assim a conformidade do projeto elétrico.

4.1.1.3. Cálculo De Esforço dos Postes

O último processo ligado ao dimensionamento específico do projeto elétrico é o dimensionamento dos postes que serão utilizados. A DIS-NOR-012-Rev.04 determina que deve ser utilizado poste de no mínimo 12 metros para estruturas com rede primária e de 9 metros para estruturas com somente rede secundária. É necessário realizar o cálculo do esforço conforme a Equação 3.5 e ainda realizar um estudo de como a força resultante atuaria em um poste DT e poste R.

O preenchimento da análise foi subdividido em quatro partes, representando a aplicação de força em diferentes pontos. Cada uma dessas partes apresenta divisões entre a rede primária e secundária. A norma DIS-NOR-013-Rev.05 é destinada aos cabos da rede primária em média tensão, enquanto a DIS-NOR-014-Rev.03 abrange os condutores da rede secundária em baixa tensão. Ambas as normas fornecem os valores dos esforços exercidos por cada cabo ou condutor, respectivamente, baseados na distância dos vãos em metros.

Esses dados foram compilados em um banco de dados associativo, simplificando o processo por meio de seleções simples que informam os valores correspondentes de esforço para cada condutor. Após inserir o ângulo, expresso em graus, ocorre a conversão para radianos. Este valor é então utilizado para calcular o ângulo resultante. Vale ressaltar que não há um ponto de referência fixo para o ângulo; a única consideração é manter uma relação correta entre o primeiro ângulo informado e os subsequentes.

Após o preenchimento dos dados dos condutores é calculado o valor da força resultante, o ângulo que atua a força resultante tendo como referência o primeiro ângulo informado e uma sugestão para o esforço do poste a ser utilizado. Na Figura 4.6 podemos observar uma captura geral da planilha apenas para ilustrar a divisão das tabelas, em que cada cor representa cada ângulo diferente que é exercida uma tração e em cinza temos o resultado do ângulo e forças resultantes. Nas células que estão sem valor, são desconsideradas, já que não é sempre que terá quatro esforços em um projeto de rede.

Figura 4.6 - Captura do Cálculo de Esforço de Poste.

N° POSTE	ESFORÇO 1										ESFORÇO 2										ESFORÇO 3										ESFORÇO 4										RESULTADO										
	COMPACTA NUA					SECURUBIA					SOMATUBO					COMPACTA NUA					SECURUBIA					SOMATUBO					COMPACTA NUA					SECURUBIA					SOMATUBO					FE	JF	FORÇA RESULTANTE	Ø	POSTE (DAN)	N° DO POSTE
	TENSÃO (kV)	CABO (mm²)	Nº	ESFORÇO (BAR)	TOTAL (BAR)	TENSÃO (kV)	CABO (mm²)	Nº	ESFORÇO (BAR)	TOTAL (BAR)	TENSÃO (kV)	CABO (mm²)	Nº	ESFORÇO (BAR)	TOTAL (BAR)	TENSÃO (kV)	CABO (mm²)	Nº	ESFORÇO (BAR)	TOTAL (BAR)	TENSÃO (kV)	CABO (mm²)	Nº	ESFORÇO (BAR)	TOTAL (BAR)	TENSÃO (kV)	CABO (mm²)	Nº	ESFORÇO (BAR)	TOTAL (BAR)																					
01	15	35	40	405					405					405	90	1,57																40	40	572,76	45	600	01														
02	15	35	40	405					405	15	35	40	405	70	40	398	803	180	3,14																																
03	15	35	40	405	70	40	398	803		15	35	40	405	70	40	398	803	180	3,14																																
04	15	35	40	405	70	40	398	803		15	35	40	405	120	40	527	932	180	3,14																																
05	15	35	40	405	120	40	527	932		15	35	40	405	120	40	527	932	180	1,76																																
06	15	35	40	405	120	40	527	932		15	35	40	405	120	40	527	932	170	2,97																																
07	15	35	40	405	120	40	527	932		15	35	20	349	120	20	156	595	180	3,14																																
08	15	35	20	349	120	40	527	876		15	35	40	405	120	40	527	932	180	3,14																																
09	15	35	40	405	120	40	527	932						70	40	398	398	180	3,14																																
10					70	40	398	398						70	40	398	398	180	3,14																																
11					70	40	398	398						70	40	398	398	180	3,14																																
12					70	40	398	398						35	40	225	225	180	3,14																																

Fonte: (Próprio Autor, 2023)

4.1.2. Materiais para RD

Empresas que conduzem projetos de redes frequentemente assumem também a execução da rede, enfrentando desafios significativos na elaboração da lista de materiais. A complexidade advém de normas diversas para cada tipo de rede, inconsistências entre essas normas e a variedade de estruturas, cada uma com muitas especificidades para a escolha de materiais. Como resposta a essa demanda, foi desenvolvido uma planilha que simplifica o processo, permitindo a obtenção de uma lista de materiais unificada com apenas o preenchimento dos dados do projeto. Essa ferramenta foi estruturada em cinco partes distintas para uma organização eficaz:

- Rede Nua e Baixa tensão;
- Rede Compacta;
- Rede de iluminação;
- Padrões de Aterramento;
- Materiais Extras (Postes, Condutores, Transformadores e outros).

Para o presente trabalho, não será estudado a rede de iluminação já que não terá aplicação nos projetos realizados. A Figura 4.7 apresenta o menu destinado à “Materiais RD” que faz a listagem de todos os matérias necessários para a execução

da rede, no qual cada subdivisão exibe uma lista de materiais isolada, juntamente com uma lista final consolidada.

Figura 4.7 – Menu da seção Materiais RD.



. Fonte: (Próprio Autor. 2023).

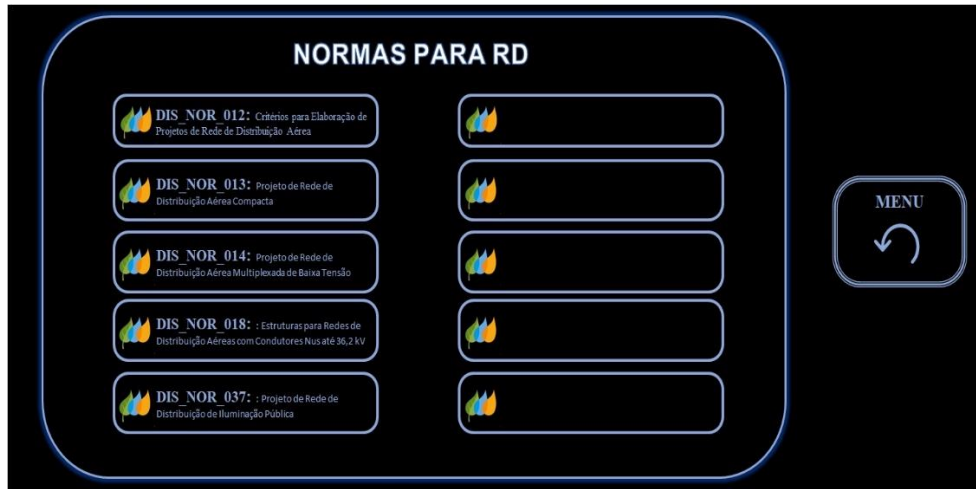
Em muitas situações, o projetista pode se deparar com dúvidas em relação às diretrizes das normas ou precisar acessar os desenhos construtivos de cada estrutura ou notas das listas de materiais. Com o objetivo de evitar perda de tempo e centralizar todas as informações em um único local, foi implementada uma subdivisão dedicada às normativas utilizadas. Essa subdivisão foi vinculada aos documentos das normas disponibilizados no site da Neoenergia, conforme apresentado na Figura 4.8.

Dessa forma, ao clicar sobre o título o usuário com acesso à *internet* é direcionado ao arquivo em pdf da normativa selecionada. Os espaços vazios foram previstos para possíveis ampliações e a inclusão de outras normas, oferecendo flexibilidade para incorporar informações adicionais conforme necessário.

4.1.2.1. Especificação das estruturas de baixa tensão

Nesta subdivisão, são disponibilizadas abas de preenchimento para todas as estruturas especificadas na DIS-NOR-014-Rev.03. Essas abas seguem a separação de materiais, levando em consideração o tipo e tamanho do poste, bem co-

Figura 4.8 - Seção para acesso as normas utilizadas.



Fonte: (Próprio Autor, 2023)

mo a cinta de aço destinada aos postes do tipo R. Além disso, são incorporadas seleções automáticas, como a do laço pré-formado, determinado pelo cabo utilizado no projeto. Existem estruturas que possuem materiais específicos, logo possuem preenchimento próprios. Uma parte do preenchimento dessa subdivisão pode ser visualizada na Figura 4.9.

Figura 4.9 – Captura da seção Estruturas de baixa tensão.

				CINTA AÇO			QNTD DE ESTRUTURAS					
STBI	R	DT	DETALHES	INFORME A QNT DE POSTE		SELECIONE O MODELO	QNTD	SELECIONE O CABO	R	DT	LAÇO PF	
				DT 9M		CINTA DE AÇO CARBONO 140 mm		1X1X25 / 25 mm²				LAÇO PERF BOLD 25 mm²
				DT 11/12		CINTA DE AÇO CARBONO 140 mm		3X1X35 / 35 mm²				LAÇO PERF BOLD 35 mm²
						CINTA DE AÇO CARBONO 140 mm		3X1X70 / 50 mm²			LAÇO PERF BOLD 50 mm²	
						CINTA DE AÇO CARBONO 140 mm		3X1X120 / 70 mm²			LAÇO PERF BOLD 70 mm²	

				CINTA AÇO			QNTD DE ESTRUTURAS					
SMBI	R	DT	DETALHES	INFORME A QNT DE POSTE		SELECIONE O MODELO	QNTD	SELECIONE O CABO	R	DT	LAÇO PF	
				DT 9M		CINTA DE AÇO CARBONO 140 mm		1X1X25 / 25 mm²				LAÇO PERF BOLD 25 mm²
				DT 11/12		CINTA DE AÇO CARBONO 140 mm		3X1X35 / 35 mm²				LAÇO PERF BOLD 35 mm²
						CINTA DE AÇO CARBONO 140 mm		3X1X70 / 50 mm²			LAÇO PERF BOLD 50 mm²	
						CINTA DE AÇO CARBONO 140 mm		3X1X120 / 70 mm²			LAÇO PERF BOLD 70 mm²	

				CINTA AÇO			QNTD DE ESTRUTURAS					
FLABII	R	DT	DETALHES	INFORME A QNT DE POSTE		SELECIONE O MODELO	QNTD	SELECIONE O CABO	R	DT	LAÇA PF	
				DT 9M		CINTA DE AÇO CARBONO 140 mm		1X1X25 / 25 mm²				ALÇA PREF RAM LIG AÇO 25 mm
				DT 11/12		CINTA DE AÇO CARBONO 140 mm		3X1X35 / 35 mm²				ALÇA PREF RAM LIC 35 mm
						CINTA DE AÇO CARBONO 140 mm		3X1X70 / 50 mm²			ALÇA PREF DIST GALV 50 mm²	
						CINTA DE AÇO CARBONO 140 mm		3X1X120 / 70 mm²			ALÇA PREF DIST GALV 70 mm²	

Fonte: (Próprio Autor, 2023)

4.1.2.2. Especificação das estruturas da rede compacta

Nesta subdivisão, são disponibilizadas abas de preenchimento para todas as estruturas especificadas na DIS-NOR-013-Rev.05. Essas abas seguem a separação de materiais prescrita pela norma, levando em consideração a classe da média tensão, tipo do poste, bem como a cinta de aço destinada aos postes do tipo R. Além disso, são incorporadas seleções automáticas, como a do laço pré-formado, e conectores de compressão determinado pelo cabo utilizado no projeto. O preenchimento dessas abas foi realizado para ser o mais simples possível, apenas para que o usuário informe a quantidade de estruturas e selecione em uma lista suspensa de condutores e alguns materiais específicos. Existem estruturas que possuem materiais específicos, logo possuem preenchimento próprios. Uma parte desse preenchimento pode ser observada na Figura 4.10.

Figura 4.10 – Captura da seção estruturas de rede compacta

The screenshot shows a software interface with a 'MENU' button and four data tables for compact network structures (CE1, CE1A, CE2, CE3). Each table has columns for 'SELECIONE A TENSÃO', 'PROBLEMA A QUANTIDADE', 'CINTA AÇO', 'QNTD', and 'SELECIONE O PARAFUSO'. The CE3 table is more detailed, including columns for 'MATERIAIS ESPECÍFICOS PARA 15KV E 36KV', 'SELECIONE O CABO', 'CONECTOR DE DERIVAÇÃO', 'QNTD DE ESTRIBAS', and 'SELECIONE O PARAFUSO'.

CE1	CE1A	CE2	CE3																																																																																																																																						
<table border="1"> <thead> <tr> <th>SELECIONE A TENSÃO</th> <th>PROBLEMA A QUANTIDADE</th> <th>CINTA AÇO</th> <th>QNTD</th> <th>SELECIONE O PARAFUSO</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>15 KV</td> <td>R</td> <td>CINTA DE AÇO CARBONO 300 mm</td> <td></td> <td rowspan="4">PARAFUSO 30X125 400</td> </tr> <tr> <td></td> <td>DT</td> <td>CINTA DE AÇO CARBONO 300 mm</td> <td></td> </tr> <tr> <td>36.2 KV</td> <td>R</td> <td>CINTA DE AÇO CARBONO 300 mm</td> <td></td> </tr> <tr> <td></td> <td>DT</td> <td>CINTA DE AÇO CARBONO 300 mm</td> <td></td> </tr> </tbody> </table>	SELECIONE A TENSÃO	PROBLEMA A QUANTIDADE	CINTA AÇO	QNTD	SELECIONE O PARAFUSO	15 KV	R	CINTA DE AÇO CARBONO 300 mm		PARAFUSO 30X125 400		DT	CINTA DE AÇO CARBONO 300 mm		36.2 KV	R	CINTA DE AÇO CARBONO 300 mm			DT	CINTA DE AÇO CARBONO 300 mm		<table border="1"> <thead> <tr> <th>SELECIONE A TENSÃO</th> <th>PROBLEMA A QUANTIDADE</th> <th>CINTA AÇO</th> <th>QNTD</th> <th>SELECIONE O PARAFUSO</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>15 KV</td> <td>R</td> <td>CINTA DE AÇO CARBONO 300 mm</td> <td></td> <td rowspan="4">PARAFUSO 30X125 400</td> </tr> <tr> <td></td> <td>DT</td> <td>CINTA DE AÇO CARBONO 300 mm</td> <td></td> </tr> <tr> <td>36.2 KV</td> <td>R</td> <td>CINTA DE AÇO CARBONO 300 mm</td> <td></td> </tr> <tr> <td></td> <td>DT</td> <td>CINTA DE AÇO CARBONO 300 mm</td> <td></td> </tr> </tbody> </table>	SELECIONE A TENSÃO	PROBLEMA A QUANTIDADE	CINTA AÇO	QNTD	SELECIONE O PARAFUSO	15 KV	R	CINTA DE AÇO CARBONO 300 mm		PARAFUSO 30X125 400		DT	CINTA DE AÇO CARBONO 300 mm		36.2 KV	R	CINTA DE AÇO CARBONO 300 mm			DT	CINTA DE AÇO CARBONO 300 mm		<table border="1"> <thead> <tr> <th>SELECIONE A TENSÃO</th> <th>PROBLEMA A QUANTIDADE</th> <th>CINTA AÇO</th> <th>QNTD</th> <th>SELECIONE O PARAFUSO</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>15 KV</td> <td>R</td> <td></td> <td></td> <td rowspan="4">PARAFUSO 30X125 400</td> </tr> <tr> <td></td> <td>DT</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>36.2 KV</td> <td>R</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td></td> <td>DT</td> <td></td> <td></td> </tr> </tbody> </table>	SELECIONE A TENSÃO	PROBLEMA A QUANTIDADE	CINTA AÇO	QNTD	SELECIONE O PARAFUSO	15 KV	R			PARAFUSO 30X125 400		DT			36.2 KV	R				DT			<table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="4">MATERIAIS ESPECÍFICOS PARA 15KV E 36KV</th> <th colspan="5">CONECTORES DE ACOBADO COM O CABO</th> </tr> <tr> <th>SELECIONE A TENSÃO</th> <th>PROBLEMA A QUANTIDADE</th> <th>SELECIONE A ALÇA PREF GALV</th> <th>QNTD</th> <th>SELECIONE O CABO</th> <th>CONECTOR DE DERIVAÇÃO</th> <th>QNTD DE ESTRIBAS</th> <th>CINTA AÇO</th> <th>QNTD</th> <th>SELECIONE O PARAFUSO</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td rowspan="4">15 KV</td> <td rowspan="2">R</td> <td>ALÇA PREF DINT GALV 70 mm² 700 mm</td> <td></td> <td>50 - 95 mm²</td> <td>CONECTOR COMP "BI" ALUM 70-120 mm²</td> <td></td> <td>CINTA DE AÇO CARBONO 300 mm</td> <td></td> <td rowspan="4">PARAFUSO 30X125 400</td> </tr> <tr> <td>ALÇA PREF DINT GALV 35 mm² 70 mm</td> <td></td> <td>35 - 50 mm²</td> <td>CONECTOR COMP "BI" ALUM 50 mm²</td> <td></td> <td>CINTA DE AÇO CARBONO 300 mm</td> <td></td> </tr> <tr> <td rowspan="2">DT</td> <td>ALÇA PREF DINT GALV 70 mm² 700 mm</td> <td></td> <td>42 AWG</td> <td>CONECTOR COMP "BI" ALUM 6-2 AWG</td> <td></td> <td>CINTA DE AÇO CARBONO 300 mm</td> <td></td> </tr> <tr> <td>ALÇA PREF DINT GALV 35 mm² 700 mm</td> <td></td> <td>185-240 mm²</td> <td>CONECTOR COMP "BI" ALUM 240 mm²</td> <td></td> <td>CINTA DE AÇO CARBONO 300 mm</td> <td></td> </tr> <tr> <td rowspan="2">36.2 KV</td> <td>R</td> <td>ALÇA PREF DINT GALV 70 mm² 1000 mm</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>DT</td> <td>ALÇA PREF DINT GALV 70 mm² 1000 mm</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> </tbody> </table>	MATERIAIS ESPECÍFICOS PARA 15KV E 36KV				CONECTORES DE ACOBADO COM O CABO					SELECIONE A TENSÃO	PROBLEMA A QUANTIDADE	SELECIONE A ALÇA PREF GALV	QNTD	SELECIONE O CABO	CONECTOR DE DERIVAÇÃO	QNTD DE ESTRIBAS	CINTA AÇO	QNTD	SELECIONE O PARAFUSO	15 KV	R	ALÇA PREF DINT GALV 70 mm² 700 mm		50 - 95 mm²	CONECTOR COMP "BI" ALUM 70-120 mm²		CINTA DE AÇO CARBONO 300 mm		PARAFUSO 30X125 400	ALÇA PREF DINT GALV 35 mm² 70 mm		35 - 50 mm²	CONECTOR COMP "BI" ALUM 50 mm²		CINTA DE AÇO CARBONO 300 mm		DT	ALÇA PREF DINT GALV 70 mm² 700 mm		42 AWG	CONECTOR COMP "BI" ALUM 6-2 AWG		CINTA DE AÇO CARBONO 300 mm		ALÇA PREF DINT GALV 35 mm² 700 mm		185-240 mm²	CONECTOR COMP "BI" ALUM 240 mm²		CINTA DE AÇO CARBONO 300 mm		36.2 KV	R	ALÇA PREF DINT GALV 70 mm² 1000 mm							DT	ALÇA PREF DINT GALV 70 mm² 1000 mm						
SELECIONE A TENSÃO	PROBLEMA A QUANTIDADE	CINTA AÇO	QNTD	SELECIONE O PARAFUSO																																																																																																																																					
15 KV	R	CINTA DE AÇO CARBONO 300 mm		PARAFUSO 30X125 400																																																																																																																																					
	DT	CINTA DE AÇO CARBONO 300 mm																																																																																																																																							
36.2 KV	R	CINTA DE AÇO CARBONO 300 mm																																																																																																																																							
	DT	CINTA DE AÇO CARBONO 300 mm																																																																																																																																							
SELECIONE A TENSÃO	PROBLEMA A QUANTIDADE	CINTA AÇO	QNTD	SELECIONE O PARAFUSO																																																																																																																																					
15 KV	R	CINTA DE AÇO CARBONO 300 mm		PARAFUSO 30X125 400																																																																																																																																					
	DT	CINTA DE AÇO CARBONO 300 mm																																																																																																																																							
36.2 KV	R	CINTA DE AÇO CARBONO 300 mm																																																																																																																																							
	DT	CINTA DE AÇO CARBONO 300 mm																																																																																																																																							
SELECIONE A TENSÃO	PROBLEMA A QUANTIDADE	CINTA AÇO	QNTD	SELECIONE O PARAFUSO																																																																																																																																					
15 KV	R			PARAFUSO 30X125 400																																																																																																																																					
	DT																																																																																																																																								
36.2 KV	R																																																																																																																																								
	DT																																																																																																																																								
MATERIAIS ESPECÍFICOS PARA 15KV E 36KV				CONECTORES DE ACOBADO COM O CABO																																																																																																																																					
SELECIONE A TENSÃO	PROBLEMA A QUANTIDADE	SELECIONE A ALÇA PREF GALV	QNTD	SELECIONE O CABO	CONECTOR DE DERIVAÇÃO	QNTD DE ESTRIBAS	CINTA AÇO	QNTD	SELECIONE O PARAFUSO																																																																																																																																
15 KV	R	ALÇA PREF DINT GALV 70 mm² 700 mm		50 - 95 mm²	CONECTOR COMP "BI" ALUM 70-120 mm²		CINTA DE AÇO CARBONO 300 mm		PARAFUSO 30X125 400																																																																																																																																
		ALÇA PREF DINT GALV 35 mm² 70 mm		35 - 50 mm²	CONECTOR COMP "BI" ALUM 50 mm²		CINTA DE AÇO CARBONO 300 mm																																																																																																																																		
	DT	ALÇA PREF DINT GALV 70 mm² 700 mm		42 AWG	CONECTOR COMP "BI" ALUM 6-2 AWG		CINTA DE AÇO CARBONO 300 mm																																																																																																																																		
		ALÇA PREF DINT GALV 35 mm² 700 mm		185-240 mm²	CONECTOR COMP "BI" ALUM 240 mm²		CINTA DE AÇO CARBONO 300 mm																																																																																																																																		
36.2 KV	R	ALÇA PREF DINT GALV 70 mm² 1000 mm																																																																																																																																							
	DT	ALÇA PREF DINT GALV 70 mm² 1000 mm																																																																																																																																							

. Fonte: (Próprio Autor, 2023)

4.1.2.3. Especificações de Aterramento

Nesta subdivisão, são disponibilizadas abas de preenchimento dos modelos de aterramento de acordo com a DIS-NOR-012-Rev.04. Na Especificação de Aterramento o usuário apenas escolhe quais modelos temos no projeto clicando na caixa de seleção e depois a quantidade de aterramento. Para ajudar o projetista foi disponibilizada imagens e especificações de cada modelo. Como o estudo será sobre rede de distribuição para um loteamento residencial, teremos apenas os modelos de aterramento A e E. A Figura 4.11 mostra uma captura de tela para a Especificações de Aterramento.

Figura 4.11 - Especificações de Aterramento.

SELECIONE O MODELO DE ATERRAMENTO	INFORME A QUANTIDADE	
<input checked="" type="checkbox"/> MODELO A (ATERRAMENTO INTERLIGADO - MIN DUAS MALHAS)	MODELO A	1
<input type="checkbox"/> MODELO B (ATERRAMENTO NÃO INTERLIGADOS OU REDES RURAIS)	MODELO B	
<input type="checkbox"/> MODELO C	MODELO C	
<input type="checkbox"/> MODELO D (EXPANSÃO DE SISTEMAS MRT)	MODELO D	
<input checked="" type="checkbox"/> MODELO E (FINAIS DE LINHAS EM REDES SECUNDÁRIAS)	MODELO E	1

MODELO A
Aplicado em transformadores, para-raios de linha e equipamentos especiais com malhas de aterramentos interligadas. Considerar como sistema de aterramento interligado no mínimo duas malhas

Figura 21 - Padrão de Aterramento 1 (Modelo A)

Diagrama de padrão de aterramento 1 (Modelo A) mostrando a disposição de equipamentos HT-24 e CX-CH. As dimensões indicadas são 3m, 0,7m e 2,3m.

Fonte: (Próprio Autor, 2023)

4.1.2.4. Levantamento de Equipamentos

Nesta aplicação, são disponibilizadas abas de preenchimento para equipamentos, postes, condutores e materiais extras. Para transformadores e postes temos colunas específicas para serem selecionadas a partir de listas suspensas para facilitar a listagem e manter o mesmo padrão de nomenclatura. A Figura 4.12 mostra uma captura de tela do Levantamento de Equipamentos em que foram preenchidos valores para um melhor entendimento da funcionalidade da planilha.

Figura 4.12 – Captura do Levantamento de Equipamentos

	DIGITE O NOME DO MATERIAL	DIGITE A QUANTIDADE DO MATERIAL	DIGITE A UNIDADE DE MEDIDA

	TAMANHO (M)	TIPO	ESFORÇO	NOME	QNTD
	12	DT	1000	POSTE CONC 12 1000 DT	2
	12	DT	600	POSTE CONC 12 600 DT	14
	12	DT	400	POSTE CONC 12 400 DT	11
	9	DT	400	POSTE CONC 9 400 DT	26
		DT	600	POSTE CONC 9 600 DT	1
	12	R	1500	POSTE CONC 12 1500 R	1
	12	R	600	POSTE CONC 12 600 R	1

	TIPO	METRAGEM	GORDURA	TAMANHO FINAL
	CABO MULTIPLEX 1KV 120mm²	1704	10%	1874,4
	CABO MULTIPLEX 1KV 70mm²	480	10%	528
	CABO MULTIPLEX 1KV 35mm²	4332	10%	4745,2
	SINGELO 2X35	114	10%	125,4
	ASSP (7,04) 13,8KV	2307	10%	2536,7
	MESSAGEIRO 7,04	790	10%	878,9

	POTÊNCIA (KVA)	PADÃO	TENSÃO	ALTA	QNTD
	225 KVA	TREÁSKO	220/330 V	34,5 kV	4
	112,5 KVA	RFÁSKO	127/220 V	34,5 kV	3
	112,5 KVA	TREÁSKO	220/330 V	34,5 kV	2
	225 KVA	TREÁSKO	220/330 V	34,5 kV	4

. Fonte: (Próprio Autor, 2023)

4.2. Base de Preços

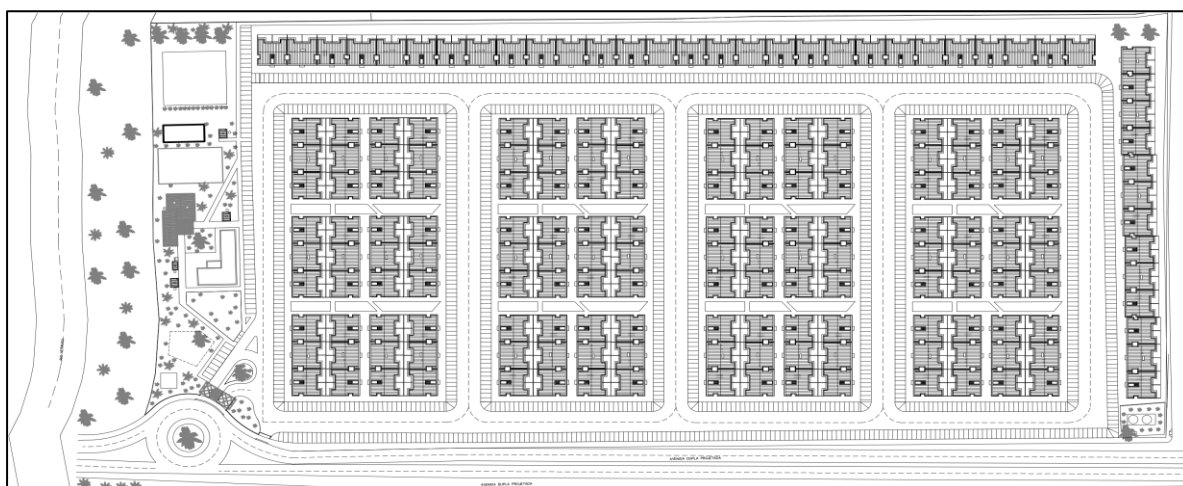
A listagem completa de materiais é estruturada com base nas normativas da Neoenergia, e para esse propósito específico, foi solicitado à concessionária Coelba o caderno de preços destinado a redes de distribuição. Este documento abrange os custos de diversas etapas de obras relacionadas a diferentes tipos de redes de distribuição.

É relevante ressaltar que a base de dados fornecida está datada do ano de 2013. No entanto, dado que a análise será conduzida por meio de comparações percentuais, desconsiderando os valores absolutos, e levando em conta que os projetos compartilham a maioria dos mesmos materiais, embora em quantidades distintas, a data de publicação não impactará significativamente no escopo deste estudo.

4.3. Objeto do Estudo

Para o objeto de estudo, foi solicitado a uma grande construtora de Vitória da Conquista – BA um projeto de loteamento residencial. A construtora concordou em fornecer o documento da planta baixa do condomínio. No entanto, por razões de segurança de dados, solicitou-se confidencialidade em relação ao nome e à localização específica do loteamento residencial em questão. Portanto, decidimos denominar o loteamento como "VDC Residencial". A planta baixa correspondente pode ser visualizada na Figura 4.13.

Figura 4.13 – *Planta Baixa do VDC Residencial.*



. Fonte: (Construtora VDC, 2023)

Analisando a Figura 4.13 podemos definir que as ruas centrais são as localizadas no centro em direção vertical. Para os projetos de redes realizados, foram fornecidos, além do arquivo compatível com o software AutoCAD®, informações adicionais essenciais para o entendimento do VDC Residencial. Estes incluem o número de consumidores por bloco, a quantidade máxima permitida para o quadro coletivo conforme requisitos da concessionária, e a localização do ponto de conexão no poste de rede. Algumas características do loteamento estão elencadas a seguir:

- Tensão primária de isolamento 15 kV;
- Tensão primária de operação 13,8 kV;

- Tensão secundária 380/220 V;
- Consumidores tipo B;
- 740 consumidores;
- 4 consumidores por bloco;
- 4 quarteirões com 36 blocos em cada um;
- Blocos ao longo da parte norte e leste;
- Máximo de 3 blocos (12 consumidores) por quadro coletivo.

4.4. Elaboração de Projetos de RD

Na condução da pesquisa comparativa, foram elaborados quatro projetos de redes elétricas, cada um empregando diferentes transformadores e topologias para a alimentação dos consumidores. Nos projetos que envolveram transformadores de 112,5 kVA, uma análise básica foi realizada considerando o número máximo de consumidores alimentados por um transformador dessa capacidade, resultando em um total de 740 consumidores. Ao realizar a divisão, constatou-se que seriam necessários oito transformadores, sendo que um deles operaria em vazio, pois não teria a quantidade suficiente de consumidores para sua carga.

Dado que a premissa central do trabalho era otimizar os projetos em termos de custos, foi efetuado um processo seletivo com base na distribuição da rede. Optou-se por utilizar sete transformadores de 112,5 kVA e um transformador de 75 kVA para um dos projetos, enquanto outro projeto contemplou a escolha de um transformador de 45 kVA.

Com o intuito de discernir as variações entre as cargas dos projetos, foram desenvolvidas versões com o dobro da carga dos transformadores, empregando transformadores de 225 kVA. Notavelmente, o cálculo para os consumidores foi adequado, e não houve a necessidade de incorporar transformadores de capacidades inferiores.

A diferenciação entre os projetos, mesmo com transformadores de mesma capacidade, reside na topologia da rede. Especificamente, a disposição dos transformadores em ruas principais e ruas centrais alterou a configuração do centro de cargas e a distribuição da rede.

Dessa forma temos os seguintes projetos:

- Projeto A: Sete transformadores de 112,5 kVA e um transformador de 45 kVA com distribuição da rede principal nas Avenidas principais;
- Projeto B: Sete transformadores de 112,5 kVA e um transformador de 45 kVA com distribuição da rede principal nas Ruas centrais;
- Projeto C: Quatro transformadores de 225 kVA com distribuição da rede principal nas Avenidas principais;
- Projeto D: Quatro transformadores de 225 kVA com distribuição da rede principal nas Ruas centrais.

Ambos os projetos possuem blocos específicos para determinar estruturas e especificidades, e em cada projeto temos uma legenda com todas as simbologias adotadas como mostra a Figura 4.12.

Figura 4.12 – Simbologia para projetos de rede

CARACTERÍSTICAS	PROJETADO	EXISTENTE		
ESTRUTURA TIPO CE1 Tangente e ângulo $\leq 7^\circ$			ESTRUTURA FLABI Ângulo: $30^\circ < \alpha < 60^\circ$ - BT - Neutro Isolado	
ESTRUTURA TIPO CE2 TR Posto de transformação ao longo da rede			ESTRUTURA FLABI Ângulo: $\alpha > 60^\circ$ - BT - Neutro Isolado	
ESTRUTURA TIPO CE3 Fim de rede			ESTRUTURA FLBI Mudança de seção - BT - Neutro isolado	
ESTRUTURA TIPO CE3-CE3 Ângulo $> 90^\circ$			ESTRUTURA FLBI NI Fim de rede pré-reunido - BT - Com neutro interligado - Neutro isolado	
ESTRUTURA TIPO CE2.3 Derivação de rede (ramal cruzando a rua)			ESTRUTURA SDBI Derivação - BT - Neutro Isolado	
ESTRUTURA TIPO CE2.3E3 Derivação de rede (ramal não cruzando a rua)			POSTE DE CONCRETO DUPLO T	
ESTRUTURA TIPO CE4 Ângulo $60^\circ < \alpha < 90^\circ$			POSTE CIRCULAR DE CONCRETO	
ESTRUTURA TIPO CE4 Mudança de seção			POSTE DE FIBRA DE VIDRO	
ESTRUTURA STBI Tangente - BT - Neutro isolado			ATERRAMENTO	
ESTRUTURA FLBI Fim de rede - BT			PARA-RAIO TIPO VÁLVULA	
			ALTURA E ESPAÇO DO POSTE — 12400 ESTRUTURA PRIMÁRIA — CE1 ESTRUTURA SECUNDÁRIA — FLBIT	ALTURA E ESPAÇO DO POSTE — 12400 ESTRUTURA LUM. PÚBLICA — SIP
			LÂMPADA VAPOR DE SÓDIO (150 W)	

Fonte: (Próprio Autor, 2023)

Além de outros dados relevantes, como desenhos construtivos que abrangem distâncias de segurança para a execução da obra - embora não tenham relevância direta para esta pesquisa - destaca-se a quantidade de espaçadores, um elemento crucial nos projetos de redes elétricas. A determinação dessa quantidade segue a DIS-NOR-013-Rev.05, conforme detalhado no Quadro 4.1 a seguir.

Quadro 4.1 - Quantidade de Espaçadores por Vão.

Vãos	Espaçadores	Vãos	Espaçadores	Vãos	Espaçadores
Entre CE1 e CE1		Entre CE1 e CE1A		Entre CE1 e qualquer outra estrutura (CE2,CE3, CE4, equipamentos etc.)	
Até 22 metros	3	Até 21 metros	2	Até 23 metros	2
23 a 32 metros	4	22 a 31 metros	3	24 a 33 metros	3
33 a 42 metros	5	32 a 41 metros	4	34 a 43 metros	4
43 a 52 metros	6	42 a 51 metros	5	44 a 53 metros	5
53 a 62 metros	7	52 a 61 metros	6	54 a 63 metros	6
63 a 72 metros	8	62 a 71 metros	7	64 a 73 metros	7
73 a 82 metros	9	72 a 81 metros	8	74 a 83 metros	8
Vãos		Espaçadores	Vãos		Espaçadores
Entre CE1A e qualquer outra estrutura (CE2, CE3, CE4, equipamentos etc.)		Entre quaisquer duas estruturas (CE2/CE2, CE2/CE3 etc.)			
Até 22 metros		1	Até 24 metros		1
23 a 32 metros		2	25 a 34 metros		2
33 a 42 metros		3	35 a 44 metros		3
43 a 52 metros		4	45 a 54 metros		4
53 a 62 metros		5	55 a 64 metros		5
63 a 72 metros		6	65 a 74 metros		6
73 a 82 metros		7	75 a 84 metros		7

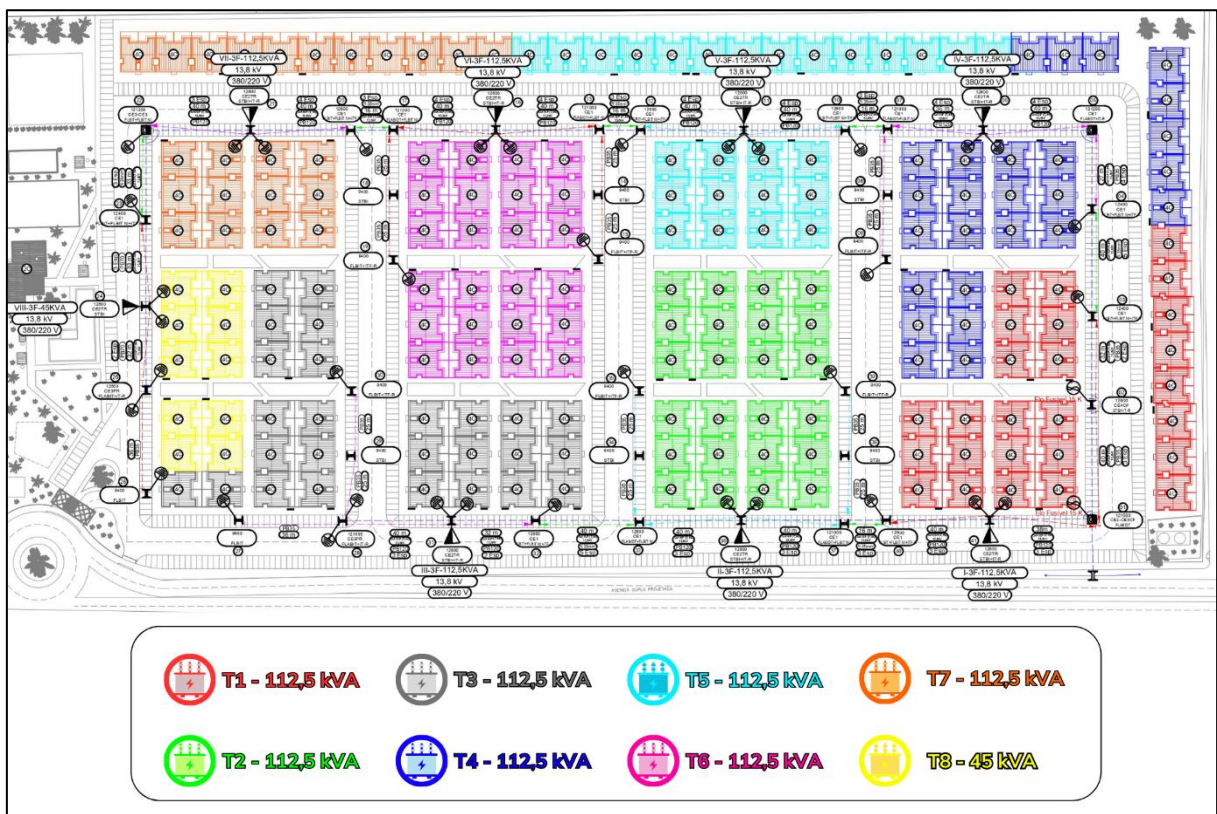
Fonte: (DIS-NOR-013-Rev.05, 2021)

4.4.1. Cenário A

No Projeto A, foi adotada uma configuração que compreende sete transformadores de 112,5 kVA e um transformador de 45 kVA. A distribuição da rede principal foi realizada nas avenidas principais, seguindo criteriosamente todos os parâmetros estabelecidos neste trabalho e nas normas referenciadas neste trabalho.

O resultado final do projeto encontra-se detalhado no Apêndice A, tendo em vista que os projetos são formatados em folha A1. Contudo, para proporcionar uma visão geral de como ficou a divisão dos consumidores, a Figura 4.14 apresenta uma representação dos blocos atendidos por cada transformador, identificados por cores distintas.

Figura 4.14 – Distribuição dos transformadores para o Projeto A.



Fonte: (Próprio Autor, 2023)

4.4.1.1. Dimensionamento e Cálculos

Inicialmente foi realizado o cálculo dos fatores de utilização para os oito transformadores utilizando a planilha de cálculos conforme exemplificado no item 4.2.1.1, os valores obtidos estão na Tabela 4.1.

Tabela 4.1 - Valores dos fatores de utilização calculados para o Projeto A.

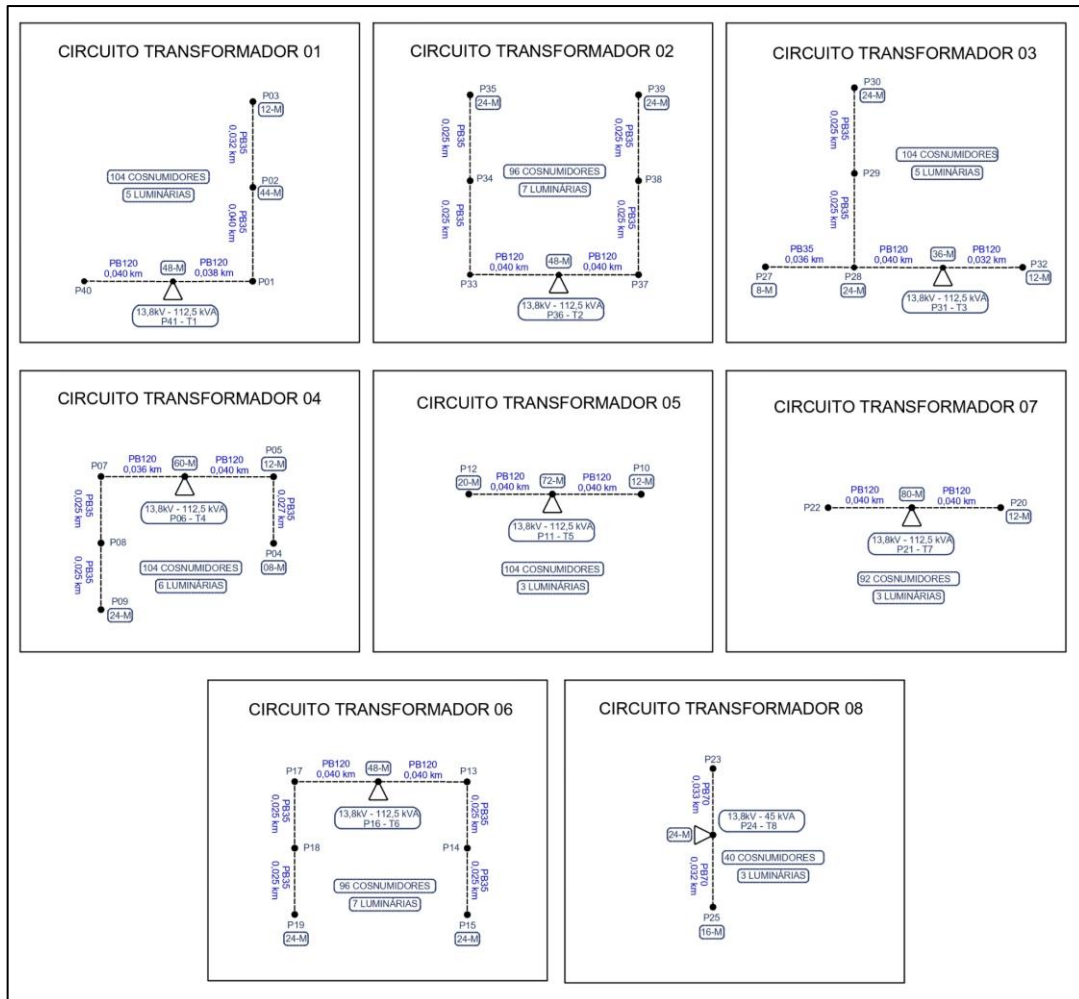
VALORES DOS FATORES DE UTILIZAÇÃO - PROJETO A						
TRANSFORMADOR	POTÊNCIA (kVA)	CONSUMIDORES	LUMINÁRIAS	CARGA ATUAL (kVA)	CARGA FUTURA (kVA)	FATOR DE UTILIZAÇÃO
1	112,5	104	5	95,6	122,01	1,1
2	112,5	96	7	88,7	113,2	1,01
3	112,5	104	5	95,6	122,01	1,08
4	112,5	104	6	95,79	122,25	1,09
5	112,5	104	3	95,21	121,52	1,08
6	112,5	96	7	88,7	113,2	1,01
7	112,5	92	3	84,29	107,58	0,96
8	45	40	3	36,97	47,19	1,05

Fonte: (Próprio Autor, 2023)

Para realizar o cálculo de queda de tensão foi realizado um mapa chave com os circuitos de baixa tensão de cada transformador que possui a nomenclatura de cada poste, a distância de cada vão com o respectivo condutor de BT e a quantidade de consumidores em cada ponto, conforme mostrado na Figura 4.15.

O cálculo da queda de tensão, conforme detalhado no tópico 4.1.1.2, não exigiu a alteração de nenhum condutor, uma vez que o valor calculado se manteve abaixo de 3,5% ou $0,035 \text{ kVA} \times \text{hm}$. Nesse contexto, apenas a continuidade com os condutores de PB 120 para os primeiros vãos dos transformadores de 112,5 kVA e PB 70 para os primeiros vãos do transformador de 45 kVA foi necessária. Na Tabela 4.2 podemos observar o valor da queda de tensão calculado pela planilha para cada trecho dos transformadores.

Figura 4.15 - Mapa chave com o circuito de cada transformador.



Fonte: (Próprio Autor, 2023)

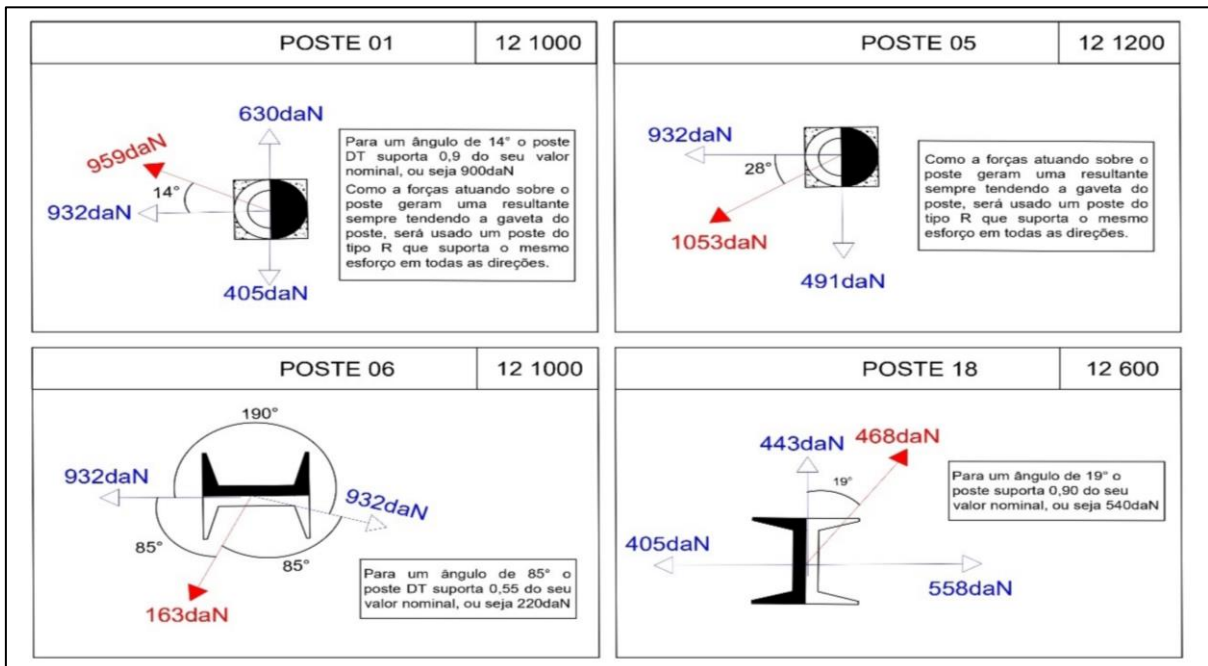
Tabela 4.2 – Valores de queda de tensão para o projeto A.

VALORES DE QUEDA DE TENSÃO (%kVA x hm) - PROJETO A			
TRANSFORMADOR	PRIMEIRO PERCURSO	SECUNDO PERCURSO	TERCEIRO PERCURSO
1	0,001	2,185	-
2	0,999	1,005	-
3	1,187	0,449	0,324
4	0,980	0,302	-
5	0,155	0,093	-
6	0,999	0,999	-
7	0,001	0,093	-
8	0,001	0,412	-

Fonte: (Próprio Autor, 2023)

No que diz respeito ao esforço exercido pelos postes, destacam-se casos específicos nos quais uma análise mais aprofundada foi conduzida, ultrapassando as recomendações padrão da planilha. A representação dessa análise foi materializada através de um diagrama de corpo livre, incorporando os valores calculados pela planilha. Esta análise mais detalhada é ilustrada na Figura 4.16.

Figura 4.16 - Análise dos esforços sofridos pelos postes.



Fonte: (Próprio Autor, 2023)

4.4.1.2. Quantificação de Materiais

Realizando o preenchimento dos materiais conforme evidenciado na seção 4.1.2. listas separadas foram geradas para cada tipo de rede, a fim de facilitar uma análise mais precisa. Posteriormente, realizou-se uma minuciosa pesquisa no caderno de preços fornecido pela Coelba, determinando o valor correspondente a cada material e calculando o montante total para cada classificação, que foi dividida em: Equipamentos, Postes, Estruturas BT, Estruturas MT, Condutores BT, Condutores MT, e Aterramento. O orçamento realizado para o primeiro cenário está na Tabela 4.3.

Tabela 3.3. Precificação dos segmentos do projeto A.

PROJETO A	
SEGMENTO	CUSTO
ATERRAMENTO	R\$ 15.143,31
ESTRUTURAS MT	R\$ 16.360,00
ESTRUTURAS BT	R\$ 2.704,34
POSTES	R\$ 35.311,89
TRANSFORMADORES	R\$ 73.735,92
CONDUTORES MT	R\$ 8.098,31
CONDUTORES BT	R\$ 72.409,26
TOTAL	R\$ 223.763,02

Fonte: (Próprio Autor, 2023)

4.4.2. Cenário B

Para o projeto B, foi adotada uma configuração que compreende sete transformadores de 112,5 kVA e um transformador de 75 kVA. A distribuição da rede principal foi realizada nas avenidas centrais, seguindo criteriosamente todos os parâmetros estabelecidos neste trabalho.

O resultado final do projeto encontra-se detalhado no Apêndice B, tendo em vista que os projetos são formatados em folha A1. Contudo, para proporcionar uma visão geral, a Figura 4.17 apresenta uma representação dos blocos atendidos por cada transformador, identificados por cores distintas.

4.4.2.1. Dimensionamento e Cálculos

Realizando o mesmo processo do cenário A, foram obtidos os valores dos fatores de utilização para o Projeto B, conforme mostra a Tabela 4.4

4.4. ELABORAÇÃO DE PROJETOS DE RD

Figura 4.17 – Distribuição dos transformadores para o Projeto A



. Fonte: (Próprio Autor, 2023)

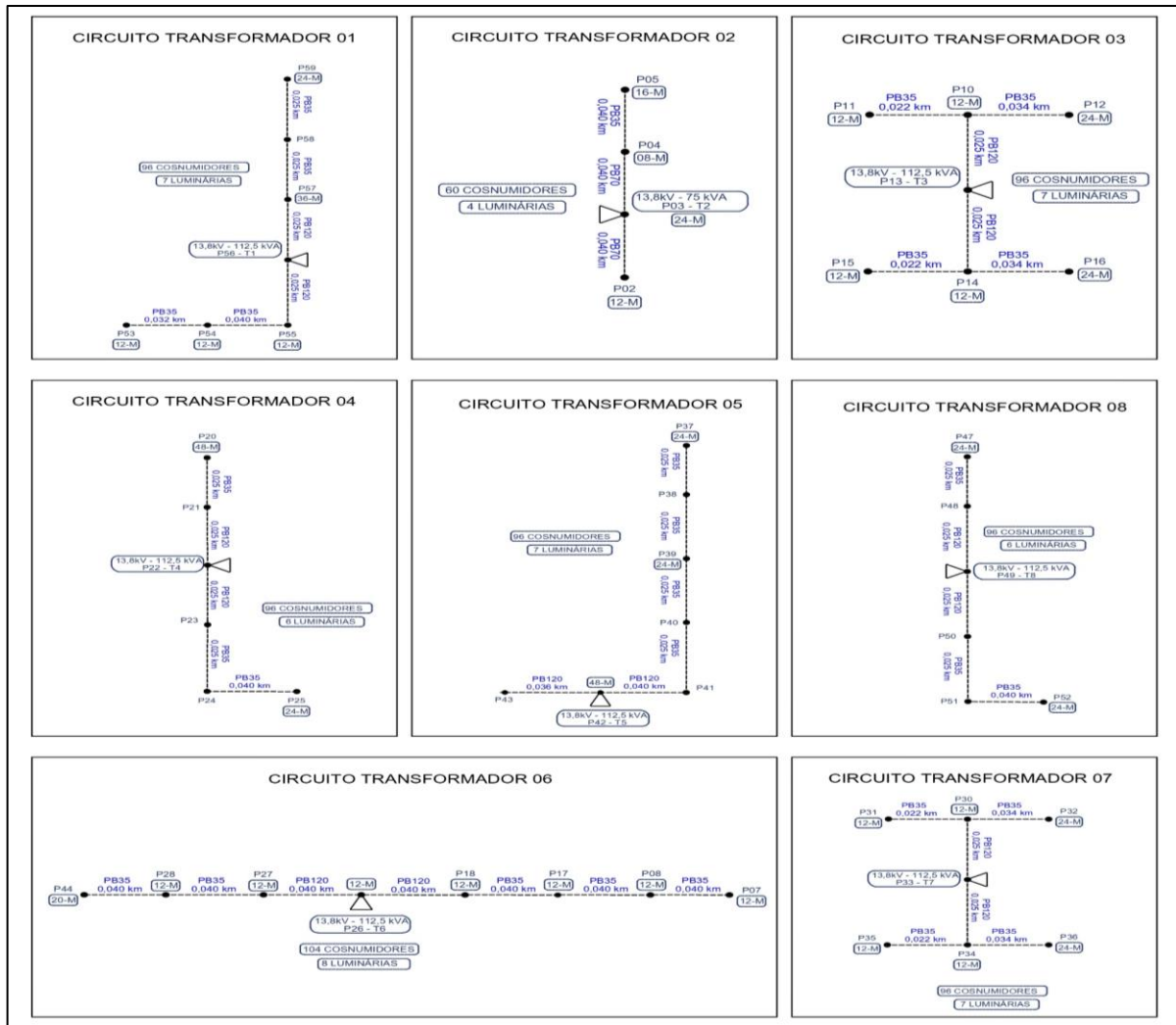
Tabela 4.4 - Valores dos fatores de utilização calculados para o Projeto B.

VALORES DOS FATORES DE UTILIZAÇÃO - PROJETO B						
TRANSFORMADOR	POTÊNCIA (kVA)	CONSUMIDORES	LUMINÁRIAS	CARGA ATUAL (kVA)	CARGA FUTURA (kVA)	FATOR DE UTILIZAÇÃO
1	112,5	96	7	88,70	113,20	1,01
2	75	60	4	55,36	70,66	0,94
3	112,5	96	7	88,70	113,20	1,01
4	112,5	96	6	88,51	112,96	1,00
5	112,5	96	7	88,70	113,20	1,01
6	112,5	104	8	96,17	122,74	1,09
7	112,5	96	7	88,70	113,20	1,01
8	112,5	96	6	88,51	112,96	1,00

Fonte: (Próprio Autor, 2023)

O mapa chave com os circuitos de baixa tensão para o Projeto B é ilustrado pela Figura 4.18.

Figura 4.18 - Mapa chave com o circuito de cada transformador.



Fonte: (Próprio Autor, 2023)

Após o cálculo de queda de tensão, foi necessário manter a continuidade com os condutores de PB 120 para os primeiros vãos dos transformadores de 112,5 kVA e PB 70 para os primeiros vãos do transformador de 75 kVA foi necessária. Na Tabela 4.5 podemos observar o valor da queda de tensão calculado pela planilha para cada trecho dos transformadores.

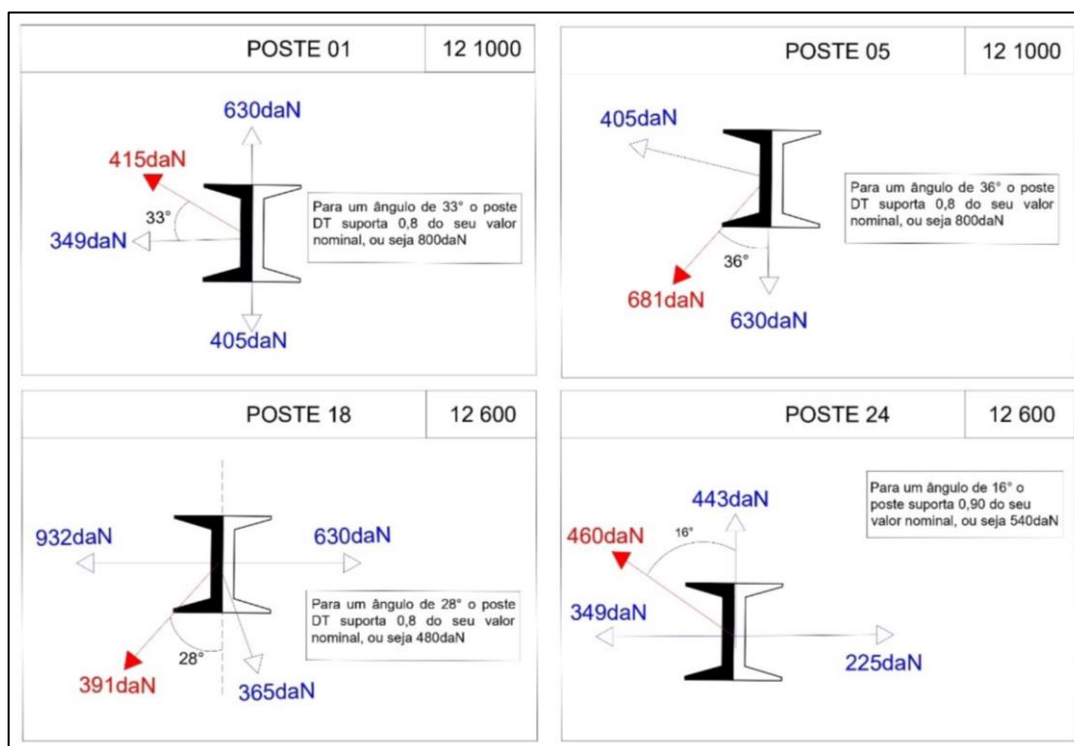
Foi realizada análise de esforços em casos específicos para que dimensionar os postes do Projeto B, está análise é ilustrada pela Figura 4.19.

Tabela 4.5 – Valores de queda de tensão para o projeto B.

VALORES DE QUEDA DE TENSÃO (% kVA x hm) - PROJETO B				
TRANSFORMADOR	PRIMEIRO PERCURSO	SECUNDO PERCURSO	TERCEIRO PERCURSO	QUARTO PERCURSO
1	1,086	1,102	-	-
2	0,743	0,003	-	-
3	0,392	0,730	0,295	0,726
4	1,172	1,042	-	-
5	2,811	0,001	-	-
6	2,129	1,748	-	-
7	0,295	0,726	0,295	0,611
8	1,172	0,522	-	-

Fonte: (Próprio Autor, 2023)

Figura 4.19 - Análise dos esforços sofridos pelos postes.



Fonte: (Próprio Autor, 2023)

4.4.2.2. Quantificação de Materiais

Realizando os mesmos processos feitos no Projeto A, foi precificado os segmentos do Projeto B como mostrado na Tabela 4.8.

Tabela 4.6. Precificação dos segmentos do projeto B.

PROJETO B	
SEGMENTO	CUSTO
ATERRAMENTO	R\$ 15.406,98
ESTRUTURAS MT	R\$ 28.038,58
ESTRUTURAS BT	R\$ 4.111,86
POSTES	R\$ 35.311,89
TRANSFORMADORES	R\$ 77.864,26
CONDUTORES MT	R\$ 10.864,84
CONDUTORES BT	R\$ 68.578,48
TOTAL	R\$ 240.176,89

Fonte: (Próprio Autor, 2023)

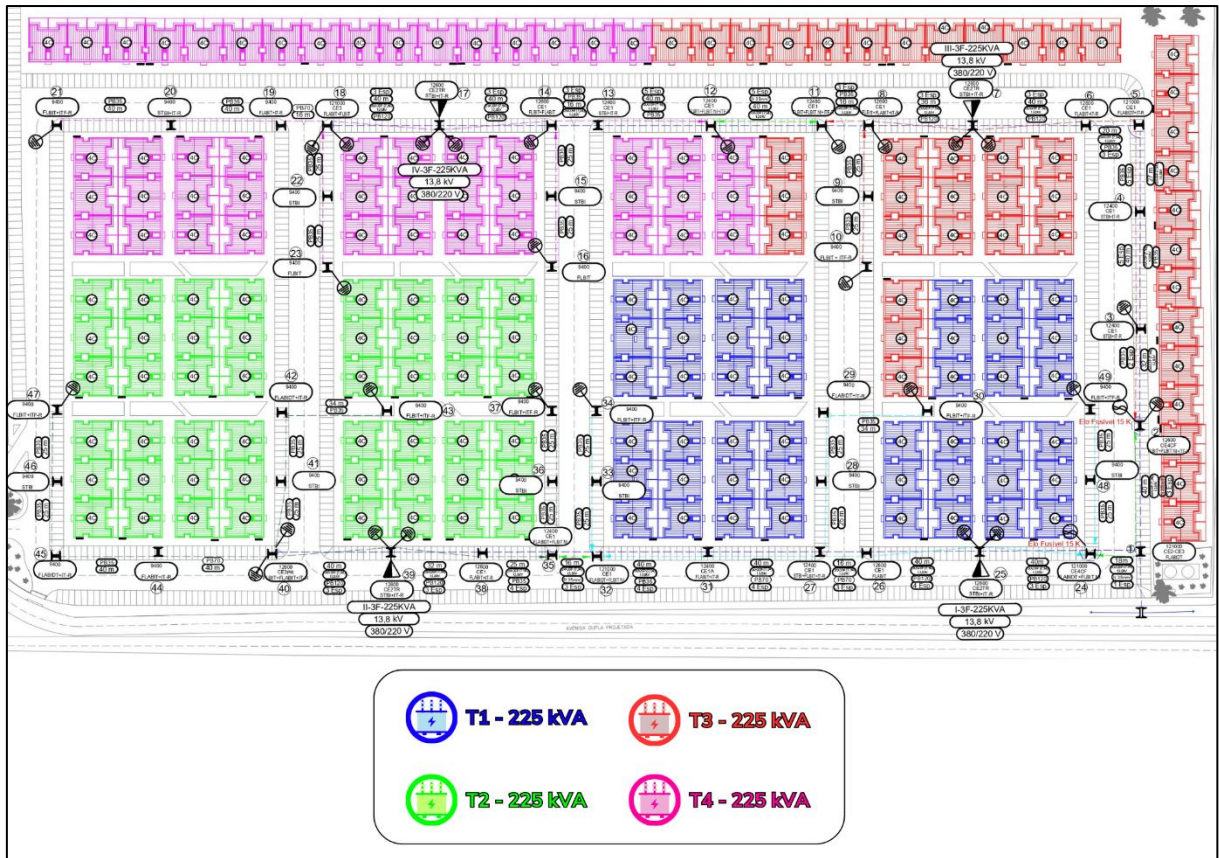
4.4.3. Cenário C

Para o projeto C, foi adotada uma configuração que compreende quatro transformadores de 225 kVA. A distribuição da rede principal foi realizada nas avenidas principais, seguindo criteriosamente todos os parâmetros estabelecidos neste trabalho. A Figura 4.20 apresenta uma representação dos blocos atendidos por cada transformador, identificados por cores distintas.

4.4.3.1. Dimensionamento e Cálculos

Inicialmente foi realizado o cálculo dos fatores de utilização para os quatro transformadores utilizando a planilha de cálculos conforme exemplificado no item 4.1.1.1, os valores podem ser encontrados na Tabela 4.7.

Figura 4.20 – Distribuição dos transformadores para o Projeto C.



Fonte: (Próprio Autor, 2023)

Tabela 4.7 - Valores dos fatores de utilização calculados para o Projeto C.

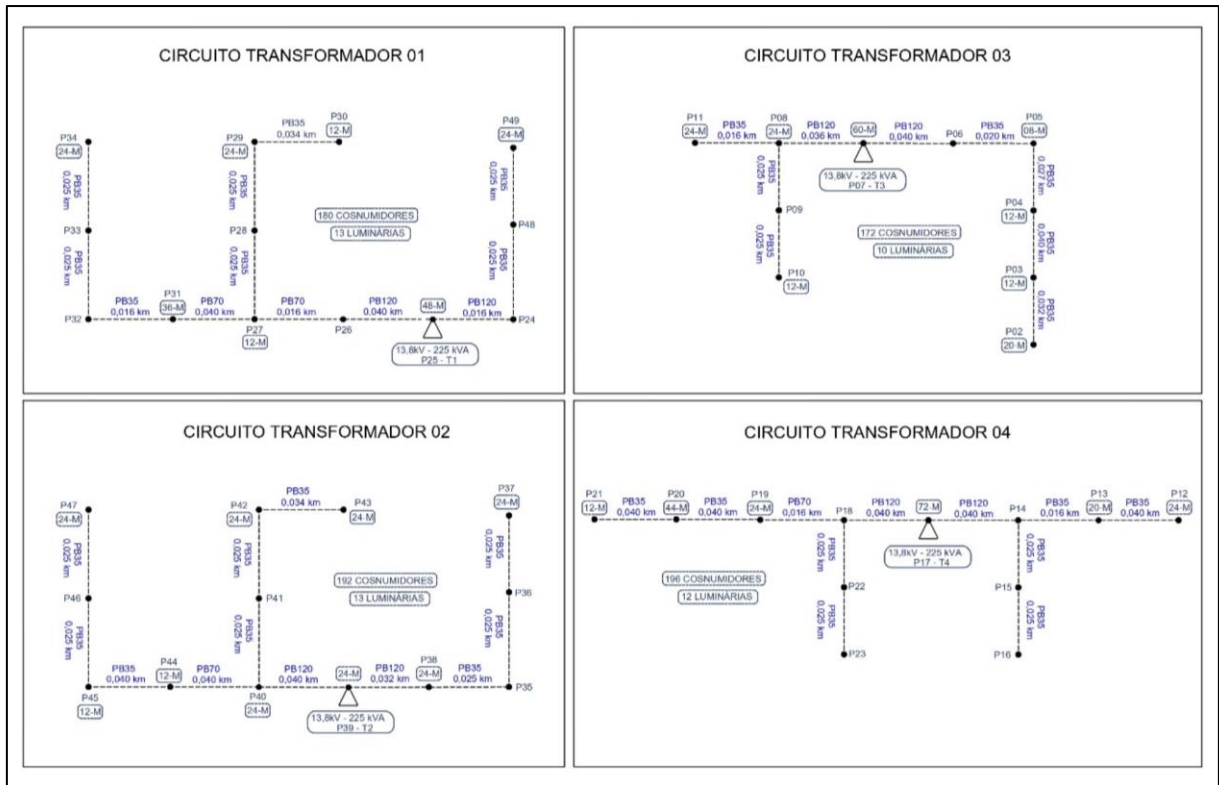
VALORES DOS FATORES DE UTILIZAÇÃO - PROJETO C						
TRANSFORMADOR	POTÊNCIA (kVA)	CONSUMIDORES	LUMINÁRIAS	CARGA ATUAL (kVA)	CARGA FUTURA (kVA)	FATOR DE UTILIZAÇÃO
1	225	180	13	166,28	212,22	0,94
2	225	192	13	177,20	226,16	1,01
3	225	172	10	158,43	202,20	0,90
4	225	196	12	180,65	230,56	1,02

Fonte: (Próprio Autor, 2023)

A Figura 4.21 mostra o mapa chave com os circuitos de baixa tensão de cada transformador do projeto C.

Devido ao cálculo da queda de tensão, foi necessário a alteração de condutores para os Transformadores 1,2 e 4 mudando alguns condutores PB 35 para PB 70, uma

Figura 4.21 - Mapa chave com o circuito de cada transformador.



. Fonte: (Próprio Autor, 2023)

vez que o valor calculado se manteve abaixo de 3,5% ou 0,035 kVA x hm. Nesse contexto, também foi levado em consideração os condutores de PB 120 para os primeiros vãos dos transformadores de 225 kVA. Na Tabela 4.8 podemos observar o valor da queda de tensão calculado pela planilha para cada trecho dos transformadores.

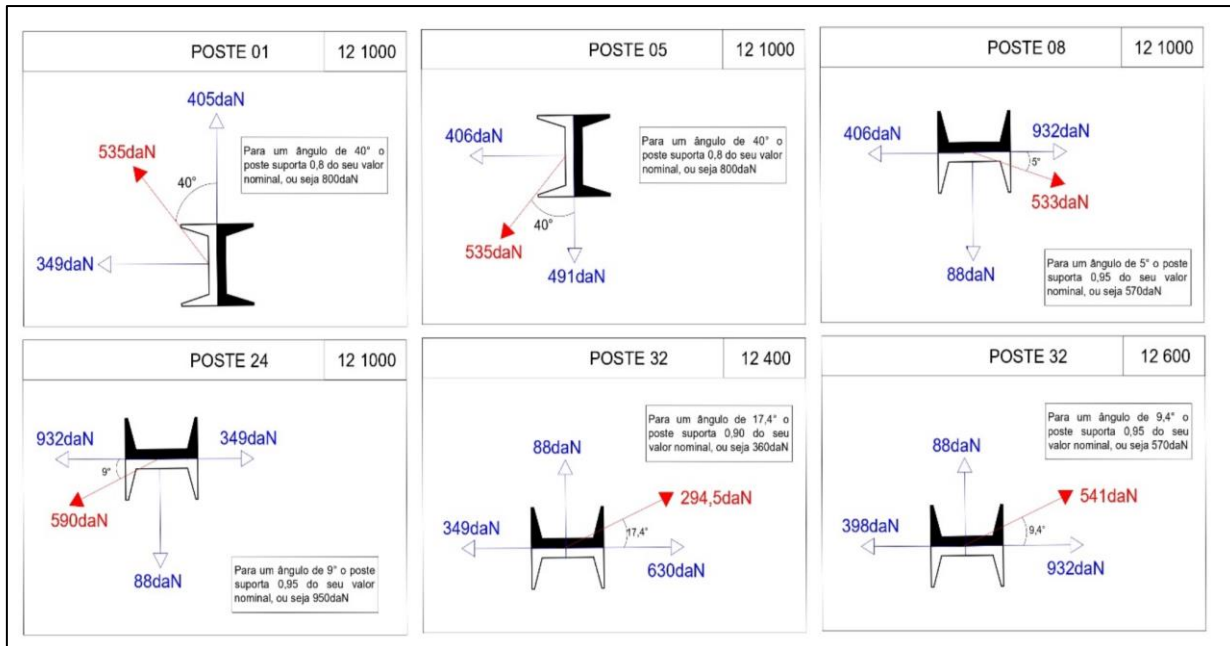
Tabela 4.8 – Valores de queda de tensão para o projeto C.

VALORES DE QUEDA DE TENSÃO (% kVA x hm) - PROJETO C				
TRANSFORMADOR	PRIMEIRO PERCURSO	SECUNDO PERCURSO	TERCEIRO PERCURSO	QUARTO PERCURSO
1	2,779	2,117	0,887	-
2	0,743	0,003	-	-
3	0,392	0,730	0,295	0,726
4	1,172	1,042	-	-

Fonte: (Próprio Autor, 2023)

Na Figura 4.22. temos as análises realizadas para os postes do Projeto C.

Figura 4.22 - Análise dos esforços sofridos pelos postes.



Fonte: (Próprio Autor, 2023)

4.4.3.2. Quantificação de Materiais

Realizando os mesmos processos feitos nos demais projetos, foi precificado os segmentos do Projeto C como mostrado na Tabela 4.9.

Tabela 4.9 - Precificação dos segmentos do projeto C.

PROJETO C	
SEGMENTO	CUSTO
ATERRAMENTO	R\$ 10.534,99
ESTRUTURAS MT	R\$ 11.832,34
ESTRUTURAS BT	R\$ 3.892,89
POSTES	R\$ 31.646,31
TRANSFORMADORES	R\$ 52.445,28
CONDUTORES MT	R\$ 6.701,42
CONDUTORES BT	R\$ 64.332,40
TOTAL	R\$ 181.385,62

Fonte: (Próprio Autor, 2023)

4.4.4. Cenário D

Para o projeto D, foi adotada uma configuração que compreende quatro transformadores de 225 kVA. A distribuição da rede principal foi realizada nas avenidas centrais, seguindo criteriosamente todos os parâmetros estabelecidos neste trabalho.

A Figura 4.23 ilustra uma representação dos blocos atendidos por cada transformador, identificados por cores distintas.

Figura 4.23 – Distribuição dos transformadores para o Projeto D.



Fonte: (Próprio Autor, 2023)

4.4.4.1. Dimensionamento e Cálculos

Na Tabela 4.10. temos os valores para os fatores de utilização do projeto D, assim co-

4.4. ELABORAÇÃO DE PROJETOS DE RD

mo os valores das cargas atuais e futuras.

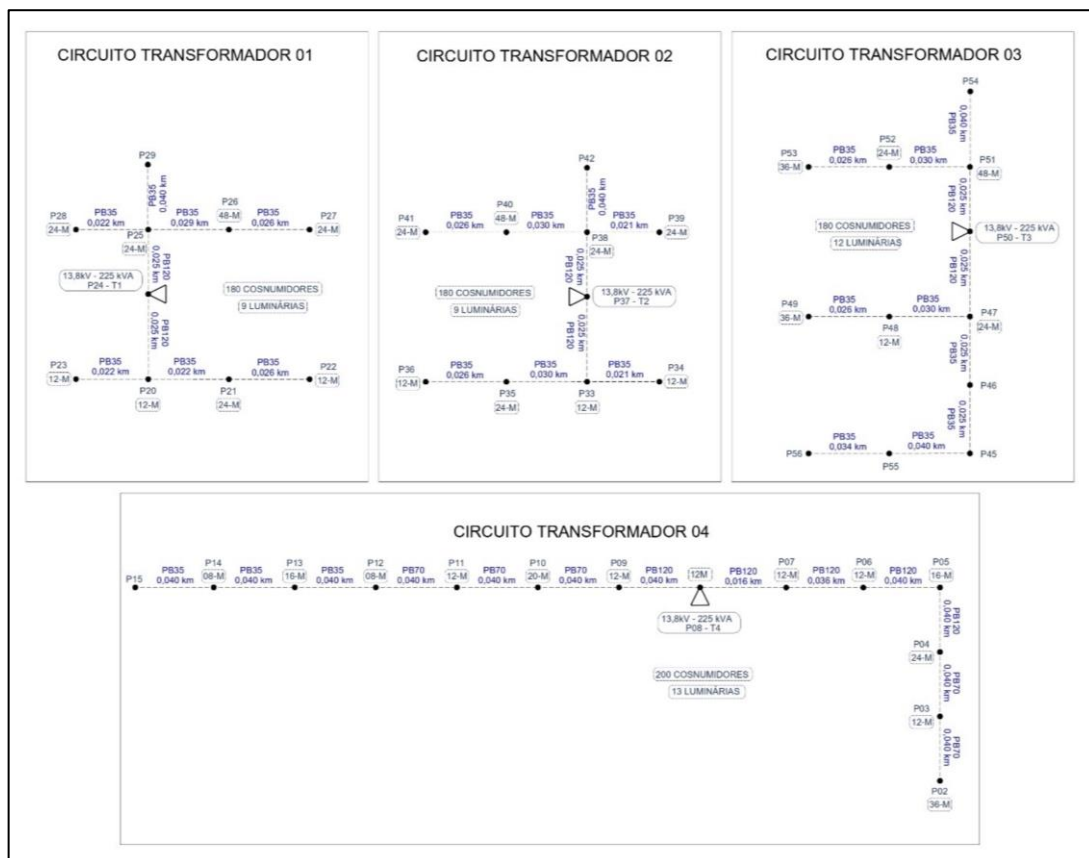
Tabela 4.10 - Valores dos fatores de utilização calculados para o Projeto D.

VALORES DOS FATORES DE UTILIZAÇÃO - PROJETO D						
TRANSFORMADOR	POTÊNCIA (kVA)	CONSUMIDORES	LUMINÁRIAS	CARGA ATUAL (kVA)	CARGA FUTURA (kVA)	FATOR DE UTILIZAÇÃO
1	225	180	9	165,52	211,25	0,94
2	225	180	9	165,52	211,25	0,94
3	225	180	12	166,09	211,98	0,94
4	225	200	13	184,48	235,45	1,05

Fonte: (Próprio Autor, 2023)

Para realizar o cálculo de queda de tensão foi realizado um mapa chave com os circuitos de baixa tensão de cada transformador conforme mostrado na Figura 4.24.

Figura 4.24 - Mapa chave com o circuito de cada transformador.



Fonte: (Próprio Autor, 2023)

Devido ao cálculo da queda de tensão, foi necessário a alteração de condutores apenas para o Transformador 4 devido a grande quantidade de vãos. Na Tabela 4.11 podemos observar o valor da queda de tensão calculado pela planilha para cada trecho dos transformadores.

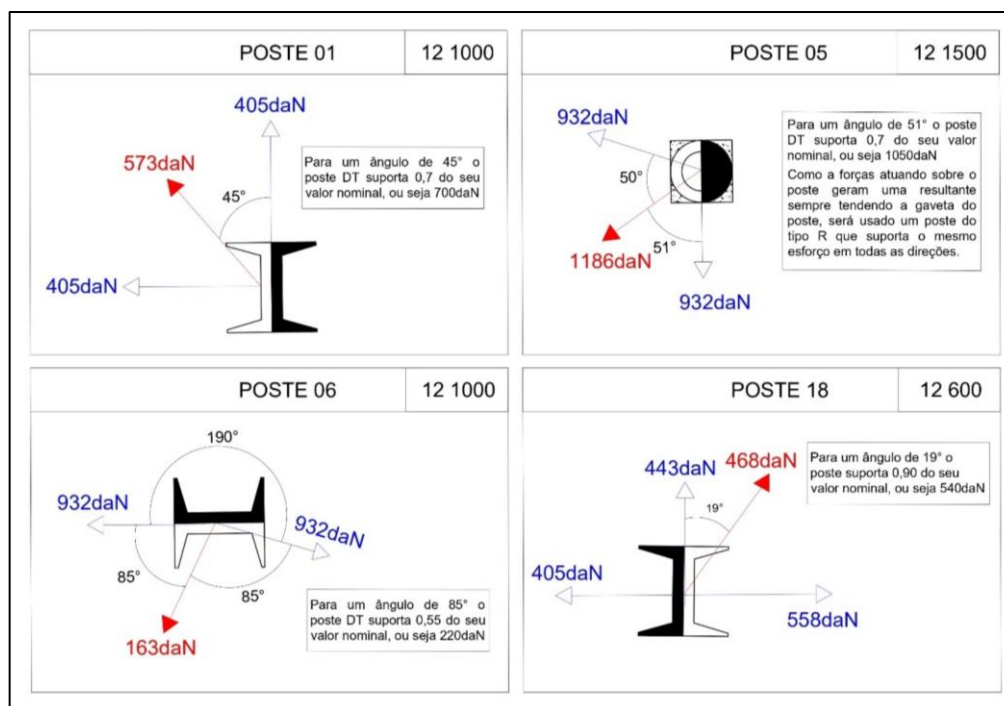
Tabela 4.11 – Valores de queda de tensão para o projeto D.

VALORES DE QUEDA DE TENSÃO (% kVA x hm) - PROJETO D				
TRANSFORMADOR	PRIMEIRO PERCURSO	SECUNDO PERCURSO	TERCEIRO PERCURSO	QUARTO PERCURSO
1	0,980	0,320	0,756	2,295
2	1,174	0,287	2,720	0,573
3	2,369	1,953	-	-
4	3,279	3,454	-	-

Fonte: (Próprio Autor, 2023)

Para os esforços exercidos nos postes, destacam-se casos específicos nos quais uma análise mais aprofundada foi conduzida, ultrapassando as recomendações padrão da planilha. esta análise mais detalhada é ilustrada na Figura 4.25.

Figura 4.25 - Análise dos esforços sofridos pelos postes.



Fonte: (Próprio Autor, 2023)

4.4.4.2. Quantificação de Materiais

Realizando os mesmos processos feitos nos demais projetos, foi precificado os segmentos do Projeto D como mostrado na Tabela 4.12.

Tabela 4.12 - Precificação dos segmentos do projeto D.

PROJETO D	
SEGMENTO	CUSTO
ATERRAMENTO	R\$ 14.014,48
ESTRUTURAS MT	R\$ 17.733,57
ESTRUTURAS BT	R\$ 3.766,98
POSTES	R\$ 36.906,98
TRANSFORMADORES	R\$ 52.445,28
CONDUTORES MT	R\$ 7.294,87
CONDUTORES BT	R\$ 81.633,20
TOTAL	R\$ 213.795,35

Fonte: (Próprio Autor, 2023)

Após a conclusão dos projetos para ambos os cenários e a elaboração do orçamento das redes aéreas, tornou-se possível avaliar o custo-benefício de cada cenário. A divisão minuciosa dos orçamentos possibilitou identificar os segmentos que desempenham um papel crucial no custo global. Esta análise detalhada será apresentada nas próximas seções, proporcionando uma visão aprofundada sobre os fatores que contribuíram para a determinação dos projetos mais eficientes em termos financeiros.

Capítulo 5

Resultados e Discussões

Com base nos dados resultantes dos orçamentos realizados, empreendeu-se uma análise comparativa entre diferentes projetos isolados, explorando suas nuances e características específicas. A discussão subsequente aprofunda-se nas implicações desses resultados, proporcionando uma análise crítica e fundamentada que contribui significativamente para o entendimento abrangente do escopo do estudo.

5.1. Participação Percentual de Cada Segmento

Com o propósito de promover uma análise mais fundamentada, procedeu-se à divisão entre os segmentos que abrangem os diferentes tipos de materiais, como detalhado no Item 4.5. Nesse contexto, foi identificada a participação percentual de cada segmento em relação ao total de materiais em cada projeto, conforme mostra a Tabela 5.1.

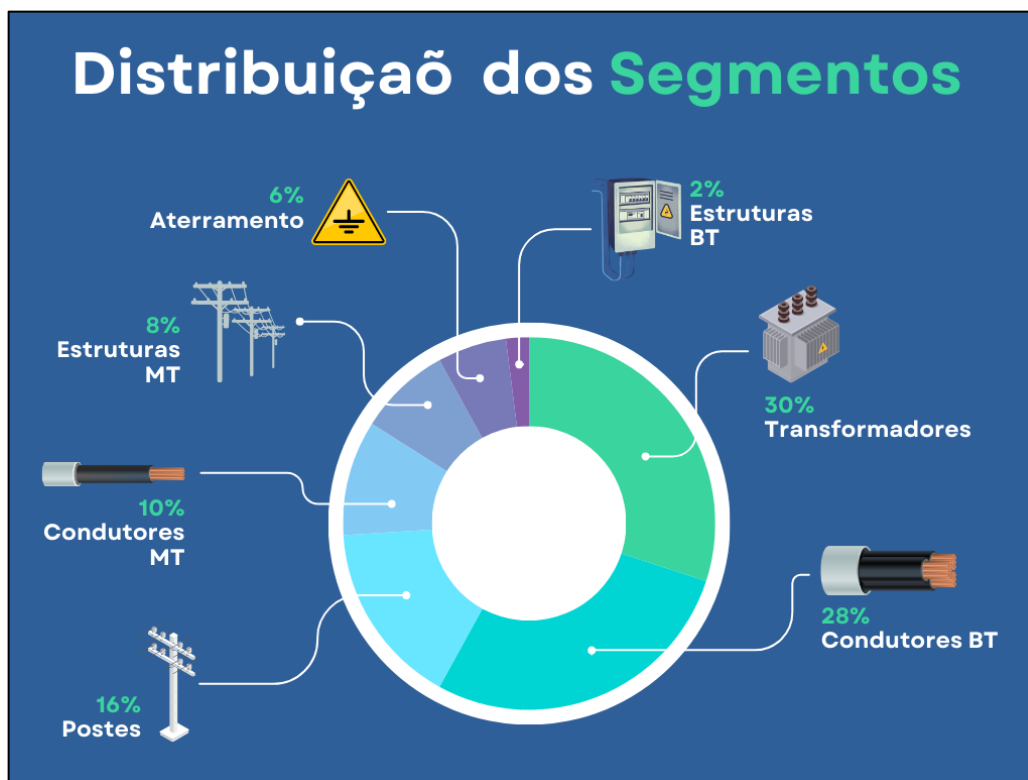
Tabela 5.1 - Participação percentual de cada segmento.

SEGMENTO	PROJETO A	PROJETO B	PROJETO C	PROJETO D
ATERRAMENTO	6,8%	6,4%	5,8%	6,6%
ESTRUTURAS MT	7,3%	11,7%	6,5%	8,3%
ESTRUTURAS BT	1,2%	1,7%	2,1%	1,8%
POSTES	15,8%	14,7%	17,4%	17,3%
TRANSFORMADORES	33,0%	32,4%	28,9%	24,5%
CONDUTORES MT	3,6%	28,6%	3,7%	3,4%
CONDUTORES BT	32,4%	4,5%	35,5%	38,2%

Fonte: (Próprio Autor, 2023)

Os valores apresentados na Tabela 5.1 foram utilizados para calcular a média das porcentagens, visando identificar o impacto de cada segmento de material. Os resultados obtidos foram então usados para a construção de um diagrama ilustrativo, conforme evidenciado na Figura 5.1.

Figura 5.1 – Distribuição dos Segmentos em relação ao orçamento final.



Fonte: (Próprio Autor, 2023)

Conforme a Figura 5.1, o custo dos Transformadores se destaca como o componente mais representativo, contribuindo com uma média de 30% do orçamento total e em segundo lugar, temos os Condutores BT, com uma média de 28%.

O custo dos Postes, representaram uma média de 16%, ocupando uma posição intermediária, representando uma parcela considerável do orçamento. Estruturas MT (8%), Condutores MT (10%) e Atterramento (6%) aparecem como segmentos com contribuições mais moderadas, indicando uma relevância proporcionalmente menor nos custos globais dos projetos. Por fim, as Estruturas BT,

com uma média de 2%, emergem como o componente de menor representatividade no orçamento. Essa constatação sugere que, embora desempenhem um papel na estrutura da rede, os custos associados a essas estruturas têm uma importância muito inferior aos Condutores BT no orçamentário geral.

A constatação da diferença entre estruturas como a FLABIT pode ser realizada de maneira prática, sendo esta estrutura empregada para mudanças de seção e alívio de tensão mecânica em redes de baixa tensão. Na tomada de decisão do projetista, é comum manter o mesmo condutor, mesmo quando exista a possibilidade de utilizar uma seção menor. Isso ocorre, muitas vezes, para evitar a adição de estruturas extras ou simplificar a execução utilizando uma estrutura mais básica, como a STBI, destinada à passagem de redes trifásicas tangentes de mesma seção.

A análise financeira, utilizando a planilha orçamentária desenvolvida, revela que o custo de uma estrutura STBI em poste DT é de R\$ 17,68, enquanto o custo de uma FLABIT na mesma condição é de R\$ 106,56. Portanto, optar por uma FLABIT resulta em um custo adicional de R\$ 88,88. Ao considerar o valor do metro do cabo PB 70 (R\$ 13,27) e do PB 35 (R\$ 7,12), a escolha de manter o mesmo condutor implica em um custo extra de R\$ 6,15 por metro em comparação com a mudança de condutor. Assim, para vãos maiores, como 14,5 metros, torna-se mais econômico optar pela mudança de condutor.

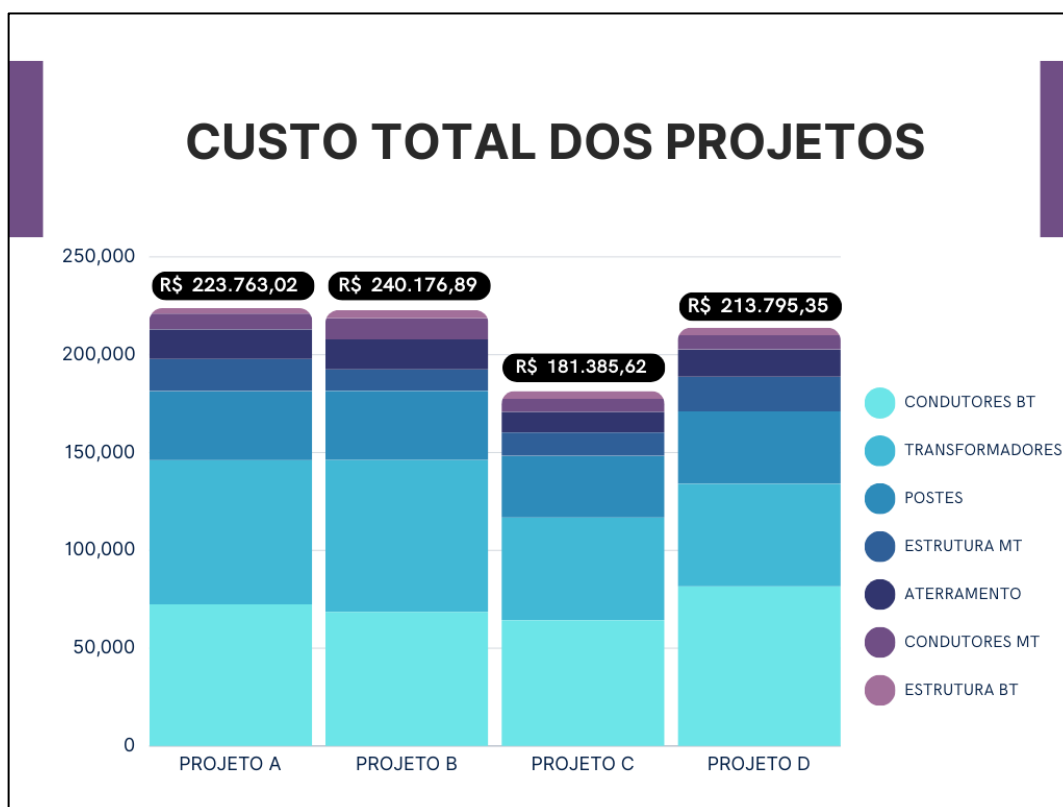
Expandindo essa análise para mudanças de condutores de maior porte, a disparidade é ainda mais evidente. O preço do condutor de PB 120 é 61% maior que o PB 70 e 200% maior que o PB 35, reforçando a vantagem financeira da mudança de condutor em cenários mais extensos.

Assim é possível afirmar que, durante a realização de projetos, a prática de reduzir a seção do condutor, respeitando os critérios de corrente e queda de tensão, é uma abordagem mais vantajosa. Nesse contexto, torna-se essencial adaptar as estruturas de baixa tensão (BT) para acomodar essa mudança, garantindo eficiência econômica sem comprometer a segurança e o desempenho do sistema elétrico.

5.2. Comparação entre Projetos

Considerando os valores finais calculados para cada projeto, foi elaborado um diagrama como mostra o Gráfico 5.1 que possibilita a determinação do custo total de cada projeto, permitindo comparações entre.

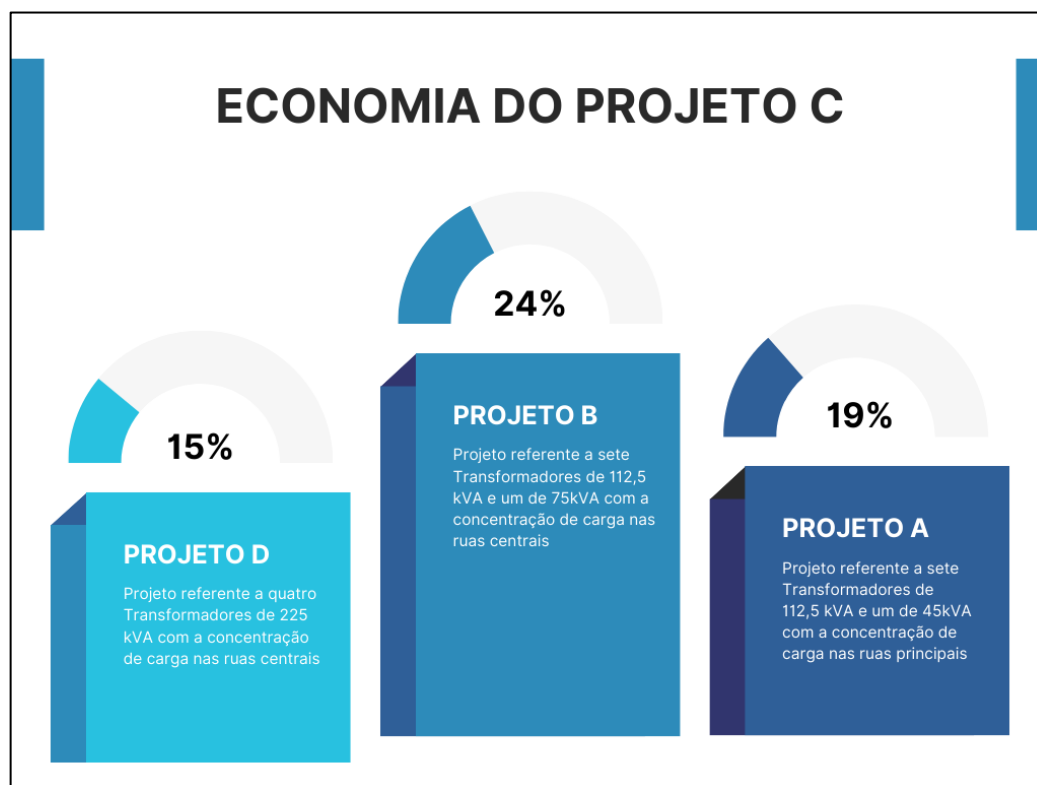
Gráfico 5.1 – Gráfico para o custo total dos projetos.



Fonte: (Próprio Autor, 2023)

Os resultados revelam que o Projeto C se destacou como a opção de menor custo entre os projetos avaliados. Esse projeto foi executado com quatro transformadores de 225 kVA e com a disposição das cargas nas avenidas principais. Para mitigar possíveis defasagens nos valores absolutos em relação à base de preços, uma análise percentual foi conduzida para quantificar a economia proporcionada pelo Projeto C em comparação com os demais. Essa análise percentual está representada na Figura 5.2.

Figura 5.2 - Porcentagens da economia do Projeto C em relação aos outros projetos.



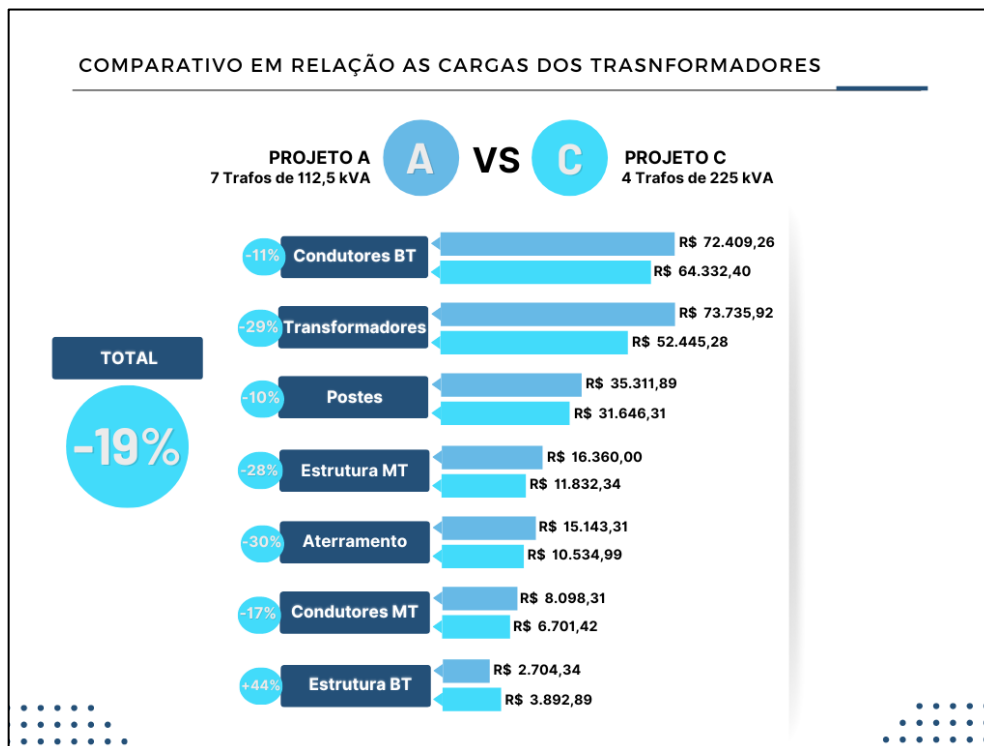
Fonte: (Próprio Autor, 2023)

O segundo projeto com custo mais baixo foi o Projeto D, que também adotou transformadores de maior capacidade, envolvendo quatro unidades de 225 kVA cada. Este resultado evidencia que a escolha de transformadores com maior capacidade está associada a custos mais baixos, ao contrário dos Projetos A e B, que empregaram transformadores de menor carga e apresentaram custos mais elevados.

Para uma análise mais específica do impacto do aumento da capacidade dos transformadores, foi realizada uma comparação isolada entre os segmentos dos Projetos A e C. Esses projetos compartilham as mesmas topologias, sendo a única diferença a capacidade dos transformadores. Essa comparação pode ser observada na Figura 5.3.

A comparação realizada entre os Projetos A e C mostrou que em todos os segmentos o projeto C são mais baratos, com exceção das estruturas BT. Porém esse valor é muito pequeno já que ao levar em consideração da participação de cada seg-

Figura 5.3 - Comparativo entre os Projetos A e C.



Fonte: (Próprio Autor, 2023)

-mento do orçamento geral. Uma prova dessa condição é que o valor economizado com condutores BT é 6,8 vezes maior do que a diferença de custo entre as Estruturas BT dos projetos analisados.

A diferença de 11% no custo dos condutores BT está relacionada à obrigatoriedade dos primeiros vãos. No Projeto A, que envolveu sete transformadores de 112,5 kVA, a necessidade de atender à obrigatoriedade normativa resultou na utilização de 14 vãos com o cabo PB 120. Em contraste, no Projeto C, a mesma obrigatoriedade foi satisfeita com apenas 8 vãos, também empregando o cabo PB 120. Essa discrepância na quantidade de vãos obrigatórios teve um impacto determinante na redução dos custos associados aos condutores BT.

A disparidade de 29% no valor dos transformadores pode ser atribuída ao fato de que o custo desses equipamentos não segue uma relação linear com a proporção de carga. Em outras palavras, mesmo ao utilizar a metade do número de transformadores com o dobro da capacidade, o valor não se mantém proporcional.

Essa não linearidade nos custos dos transformadores é um reflexo da complexidade do banco de dados de preços, onde diversos fatores influenciam no custo final.

A diferença de 28% no valor das Estruturas MT e de 17% nos Condutores BT pode ser explicada pelo fato de que, ao utilizar menos transformadores, há uma redução no número de estruturas de custo mais elevado, como CE2, que incluem para-raios e chaves fusíveis. Além disso, a presença de menos transformadores elimina a necessidade de uma rede primária extensa para alcançar todos os transformadores, resultando em uma diminuição tanto no número de estruturas quanto na metragem de condutores e na quantidade de espaçadores poliméricos.

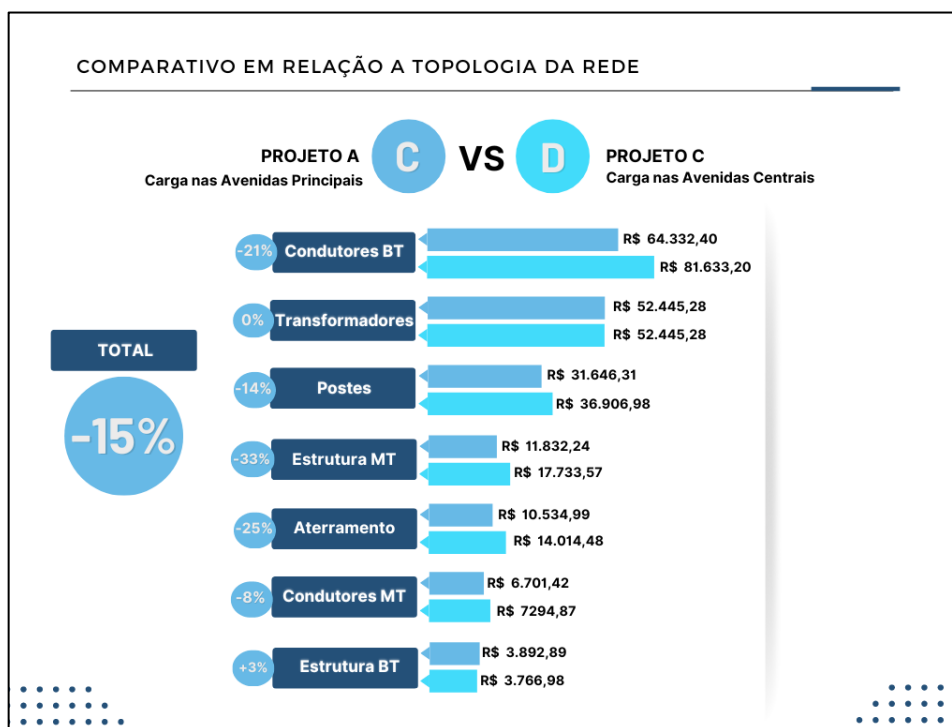
Outro aspecto significativo é a diferença de 30% no custo do aterramento da rede. Com menos transformadores, há uma redução na necessidade de aterramentos do tipo A, uma vez que a norma estabelece a instalação desse tipo de aterramento quando há equipamentos como os transformadores envolvidos.

A diferença percentual para os postes não exerceu uma influência significativa no estudo deste trabalho, considerando que o valor unitário dos postes é elevado. A análise em cada projeto, visando sempre utilizar o poste mais econômico, não revelou diferenças substanciais, uma vez que a quantidade de postes foi muito semelhante entre os projetos avaliados.

Outro aspecto relevante a ser considerado é a influência da topologia da rede nos custos. Os projetos que adotaram topologias nas avenidas principais apresentaram custos inferiores em relação aos projetos com características de transformador semelhantes. Para corroborar essa análise de maneira mais isolada, foi conduzida uma comparação entre os Projetos C e D, conforme ilustrado na Figura 5.4.

Analisando os dados apresentados na Figura 5.4, observou-se que os projetos com as cargas posicionadas nas avenidas principais possibilitaram a manutenção de condutores de menor seção, devido ao cálculo de queda de tensão. No entanto, para o Projeto D, no qual as cargas foram distribuídas nas ruas centrais, alguns pontos exigiram um aumento na seção do condutor. Isso ocorreu devido à considerável dis-

Figura 5.4 – Comparação entre os Projetos C e D.



Fonte: (Próprio Autor, 2023)

tância em relação aos consumidores localizados nos pontos mais extremos do loteamento, o que impactou as exigências de queda de tensão. Outro fator para justificar a diferença de 21% é que para ruas centrais alimentar os consumidores é necessárias mais ramificações da rede utilizando estruturas como a SDBIT que são usadas para derivações da rede trifásica de baixa tensão.

As ramificações também justificam a diferença percentual de 33% nas estruturas MT. Para proteger as ramificações da rede primária que vai até as ruas centrais, é necessário um maior número de chaves fusíveis para garantir a proteção efetiva do sistema. Além disso, a presença de estruturas mais custosas como as CE3 e CE4 CF, utilizadas para finais de linha e para , contribui para a diferença observada. Além das CE3, também temos estruturas FLBIT para final de linha de baixa tensão. Como já foi reportado, estruturas de BT são muito baratas, porém as estruturas finais de linha devem ser aterradas conforme o Modelo E, justificando a diferença percentual de 25% no custo do aterramento.

Capítulo 6

Considerações Finais

Ao concluir esta abrangente análise técnica, econômica e de otimização em projetos elétricos de redes compactas de distribuição para loteamentos residenciais, destaca-se uma compreensão profunda dos fatores que moldaram os resultados obtidos.

A decisão estratégica de adotar quatro transformadores de 225 kVA nos Projetos C e D, em contraste com os sete transformadores de 112,5 kVA nos Projetos A e B, revelou-se um elemento crucial para a eficiência econômica. Além disso, destaca-se a inclusão de um transformador extra de 45 kVA no Projeto A e um de 75 kVA no Projeto B. Esses ajustes na capacidade dos transformadores evidenciam a flexibilidade na adaptação dos projetos às demandas específicas, proporcionando uma resposta mais precisa às necessidades energéticas de cada loteamento. A opção por transformadores de maior capacidade, contribuiu de forma expressiva para a redução geral de custos de 19%, sublinhando a relevância dessa abordagem na elaboração de projetos similares.

A disposição específica das cargas nas avenidas principais nos Projetos A e C, e nas avenidas centrais nos Projetos B e D, emergiu como um componente de significativa importância. Projetos com cargas localizadas nas avenidas principais viabilizaram a utilização de condutores de menor seção, promovendo diretamente a eficiência econômica.

O Projeto C, ao apresentar uma economia de 24% em relação ao Projeto B, 19% ao Projeto A e 15% ao Projeto D, corrobora a eficiência da abordagem técnica e

econômica adotada. Estes números sublinham não apenas a otimização dos custos globais dos projetos, mas também enfatizam a importância de uma constante adaptação às particularidades de cada contexto, visando a eficiência de sistemas elétricos em projetos de redes compactas para loteamentos residenciais.

Diante do exposto, este trabalho fornece resultados importantes para escolhas estratégicas no dimensionamento de projetos para redes de distribuição. A aplicação dessas decisões, aliada a uma abordagem técnica e econômica equilibrada, não apenas otimiza os custos gerais dos projetos, mas também ressalta a relevância de uma constante adaptação às particularidades de cada contexto, visando a eficiência e a sustentabilidade de sistemas elétricos em projetos de redes compactas para loteamentos residenciais.

Capítulo 7

Sugestões para trabalhos futuros

- Desenvolver um software dedicado que incorpore integralmente a base de dados, cálculos e relações presentes na planilha criada.
- Realizar uma análise prospectiva para avaliar como mudanças nas demandas de energia, regulamentações governamentais e avanços tecnológicos podem impactar o dimensionamento e orçamentação de projetos futuros;
- Realizar estudos de caso práticos em diferentes regiões geográficas ou contextos socioeconômicos para validar a aplicabilidade e adaptabilidade da planilha automatizada desenvolvida;
- Realizar uma análise econômica comparativa entre tecnologias alternativas de distribuição elétrica, como redes subterrâneas versus aéreas, considerando não apenas os custos iniciais, mas também os custos ao longo do ciclo de vida.

REFERÊNCIAS

ABRADEE. Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica. 2015.

AZEVEDO, Fernando Araujo. Otimização de Rede de Distribuição de Energia Elétrica Subterrânea Reticulada através de Algoritmos Genéticos. 140 f. Dissertação (Mestrado) - Universidade Federal do Paraná, Curitiba, 2010.

CELESC. Manual de Procedimentos I-313.0021: Critérios para utilização de redes de distribuição. Florianópolis, 2020.

DIS-NOR-012. Critérios para Elaboração de Projetos de Rede de Distribuição Aérea. Neoenergia. Revisão 4. 2022.

DIS-NOR-013. Projeto de Rede de Distribuição Aérea Compacta. Neoenergia Revisão 5. 2021.

DIS-NOR-014. Projeto de Rede de Distribuição Aérea Multiplexada de Baixa Tensão. Neoenergia Revisão 3. 2022.

FREITAS, C. A. F. Software Baseado em MATLAB® para Cálculo e Análise Tridimensional de Campos Elétricos e Magnéticos em Linhas de Transmissão. Universidade Federal da Paraíba, Centro de Energias Alternativas e Renováveis, Departamento de Engenharia Elétrica. João Pessoa-PA. 2017.

INOVAÇÃO TECNOLÓGICA. Novas Redes de Distribuição Elétrica Podem Evitar Destruição de Árvores. Disponível em:
<<http://www.inovacaotecnologica.com.br/noticias/noticia.php?artigo=010115040216>.>
Acesso em: 08 novembro. 2023.

LOEB, S. et al. Análise Descritiva na Educação: Um Guia para Pesquisadores (NCEE 2017–4023). Washington, DC: U.S. Department of Education, Institute of Education Sciences, National Center for Education Evaluation and Regional Assistance, 2017.

NAKAGUISHI, M. I.; HERMES, P.D. Estudo comparativo técnico/financeiro para implantação de redes de distribuição subterrâneas. Monografia (Graduação). Universidade Federal do Paraná (UFPR), Curitiba, 100 p., 2011.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO – ONS, Planejamento anual da operação energética, 2023. PINTO, M. de O. Energia elétrica: geração, transmissão e sistemas interligados. 1. ed. Rio de Janeiro - RJ - Brasil: Livros Técnicos e Científicos, 2014.

RIBEIRO, A.L. Benefícios da rede de distribuição aérea compacta 15kV. Trabalho de Conclusão de curso – Universidade São Francisco. Itatiba-SP, 2008.

SILVA, Ellyson Barros. Estudo da evolução do sistema elétrico nacional a partir do crescimento urbano no Brasil, os sistemas alternativos de energia e os seus impactos ambientais, um caso especial: Londrina. Universidade Estadual de Londrina. Paraná, 2008.

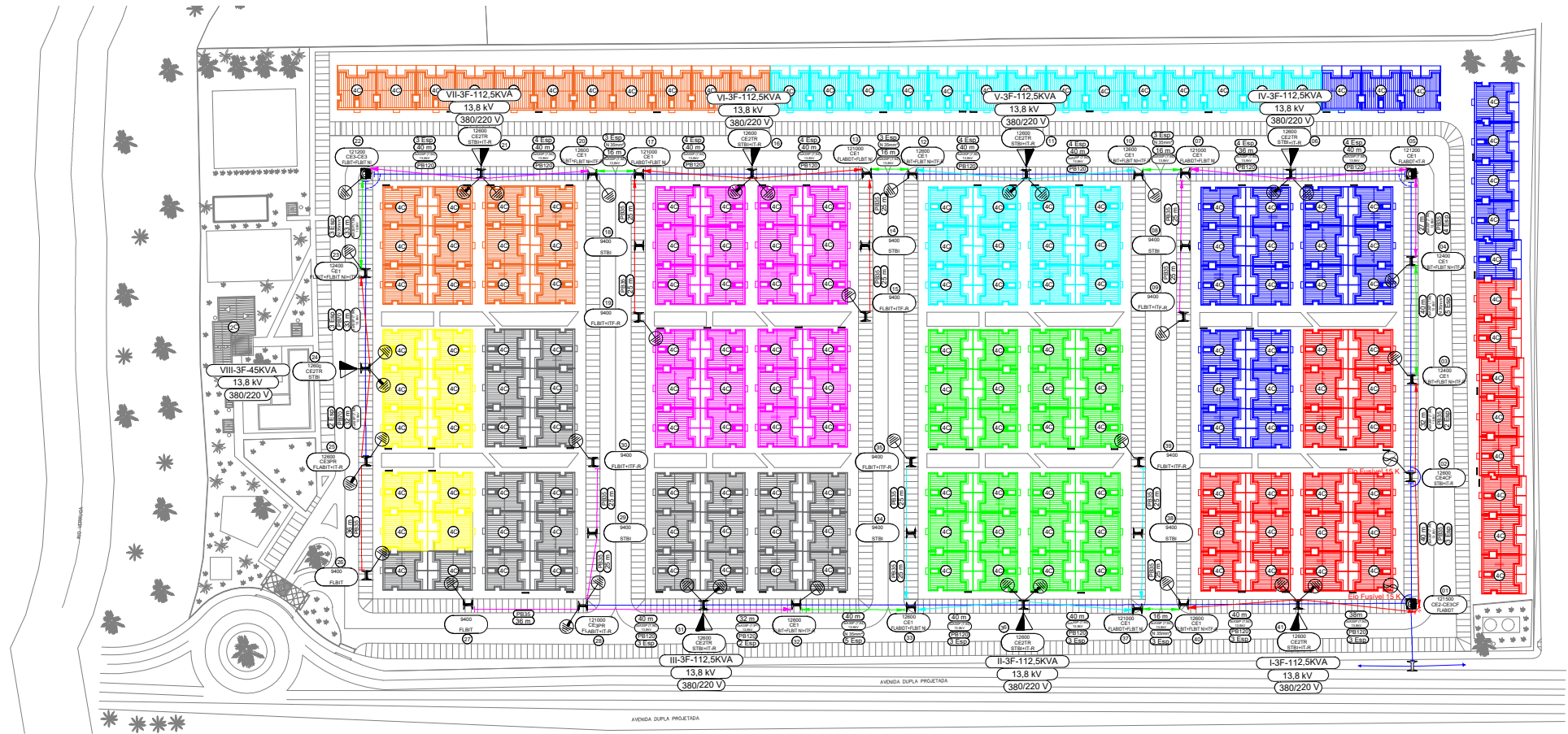
SOUZA, W. A. Interferências Eletromagnéticas Por Descargas Atmosféricas Em Redes De Distribuição Blindadas (RDI) Que Utilizam Equipamentos Não Blindados. Monografia – UFMG, 2012.

STARLING H. M. M.; GERMANO L. B. P. Engenharia: história em construção. Belo Horizonte: UFMG, 1ª edição, 2012.

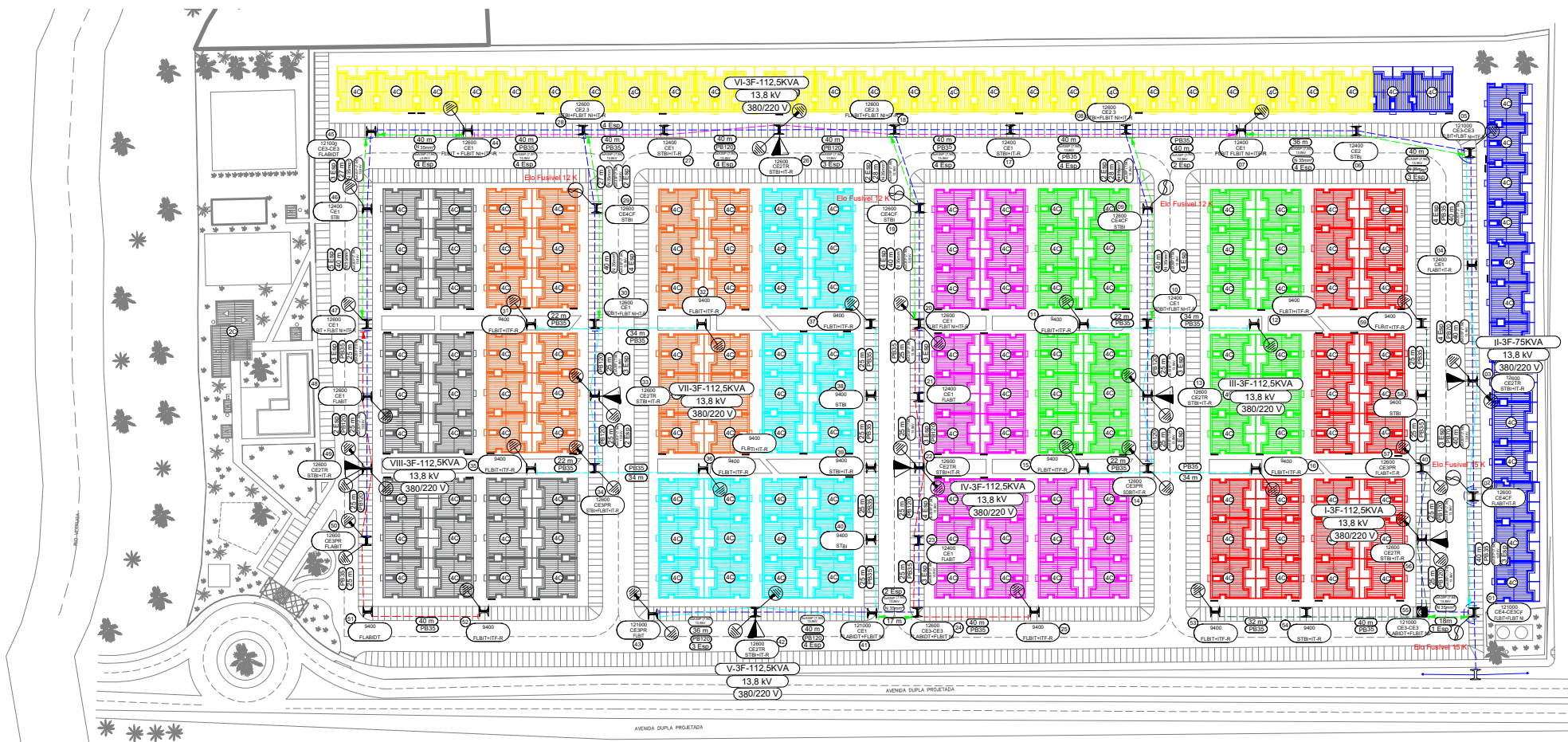
VELASCO, Giuliana Del Nero. Arborização viária x sistemas de distribuição de energia elétrica: avaliação dos custos, estudo das podas e levantamento de problemas fitotécnicos. Piracicaba, 2003.

ZIMMER, Camila; JUNIOR, Manoel Andreatta Franco. Automação da distribuição de energia: Recomposição automática de redes de distribuição. 96f. Trabalho de Conclusão de Curso – Universidade Tecnológica Federal do Paraná. Curitiba, 2014.

Apêndice A. Distribuição dos transformadores para o Projeto A



Apêndice B. Distribuição dos transformadores para o Projeto B



Apêndice C. Distribuição dos transformadores para o Projeto C



Apêndice D. Distribuição dos transformadores para o Projeto D

