

UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA
CENTRO TECNOLÓGICO
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA E ELETRÔNICA
CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

Vagner Anselmo Bento

**ANÁLISE TÉCNICA E ECONÔMICA DO FORNECIMENTO DE ENERGIA PARA
CONDOMÍNIOS DE EDIFÍCIOS RESIDENCIAIS COM DEMANDA ATÉ 300 kVA
UTILIZANDO REDE BT DA CONCESSIONÁRIA OU MT COM
TRANSFORMADORES INTERNOS**

Florianópolis

2021

Vagner Anselmo Bento

**ANÁLISE TÉCNICA E ECONÔMICA DO FORNECIMENTO DE ENERGIA PARA
CONDOMÍNIOS DE EDIFÍCIOS RESIDENCIAIS COM DEMANDA ATÉ 300 kVA
UTILIZANDO REDE BT DA CONCESSIONÁRIA OU MT COM
TRANSFORMADORES INTERNOS**

Trabalho de Conclusão de Curso (TCC) submetido ao
Curso de Graduação em Engenharia Elétrica da
Universidade Federal de Santa Catarina como parte dos
requisitos para obtenção do grau de Bacharel em
Engenharia Elétrica

Orientador: Prof. Mauricio Valencia Ferreira da Luz, Dr.

Florianópolis

2021

Ficha de identificação da obra elaborada pelo autor,
através do Programa de Geração Automática da Biblioteca Universitária da UFSC.

Bento, Vagner Anselmo

Análise técnica e econômica do fornecimento de energia para condomínios de edifícios residenciais com demanda até 300 kVA utilizando rede BT da concessionária ou MT com transformadores internos / Vagner Anselmo Bento ; orientador, Mauricio Valencia Ferreira da Luz, 2021.

172 p.

Trabalho de Conclusão de Curso (graduação) - Universidade Federal de Santa Catarina, Centro Tecnológico, Graduação em Engenharia Elétrica, Florianópolis, 2021.

Inclui referências.

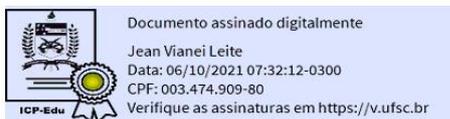
1. Engenharia Elétrica. 2. Projetos Elétricos. 3. Condomínios de edifícios residenciais. 4. Dimensionamento. 5. Custos. I. Ferreira da Luz, Mauricio Valencia. II. Universidade Federal de Santa Catarina. Graduação em Engenharia Elétrica. III. Título.

Vagner Anselmo Bento

Análise Técnica e Econômica do Fornecimento de Energia para Condomínios de Edifícios Residenciais com Demanda até 300 kVA Utilizando Rede BT da Concessionária ou MT com Transformadores Internos

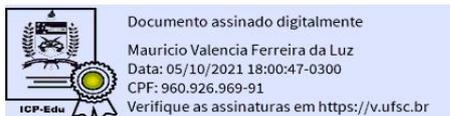
Este Trabalho de Conclusão de Curso foi julgado adequado para obtenção do Título de “Bacharel em Engenharia Elétrica” e aceito, em sua forma final, pelo Curso de Graduação em Engenharia Elétrica.

Florianópolis, 05 de outubro de 2021.

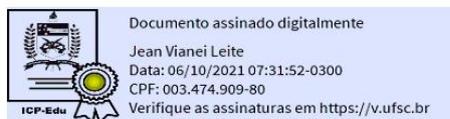


Prof. Jean Viane Leite, Dr.
Coordenador do Curso de Graduação em Engenharia Elétrica

Banca Examinadora:



Prof. Mauricio Valencia Ferreira da Luz, Dr.
Orientador
Universidade Federal de Santa Catarina



Prof. Jean Viane Leite, Dr.
Universidade Federal de Santa Catarina

Prof. Angelo Alfredo Hafner, Dr.
Universidade do Estado de Santa Catarina

Dedico este Trabalho de Conclusão de Curso
à minha família e namorada,
que me ajudaram muito ao longo dos anos.

AGRADECIMENTOS

Gostaria de agradecer a todas as pessoas que, durante todo o curso de Engenharia Elétrica, me ajudaram, de diferentes maneiras, a conseguir êxito nessa importante etapa de minha carreira profissional.

Agradeço, inicialmente, à minha família por todo o suporte oferecido ao longo desses anos de estudo, desde meus primeiros anos letivos até esse último semestre na faculdade.

Agradeço à minha namorada, pela força e parceria em todos os momentos em que precisei. A finalização deste Trabalho, bem como a conclusão do Curso em si, deve-se muito aos incentivos dessa pessoa extremamente importante em minha vida.

Gostaria de agradecer, também, aos amigos do grupo *Atlético Thévenin* que, além de ajudarem na vida acadêmica através de longas horas de estudos em equipe, ajudaram também em importantes momentos de distração e risadas, tornando mais alegres estes anos de curso.

Por fim, agradeço aos professores do Curso de Engenharia Elétrica da UFSC pelo aprendizado e conhecimento adquiridos, principalmente ao professor Mauricio Valencia Ferreira da Luz por ter me orientado neste Trabalho.

RESUMO

Este trabalho apresenta uma análise das diferentes possibilidades de fornecimento de energia com base em um exemplo de três tipos de condomínios de edifícios residenciais diferentes com demanda inferior à 300 kVA (condomínios fictícios, porém similares aos reais). Com a elaboração dos projetos de entrada de energia, busca-se encontrar valores aproximados da real discrepância que deve ocorrer nos orçamentos de cada obra. Além disso, propõe-se uma alternativa para reduzir os custos de uma Rede Subterrânea e aproximá-los dos valores de uma Rede Aérea Compacta. Nos condomínios com demanda acima de 300 kVA deve-se, por norma da concessionária de energia, alocar um ou vários transformadores dentro do condomínio alimentado com rede de Média Tensão e distribuir através de Baixa Tensão para cada um dos edifícios existentes. Já em casos em que a demanda do condomínio é menor ou igual a esse valor, pode-se alimentá-lo diretamente da rede de Baixa Tensão da concessionária. No entanto, para esses mesmos casos, é possível realizar o mesmo tipo de fornecimento utilizado para demandas acima de 300 kVA. Isso é considerado na alternativa proposta, que adiciona um Transformador Pedestal próximo dos blocos dos condomínios para transformar a Média Tensão da concessionária em Baixa Tensão e distribuí-la para as unidades consumidoras. Realiza-se neste trabalho uma análise comparativa de aspectos técnicos, físicos e econômicos desses diferentes tipos de fornecimento de energia através de um estudo das normas que regem a execução de projetos elétricos de entrada de energia e cálculos de dimensionamento específicos dos projetos. Os resultados encontrados permitem concluir que Redes Aéreas Compactas são, sim, mais baratas, com valores se aproximando da metade ou até mesmo três vezes menor em relação aos outros tipos de rede. Contudo, destaca-se também o fato de que o método alternativo apresentado para Redes Subterrâneas com demanda inferior à 300 kVA pode vir a tornar o orçamento final um pouco mais próximo do calculado para a Rede Aérea Compacta, porém ainda de valor elevado. Apesar disso, notou-se que o método sugerido resultaria em uma economia de cerca de 1,25 milhão de reais nos casos em que o condomínio analisado possui um comprimento extenso, fazendo com que os cabos de Baixa Tensão tenham que percorrer um longo caminho. Por fim, com a apresentação das vantagens e desvantagens de cada tipo de fornecimento, bem como os valores envolvidos, fica a critério do empreendedor decidir se é válido ou não pagar pela diferença em aspectos financeiros, visando a compensação através de outros aspectos, sejam técnicos, de segurança, estéticos ou ecológicos.

Palavras-chave: Condomínios de edifícios residenciais. Projetos elétricos. Demanda. Média tensão. Baixa tensão. Dimensionamento. Rede Aérea Compacta. Transformador Pedestal. Rede Subterrânea. Custos.

ABSTRACT

This final paper presents an analysis of the different possibilities of energy supply based on an example of three different types of residential condominiums with buildings in which the demand is lower than 300 kVA (fictitious condominiums, but similar to real ones). With the elaboration of the projects, this paper aims to find the approximate values of the real discrepancy that would appear in each budget. In addition, an alternative is proposed to reduce the costs of an Underground Network and bring its values closer to those of a Compact Overhead Network. In condominiums with a demand higher than 300 kVA, the energy concessionaire, through its technical norms, requires the installation of one or several transformers inside the condominium connected to the Medium Voltage network to distribute through Low Voltage to each of the existing buildings. In cases where the condominium demands is less than or equal to this value, it can be supplied directly from the concessionaire's Low Voltage network. However, for these same cases, it is possible to use the same type of energy supply utilized for demands above 300 kVA. This is considered in the proposed alternative, which adds a Pedestal Transformer close to the condominium blocks to transform the concessionaire's Medium Voltage into Low Voltage and distribute it to the consumer units. In this final paper, a comparative analysis of technical, physical and economic aspects of these different types of energy supply is presented through a study of the technical norms that defines the execution of electrical projects and their specific dimensioning calculations. The results obtained lead to the conclusion that Compact Overhead Networks are, indeed, considerably cheaper than the other types. However, it should be noted that the alternative method proposed for Underground Networks with demand below 300 kVA can reduce the final budget to a value a little closer to those calculated for the Compact Air Network, but it is still an expensive method. On the other hand, it was noted that the suggested method would result in savings of around R\$1.250.000,00 when very extensive condominiums are being analysed, in which the Low Voltage cables would be traveling a long path. Finally, with the presentation of the advantages and disadvantages of each type of supply, as well as the amounts involved in each of them, it is up to the entrepreneur to decide whether or not to pay for the difference in financial aspects, seeking a compensation through other aspects, whether technical, safety, aesthetic or ecological.

Keywords: Residential condominiums with buildings. Electrical projects. Demand. Medium Voltage. Low Voltage. Dimensioning. Compact Overhead Network. Pedestal Transformer. Underground Network. Costs.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. 1 – Exemplo de Entrada de Energia Subterrânea de um condomínio.....	20
Figura 1. 2 – Exemplo de Transformador utilizado em redes de Média Tensão.....	20
Figura 2. 1 – Exemplo de Rede Aérea Convencional.....	24
Figura 2. 2 – Exemplo de Rede Aérea Compacta.	24
Figura 2. 3 – Espaçador Losangular (Spacer).	25
Figura 2. 4 – Rede multiplexada de Média Tensão.	25
Figura 2. 5 – Banco de dutos em rede subterrânea.	26
Figura 2. 6 – Poste com transformador da concessionária.	28
Figura 2. 7 – Exemplo de transformador de 112,5 kVA a ser instalado em postes.	29
Figura 2. 8 – Exemplo de Transformador Pedestal.	29
Figura 2. 9 – Tipos de cabos elétricos de potência em Baixa Tensão.	30
Figura 2. 10 – Cabos cobertos em Rede Aérea Compacta em Condomínio Residencial.	31
Figura 2. 11 – Cabo coberto de duas camadas.	32
Figura 2. 12 – Instalação de cabos subterrâneos.	33
Figura 2. 13 – Cabo multiplexado autossustentado.	33
Figura 2. 14 – Taxa de ocupação máxima de um eletroduto para três ou mais condutores.	35
Figura 2. 15 – Exemplo de Caixa de Passagem subterrânea.	36
Figura 2. 16 – Exemplo de Quadro de Medição.....	36
Figura 2. 17 – Fluxograma para utilização dos critérios de dimensionamento.	41
Figura 2. 18 – Correntes máximas de curto-circuito no condutor (Cabo EPROTENAX, EPROTENAX GSETTE, VOLTALENE e AFUMEX 0,6/1 kV).....	51
Figura 2. 19 – Correntes máximas de curto-circuito no condutor (Cabo EPROTENAX COMPACT, EPROTENAX e VOLTALENE).	52
Figura 3. 1 – Entrada do Condomínio com Ramal de Serviço e início do Ramal de Entrada – Caso 1 (Curta Distância).....	55
Figura 3. 2 – Detalhe da entrada da Rede Subterrânea em Baixa Tensão.	57
Figura 3. 3 – Percentuais de Quedas de Tensão – Caso 1.	60
Figura 3. 4 – Diagrama Unifilar do Ramal de Serviço – Caso 1.	61
Figura 3. 5 – Diagrama Unifilar do Ramal de Entrada – Caso 1 (Curta Distância).	68
Figura 3. 6 – Diagrama Unifilar do Ramal de Entrada – Caso 1 (Média Distância).....	69
Figura 3. 7 – Diagrama Unifilar do Ramal de Entrada – Caso 1 (Longa Distância).....	70
Figura 3. 8 – Detalhe da entrada da Rede Subterrânea em Média Tensão.	75
Figura 3. 9 – Transformador Pedestal a ser instalado no Condomínio de Média Distância. ...	76
Figura 3. 10 – Percentuais de Quedas de Tensão – Caso 2.	79
Figura 3. 11 – Diagrama Unifilar do Ramal de Serviço – Caso 2 (Curta Distância).	81
Figura 3. 12 – Diagrama Unifilar do Ramal de Serviço – Caso 2 (Média Distância).....	81
Figura 3. 13 – Diagrama Unifilar do Ramal de Serviço – Caso 2 (Longa Distância).....	82
Figura 3. 14 – Diagrama Unifilar do Ramal de Entrada – Caso 2 (Curta Distância).	94
Figura 3. 15 – Diagrama Unifilar do Ramal de Entrada – Caso 2 (Média Distância).....	94
Figura 3. 16 – Diagrama Unifilar do Ramal de Entrada – Caso 2 (Longa Distância).....	95
Figura 3. 17 – Entrada do condomínio de Curta Distância com Rede Aérea em MT.	98
Figura 3. 18 – Detalhe do fornecimento por Rede Aérea com Média Tensão.	99
Figura 3. 19 – Detalhe da derivação dos cabos multiplexados.....	100
Figura 3. 20 – Correntes de Projeto do Ramal de Serviço – Caso 3.	102

Figura 3. 21 – Detalhe da Chave Fusível com Elo Fusível.	105
Figura 3. 22 – Percentuais de Queda de Tensão – Caso 3.....	105
Figura 3. 23 – Diagrama Unifilar do Ramal de Serviço – Caso 3 (Curta Distância).	108
Figura 3. 24 – Diagrama Unifilar do Ramal de Serviço – Caso 3 (Média Distância).	108
Figura 3. 25 – Diagrama Unifilar do Ramal de Serviço – Caso 3 (Longa Distância).	108
Figura 3. 26 – Detalhes dos para-raios acoplados aos transformadores de distribuição.	111
Figura 3. 27 – Cabos multiplexados conectados ao secundário do transformador – Caso 3 (Média Distância).	112
Figura 3. 28 – Cabos do Ramal de Entrada – Caso 3 (Curta Distância).	114
Figura 3. 29 – Cabos do Ramal de Entrada – Caso 3 (Média e Longa Distância).	115
Figura 3. 30 – Diagramas Unifilares do Ramal de Entrada – Caso 3 (Curta Distância).	119
Figura 3. 31 – Diagramas Unifilares do Ramal de Entrada – Caso 3 (Média Distância).	119
Figura 3. 32 – Diagramas Unifilares do Ramal de Entrada – Caso 3 (Longa Distância).	119
Figura 4. 1 – Diferença entre DEC da Rede Aérea e Subterrânea no Brasil de 1996 a 2011.	131
Figura 4. 2 – Diferença entre FEC da Rede Aérea e Subterrânea no Brasil de 1996 a 2011.	131
Figura 4. 3 – Gráfico do orçamento do Condomínio de Curta Distância – Caso 1.....	134
Figura 4. 4 – Gráfico do orçamento do Condomínio de Média Distância – Caso 1.....	134
Figura 4. 5 – Gráfico do orçamento do Condomínio de Longa Distância – Caso 1.....	134
Figura 4. 6 – Gráfico do orçamento do Condomínio de Curta Distância – Caso 2.....	136
Figura 4. 7 – Gráfico do orçamento do Condomínio de Média Distância – Caso 2.....	137
Figura 4. 8 – Gráfico do orçamento do Condomínio de Longa Distância – Caso 2.....	137
Figura 4. 9 – Gráfico do orçamento do Condomínio de Curta Distância – Caso 3.....	139
Figura 4. 10 – Gráfico do orçamento do Condomínio de Média Distância – Caso 3.....	139
Figura 4. 11 – Gráfico do orçamento do Condomínio de Longa Distância – Caso 3.....	139
Figura 4. 12 – Gráfico comparativo dos custos totais de investimentos em cada Caso.	140
Figura 4. 13 – Investimentos em cada Caso – Condomínio de Curta Distância.	141
Figura 4. 14 – Investimentos em cada Caso – Condomínio de Média Distância.	142
Figura 4. 15 – Investimentos em cada Caso – Condomínio de Longa Distância.	142

LISTA DE TABELAS

Tabela 2. 1 – Temperaturas máximas de operação dos cabos cobertos.	31
Tabela 2. 2 – Seção nominal dos condutores.....	41
Tabela 2. 3 – Limites de Queda de Tensão impostos pela NBR 5410.	47
Tabela 2. 4 – Queda de Tensão em $V/A \cdot km$ (Cabos EPROTENAX, EPROTENAX GSETTE E AFUMEX 0,6/1 kV).	49
Tabela 3. 1 – Valores aproximados da Corrente de Curto-Circuito no secundário de transformadores.	61
Tabela 3. 2 – Resistências Elétricas e Reatâncias Indutivas de fios e cabos isolados em PVC, EPR e XLPE em condutos Fechados (valores em Ω/km).	62
Tabela 3. 3 – Seções calculadas pelo critério da Queda de Tensão – Ramal de Entrada (Caso 1).....	67
Tabela 3. 4 – Alimentadores do Ramal de Entrada pelo Critério da Corrente de Curto-Circuito – Caso 1 (Curta Distância).	72
Tabela 3. 5 – Alimentadores do Ramal de Entrada pelo Critério da Corrente de Curto-Circuito – Caso 1 (Média Distância).	72
Tabela 3. 6 – Alimentadores do Ramal de Entrada pelo Critério da Corrente de Curto-Circuito – Caso 1 (Longa Distância).	72
Tabela 3. 7 – Alimentadores escolhidos para o Ramal de Serviço – Caso 1.....	73
Tabela 3. 8 – Alimentadores escolhidos para o Ramal de Entrada – Caso 1.	74
Tabela 3. 9 – Parâmetros Elétricos de cabos de Média Tensão.....	83
Tabela 3. 10 – Valores de Impedância Z_{MT} e análise da Corrente I_{cc1} para cabos #35 mm ² - EPR/15 kV (Caso 2).	84
Tabela 3. 11 – Análise da Correntes I_{cc2} para cabos #120 mm ² - EPR/1 kV (Caso 2).....	90
Tabela 3. 12 – Seções calculadas pelo critério da Queda de Tensão – Ramal de Entrada (Caso 2).....	92
Tabela 3. 13 – Alimentadores do Ramal de Entrada pelo Critério da Corrente de Curto-Circuito – Caso 2 (Curta Distância).	95
Tabela 3. 14 – Alimentadores do Ramal de Entrada pelo Critério da Corrente de Curto-Circuito – Caso 2 (Média Distância).	95
Tabela 3. 15 – Alimentadores do Ramal de Entrada pelo Critério da Corrente de Curto-Circuito – Caso 2 (Longa Distância).	96
Tabela 3. 16 – Alimentadores escolhidos para o Ramal de Serviço – Caso 2.....	96
Tabela 3. 17 – Alimentadores escolhidos para o QDP.	97
Tabela 3. 18 – Alimentadores escolhidos para o Ramal de Entrada – Caso 2.	97
Tabela 3. 19 – Transformadores padrão Celesc escolhidos para o projeto de rede Aérea em MT.	101
Tabela 3. 20 – Distâncias entre o Ponto de Derivação de Energia e os transformadores do empreendimento.	106
Tabela 3. 21 – Percentuais de Queda de Tensão dos Ramais de Serviço – Caso 3.....	107
Tabela 3. 22 – Valores da impedância Z_1 em Ω para cada transformador.....	109
Tabela 3. 23 – Correntes de Curto-Circuito I_{cc1} do Ramal de Serviço – Caso 3.....	110
Tabela 3. 24 – Quantidade de postes por projeto.	112
Tabela 3. 25 – Queda de Tensão Percentual - Trechos aéreos com cabos multiplexados.....	117
Tabela 3. 26 – Seções dos cabos subterrâneos calculadas – Ramal de Entrada (Caso 3).	118
Tabela 3. 27 – Impedâncias Z_m dos cabos multiplexados.	122

Tabela 3. 28 – Impedâncias Z_2 dos cabos subterrâneos – Caso 3.	123
Tabela 3. 29 – Correntes de Curto-Circuito I_{cc2} – Caso 3.	123
Tabela 3. 30 – Análise dos cabos subterrâneos do Ramal de Entrada em relação à corrente I_{cc2} – Caso 3.	124
Tabela 3. 31 – Alimentadores escolhidos para o Ramal de Serviço – Caso 3.....	125
Tabela 3. 32 – Cabos Subterrâneos escolhidos para o Ramal de Entrada – Caso 3.....	126
Tabela 4. 1 – Custos aproximados de mão-de-obra para implementação das redes.	128
Tabela 4. 2 – Custos de Manutenção Preventiva das diferentes redes aéreas.	129
Tabela 4. 3 – Custos atualizados de Manutenção Preventiva das diferentes Redes Aéreas... ..	129
Tabela 4. 4 – Custos atualizados de Manutenção Corretiva das diferentes Redes Aéreas....	130
Tabela 4. 5 – Comparação entre os tipos Rede de Distribuição de energia.	132
Tabela 4. 6 – Custo total da obra – Caso 1.	133
Tabela 4. 7 – Custo total da obra – Caso 2.	135
Tabela 4. 8 – Custo total da obra – Caso 3.	138
Tabela 4. 9 – Comparação entre os dois tipos de fornecimento mais baratos.....	142

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

CELESC	Centrais Elétricas de Santa Catarina S.A.
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
CEMIG	Companhia Energética de Minas Gerais
BT	Baixa Tensão
MT	Média Tensão
NBR	Norma Brasileira
EPR	Borracha Etileno Propileno
XLPE	Polietileno Reticulado
FEC	Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora
DEC	Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora
INCC	Índice Nacional de Custo de Construção

LISTA DE SÍMBOLOS

DT	Demanda Total em (kVA)
D_{b1}	Demanda do Bloco 1 em (kVA)
D_{blocos}	Demanda de cada um dos blocos 2, 3, 4, 5, 6 e 7 em (kVA)
$D_{2\text{blocos}}$	Demanda de dois blocos, exceto o 1 em (kVA)
I_{pj}	Corrente de Projeto em (A)
I_z	Real capacidade de condução de corrente do cabo elétrico em (A)
I_{dj}	Corrente nominal do dispositivo de proteção em (A)
ρ	Resistividade do material em ($\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$)

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	19
1.1 OBJETIVOS	21
1.1.1 Objetivo geral.....	21
1.1.2 Objetivos específicos.....	21
1.2 METODOLOGIA E O PROJETO	22
2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA.....	23
2.1 COMPONENTES E CONCEITOS	23
2.1.1 Rede de Distribuição de Energia.....	23
<i>2.1.1.1 Rede Aérea.....</i>	<i>23</i>
2.1.1.1.1 Rede Aérea Comum	23
2.1.1.1.2 Rede Aérea Compacta	24
2.1.1.1.3 Rede Aérea Isolada.....	25
<i>2.1.1.2 Rede Subterrânea</i>	<i>26</i>
2.1.2 Ramais de Alimentação.....	28
2.1.3 Transformadores	28
2.1.4 Cabos Elétricos	29
<i>2.1.4.1 Cabos Cobertos</i>	<i>30</i>
<i>2.1.4.2 Cabos Subterrâneos.....</i>	<i>32</i>
<i>2.1.4.3 Cabos Multiplexados.....</i>	<i>33</i>
<i>2.1.4.4 Materiais de isolamento</i>	<i>34</i>
2.1.5 Eletrodutos	35
2.1.6 Quadros de Medição.....	36
2.1.7 Carga Instalada	37
2.1.8 Demanda Total.....	37
2.1.9 Ampacidade.....	38
2.1.10 Queda de Tensão.....	39
2.2 PROJETOS DE ENTRADA DE ENERGIA	39
2.2.1 Critérios de dimensionamento de circuitos de alimentação	40
2.2.2 Critério da Capacidade de Condução de Corrente	41
<i>2.2.2.1 Corrente de Projeto.....</i>	<i>42</i>
<i>2.2.2.2 Fatores de Correção.....</i>	<i>43</i>
2.2.2.2.1 Fator de Correção de Temperatura	44
2.2.2.2.2 Fator de Correção de Agrupamento	44

2.2.2.2.3 Fator de Correção para Resistividade Térmica do Solo	44
2.2.2.3 Corrente Corrigida.....	45
2.2.3 Critério da Sobrecarga.....	45
2.2.4 Critério da Queda de Tensão Máxima Admissível.....	47
2.2.5 Critério da Corrente de Curto-Circuito.....	50
3 PROJETOS DE ENTRADA DE ENERGIA DE UM CONDOMÍNIO DE EDIFÍCIOS RESIDENCIAIS COM DEMANDA ATÉ 300 kVA	53
3.1 CASO 1 – FORNECIMENTO DE ENERGIA COM REDE SUBTERRÂNEA EM BAIXA TENSÃO.....	55
3.1.1 Dimensionamento do Ramal de Serviço – Caso 1.....	56
3.1.1.1 Ramal de Serviço pelo critério da Capacidade de Condução de Corrente – Caso 1..	58
3.1.1.2 Ramal de Serviço pelo critério da Sobrecarga – Caso 1	59
3.1.1.3 Ramal de Serviço pelo critério da Queda de Tensão Máxima Admissível – Caso 1 ..	59
3.1.1.4 Ramal de Serviço pelo critério da Corrente de Curto-Circuito – Caso 1.....	60
3.1.2 Dimensionamento do Ramal de Entrada – Caso 1	63
3.1.2.1 Ramal de Entrada pelo critério da Capacidade de Condução de Corrente – Caso 1.	64
3.1.2.2 Ramal de Entrada pelo critério da Sobrecarga – Caso 1	65
3.1.2.3 Ramal de Entrada pelo critério da Queda de Tensão Máxima Admissível – Caso 1 ..	66
3.1.2.4 Ramal de Entrada pelo critério da Corrente de Curto-Circuito – Caso 1.....	68
3.1.3 Definição dos alimentadores – Caso 1	73
3.2 CASO 2 – FORNECIMENTO DE ENERGIA COM REDE SUBTERRÂNEA EM MÉDIA TENSÃO	75
3.2.1 Dimensionamento do Ramal de Serviço – Caso 2.....	76
3.2.1.1 Ramal de Serviço pelo critério da Capacidade de Condução de Corrente – Caso 2..	76
3.2.1.2 Ramal de Serviço pelo critério da Sobrecarga – Caso 2	78
3.2.1.3 Ramal de Serviço pelo critério da Queda de Tensão Máxima Admissível – Caso 2 ...	78
3.2.1.3.1 Percentual de Queda de Tensão – Condomínio de Curta Distância (Caso 2)	79
3.2.1.3.2 Percentual de Queda de Tensão – Condomínio de Média Distância (Caso 2).....	79
3.2.1.3.3 Percentual de Queda de Tensão – Condomínio de Longa Distância (Caso 2).....	80
3.2.1.4 Ramal de Serviço pelo critério da Corrente de Curto-Circuito – Caso 2.....	80
3.2.1.5 Proteção do Transformador Pedestal contra Sobretensões – Caso 2.....	84
3.2.2 Dimensionamento do Ramal de Entrada – Caso 2.....	85
3.2.2.1 Definição do cabo alimentador do QDP.....	85
3.2.2.1.1 Alimentação do QDP pelo critério da Capacidade de Condução de Corrente	86
3.2.2.1.2 Alimentação do QDP pelo critério da Sobrecarga.....	86
3.2.2.1.3 Alimentação do QDP pelo critério da Queda de Tensão Máxima Admissível	86

3.2.2.1.4 Alimentação do QDP pelo critério da Corrente de Curto-Circuito	87
3.2.2.2 Ramal de Entrada pelo critério da Capacidade de Condução de Corrente – Caso 2 ..	90
3.2.2.3 Ramal de Entrada pelo critério da Sobrecarga – Caso 2	91
3.2.2.4 Ramal de Entrada pelo critério da Queda de Tensão Máxima Admissível – Caso 2 ..	91
3.2.2.5 Ramal de Entrada pelo critério da Corrente de Curto-Circuito – Caso 2.....	93
3.2.3 Definição dos alimentadores – Caso 2	96
3.3 CASO 3 – FORNECIMENTO DE ENERGIA COM REDE AÉREA EM MÉDIA TENSÃO	98
3.3.1 Dimensionamento dos transformadores da Rede Aérea em MT do Condomínio.100	
3.3.2 Dimensionamento do Ramal de Serviço – Caso 3.....	101
3.3.2.1 Ramal de Serviço pelo critério da Capacidade de Condução de Corrente – Caso 3	101
3.3.2.2 Ramal de Serviço pelo critério da Sobrecarga – Caso 3	103
3.3.2.3 Ramal de Serviço pelo critério da Queda de Tensão Máxima Admissível – Caso 3 .	105
3.3.2.4 Ramal de Serviço pelo critério da Corrente de Curto-Circuito – Caso 3.....	107
3.3.2.5 Proteção dos Transformadores contra Sobretensões – Caso 3	110
3.3.2.6 Dimensionamento dos postes da Rede Coberta interna – Caso 3.....	111
3.3.3 Dimensionamento do Ramal de Entrada – Caso 3.....	112
3.3.3.1 Ramal de Entrada pelo critério da Capacidade de Condução de Corrente – Caso 3	113
3.3.3.1.1 Cabos Multiplexados – Capacidade de Condução de Corrente.....	113
3.3.3.1.2 Cabos Subterrâneos – Capacidade de Condução de Corrente.....	114
3.3.3.2 Ramal de Entrada pelo critério da Sobrecarga – Caso 3	114
3.3.3.2.1 Cabos Multiplexados – Sobrecarga	115
3.3.3.2.2 Cabos Subterrâneos – Sobrecarga	115
3.3.3.3 Ramal de Entrada pelo critério da Queda de Tensão Máxima Admissível – Caso 3	116
3.3.3.3.1 Cabos Multiplexados – Queda de Tensão Máxima Admissível.....	116
3.3.3.3.2 Cabos Subterrâneos – Queda de Tensão Máxima Admissível.....	117
3.3.3.4 Ramal de Entrada pelo critério da Corrente de Curto-Circuito – Caso 3.....	118
3.3.3.4.1 Cabos Multiplexados – Corrente de Curto-Circuito.....	123
3.3.3.4.2 Cabos Subterrâneos – Corrente de Curto-Circuito	124
3.3.4 Definição dos alimentadores – Caso 3	125
4 ANÁLISE COMPARATIVA E RESULTADOS.....	127
4.1 COMPARANDO REDES AÉREAS E SUBTERRÂNEAS.....	127
4.2 ANÁLISE FINANCEIRA DOS TRÊS TIPOS DE FORNECIMENTO	133
5 CONCLUSÃO.....	144
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	146

APÊNDICE A – CÁLCULOS DE DEMANDA.....	151
APÊNDICE B – PROJETO ARQUITETÔNICO DO CONDOMÍNIO DE CURTA DISTÂNCIA.....	155
APÊNDICE C – PROJETO ARQUITETÔNICO DO CONDOMÍNIO DE MÉDIA DISTÂNCIA.....	156
APÊNDICE D – PROJETO ARQUITETÔNICO DO CONDOMÍNIO DE LONGA DISTÂNCIA.....	157
APÊNDICE E – REDE SUBTERRÂNEA EM BAIXA TENSÃO (CURTA DISTÂNCIA)	158
APÊNDICE F – REDE SUBTERRÂNEA EM BAIXA TENSÃO (MÉDIA DISTÂNCIA)	159
APÊNDICE G – REDE SUBTERRÂNEA EM BAIXA TENSÃO (LONGA DISTÂNCIA)	160
APÊNDICE H – REDE SUBTERRÂNEA EM MÉDIA TENSÃO (CURTA DISTÂNCIA)	161
APÊNDICE I – REDE SUBTERRÂNEA EM MÉDIA TENSÃO (MÉDIA DISTÂNCIA)	162
APÊNDICE J – REDE SUBTERRÂNEA EM MÉDIA TENSÃO (LONGA DISTÂNCIA)	163
APÊNDICE K – REDE AÉREA EM MÉDIA TENSÃO (CURTA DISTÂNCIA)	164
APÊNDICE L – REDE AÉREA EM MÉDIA TENSÃO (MÉDIA DISTÂNCIA)	165
APÊNDICE M – REDE AÉREA EM MÉDIA TENSÃO (LONGA DISTÂNCIA)	166
APÊNDICE N – LISTAS DE MATERIAIS DAS OBRAS ANALISADAS.....	167

1 INTRODUÇÃO

Em cidades grandes, onde o espaço para novas residências é cada vez menor, observa-se o aumento considerável de construções de edifícios em relação a casas. Com isso, torna-se cada vez mais comum a presença de condomínios de edifícios residenciais nas áreas urbanas além dos unifamiliares. Ao mesmo tempo, pela presença de diversos consumidores em um mesmo local, tem-se um maior consumo de energia elétrica, o que exige uma análise mais pontual do fornecimento de energia. São vários os métodos disponíveis para entradas de energia de condomínios. Porém, para escolher corretamente o tipo de fornecimento que melhor se encaixaria nas preferências e no orçamento do empreendedor, é necessária uma análise aprofundada. Redes Aéreas e Subterrâneas são opções de fornecimento e apresentam vantagens e desvantagens ao serem implementadas nos empreendimentos, mas é de senso comum que Redes Subterrâneas possuem, geralmente, custos mais elevados.

Nos condomínios de edifícios residenciais com demanda acima de 300 kVA, deve-se, por norma da concessionária de energia, alocar um ou vários transformadores dentro do condomínio alimentado com rede de Média Tensão e distribuir a energia através de Baixa Tensão para cada um dos edifícios existentes. Porém, em casos em que a demanda do condomínio for menor ou igual a 300 kVA, pode-se alimentar o condomínio diretamente da rede de Baixa Tensão da concessionária de energia.

A alternativa proposta a ser analisada neste trabalho trata-se da realização do mesmo procedimento utilizado em casos com demanda acima de 300 kVA, ou seja: adicionar um ou mais transformadores dentro do condomínio em posições estratégicas alimentados em Média Tensão para distribuir aos edifícios em Baixa Tensão, mesmo a demanda sendo inferior à 300 kVA. Em ambos os casos, a alimentação do condomínio a ser analisado pode ser subterrânea ou aérea e, dependendo da maneira escolhida, levará em consideração diferentes aspectos na implementação e acarretará em diferentes custos. Tem-se, então, algumas das possibilidades de **alimentação para um condomínio de edifícios residenciais com demanda de até 300 kVA:**

- Utilizando a Rede de Baixa Tensão da concessionária alimentando o condomínio de maneira subterrânea;

Figura 1. 1 – Exemplo de Entrada de Energia Subterrânea de um condomínio.



Fonte: G1 (2020).

- Com transformadores dentro do condomínio alimentados em Média Tensão e distribuindo a energia aos edifícios em Baixa Tensão, de maneira subterrânea ou aérea.

Figura 1. 2 – Exemplo de Transformador utilizado em redes de Média Tensão.



Fonte: SOLARYS ENGENHARIA (c2015).

Neste trabalho, os condomínios a serem discutidos foram definidos através de características referentes à extensão total e serão realizados três projetos de entrada de energia para cada um deles.

- Condomínios de Curta Distância – **Apêndice B**.
 - Entrada Subterrânea em Baixa Tensão – Caso 1;
 - Entrada Subterrânea em Média Tensão – Caso 2;
 - Entrada Aérea em Média Tensão – Caso 3.

- Condomínios de Média Distância – **Apêndice C.**
 - Entrada Subterrânea em Baixa Tensão – Caso 1;
 - Entrada Subterrânea em Média Tensão – Caso 2;
 - Entrada Aérea em Média Tensão – Caso 3.

- Condomínios de Longa Distância – **Apêndice D.**
 - Entrada Subterrânea em Baixa Tensão – Caso 1;
 - Entrada Subterrânea em Média Tensão – Caso 2;
 - Entrada Aérea em Média Tensão – Caso 3.

1.1 OBJETIVOS

O Trabalho de Conclusão de Curso e os projetos a serem desenvolvidos serão realizados com diversos objetivos.

1.1.1 Objetivo geral

A realização desse trabalho busca por um melhor entendimento das atuais normas vigentes que regem a execução de projetos de entrada de energia, visando compreendê-las e posteriormente realizar uma análise das discrepâncias que podem ocorrer em determinadas situações teóricas e práticas durante os cálculos específicos envolvidos nos projetos. A partir desses cálculos, tem-se outro objetivo com a execução do trabalho: mostrar o real dimensionamento de parâmetros dos projetos de entrada de energia desses condomínios e seus diferentes custos.

1.1.2 Objetivos específicos

O objetivo principal desse Trabalho de Conclusão de Curso é realizar uma análise comparativa de aspectos técnicos, físicos e econômicos de diferentes tipos de fornecimento de energia para condomínios fechados de edifícios residenciais com demanda de até 300 kVA através de projetos de entrada de energia elétrica.

1.2 METODOLOGIA E O PROJETO

Para a realização desse trabalho, utilizar-se-á a seguinte metodologia:

- Inicialmente, será realizado um estudo dos conceitos importantes e indispensáveis na realização dos projetos de entrada de energia para os diferentes casos. Tais conceitos serão apresentados em capítulos dedicados à fundamentação teórica do trabalho;
- Em seguida, serão apresentadas as características de demanda dos condomínios;
- Posteriormente, serão realizados os projetos elétricos dos diferentes casos citados anteriormente. Os projetos serão realizados com base nas exigências mínimas das normas da ABNT (NBR5410, NBR14039 e outras pertinentes), de uma concessionária de energia do estado de Santa Catarina (CELESC) e em cálculos utilizando os critérios de dimensionamento de condutores dos circuitos alimentadores. São eles:
 - Capacidade de Condução de Corrente;
 - Sobrecarga;
 - Queda de Tensão Máxima Admissível
 - Corrente de Curto-circuito.
- Será feito, também, um levantamento através de planilhas dos custos de materiais e mão-de-obra envolvidos na obra;
- Finalizados os projetos, os mesmos serão submetidos às respectivas análises. Com a obtenção dos dados de cada projeto será possível realizar a comparação entre eles, a qual se dará através de diferentes maneiras, com a utilização de planilhas, gráficos, entre outros, levando em consideração a implementação e os custos de cada projeto;
- Feito isso, será possível concluir qual o melhor método em termos técnicos e financeiros a ser implementado em cada um dos diferentes casos analisados para o fornecimento de energia dos condomínios;
- Por fim, além das referências bibliográficas utilizadas para a elaboração deste texto, serão apresentados apêndices relevantes para o trabalho e os projetos.

2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

Antes da realização do projeto, é importante a familiarização com alguns conceitos e componentes que serão mencionados ao longo do trabalho. Este capítulo tem como objetivo apresentá-los e explicá-los, visando facilitar o entendimento dos projetos.

2.1 COMPONENTES E CONCEITOS

Desde a rede de distribuição das concessionárias até o quadro de distribuição dos apartamentos, serão apresentados alguns componentes e conceitos envolvidos em um projeto de entrada de energia de um condomínio.

2.1.1 Rede de Distribuição de Energia

“Agente titular de concessão federal para explorar a prestação do serviço público de distribuição de energia elétrica” (CELESC, 2019). A forma com que a energia será entregue ao condomínio deverá respeitar as regras da concessionária responsável pelo fornecimento.

2.1.1.1 Rede Aérea

É o tipo de rede de distribuição com uso mais difundido nas cidades. As Redes Aéreas são constituídas por postes de madeira ou concreto com suporte, em seu topo, para a cruzeta onde serão fixados os isoladores (PETRILLI, 2020). Podem ser divididas em três tipos: Rede Aérea Comum, Compacta e Isolada.

2.1.1.1.1 Rede Aérea Comum

A Rede Comum, Convencional ou Nua é composta por cabos de alumínio e cobre não isolados (condutores nus), fazendo com que seja o tipo de rede mais barato do que os outros, ao mesmo tempo que é menos seguro, justamente pela ausência de isolamento. A **Figura 2.1** apresenta um exemplo de Rede Aérea Convencional.

Figura 2. 1 – Exemplo de Rede Aérea Convencional.



Fonte: ADEEL MATERIAIS ELÉTRICOS (2017).

2.1.1.1.2 Rede Aérea Compacta

A utilização da rede convencional com cabos nus pode, muitas vezes, acarretar em acidentes ao entrar em contato com outros objetos, principalmente árvores. Visando sistemas de distribuição mais confiáveis e seguros, as concessionárias de energia passaram a utilizar em muitos casos, ao invés das redes convencionais, as Redes Compactas, que oferecem uma maior confiabilidade e segurança, evitam acidentes envolvendo a arborização viária sem podas desnecessárias, além de proporcionar uma redução considerável de custos de instalação e manutenção. Tem-se na **Figura 2.2** um exemplo de Rede Aérea Compacta.

Figura 2. 2 – Exemplo de Rede Aérea Compacta.

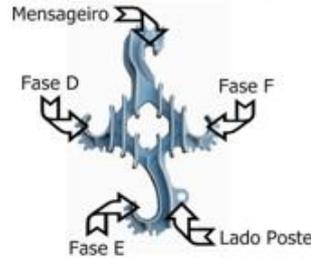


Fonte: RIBEIRO (2008).

Para a Rede Compacta, ou Spacer Cable, utiliza-se tensão nominal até 15 kV e de 25 kV a 35 kV e sua compactação se dá através do espaçador losangular (**Figura 2.3**) que evita o contato direto entre os cabos (GETROTECH, 2016). O espaçador permanece apoiado sobre um cabo mensageiro sustentando os cabos cobertos ao longo do vão e é fabricado em polietileno de alta densidade e desenvolvido para a obtenção de características mecânicas que façam com que o mesmo seja resistente a raios ultravioletas, trilhamento elétrico e outras intempéries que

incidem nesse tipo de rede (PLP BRASIL, c2021). De acordo com o Manual Especial E-313.0085 da CELESC (2015), deve-se prever 1 espaçador entre vãos de até 20 metros, 2 espaçadores para vãos entre 21 e 28 metros e 3 para vãos entre 29 e 36 metros.

Figura 2. 3 – Espaçador Losangular (Spacer).



Fonte: GETROTECH (2016).

Além dos espaçadores losangulares e do cabo mensageiro, que nada mais é do que um cabo de aço guia também utilizado como neutro do sistema, a Rede Compacta é composta por cabo de aço e cabos cobertos fixados em estruturas constituída por braços metálicos (RIBEIRO, 2008). Segundo o Manual de Procedimentos I-313.0023 da concessionária CELESC (2012), o cabo mensageiro de aço galvanizado deve possuir seção 9,5 mm².

2.1.1.1.3 Rede Aérea Isolada

Redes Aéreas Isoladas ou Multiplexadas (**Figura 2.4**) podem possuir Baixa e Média Tensão e utilizam três condutores isolados, blindados e trançados ao redor de um cabo mensageiro de sustentação. Para a composição das redes utiliza-se cabos de alumínio isolados para 15 kV com camadas semicondutoras com o intuito de confinar o campo elétrico, acessórios desconectáveis, além de peças moldadas em bases de material polimérico para a transição entre os condutores isolados e os das redes nuas (BERNIS, 2000 apud VELASCO, 2003).

Figura 2. 4 – Rede multiplexada de Média Tensão.



Fonte: Adaptado do Manual de Procedimentos I-313.0021 da CELESC (2020).

As Redes Isoladas são apropriadas para regiões urbanas ou rurais com muitas árvores, uma vez que estarão imunes aos possíveis contatos com a vegetação, animais e objetos lançados em direção da rede, contanto que não ocorra danos à isolação dos cabos. Por conta disso, também não demandam podas desnecessárias e, por consequência, são benéficas ao meio ambiente (CELESC, 2020).

2.1.1.2 Rede Subterrânea

Segundo a concessionária CELESC (2020), as redes subterrâneas são constituídas por cabos isolados e blindados que são posicionados em dutos corrugados enterrados ou em leito de cabos dentro de canaletas ou galerias enterradas. Podem ser diferenciadas entre Semienterrada (cabos enterrados e equipamentos instalados no nível do solo) e Totalmente Enterradas (cabos e equipamentos enterrados). As redes subterrâneas beneficiam ainda mais o meio ambiente, uma vez que não precisam de qualquer tipo de podas de vegetação. Além disso, os materiais isolantes a serem aplicados nas Redes Subterrâneas possuem características que permitem que a mesma seja instalada em qualquer tipo de ambiente. De acordo com MARTINS (2012), a utilização desse tipo de rede não era tão usual no início da eletrificação brasileira, porém, nos últimos anos, tem sido mais comum observar redes subterrâneas em grandes cidades. A **Figura 2.5** apresenta um exemplo de Rede Subterrânea com banco de dutos.

Figura 2. 5 – Banco de dutos em rede subterrânea.



Fonte: Manual de Procedimentos I-313.0021 da CELESC (2020).

Comparando as Redes Subterrâneas com as outras opções tem-se que, devido aos diferentes aspectos construtivos, métodos de instalação e adaptação aos ambientes em que são

instaladas, é possível observar vantagens e desvantagens para a implementação de cada um dos tipos de rede em sistemas de distribuição de energia das cidades, o que será amplamente debatido no **Capítulo 4** deste trabalho. As Redes Subterrâneas também se diferem de acordo com o tipo de arranjo:

- Arranjo Radial Simples: necessita o menor investimento inicial e, além disso, sua linha principal deve ser instalada entre a subestação e as cargas com ou sem derivações. Além disso, dispensam componentes para manobras (NAKAGUISHI; HERMES, 2011 apud TAVARES, 2019);
- Arranjo Radial em Anel Aberto: trata-se de uma versão melhorada do arranjo anterior, passando a ter recursos para atividades de remanejamentos de cargas durante momentos de contingências, o que deve reduzir o tempo necessário para interrupção das cargas. (CUNHA; VAZ, 2014 apud TAVARES, 2019);
- Arranjo Radial Primário Seletivo: segundo AZEVEDO (2010 apud TAVARES, 2019) tais arranjos possuem dois alimentadores, um primário e outro reserva, que têm como função o suprimento da carga, de maneira que, através de chaves automáticas, um possa absorver a carga do outro em determinadas ocasiões se necessário;
- Arranjo Radial Secundário Seletivo: o princípio é o mesmo em relação ao Primário Seletivo, porém, possui transformadores em seus barramentos (TAVARES, 2019);
- Reticulado (Network): trata-se de um tipo de rede com grande flexibilidade e confiabilidade. Pode ser utilizado em locais em que a concentração de carga ultrapassa 50 MVA/km². Porém, a infraestrutura civil necessária é consideravelmente grande, de maneira que exige instalação de bancos de dutos e muitos cabos de Baixa Tensão para sua malha secundária, bem como na primária, com cabos de Média Tensão. É o tipo de arranjo mais utilizado pelas concessionárias nas grandes cidades do Brasil, dada sua alta confiabilidade (VELASCO, 2003).

Neste trabalho, o tipo de Rede Subterrânea a ser analisado é o RSR, ou Rede Subterrânea Residencial, o qual dispensa o uso de banco de dutos e câmaras subterrâneas, bem como poços

de inspeção. De acordo com MENDONÇA (2016), a RSR utiliza apenas eletrodutos PEAD (Polietileno de Alta Densidade) diretamente enterrados no solo, transformador em superfície, além de sensores e indicadores de falhas na rede. A utilização deste tipo de rede reduz a quantidade de componentes necessários para a alimentação das unidades consumidoras, o que pode reduzir os custos envolvidos.

2.1.2 Ramais de Alimentação

A alimentação de energia para o condomínio iniciará na rede da concessionária, passará pelo Ponto de Entrega, onde a rede de distribuição da concessionária é conectada às instalações elétricas do condomínio, chegando aos Quadros de Medição. Esse caminho é dividido entre Ramal de Ligação (ou Serviço, trecho entre o ponto de derivação de energia e Ponto de Entrega) e Ramal de Entrada (trecho Ponto de Entrega – Quadros de Medição).

2.1.3 Transformadores

Os transformadores de distribuição utilizados pelas concessionárias têm como função compatibilizar os elevados níveis de tensão fornecidos para níveis apropriados à utilização sem perigo e com segurança, tanto em empreendimentos comerciais e industriais, quanto em residenciais (WEG S.A., 2021). A **Figura 2.6** mostra um transformador instalado em poste.

Figura 2. 6 – Poste com transformador da concessionária.



Fonte: ITAMARO (2015).

Na **Figura 2.7** tem-se um exemplo de transformador destinado a distribuição com potência aparente de 112,5 kVA. Será possível observá-lo nos projetos que serão analisados ao longo desse trabalho.

Figura 2. 7 – Exemplo de transformador de 112,5 kVA a ser instalado em postes.



Fonte: Adaptado de WEG S.A. (2021).

O cliente da concessionária tem a opção de realizar a transformação dentro do próprio terreno. Para isso, é necessária a instalação do transformador em uma determinada posição para realizar a alimentação do Ramal de Entrada.

Um dos tipos utilizados é o Pedestal (**Figura 2.8**): “transformador selado para utilização ao tempo, montado sobre uma base de concreto, com compartimentos blindados para conexão de cabos de média e baixa tensão” (BRUNHEROTO; OKIHIRO; SILVA, 1998).

Figura 2. 8 – Exemplo de Transformador Pedestal.



Fonte: REFORTRAFO ([s.d.]).

2.1.4 Cabos Elétricos

Segundo FREITAS (1995), os cabos elétricos podem ser classificados de acordo com o nível de tensão da rede em que estão instalados: Baixa Tensão (até 1 kV), Média Tensão (2 a 35 kV), Alta Tensão (36 a 138 kV) e Tensão Muito Alta (maior que 138 kV).

Em relação aos cabos de Baixa Tensão, responsáveis por transmissão de energia em circuitos de até 1 kV, os principais componentes que o constituem são o condutor, a isolação e a cobertura. Cabos elétricos que possuem apenas condutor e isolação são chamados de “condutores isolados”. Outros cabos possuem, também, cobertura sobre a isolação, sendo chamados de cabos unipolares ou multipolares de acordo com o número de condutores (IPCE, [s.d]). De acordo com a norma “NBR 5471 – Condutores Elétricos”, da ABNT (1986), enquanto

os cabos unipolares são constituídos apenas por um condutor isolado e dotado de cobertura, os multipolares são formados por dois ou mais condutores isolados, também com, no mínimo, uma cobertura. A **Figura 2.9** apresenta tipos de cabos elétricos de potência em Baixa Tensão.

Figura 2. 9 – Tipos de cabos elétricos de potência em Baixa Tensão.



Fonte: IPCE ([s.d]).

De acordo com a IPCE ([s.d]), em relação ao material dos condutores elétricos e suas propriedades elétricas, térmicas, mecânicas e custos envolvidos, os mais utilizados são os de cobre e alumínio, sendo mais comum observar o primeiro em instalações internas e o segundo em redes aéreas. Os fatores que diferem os dois materiais são a condutividade elétrica, o peso e as conexões. Para analisar a capacidade que o mesmo tem de conduzir energia elétrica, a International Annealed Copper Standard considera que um fio de cobre de 1 metro com seção de 1 mm^2 possui 100% de condutividade. Segundo a IPCE [s.d], utilizando o fio de cobre como referência, tem-se que condutores compostos de alumínio conduzem cerca de 39% menos corrente elétrica que condutores de cobre mole, ou seja, para que condutores de cobre e alumínio sejam capazes de conduzir a mesma corrente, desconsiderando outros fatores intrínsecos da fabricação dos mesmos, o de alumínio deve possuir uma seção aproximadamente 60% maior. Apesar disso, são bem menos pesados quando comparados aos de cobre, uma vez que o alumínio possui densidade muito menor, daí a preferência por cabos de alumínio em linhas aéreas de transmissão de energia, já que os mesmos exigem menos esforço dos equipamentos e postes da rede. Em relação às conexões entre condutores ou condutor/conector, tem-se que os condutores de cobre são mais simples para a realização das ligações do que os de alumínio.

2.1.4.1 Cabos Cobertos

Segundo a “NBR 11873 – Cabos Cobertos com material polimérico para redes aéreas compactas de distribuição em tensões de 13,8 kV a 34,5 kV” da ABNT, do ano de 2003, esses cabos possuem uma cobertura formada por material polimérico, muitas vezes o XLPE, com o intuito de protegê-los ao reduzir a corrente de fuga quando ocorrerem contatos acidentais do

mesmo com outros objetos (como árvores, edificações ou até mesmo outros fios). Além disso, por estarem cobertos pelo material protetor, há uma diminuição do espaço entre os condutores da rede. Tem-se, na **Figura 2.10**, uma Rede Aérea Compacta com cabos cobertos em um condomínio residencial.

Figura 2. 10 – Cabos cobertos em Rede Aérea Compacta em Condomínio Residencial.



Fonte: CEMIG Distribuição S.A. (2018).

A NBR 11873 da ABNT (2003) define também os valores máximos de temperatura em que os cabos cobertos podem operar adequadamente em determinadas condições. Tais valores são apresentados na **Tabela 2.1**.

Tabela 2. 1 – Temperaturas máximas de operação dos cabos cobertos.

	LDPE/HDPE ¹	XLPE ²
Regime Permanente	75°C	90°C
Regime de Sobrecarga³	90°C	100°C
Regime de Curto-Circuito⁴	160°C	250°C

Notas:

¹ LDPE/HDPE – Material polimérico termoplástico

² XLPE – Material polimérico termofixo,

³ É permitida uma temperatura maior nos cabos em regime de sobrecarga, desde que a duração do mesmo não ultrapasse 100 horas durante um período de 1 ano ou 500 horas ao longo de toda a vida do cabo.

⁴ O regime de curto-circuito não pode ultrapassar o tempo de 5 segundos.

Fonte: Adaptado da norma NBR 11873 da ABNT (2003).

A não equalização das linhas de campo elétrico na superfície do condutor faz com que os cabos, mesmo coberto por material XLPE, nem sempre estejam suficientemente protegidos contra eventuais contatos com elementos externos aterrados. Para uma maior proteção, utiliza-se uma blindagem no cabo visando eliminar a distorção das linhas de campo. Além da camada semicondutora, a utilização de uma proteção adicional de material HDPE permite uma proteção ainda melhor, fazendo com que o cabo coberto passe a ser de “duas camadas” (XLPE+HDPE,

como mostra a **Figura 2.11**) e mais resistente ao trilhamento elétrico e abrasão, que são duas das principais anomalias do cabo protegido. (DIAS; SOUZA; SILVA, 2017).

Figura 2. 11 – Cabo coberto de duas camadas.



Fonte: Adaptado de Induscabos Condutores Elétricos (c2021).

2.1.4.2 Cabos Subterrâneos

Cada vez mais utilizados, os cabos subterrâneos vêm substituindo os aéreos nas redes de distribuição de energia das cidades do mundo todo, sejam elas de Baixa, Média ou Alta Tensão. Um dos motivos é o fato de, por não estarem expostos, estão menos propensos a sofrerem danos devido às condições climáticas das regiões em que estão instalados. Além disso, os cabos subterrâneos são capazes de transmitir mais energia através do mesmo cabo, uma vez que podem possuir seções maiores que os cabos aéreos, os quais não podem ser muito pesados, gerando esforço excessivo nas redes aéreas (MORI, 2017). São diversas as vantagens da utilização de cabos subterrâneos em relação à aéreos. Por não estarem expostos às condições climáticas e intempéries, os cabos enterrados sofrem muito menos com rompimentos e casos de incêndios e os custos com a manutenção das redes tendem a ser menores, uma vez que são mais esporádicos do que em redes aéreas. Além disso, a não necessidade de podas de árvores torna o cabo subterrâneo uma opção mais sustentável (CORDEIRO, 2019). Outras vantagens e desvantagens da utilização de cabos subterrâneos ao invés de aéreos podem ser observadas na **Tabela 4.5**, que compara os diferentes tipos de redes de distribuição.

De acordo com FREITAS (1995), para que cabos elétricos possam ser utilizados em instalações de tensões altas em contato com o solo, os mesmos devem ser preparados de maneira adequada para que possuam, além do condutor metálico de cobre ou alumínio, uma camada de isolamento elétrico, blindagem e proteção externa, para que o contato direto com o solo não danifique os cabos. Descargas elétricas no solo podem acarretar em danos e possíveis acidentes nas proximidades dos cabos subterrâneos. É importante que o isolamento elétrico seja feito de maneira que o campo elétrico imposto pela Alta Tensão permaneça confinado entre o condutor subterrâneo e sua blindagem. A **Figura 2.12** apresenta cabos subterrâneos instalados em vala através de eletrodutos.

Figura 2. 12 – Instalação de cabos subterrâneos.



Fonte: MARTINS (2012).

Em relação aos eletrodutos a serem utilizados para redes subterrâneas, tem-se que o de PEAD, ou Polietileno de Alta Densidade, é o mais recomendado, pois é fabricado com as condições necessárias para proteger os cabos subterrâneos.

2.1.4.3 Cabos Multiplexados

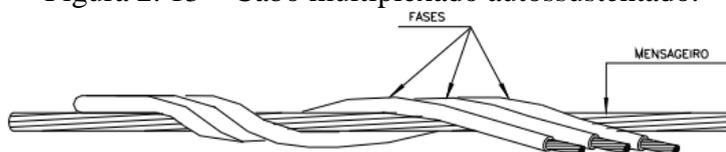
Segundo a norma NBR 5471 da ABNT (1986), cabos multiplexados são formados “por dois ou mais condutores isolados, ou cabos unipolares, dispostos helicoidalmente, sem cobertura”. Cabos Multiplexados Autossustentados, por outro lado, são formados por um ou mais condutores isolados e possuem isolação sólida extrudada. Também são dispostos helicoidalmente, porém, em torno de um condutor de sustentação, chamado de “cabo mensageiro”. A **Figura 2.13** ilustra um cabo multiplexado autossustentado. Segundo o Manual Especial E-313.0052 da CELESC (2021), esses cabos também são conhecidos como “Pré-reunidos” e, para referir-se a esse tipo de cabo, deve-se utilizar a seguinte notação:

- $N \times 1 \times S + S'$

Onde:

- N – Número de condutores de fase, podendo ser 1, 2 ou 3;
- S – Seção Transversal do condutor fase, em mm^2 ;
- S' – Seção Transversal do condutor neutro ou cabo mensageiro, em mm^2 .

Figura 2. 13 – Cabo multiplexado autossustentado.



Fonte: Manual Especial E-313.0078 da CELESC (2016).

Em relação à temperatura máxima que os cabos multiplexados podem operar, observa-se, pela Tabela 7 do Manual Especial E-313.0052 da CELESC (2021), que os valores dependem do regime de operação: 90°C em Regime Permanente, 130°C em Sobrecarga e 250°C em Curto-Circuito. Utiliza-se cabos multiplexados em redes aéreas com tensão até 0,6/1 kV. Como há pouco espaço entre os condutores, os cabos possuem uma reatância indutiva menor. Sua utilização torna desnecessário o uso de cruzetas e isoladores, acarretando em uma estrutura mais simples e, por consequência, com menos custos (CONDUSCAMP, c2017).

2.1.4.4 Materiais de isolamento

Os cabos isolados passaram a ser utilizados em redes de distribuição de Média Tensão por volta de 100 anos atrás, tanto em redes aéreas quanto, principalmente, em subterrâneas (GONÇALVES; MORGADO, 2018). O isolamento desses cabos permite que os mesmos estejam mais protegidos e menos propensos a falhas causadas por possíveis danos à sua superfície, contatos com outros cabos nus e galhos de árvores ou até mesmo por estarem instalados em locais onde sua temperatura pode alcançar níveis prejudiciais ao seu funcionamento. São diversos os materiais que podem ser utilizados para a isolação dos condutores. Neste trabalho, serão analisados cabos com isolamento de Borracha Etileno-Propileno e de Polietileno Reticulado. O primeiro, chamado de EPR, é bastante flexível e possui uma construção compacta, permitindo um menor diâmetro externo, o que pode facilitar em sua instalação (PRYSMIAN, c2021). Outras características deste material são sua excelente rigidez dielétrica mesmo em temperaturas baixas e sua resistência à água, agentes químicos, descargas e radiações ionizantes. Além disso, sua classe térmica permite que os cabos isolados por esse material possam aquecer até uma temperatura de 90°C quando em Regime Permanente e, quando em Regime de Curto-Circuito, até 250°C, pois possui uma grande resistência à deformação (DESTERRO ELETRICIDADE, 2019). Recomendado para utilização em instalações subterrâneas, com retenção de umidade e quantidades de águas acumuladas, assim como os cabos isolados pelo material XLPE (LUMINUS, c2021). Há também uma variação desse isolamento, o HEPR, muito semelhante ao EPR. A única diferença está em sua aplicação em fábrica (DISNACON, 2020).

Já o material isolante Polietileno Reticulado, ou XLPE, também possui boa rigidez dielétrica, além de ser mecanicamente resistente a impactos e suportar contatos com intempéries. Assim como o EPR, suporta 90°C em Regime Permanente e 250°C em Regime de Curto-Circuito (DESTERRO ELETRICIDADE, 2019). De acordo com a REVISTA

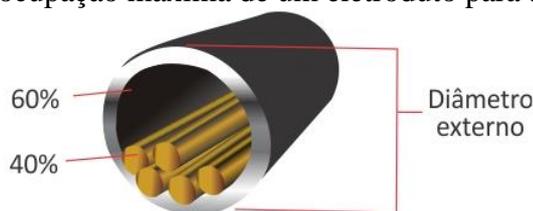
EVOLUTION ([s.d]), quando os cabos isolados por XLPE são instalados em redes de Baixa Tensão, seu comportamento é bastante semelhante aos isolados por EPR. Porém, quando aplicados em redes com tensões mais altas, o XLPE pode apresentar o efeito de *treeing*, ou arborescência, que são caminhos vazios criados pelas descargas devido à presença de impurezas ou umidade no interior do cabo e podem causar falhas no isolamento. Cabos isolados por esse material tendem a ser mais baratos que cabos isolados por EPR, os quais possuem uma permissividade dielétrica um pouco maior que os de XLPE (PRYSMIAN, c2021).

2.1.5 Eletrodutos

Para que os cabos elétricos não fiquem expostos enquanto percorrem o trajeto determinado nas instalações elétricas, os mesmos devem ser colocados em dutos, que podem ser eletrodutos, canaletas, bandejas ou calhas. Segundo MAMEDE FILHO (1997), todos os condutores vivos (fase e neutro) do mesmo circuito devem ser instalados no mesmo duto e, entre os citados, os eletrodutos são os mais comuns e podem ser de PVC ou ferro galvanizado, sendo o primeiro tipo utilizado quando o mesmo precisa ser embutido ou enterrado, enquanto que o segundo é geralmente utilizado em instalações aparentes.

De acordo com a norma NBR 5410 da ABNT (2004), para redes de Baixa Tensão, os eletrodutos devem ser não-propagantes de chama e dimensionados de maneira que os condutores a serem posicionados dentro dos dutos possam ser retirados e colocados facilmente. Para que essa condição seja atendida o quociente entre a soma das áreas das seções dos condutores a serem instalados no duto e a área útil da seção do eletroduto não pode ser maior que 53% para um condutor, 31% no caso de dois condutores e, para três ou mais condutores, 40% da área útil da seção transversal do eletroduto (**Figura 2.14**). Além disso, os trechos contínuos e retilíneos de tubulação não podem ultrapassar 15 metros para linhas internas e 30 metros em áreas externas às edificações sem a instalação de caixas ou equipamentos. Em caso de trechos com curvas, deve-se reduzir os limites em 3 metros para cada curva de 90° do trajeto.

Figura 2. 14 – Taxa de ocupação máxima de um eletroduto para três ou mais condutores.



Fonte: SANTOS (2018).

No caso de eletrodutos utilizados em instalações com Média Tensão a norma NBR 14039 da ABNT (2005) define que a taxa máxima de ocupação dos mesmos não pode superar 40% no caso de apenas um cabo e 30% para dois ou mais cabos. A **Figura 2.15** apresenta um exemplo de caixa de passagem subterrânea, que são construções feitas de concreto para facilitar a passagem e derivação dos cabos elétricos subterrâneos.

Figura 2. 15 – Exemplo de Caixa de Passagem subterrânea.



Fonte: Fuplastic (2017).

2.1.6 Quadros de Medição

Independentemente do tipo de fornecimento e métodos escolhidos para a instalação dos ramais de Serviço e Entrada, a energia elétrica que chegará ao consumidor deve ser medida para um melhor controle e análise de consumo diário. Considerando um condomínio com diversos blocos, tem-se que cada um dos blocos irá conter um Quadro de Medição (QM) que estará próximo à entrada do mesmo e será alimentado pelo Ramal de Entrada. A **Figura 2.16** apresenta um exemplo de Quadro de Medição que medirá o consumo dos diversos consumidores através de medidores de energia e direcionará os cabos dos circuitos dos diferentes apartamentos para os respectivos quadros de distribuição.

Figura 2. 16 – Exemplo de Quadro de Medição.



Fonte: Instaladora Castro ([s.d]).

2.1.7 Carga Instalada

Segundo a concessionária CEMIG (2014) o conceito de Carga Instalada é definido como a “soma das potências nominais dos equipamentos elétricos instalados na unidade consumidora e em condições de entrar em funcionamento, geralmente expressa em quilowatts (kW)”.

2.1.8 Demanda Total

“Média das potências elétricas ativas ou reativas, solicitadas ao sistema elétrico pela parcela da carga instalada em operação na unidade consumidora, durante um intervalo de tempo especificado” (CEMIG, 2014).

Em uma unidade residencial não é comum que todos os equipamentos que consomem energia estejam ligados ao mesmo tempo. Logo, a Demanda Total tem como objetivo, de certa forma, prever a quantidade de potência que tal unidade consumirá ao longo do dia.

Dependendo da concessionária de energia em questão, há diferentes formas de calcular a Demanda Total. Como mencionado anteriormente, esse trabalho seguirá as normas da concessionária CELESC, no caso, a “NT03 – Fornecimento de Energia Elétrica à Edifícios de Uso Coletivo”, do ano de 1997. Nela, a concessionária especifica a Demanda Total através das equações **Equação 2.1** e **Equação 2.2**.

$$DT = 1,2 \cdot (D_1 + D_2) + E + G \quad (2.1)$$

$$DT = 1,2 \cdot [(F \cdot A) + (B + C + D)] + E + G \quad (2.2)$$

Onde, segundo a mesma norma NT-03 da CELESC (1997):

- DT – Demanda Total em (kVA);
- D_1 – Demanda dos apartamentos residenciais;
- F – Fator de Diversidade em função da quantidade de apartamentos do empreendimento, com valor tabelado – ver Tabela 7 da Norma NT-03 da CELESC (1997);
- A – Demanda por apartamento relativa à sua área útil, com valor tabelado – ver Tabela 6 da Norma NT-03 da CELESC (1997);
- D_2 – Demanda do condomínio;
- B – Demanda relacionada à iluminação das áreas comuns (do condomínio), utilizando um Fator de Potência de 0,9, considerando fator de demanda de 100% para os primeiros 10 kW e 25% para o restante da carga (acima dos 10 kW);

- C – Demanda das tomadas das áreas comuns, também com Fator de Potência de 0,9, considerando fator de demanda de 20% para a carga total;
- D – Demanda relativa aos motores elétricos presentes no condomínio (ver Tabela 5 da Norma NT-03 da CELESC (1997));
- E – Demanda das cargas especiais e considera-se fator de demanda de 100%;
- G – Demanda referente a salas comerciais, como lojas e escritórios. Dispensado no caso de unidades inteiramente residenciais.

A **Equação 2.2** será essencial para a realização dos projetos no **Capítulo 3**, uma vez que os valores encontrados através dela serão extremamente úteis para os dimensionamentos dos circuitos elétricos. Será possível observar sua aplicação no **Apêndice A** deste texto.

2.1.9 Ampacidade

Segundo RICARDO (2018), a Ampacidade de um cabo “é definida como a corrente máxima que o mesmo pode conduzir continuamente, em condições especificadas, sem que sua temperatura em regime permanente ultrapasse um valor limite”. Considerando que um material com uma determinada resistência, ao ser percorrido por uma corrente elétrica, dissipa uma potência na forma de calor, tem-se que a temperatura do material irá aumentar. Tomando como exemplo um cabo elétrico, que tem sua resistência definida como a razão entre a resistividade multiplicada pelo seu comprimento e a seção transversal do mesmo, observa-se que a resistência do cabo é inversamente proporcional à sua seção, como mostra a **Equação 2.3**.

$$R = \frac{\rho \cdot L}{S} \quad (2.3)$$

Onde:

- R – Resistência do cabo elétrico em (Ω);
- ρ – Resistividade do material do cabo elétrico em ($\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$);
- L – Comprimento do cabo em (m);
- S – Seção transversal do cabo elétrico em (mm^2).

Trata-se de um conceito importante e, através dele, nota-se que, quanto maior a seção dos cabos elétricos, menor será a resistência e a potência no mesmo. Com isso, conclui-se que cabos com seções maiores são capazes de conduzir níveis maiores de corrente elétrica.

2.1.10 Queda de Tensão

Segundo ESPINDOLA (2015), é admissível que ocorra pequenas variações no valor da tensão nos equipamentos elétricos em relação ao nível para que os mesmos foram projetados. Porém, variações acentuadas podem prejudicar o desempenho dos equipamentos e, quando os mesmos operam com níveis de tensão muito inferiores ao estabelecido, podem não funcionar corretamente e sua vida útil pode ser reduzida. Em instalações elétricas, tais variações de tensão podem ocorrer nos casos em que os cabos utilizados nos circuitos percorrem caminhos muito longos. Como visto na **Equação 2.3**, o comprimento dos cabos é proporcional à resistência dos mesmos. Logo, quanto maior o trecho a ser percorrido pelo cabo, maior a resistência e, por consequência, considerando a Lei de Ohm, maior a queda de tensão.

2.2 PROJETOS DE ENTRADA DE ENERGIA

Após a familiarização com os componentes e termos técnicos envolvidos em um projeto de entrada de energia elétrica, é possível analisá-lo profundamente. Como visto anteriormente, a Demanda Total dos edifícios do condomínio auxiliará na definição dos parâmetros e componentes da entrada de energia, incluindo os condutores. Porém, a extensão do condomínio também deverá ser levada em consideração na escolha da melhor forma de atendimento ao condomínio. Antes da análise dos projetos específicos desse trabalho é importante obter uma noção básica de como tais projetos de entrada de energia de condomínios residenciais, em geral, são realizados.

Inicialmente, deve-se calcular a Demanda Total (DT). Partindo do princípio que as cargas totais dos blocos residenciais foram obtidas, bem como a de todos as outras do empreendimento (considerando a carga do restante do condomínio e cargas especiais), já é possível encontrar a Demanda Total utilizando o cálculo determinado pela norma da concessionária em questão. Nesse trabalho, será utilizada a **Equação 2.2**.

De posse do valor da Demanda Total é possível dimensionar os parâmetros dos itens que irão compor a entrada de energia do empreendimento, iniciando pelo Ramal de Serviço ou Ligação e, em seguida, para o Ramal de Entrada, com base em critérios de dimensionamento impostos por normas da ABNT, como a “NBR 5410 – Instalações elétricas de baixa tensão” e “NBR 14039 – Instalações elétricas de média tensão de 1,0 kV a 36,2 kV” dos anos de 2004 e 2005, respectivamente.

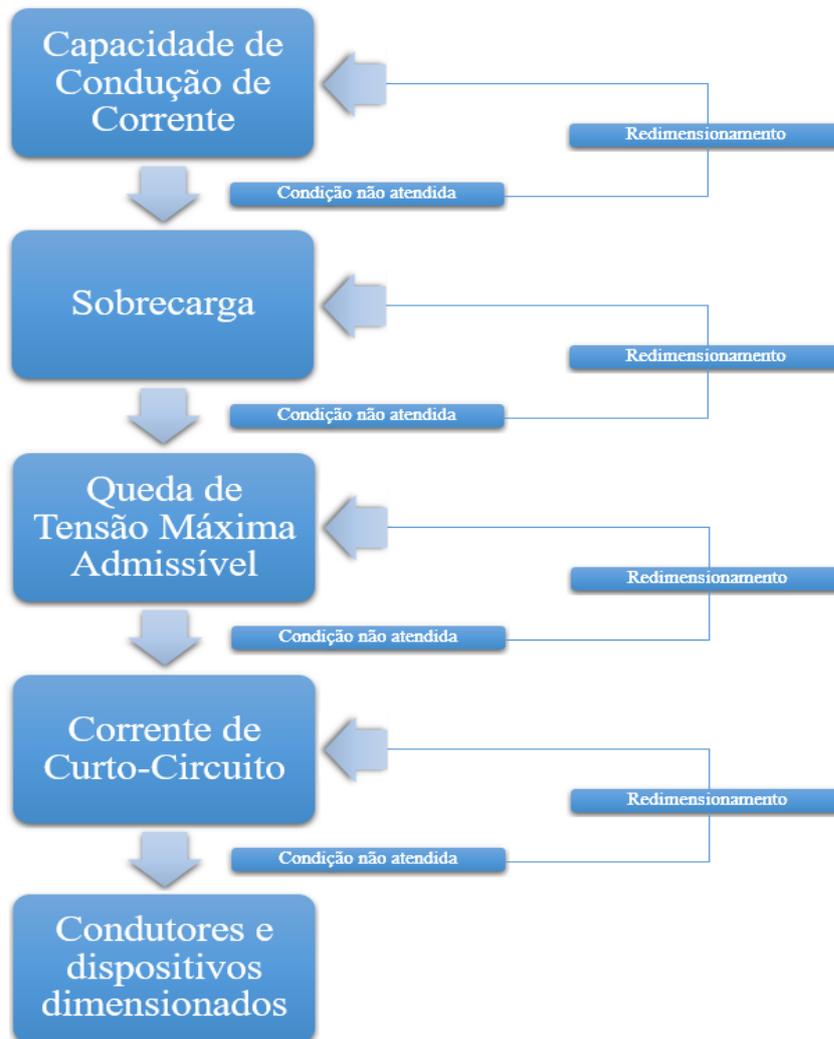
2.2.1 Critérios de dimensionamento de circuitos de alimentação

Os circuitos alimentadores devem ser dimensionados de maneira que seus componentes atendam de uma forma correta e segura a demanda do empreendimento. Enquanto os cabos devem ser dimensionados para que possam conduzir a energia de maneira adequada até o ponto de consumo com a menor perda possível, os dispositivos de proteção devem proteger os condutores para evitar que ocorram danos e acidentes com os mesmos. Neste trabalho, com base nas normas da ABNT, serão utilizados quatro critérios diferentes para o dimensionamento dos ramais de Serviço e Entrada. São eles:

- Critério da Capacidade de Condução de Corrente;
- Critério da Sobrecarga;
- Critério da Queda de Tensão Máxima Admissível;
- Critério da Corrente de Curto-Circuito.

Para o correto dimensionamento, os condutores e dispositivos de proteção escolhidos devem atender as condições de todos os critérios ao mesmo tempo. Os componentes serão analisados a cada critério, separadamente. Ao definir o condutor através de um critério, o mesmo deve atender o critério seguinte. Caso isso não ocorra, o cabo deve ser redimensionado de maneira que as condições de ambos sejam atendidas, considerando as seções nominais dos condutores observadas na **Tabela 2.2**. Este processo pode ser visualizado na **Figura 2.17**, que mostra o fluxograma a ser seguido para o dimensionamento dos componentes dos ramais.

Figura 2. 17 – Fluxograma para utilização dos critérios de dimensionamento.



Fonte: do Autor (2021).

Tabela 2. 2 – Seção nominal dos condutores.

Seção nominal dos Condutores (mm ²)					
0,5	2,5	16	70	185	500
0,75	4	25	95	240	630
1	6	35	120	300	800
1,5	10	50	150	400	1000

Fonte: Adaptado de ESPINDOLA (2015).

2.2.2 Critério da Capacidade de Condução de Corrente

Os condutores a serem utilizados na alimentação de circuitos são fabricados de maneira que, em condições normais, sejam capazes de conduzir um determinado valor de corrente, em Ampéres. Essa corrente depende da maneira que o cabo será utilizado no circuito e, também, varia de acordo com sua bitola. Porém, na maioria das vezes, os condutores não estarão sob condições normais, pois podem, por exemplo, estar expostos à uma temperatura ambiente

diferente, ou podem ser instalados em eletrodutos com outros cabos de diferentes circuitos. Tais fatores externos alteram a corrente máxima que os condutores em questão são capazes de conduzir. Com isso, para o correto dimensionamento dos alimentadores, deve-se considerar os diferentes fatores que podem incidir nos ramais e utilizá-los para corrigir a Corrente de Projeto.

Para o dimensionamento pelo critério da Capacidade de Condução de Corrente deve-se:

- Calcular a corrente de projeto;
- Analisar os fatores externos que influenciam nos circuitos;
- Definir o tipo de condutor que será utilizado;
- Calcular a corrente com base nos fatores de correção, ou seja, Corrente Corrigida;
- Definir o método de instalação do cabo;
- Escolher um condutor com bitola que, quando influenciado pelos fatores externos, seja capaz de suportar uma corrente igual ou superior à corrente corrigida (ESPINDOLA, 2015).

2.2.2.1 Corrente de Projeto

É a corrente total prevista no circuito elétrico quando o mesmo está sob condições normais. Deve ser corrigida quando há fatores externos influenciando no circuito e pode ser calculada através da **Equação 2.4** (ESPINDOLA, 2015).

$$I_{pj} = \frac{P}{k \cdot V_n \cdot FP \cdot \eta} \quad (2.4)$$

Onde:

- I_{pj} – Corrente de Projeto em (A);
- P – Potência do Circuito em (W);
- k – Constante definida pelo número de fases;
- V_n – Tensão nominal do circuito em (V);
- FP – Fator de Potência;
- η – Rendimento do circuito em (%).

A constante k pode possuir valores diferentes dependendo da quantidade de fases presentes no circuito, sendo 1 para circuitos monofásicos, $\sqrt{3}$ para circuitos trifásicos com três condutores e 3 para circuitos trifásicos desequilibrados com quatro condutores (ESPINDOLA,

2015). Nos projetos a serem realizados neste trabalho será considerado um rendimento de 100% para os circuitos e, para os cálculos, serão utilizadas as potências aparentes considerando as demandas totais dos condomínios e seus blocos, em Volt-Ampére. Utilizar-se-á, portanto, a **Equação 2.5** para os cálculos das Correntes de Projeto.

$$I_{pj} = \frac{DT}{k \cdot V_n} \quad (2.5)$$

Onde:

- I_{pj} – Corrente de Projeto em (A);
- DT – Demanda Total em (VA);
- k – Constante definida pelo número de fases;
- V_n – Tensão Nominal em (V).

2.2.2.2 Fatores de Correção

Para analisar a corrente máxima que um condutor é capaz de conduzir, as fabricantes de condutores tomam como base determinadas condições específicas. Porém, sabe-se que os condutores se aquecem quando são percorridos por corrente elétrica e que, quando a temperatura do material que compõe o condutor que é aquecido ultrapassa a máxima suportada pelo mesmo, o cabo sofre perdas em suas propriedades físicas, químicas, mecânicas e elétricas (ESPINDOLA, 2015). Existem três tipos de temperatura a se considerar em cabos isolados:

- Temperatura em Regime Permanente – é a principal característica que determinará o valor da corrente máxima que os condutores são capazes de conduzir. Representa a maior temperatura que o material do cabo irá suportar quando em regime permanente, ou seja, é a temperatura máxima para serviço contínuo.
- Temperatura em Regime de Sobrecarga – é a máxima temperatura que o material isolador pode atingir quando em regime de sobrecarga. De acordo com as normas dos fabricantes, esse regime não deve durar mais de 100 horas durante 12 meses consecutivos ou 500 horas durante sua vida útil.
- Temperatura em Regime de Curto-Circuito – é a temperatura máxima que o material que isola o cabo pode alcançar quando o mesmo está sob regime de curto-circuito, o qual não pode durar um tempo superior a 5 segundos durante toda a vida útil do condutor (ESPINDOLA 2015).

Os cabos alimentadores em um circuito elétrico estão sujeitos a diversos fatores externos que podem aquecê-los e, conseqüentemente, influenciar em sua capacidade de condução de corrente. Tais fatores causam alterações diferentes dependendo, também, do tipo de instalação, subterrânea ou aérea.

2.2.2.2.1 Fator de Correção de Temperatura

Um dos fatores que influenciam na capacidade de condução é o de temperatura. Caso, ao instalar o cabo alimentador em um circuito, a temperatura ambiente seja diferente da considerada em sua fabricação, deve-se considerar esse fator para realizar a correção do valor de corrente máxima. A Tabela 40 da norma NBR 5410 da ABNT (2004) determina, para redes de Baixa Tensão, os valores de correção a se considerar para temperaturas ambiente diferentes de 30°C para linhas não-subterrâneas, e temperaturas do solo diferentes de 20°C para linhas subterrâneas.

2.2.2.2.2 Fator de Correção de Agrupamento

Quando um eletroduto possui mais de um circuito, a temperatura da isolação dos condutores pode aumentar, já que passa a ser mais difícil para os cabos realizarem a troca de calor com o ambiente externo ao duto em que ele se encontra. Considera-se, então, um valor para corrigir a corrente máxima considerando a quantidade de circuitos agrupados em um mesmo eletroduto. A Tabela 42 da norma NBR 5410 da ABNT (2004) mostra os valores para linhas ao ar livre, enquanto que a Tabela 45, também presente na NBR 5410 da ABNT (2004), apresenta os valores para linhas subterrâneas, com eletrodutos enterrados.

2.2.2.2.3 Fator de Correção para Resistividade Térmica do Solo

O tipo de solo em que cabos subterrâneos serão instalados podem variar bastante, desde muito secos até solos muito úmidos. Segundo a norma NBR 5410 da ABNT (2004), caso a instalação das linhas seja realizada em uma profundidade de até 0,8 metro e em solos com resistividade térmica diferente de 2,5 K.m/W, deve-se utilizar os fatores de correção da Tabela 41, presente na mesma norma, para corrigir os valores de capacidade de condução de corrente dos cabos apresentados na Tabela 37, também da norma NBR 5410 da ABNT (2004).

2.2.2.3 Corrente Corrigida

Para atender a condição imposta pelo critério da Capacidade de Condução de Corrente o condutor deve ser capaz de conduzir uma corrente igual ou superior à Corrente de Projeto. Como visto anteriormente, essa capacidade é influenciada pelas condições externas mencionadas no **Capítulo 2.2.2.2**. Logo, a norma NBR 5410 da ABNT (2004) define que a condição estará realmente atendida quando a Corrente Corrigida, que é a Corrente de Projeto alterada pelos fatores de correção e pode ser obtida através da **Equação 2.6**, for inferior às correntes suportadas pelos cabos, apresentadas na Tabela 37 da NBR 5410 da ABNT (2004).

$$I' = \frac{I_{pj}}{f_1 \cdot f_2 \cdot f_3} \quad (2.6)$$

Onde:

- I' – Corrente Corrigida, considerando os fatores de correção, em (A);
- I_{pj} – Corrente de Projeto em (A);
- f_1 – Fator de Correção para temperatura do solo;
- f_2 – Fator de Correção de agrupamento de circuitos nos dutos;
- f_3 – Fator de Correção para resistividade térmica do solo.

Ao observar a Tabela 37 da NBR 5410 da ABNT (2004), nota-se que a mesma diferencia a capacidade de condução de corrente dos cabos através do método em que são instalados. A Tabela 33, presente na mesma norma NBR 5410 da ABNT (2004) define cada um dos métodos de referência de acordo com os diferentes tipos de linhas elétricas.

Definido o método de instalação deve-se escolher, através da Tabela 37 da NBR 5410 da ABNT (2004), um cabo com seção que seja capaz de suportar e conduzir a Corrente Corrigida I' calculada para o circuito em questão e, assim, atender ao critério da Capacidade de Condução de Corrente.

2.2.3 Critério da Sobrecarga

A ABNT define, através da norma NBR 5410 do ano de 2004, que os condutores de um circuito elétrico devem ser protegidos por dispositivos de seccionamento automático, tanto contra sobrecargas, quanto contra curtos-circuitos. Tratando-se de redes de Baixa Tensão, o dispositivo escolhido pode ser um Disjuntor Termomagnético (ESPINDOLA, 2015).

Os condutores do circuito estarão corretamente dimensionados pelo critério da Sobrecarga quando sua corrente total for maior ou igual à corrente nominal do dispositivo de proteção escolhido. Para garantir que os condutores atendam ao critério deve-se calcular a corrente I_z' que os mesmos são capazes de conduzir, levando em consideração a influência de fatores como de temperatura, agrupamento e, se for o caso, outros fatores pertinentes no cálculo dessa corrente. A **Equação 2.7** representa o cálculo da corrente I_z' para condutores subterrâneos.

$$I_z' = I_{\text{condutor}} \cdot f_1 \cdot f_2 \cdot f_3 \quad (2.7)$$

Onde:

- I_z' – Corrente, em (A), que o condutor é capaz de conduzir considerando fatores de correção;
- I_{condutor} – Corrente, em (A), que o condutor é capaz de conduzir em condições normais.
- f_1 – Fator de Correção de temperatura do solo;
- f_2 – Fator de Correção de agrupamento de circuitos;
- f_3 – Fator de Correção pela resistividade térmica do solo.

Segundo a norma NBR 5410 da ABNT (2004), a Corrente de Projeto (I_{pj}) deve ser menor ou igual à corrente nominal do componente protetor do circuito (I_{dj}), enquanto que esta deve ser menor ou igual à corrente que o condutor é capaz de conduzir (I_z'). Tem-se, então:

$$I_{pj} \leq I_{dj} \leq I_z' \quad (2.8)$$

Onde:

- I_{pj} – Corrente de Projeto em (A);
- I_{dj} – Corrente nominal do dispositivo de proteção em (A);
- I_z' – Real Capacidade de Condução de Corrente dos cabos em (A).

Se os valores de corrente aplicados na **Equação 2.8** atenderem a condição imposta, o cabo estará corretamente dimensionado considerando o critério da Sobrecarga. Caso contrário, o condutor deverá ser redimensionado, de maneira que o novo condutor escolhido atenda, também, à condição do critério anterior, como visto na **Figura 2.17**.

2.2.4 Critério da Queda de Tensão Máxima Admissível

Para o correto dimensionamento dos condutores deve-se considerar a Queda de Tensão Máxima Admissível. Caso os condutores percorram um caminho muito longo, essa queda de tensão pode ser acentuada, podendo ocasionar em um mau funcionamento dos circuitos.

A NBR 5410 da ABNT (2004) define que, para redes de Baixa Tensão, a queda de tensão em qualquer ponto de utilização da instalação não deve possuir valor percentual superior aos valores relacionados ao valor da tensão nominal da instalação apresentados na **Tabela 2.3** considerando diferentes situações. Por outro lado, a queda de tensão nos circuitos terminais não podem superar o valor de 4%.

Tabela 2. 3 – Limites de Queda de Tensão impostos pela NBR 5410.

Situação	Queda de Tensão Percentual
Calculados a partir dos terminais secundários do transformador MT/BT, no caso de transformador de propriedade da(s) unidade(s) consumidora(s).	7%
Calculados a partir dos terminais secundários do transformador MT/BT da empresa distribuidora de eletricidade, quando o ponto de entrega for aí localizado.	7%
Calculados a partir do ponto de entrega, nos demais casos de ponto de entrega com fornecimento em tensão secundária de distribuição.	5%
Calculados a partir dos terminais de saída do gerador, no caso de grupo gerador próprio.	7%

Fonte: Adaptado da norma NBR 5410 da ABNT (2004).

Segundo MAMEDE FILHO (1997), o cálculo da seção mínima de um condutor de acordo com a queda de tensão percentual máxima permitida para o circuito difere-se de acordo com número de fases do mesmo. Em circuitos monofásicos, utiliza-se a **Equação 2.9**, enquanto que para circuitos trifásicos deve-se utilizar a **Equação 2.10**.

$$S = \frac{200 \cdot \rho \cdot \sum(L \cdot I_{pj})}{\Delta V\% \cdot V_{fn}} \quad (2.9)$$

$$S = \frac{173,2 \cdot \rho \cdot \sum(L \cdot I_{pj})}{\Delta V\% \cdot V_{ff}} \quad (2.10)$$

Onde:

- ρ – Resistividade do material condutor em ($\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$);
- L – Comprimento do circuito em (m);
- I_{pj} – Corrente de Projeto em (A);
- $\Delta V\%$ – Queda de Tensão Máxima Admissível em projeto, em (%);
- V_{fn} – Tensão fase-neutro em (V);

- V_{ff} – Tensão fase-fase em (V).

Adaptando as fórmulas anteriores obtém-se a **Equação 2.11**, a qual generaliza os diferentes casos possíveis de serem encontrados nos cálculos da seção mínima de um condutor considerando a Queda de Tensão Percentual Máxima Admissível (ESPINDOLA, 2015).

$$S = \frac{k \cdot \rho \cdot I_{pj} \cdot L}{\Delta V\% \cdot V_n} \quad (2.11)$$

Onde:

- k – Constante definida pelo tipo de circuito. Para monofásicos, possui valor 2 e, para circuitos trifásicos, utiliza-se $\sqrt{3}$;
- ρ – Resistividade térmica do material do condutor em ($\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$);
- I_{pj} – Corrente de Projeto ou Corrente Total do circuito em (A);
- L – Comprimento total do circuito em (m);
- $\Delta V\%$ – Queda de tensão percentual máxima considerada em (%);
- V_n – Tensão nominal do circuito em (V).

Outra maneira de encontrar a seção do condutor através desse critério é utilizando os Coeficientes de Queda de Tensão dos cabos. A **Tabela 2.4**, presente no Guia de Dimensionamento da fabricante PRYSMIAN (2020) apresenta valores de queda de tensão em $V/A \cdot \text{km}$ para condutores de diferentes seções em relação aos métodos em que serão instalados.

Tabela 2. 4 – Queda de Tensão em V/A·km (Cabos EPROTENAX, EPROTENAX GSETTE E AFUMEX 0,6/1 kV).

seções nominais (mm ²)	instalação ao ar livre ^(C)																							
	cabos unipolares ^(D)												circuitos trifásicos ^(B)			cabos uni e bipolares		cabos tri e tetrapolares						
	circuito monofásico						circuito trifásico									circuito monofásico ^(B)		circuito trifásico						
	s=10cm		s=20cm		s=2D		s=10cm		s=20cm		s=2D													
	FP-0,8	FP-0,95	FP-0,8	FP-0,95	FP-0,8	FP-0,95	FP-0,8	FP-0,95	FP-0,8	FP-0,95	FP-0,8	FP-0,95	FP-0,8	FP-0,95	FP-0,8	FP-0,95	FP-0,8	FP-0,95	FP-0,8	FP-0,95				
1,5	23,8	28,0	23,9	28,0	23,6	27,9	20,7	24,3	20,5	24,1	20,4	24,1	20,4	24,1	23,5	27,8	20,3	24,1						
2,5	14,9	17,4	15,0	17,5	14,7	17,3	12,9	15,1	13,0	15,1	12,8	15,0	12,7	15,0	14,6	17,3	12,7	15,0						
4	9,4	10,9	9,5	10,9	9,2	10,8	8,2	9,5	8,2	9,5	8,0	9,4	7,9	9,3	9,1	10,8	7,9	9,3						
6	6,4	7,3	6,4	7,3	6,2	7,2	5,5	6,3	5,6	6,3	5,4	6,2	5,3	6,2	6,1	7,1	5,3	6,2						
10	3,9	4,4	4,0	4,4	3,7	4,3	3,4	3,8	3,5	3,8	3,3	3,7	3,2	3,7	3,6	4,2	3,2	3,7						
16	2,58	2,83	2,64	2,86	2,42	2,74	2,25	2,46	2,31	2,48	2,12	2,39	2,05	2,35	2,34	2,70	2,03	2,34						
25	1,74	1,85	1,81	1,88	1,61	1,77	1,53	1,61	1,58	1,64	1,41	1,55	1,34	1,51	1,52	1,73	1,32	1,50						
35	1,34	1,37	1,40	1,41	1,21	1,30	1,18	1,20	1,23	1,23	1,06	1,14	0,99	1,10	1,15	1,26	0,98	1,09						
50	1,06	1,05	1,12	1,09	0,94	0,99	0,94	0,92	0,99	0,95	0,83	0,87	0,76	0,83	0,86	0,95	0,75	0,82						
70	0,81	0,77	0,88	0,80	0,70	0,71	0,72	0,68	0,78	0,70	0,63	0,63	0,56	0,59	0,63	0,67	0,54	0,58						
95	0,66	0,59	0,72	0,62	0,56	0,54	0,59	0,52	0,64	0,55	0,50	0,48	0,43	0,44	0,48	0,50	0,42	0,44						
120	0,57	0,49	0,63	0,53	0,48	0,45	0,51	0,44	0,56	0,46	0,43	0,40	0,36	0,36	0,40	0,41	0,35	0,35						
150	0,50	0,42	0,57	0,46	0,42	0,38	0,45	0,38	0,51	0,41	0,39	0,34	0,32	0,31	0,35	0,35	0,30	0,30						
185	0,44	0,36	0,51	0,39	0,38	0,32	0,40	0,32	0,46	0,35	0,34	0,29	0,27	0,26	0,30	0,29	0,26	0,25						
240	0,39	0,30	0,45	0,33	0,33	0,27	0,35	0,27	0,41	0,30	0,30	0,24	0,23	0,21	0,26	0,24	0,22	0,21						
300	0,35	0,26	0,41	0,29	0,30	0,24	0,32	0,24	0,37	0,26	0,28	0,21	0,21	0,18	0,23	0,20	0,20	0,18						
400	0,31	0,23	0,38	0,26	0,27	0,21	0,29	0,21	0,34	0,23	0,25	0,19	0,19	0,16	—	—	—	—						
500	0,28	0,20	0,34	0,23	0,25	0,18	0,26	0,18	0,32	0,21	0,24	0,17	0,17	0,14	—	—	—	—						
630	0,26	0,17	0,32	0,21	0,24	0,16	0,24	0,16	0,29	0,19	0,22	0,15	0,16	0,12	—	—	—	—						
800	0,23	0,15	0,29	0,18	0,22	0,15	0,22	0,14	0,27	0,17	0,21	0,14	0,15	0,11	—	—	—	—						
1000	0,21	0,14	0,27	0,17	0,21	0,14	0,21	0,13	0,25	0,16	0,20	0,13	0,14	0,10	—	—	—	—						

NOTAS:
A) Os valores da tabela admitem uma temperatura no condutor de 90 °C;
B) Válido para instalação em eletroduto não-magnético e diretamente enterrado;
C) Aplicável a fixação direta a parede ou teto, ou eletrocalha aberta, ventilada ou fechada, espaço de construção, bandeja, prateleira, suportes e sobre isoladores.

Fonte: Guia de Dimensionamento (Baixa Tensão) da PRYSMIAN (2020).

Nesse caso, com base na seção escolhida, multiplica-se seu Coeficiente de Queda de Tensão pela Corrente de Projeto I_{pj} e pela distância L do circuito transformada em quilômetro para, assim, obter a Queda de Tensão que o condutor em questão possuirá ao longo do trecho do circuito (**Equação 2.12**).

$$V = \Delta V \cdot I_{pj} \cdot \frac{L}{1000} \quad (2.12)$$

Onde:

- V – Queda de Tensão dos cabos, em (V), em função do comprimento L ;
- ΔV – Coeficiente de Queda de Tensão dos cabos em (V/A·km);
- I_{pj} – Corrente de Projeto em (A);
- L – Distância percorrida pelo cabo no circuito em (m).

Calculada a queda de tensão, obtém-se, através de uma *regra de três simples*, seu valor percentual, considerando a tensão nominal do circuito como 100%. Nota-se que a unidade do Coeficiente de Queda de Tensão em questão pode variar de acordo com as diferentes tabelas

disponibilizadas pelos fabricantes ou presentes em normas técnicas, fazendo com que seja necessário considerar diferentes parâmetros na multiplicação além do comprimento L do circuito.

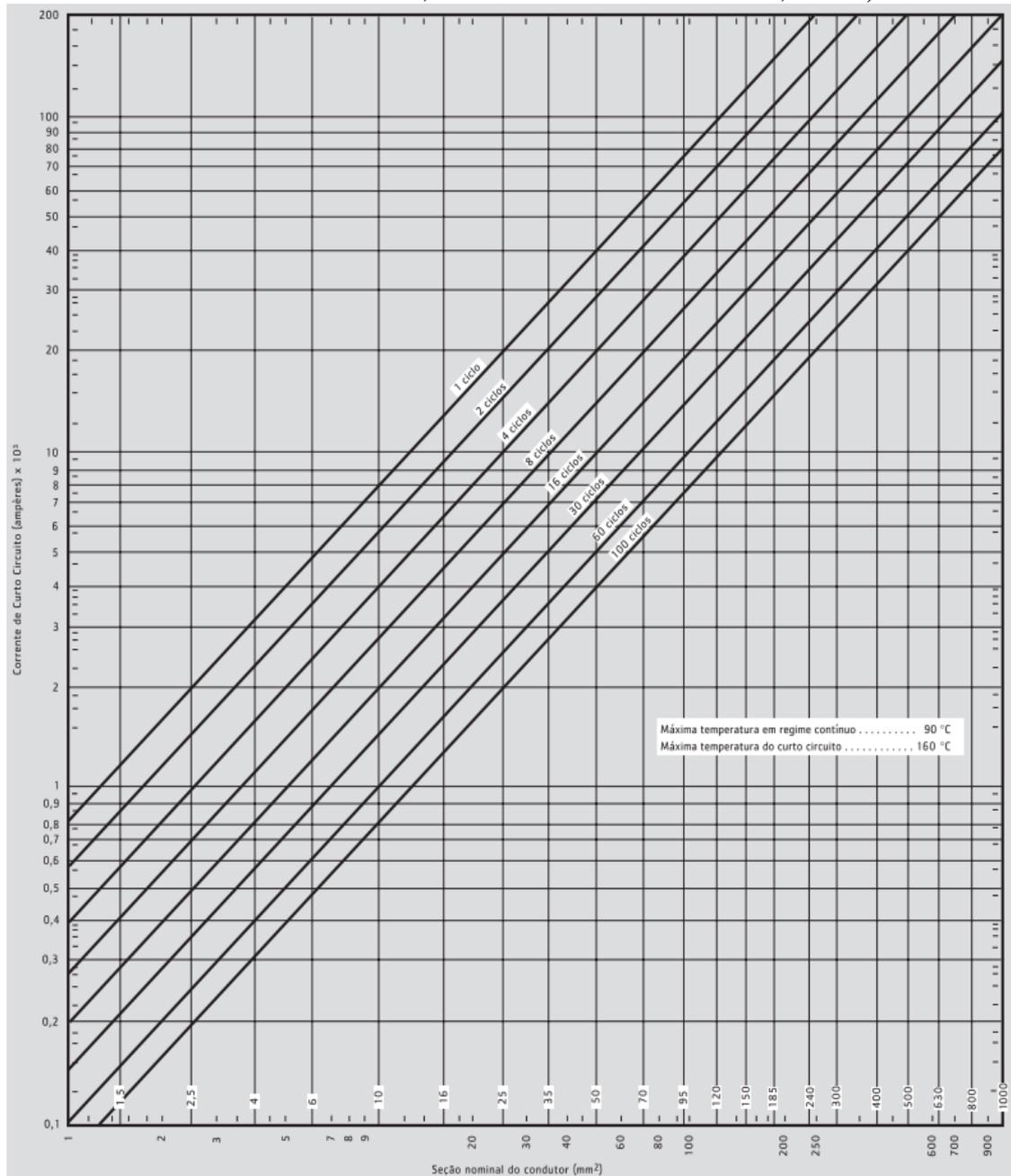
2.2.5 Critério da Corrente de Curto-Circuito

Para dimensionar a seção de um condutor através do critério da Corrente de Curto-Circuito pode-se utilizar o método da “*Limitação da seção do condutor para uma determinada corrente de curto-circuito*”. É de extrema importância conhecer a corrente de curto-circuito nos diferentes pontos de instalação para evitar que o isolamento dos condutores seja danificado devido aos efeitos térmicos causados pelo curto-circuito, uma vez que os cabos foram dimensionados para suportar correntes próximas à Corrente de Projeto em Regime Permanente, enquanto que correntes de curto-circuito podem alcançar valores até 100 vezes maiores. Logo, é o tempo máximo que o condutor pode suportar a corrente de curto-circuito que irá definir a seção do mesmo (MAMEDE FILHO, 1997).

A **Figura 2.18** apresenta, para Redes de Baixa Tensão, o gráfico com os valores de tempo máximo que os condutores de diferentes seções são capazes de suportar determinadas correntes de curto-circuito, enquanto que a **Figura 2.19** mostra um gráfico com as mesmas informações, porém, para Redes de Média Tensão.

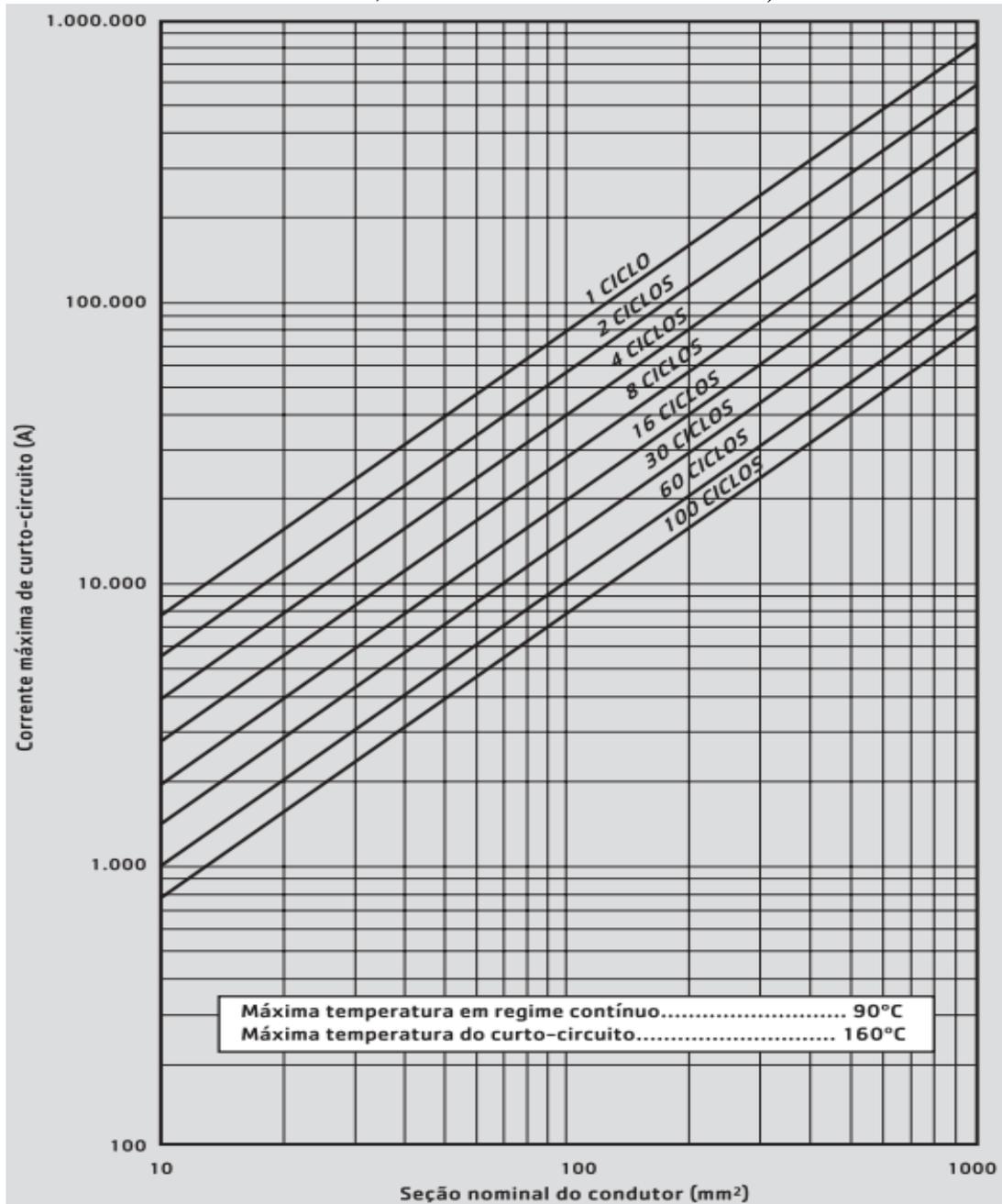
De posse da corrente de curto-circuito analisa-se, através dos gráficos, quanto tempo o condutor em questão irá suportá-la. A corrente de curto-circuito (I_{cc}) pode ser calculada de diferentes maneiras que serão apresentadas ao longo deste trabalho. De maneira geral, deve-se considerar a tensão do circuito analisado e as impedâncias presentes ao longo dos ramais, desde a da concessionária, até a impedância dos cabos alimentadores dos Quadros de Medição de cada um dos blocos do condomínio.

Figura 2. 18 – Correntes máximas de curto-circuito no condutor (Cabo EPROTENAX, EPROTENAX GSETTE, VOLTALENE e AFUMEX 0,6/1 kV).



Fonte: Adaptado do Guia de Dimensionamento (Baixa Tensão) da PRYSMIAN (2020).

Figura 2. 19 – Correntes máximas de curto-circuito no condutor (Cabo EPROTENAX COMPACT, EPROTENAX e VOLTALENE).



Fonte: Adaptado do Guia de Dimensionamento (Média Tensão) da PRYSMIAN (c2021).

3 PROJETOS DE ENTRADA DE ENERGIA DE UM CONDOMÍNIO DE EDIFÍCIOS RESIDENCIAIS COM DEMANDA ATÉ 300 kVA

Serão apresentados nesse capítulo os projetos realizados especificamente para esse trabalho, tanto com entrada de energia de forma aérea, quanto com entrada subterrânea.

Antes de iniciar os projetos, é importante caracterizar o empreendimento em questão. Tem-se, no **Apêndice B**, o projeto arquitetônico do condomínio de Curta Distância a ser estudado neste trabalho, enquanto que o **Apêndice C** apresenta o condomínio de Média Distância e, no **Apêndice D**, o de Longa Distância. Os três tipos de condomínio se diferem apenas pela disposição dos blocos do empreendimento, enquanto que as características em relação à demanda de ambos são as mesmas. Os três condomínios possuem:

- 7 blocos;
- Cada bloco possui 4 pavimentos com 8 apartamentos, totalizando 32 apartamentos por bloco e 224 apartamentos no condomínio inteiro;
- Cada apartamento possui 60 m² de área útil;
- A carga da área comum **interna de cada bloco** é composta por:
 - Iluminação: 1,2 kW por bloco e 8,4 kW contando os 7 blocos;
 - Tomadas: 2,4 kW por bloco e 16,8 kW contando os 7 blocos;
 - 1 elevador com motor de 7,5 CV para cada um dos 7 blocos.
- A carga da área comum **externa do empreendimento** é composta por:
 - Iluminação: 2 kW;
 - Iluminação externa (quadra de esportes e passeio): 4 kW;
 - Tomadas gerais: 10 kW;
 - Motores da Estação de Tratamento de Esgoto (ETE): 2 motores de 3 CV (trifásicos);
 - Bomba de recalque: 1 motor de 5 CV (trifásico);
 - Sauna: 6 kW;
 - Ar-Condicionado: 6 kW;
 - Piscina: 1 motor de 3 CV (trifásico).

Com essas informações é possível calcular a Demanda Total estimada do empreendimento. Como esse trabalho se baseará nas normas da concessionária local

(CELESC), para o cálculo será utilizada a **Equação 2.2**. Tanto a demanda por apartamento em função da área útil de cada um deles (A), quanto o fator de diversidade (F), que depende da quantidade de apartamentos, podem ser encontradas através das tabelas 6 e 7, respectivamente, presentes na Norma NT-03 da CELESC (1997), enquanto que a demanda dos motores elétricos (D) pode ser obtida através da Tabela 5 da mesma Norma NT-03 da CELESC (1997). Utilizando as informações do condomínio e efetuando o cálculo que pode ser visto no **Apêndice A**, tem-se uma Demanda Total de cerca de **224,11 kVA**.

Como mencionado anteriormente, já que a demanda total não é superior a 300 kVA, pode-se utilizar, para o fornecimento de energia do condomínio, a rede de Baixa Tensão da concessionária, assim como, opcionalmente, posicionar um ou mais transformadores dentro do condomínio e alimentá-lo em Média Tensão, como proposto nesse trabalho. Ambos os casos serão demonstrados em capítulos posteriores.

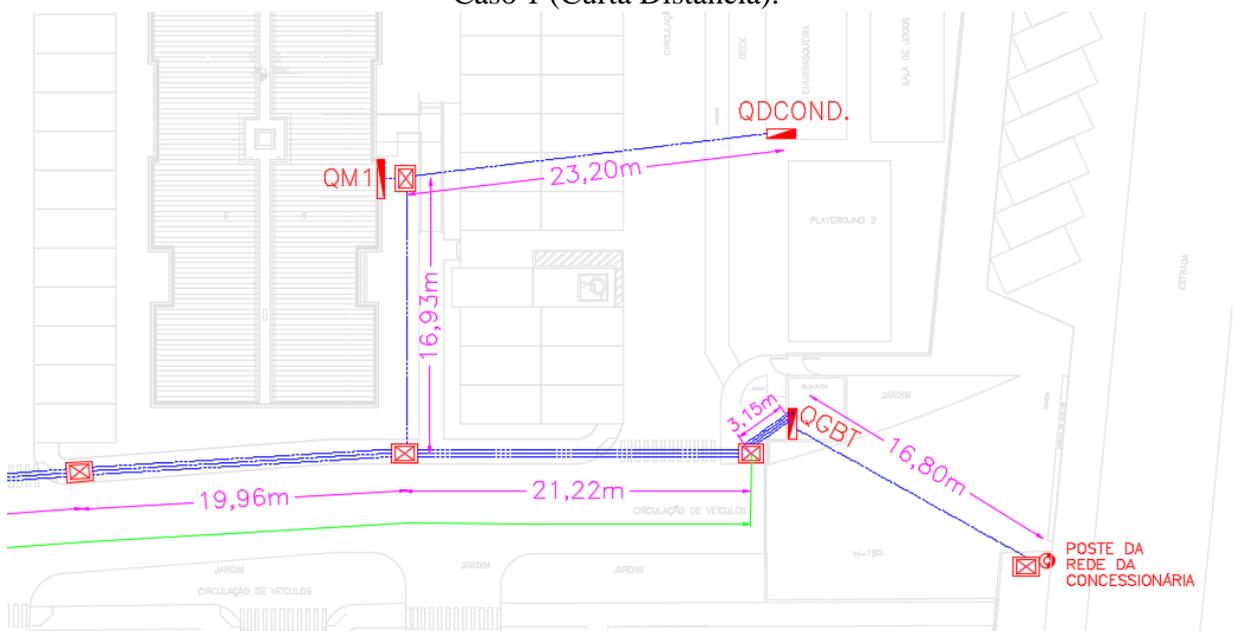
Com a Demanda Total (DT) encontrada pode-se, a partir dela, dimensionar os Ramais de Serviço e Entrada do fornecimento de energia dos condomínios. O dimensionamento será iniciado considerando as informações de seções de cabos, disjuntores e eletrodutos fornecidas e definidas pela concessionária CELESC de acordo com a demanda. Os itens definidos pelas normas da concessionária serão avaliados e analisados através dos critérios de dimensionamento mencionados no **Capítulo 2.2**. Em seguida, com os itens dos ramais devidamente definidos, os materiais a serem utilizados nos projetos serão quantificados e orçados, bem como a mão-de-obra a ser considerada para cada um deles. Por fim, os projetos e seus respectivos valores serão comparados.

3.1 CASO 1 – FORNECIMENTO DE ENERGIA COM REDE SUBTERRÂNEA EM BAIXA TENSÃO

Ao escolher um Ramal de Serviço totalmente subterrâneo, o proprietário tem como opção realizar o fornecimento de energia em Baixa Tensão. Nesse caso, a concessionária distribuirá a energia já transformada ao Ponto de Entrega do empreendimento para a alimentação do Quadro Geral, que nesse trabalho foi denominado de Quadro Geral de Baixa Tensão (ou QGBT) para todos os tipos de condomínios analisados (de Curta, Média e Longa distância) e será alimentado pelo Ramal de Serviço/Ligação. Esse é o quadro de distribuição responsável por receber a energia com tensão da concessionária já transformada para Baixa Tensão. Dentro do QGBT estão presentes os equipamentos necessários para a manobra e proteção dos circuitos que irão alimentar os Quadros de Medição dos consumidores

A partir do QGBT, inicia-se o Ramal de Entrada, o qual levará, através de caixas subterrâneas de passagem, os cabos para a alimentação dos Quadros de Medição dos blocos do empreendimento, como está exemplificado na **Figura 3.1**. Os apêndices **Apêndice E**, **Apêndice F** e **Apêndice G** apresentam as plantas completas dos três tipos de condomínio para o Caso 1.

Figura 3. 1 – Entrada do Condomínio com Ramal de Serviço e início do Ramal de Entrada – Caso 1 (Curta Distância).



Fonte: do Autor (2021).

Deve-se ressaltar que estão sendo consideradas **Cargas Equilibradas**, ou seja, as cargas estão distribuídas igualmente entre cada fase para todo o projeto. Abaixo, tem-se os dados de Demanda necessários para os dimensionamentos dos ramais para um Fornecimento de Energia em Baixa Tensão:

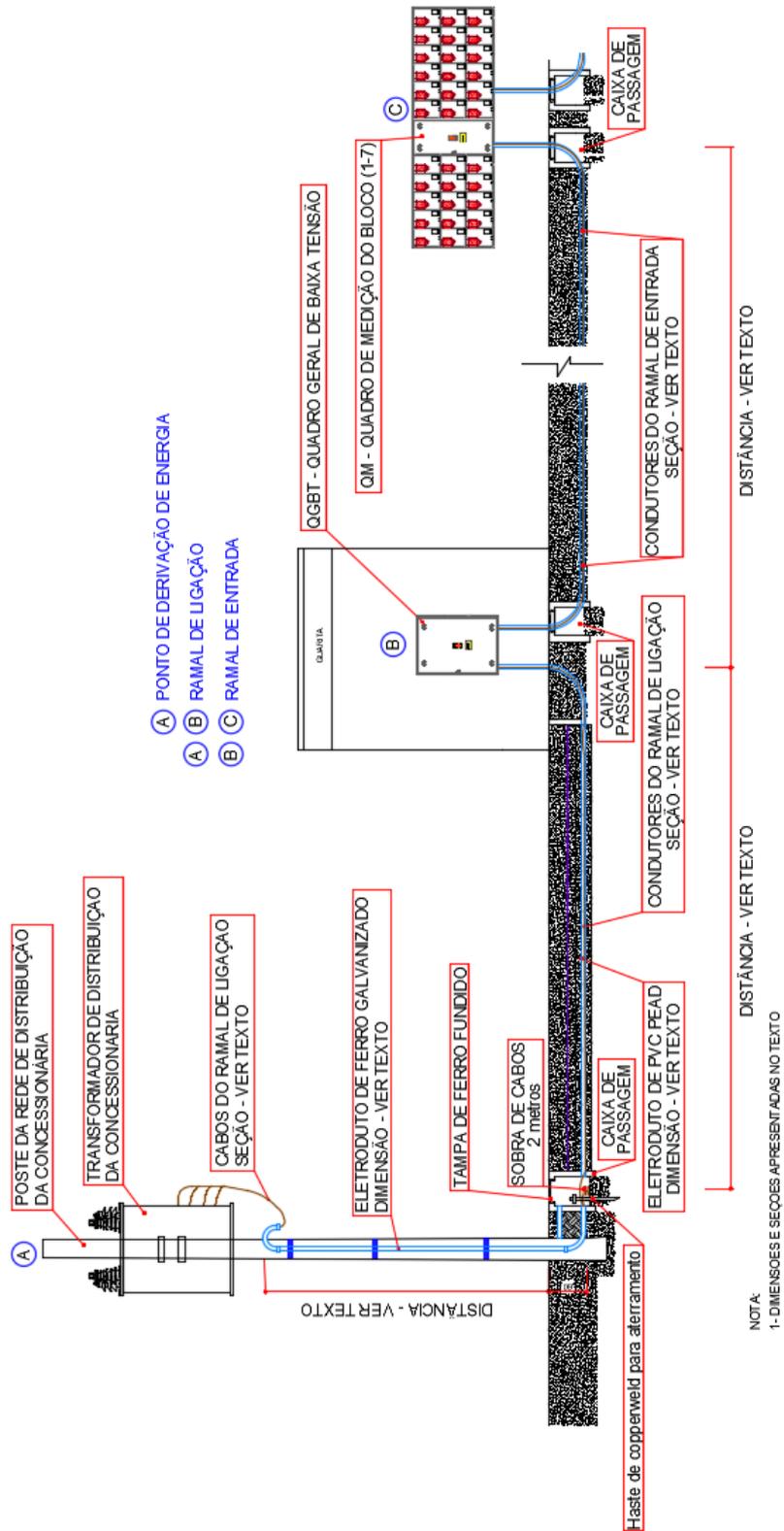
- Demanda Total do condomínio = 224,11 kVA;
- Demanda do Bloco 1 = 93,6 kVA;
- Demanda para cada um dos blocos 2, 3, 4, 5, 6 e 7 = 52,91 kVA.

3.1.1 Dimensionamento do Ramal de Serviço – Caso 1

Para dimensionar todos os componentes do Ramal de Serviço, incluindo condutores, eletrodutos e dispositivos de proteção, deve-se seguir os critérios mencionados no **Capítulo 2.2**, com base no fluxograma da **Figura 2.17**. O trecho do Ramal de Serviço inclui desde o Ponto de Derivação de Energia da concessionária até o QGBT. Nesse projeto a alimentação será realizada diretamente em Baixa Tensão e considerar-se-á que o transformador da concessionária estará instalado no poste mais próximo possível do condomínio. Logo, de acordo com a **Figura 3.1**, definiu-se que a distância total do Ramal de Serviço para esse projeto será de cerca de 26,80 metros, a qual inclui a descida do cabo pelo poste até a caixa de passagem, considerada 10 metros ao somá-la com a sobra de cabo na caixa exigida por norma e a subida até o QGBT, além dos 16,80 metros da caixa até o QGBT.

A **Figura 3.2** apresenta detalhes de uma entrada de energia subterrânea em Baixa Tensão.

Figura 3. 2 – Detalhe da entrada da Rede Subterrânea em Baixa Tensão.



Fonte: do Autor (2021).

3.1.1.1 Ramal de Serviço pelo critério da Capacidade de Condução de Corrente – Caso 1

A Demanda Total calculada para o empreendimento é de 224,11 kVA. Aplicando esse valor na **Equação 2.5** para encontrar a Corrente de Projeto (I_{pj}), tem-se:

$$I_{pj} = \frac{224110}{\sqrt{3} \cdot 380} = 340,50 \text{ A} \quad (3.1)$$

Deve-se, então, calcular a Corrente Corrigida de acordo com os fatores de correção. O primeiro a ser considerado é o de temperatura que, de acordo com a Tabela 40 da NBR 5410 da ABNT (2004), estabelecendo que a temperatura do solo seja de 35°C, deve ser de 0,89. Como o eletroduto possuirá apenas um circuito, o fator de correção para agrupamento possui valor 1 e, já que a resistividade térmica do solo está sendo considerada como 2,5 K.m/W, o valor do fator de correção também será 1. Com isso, calculando a Corrente Corrigida (I') através da **Equação 2.6**, obtém-se:

$$I' = \frac{340,50}{0,89 \cdot 1 \cdot 1} = 382,58 \text{ A} \quad (3.2)$$

Em relação ao material dos condutores do Ramal de Serviço, optou-se pela utilização de cabos de cobre com isolamento EPR, de classe 1 kV. Como a alimentação se dará de forma subterrânea, o método de referência de instalação é o denominado “D”, como consta na Tabela 33 da NBR 5410 da ABNT (2004).

Para o valor de demanda de 224,11 kVA, a Tabela 09 da página 23 do Adendo à norma NT-03 da CELESC (1999), define que:

- O condutor a ser utilizado é o de bitola 2x95 mm² – EPR/1 kV (2 para cada fase + 2 para o neutro);
- O eletroduto a ser utilizado será de PVC corrugado PEAD 2x4 polegadas.

A Tabela 37 da NBR 5410 da ABNT (2004) mostra que condutores de bitola #95 mm² - EPR/1 kV, quando instalados de maneira “D” (ou seja, através de eletrodutos subterrâneos) e com 3 condutores carregados, suportam uma corrente (I_z) de até 211 A. Porém, tratam-se de 2 cabos por fase, logo, a escolha por condutores de 2x#95 mm² - EPR/1 kV satisfaz o critério da Capacidade de Condução de Corrente, já que, dobrando o valor de I_z tem-se 422 A, tornando os 2 cabos capazes de suportar a Corrente Corrigida (I') de 382,58 A.

3.1.1.2 Ramal de Serviço pelo critério da Sobrecarga – Caso 1

Para analisar se a bitola dos condutores definidas pelo Critério da Capacidade de Corrente é a ideal, deve-se utilizar o critério da Sobrecarga e, para isso, inicialmente deve-se encontrar o dispositivo de proteção para o circuito.

A Tabela 09 da página 23 do Adendo à norma NT03 da concessionária CELESC (1999) define também que, para a demanda de 224,11 kVA, o dispositivo a ser escolhido deve ser um Disjuntor Termomagnético Tripolar de 350 A (I_{dj}).

Como visto anteriormente, um condutor com bitola #95 mm² – EPR/1 kV, instalado utilizando o Método “D” (Subterrâneo), suporta uma corrente de 211 A. Porém, deve-se considerar os mesmos fatores utilizados para a correção da Corrente de Projeto (I_{pj}) para encontrar a real Capacidade de Condução de Corrente (I_z') do condutor sob condições estabelecidas (temperatura e resistividade térmica do solo, além de agrupamento). No entanto, tem-se 2 cabos por fase, logo, considerando a **Equação 2.7**:

$$I_z' = 2 \cdot (211 \cdot 0,89 \cdot 1 \cdot 1) = 375,58 \text{ A} \quad (3.3)$$

De posse dos valores correspondentes aos parâmetros da **Equação 2.8** para confirmar se os componentes respeitam a condição do critério da Sobrecarga, tem-se que:

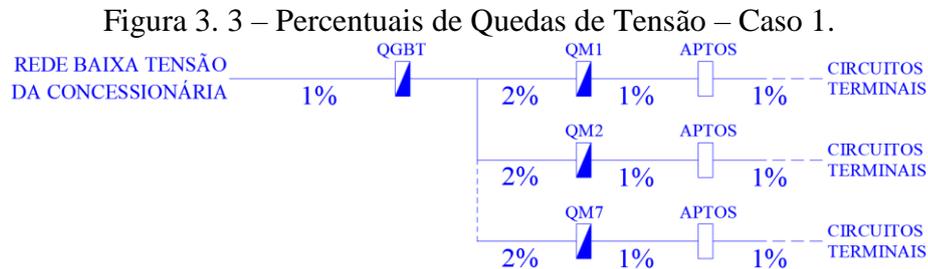
$$340,50 \text{ A} < 350 \text{ A} < 375,58 \text{ A} \quad (3.4)$$

Com isso, observa-se que os 2 condutores de #95mm² – EPR/1 kV por fase e Disjuntor Termomagnético Tripolar de 350 A atendem às condições do critério de Sobrecarga, uma vez que o dispositivo escolhido protegerá os cabos do Ramal de Serviço.

3.1.1.3 Ramal de Serviço pelo critério da Queda de Tensão Máxima Admissível – Caso 1

Para encontrar a seção mínima do Ramal de Serviço pode-se utilizar a **Equação 2.11**. Como o QGBT será alimentado diretamente em Baixa Tensão da rede da concessionária, de acordo com a **Tabela 2.3**, o valor máximo de queda de tensão percentual será de 5% até os circuitos terminais. Portanto, deve-se estabelecer, ao longo dos Ramais do projeto em questão, valores percentuais para os trechos dos circuitos de maneira que, ao serem somados, não ultrapassem o valor máximo estabelecido. Logo, optou-se por uma queda de tensão percentual máxima para o Ramal de Serviço no trecho percorrido pelo cabo até o QGBT de 1%, como mostra a **Figura 3.3**, para uma distância L de 26,80 metros, a qual inclui os 16,80 metros do ponto de entrega até o QGBT e a soma da descida estimada dos condutores no poste, subida ao QGBT e sobra de cabos na caixa, totalizando 10 metros. Além disso, como para a Rede de

Baixa Tensão serão utilizados cabos de cobre, a resistividade do material ρ possui valor $0,0172 \Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$.



Fonte: do Autor (2021).

Por ser uma distância consideravelmente pequena, a queda de tensão também será pequena. A **Equação 3.5** apresenta o valor de seção mínima calculado.

$$S = \frac{\sqrt{3} \cdot 0,0172 \cdot 340,50 \cdot 26,80}{0,01 \cdot 380} = 71,54 \text{ mm}^2 \quad (3.5)$$

Onde:

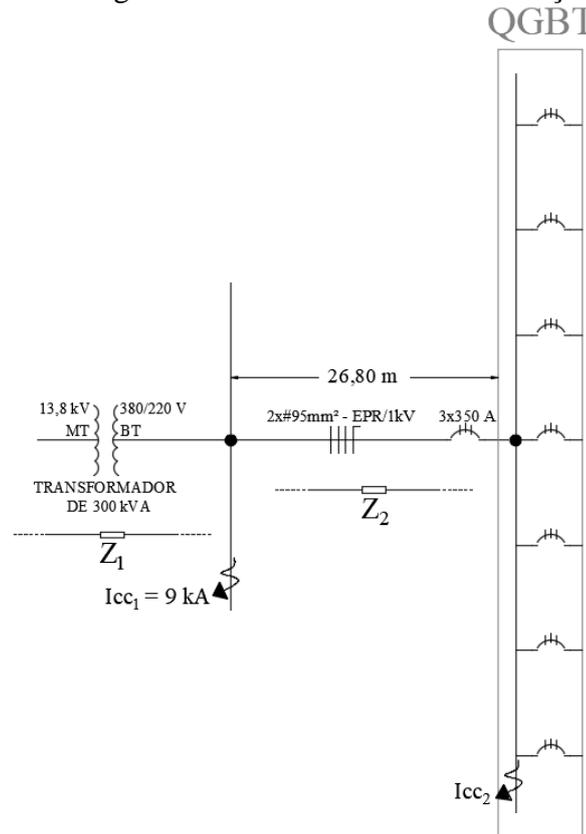
- S – Seção mínima calculada em (mm^2).

De acordo com a **Tabela 2.2**, a seção nominal mais próxima da seção calculada pelo critério da Queda de Tensão que é a de $\#95\text{mm}^2$ – EPR/1 kV. Os critérios anteriores exigiram 2 cabos com a mesma bitola e, por esse motivo, o dimensionamento dos alimentadores do Ramal de Serviço da Rede Subterrânea em Baixa Tensão permanece o mesmo: $2 \times \#95 \text{ mm}^2$ – EPR/1 kV.

3.1.1.4 Ramal de Serviço pelo critério da Corrente de Curto-Circuito – Caso 1

Para que o Ramal de Serviço seja alimentado em Baixa Tensão a tensão da energia distribuída deve ser transformada pela concessionária ainda em sua rede, com a utilização de um transformador. Como a Demanda Total do condomínio é de 224,11 kVA, supõe-se que a concessionária utilizará um transformador com potência aparente de 300 kVA instalado no poste mais próximo do empreendimento. Sabendo que a distância do Ponto de Entrega até o QGBT (incluindo a descida do cabo pelo poste) é de 26,80 metros, tem-se na **Figura 3.4** o Diagrama Unifilar do Ramal de Serviço da Rede Subterrânea de Baixa Tensão.

Figura 3. 4 – Diagrama Unifilar do Ramal de Serviço – Caso 1.



Fonte: do Autor (2021).

Com base na **Tabela 3.1**, presente no Guia EM da NBR 5410 da Revista ELETRICIDADE MODERNA (2001), a corrente de curto-circuito I_{cc1} no secundário do transformador é de aproximadamente 9 kA para a tensão secundária de 380/220 V.

Tabela 3. 1 – Valores aproximados da Corrente de Curto-Circuito no secundário de transformadores.

P_s (kVA)	I_{sc} (kA)	
	220/127 V	380/220 V
15	0,8	0,4
16	0,8	0,5
25	1,2	0,7
30	1,6	0,8
45	2,4	1,2
50	2,5	1,5
63	3,1	1,8
75	3,8	2,2
80	4	2,3
100	5	3
112,5	5,6	3,2
150	7,6	4,4
160	8	4,7
200	10	6
225	11	6,5
250	12	7
300	15	9
315	16	9
400	20	12
500	25	14
630	31	18
750	37	22
800	40	23
1000	50	28

Fonte: ELETRICIDADE MODERNA (2001).

Além disso, como visto na **Figura 3.4**, a parte do circuito envolvendo o transformador possui uma impedância Z_1 com valor ainda indefinido. Os condutores que alimentam o QGBT escolhidos são de $2 \times \#95 \text{ mm}^2 - \text{EPR/1 kV}$ e possuem uma impedância Z_2 ao longo de 26,80 metros. Com isso, pode-se encontrar a corrente de curto-circuito I_{cc2} no barramento do QGBT através da **Equação 3.6** e com base no Diagrama Unifilar da **Figura 3.4**.

$$I_{cc2} = \frac{V_f}{Z_1 + Z_2} \quad (3.6)$$

Onde:

- I_{cc2} – Corrente de Curto-Circuito no barramento do QGBT em (A);
- V_f – Tensão de fase em (V);
- Z_1 – Impedância da concessionária (transformador) em (Ω);
- Z_2 – Impedância dos cabos de alimentação do QGBT em (Ω).

Para encontrar Z_1 , tem-se que:

$$I_{cc1} = \frac{V_f}{Z_1} \quad (3.7)$$

$$Z_1 = \frac{V_f}{I_{cc1}} = \frac{220}{9000} = 0,0244 \Omega \quad (3.8)$$

Utilizando a **Tabela 3.2**, da fabricante PRYSMIAN (2020), pode-se encontrar as resistências elétricas e reatâncias indutivas dos cabos de diferentes bitolas.

Tabela 3. 2 – Resistências Elétricas e Reatâncias Indutivas de fios e cabos isolados em PVC, EPR e XLPE em condutos Fechados (valores em Ω/km).

seção (mm ²) (1)	R_{cc} (A) (2)	condutos não-magnéticos (B) circuitos FN/FF/3F	
		R_{ca} (3)	X_L (4)
1,5	12,1	14,48	0,16
2,5	7,41	8,87	0,15
4	4,61	5,52	0,14
6	3,08	3,69	0,13
10	1,83	2,19	0,13
16	1,15	1,38	0,12
25	0,73	0,87	0,12
35	0,52	0,63	0,11
50	0,39	0,47	0,11
70	0,27	0,32	0,10
95	0,19	0,23	0,10
120	0,15	0,19	0,10
150	0,12	0,15	0,10
185	0,099	0,12	0,094
240	0,075	0,094	0,098
300	0,060	0,078	0,097
400	0,047	0,063	0,096
500	0,037	0,052	0,095
630	0,028	0,043	0,093
800	0,022	0,037	0,089
1000	0,018	0,033	0,088

NOTAS:
A) Resistência elétrica em corrente contínua calculada a 70 °C no condutor.
B) Válido para condutores isolados, cabos unipolares e multipolares instalados em condutos fechados não-magnéticos.

Fonte: Guia de Dimensionamento (Baixa Tensão) da PRYSMIAN (2020).

Tem-se que, para condutores de #95 mm² – EPR/1 kV, os valores de resistência elétrica e reatância indutiva são, respectivamente, 0,23 Ω/km e 0,10 Ω/km. Logo, a impedância por quilômetro do condutor (Z) será:

- $Z = 0,23 + j0,10 \text{ } \Omega/\text{km}$

Considerando que o condutor percorre uma distância de 26,80 metros, a impedância do condutor passa a ser:

$$Z(26,80 \text{ m}) = (0,23 + j0,10) \cdot \frac{26,80}{1000} = 0,006164 + j0,00268 \text{ } \Omega \quad (3.9)$$

Tratam-se de 2 cabos de bitola #95mm² – EPR/1 kV por fase em paralelo e com impedâncias iguais. Logo, a impedância Z₂ será:

$$Z_2 = \frac{(0,006164 + j0,00268)}{2} = 0,003082 + j0,00134 \text{ } \Omega \quad (3.10)$$

Com o valor de Z₂ obtido, pode-se encontrar I_{cc2} utilizando a **Equação 3.6**.

$$I_{cc2} = \frac{220}{[0,0244 + (0,003082 + j0,00134)]} = \frac{220}{0,027482 + j0,00134} \quad (3.11)$$

Considerando apenas o módulo, tem-se, para I_{cc2}:

$$|I_{cc2}| \approx \left| \frac{220}{(0,027482 + j0,00134)} \right| \approx \left| \frac{220}{0,0275 \angle 2,79^\circ} \right| \approx 8,00 \text{ kA} \quad (3.12)$$

Observando o gráfico da **Figura 2.18**, nota-se que o condutor de #95 mm² – EPR/1 kV suportaria entre 60 e 100 ciclos com uma corrente de curto-circuito de aproximadamente 8,00 kA, o que o torna uma escolha segura para o Ramal de Serviço quando o Fornecimento de Energia do condomínio se dá de forma Subterrânea através de Baixa Tensão.

3.1.2 Dimensionamento do Ramal de Entrada – Caso 1

De posse de todos os dados obtidos no dimensionamento do Ramal de Serviço, além dos relacionados às demandas do empreendimento, é possível dimensionar o Ramal de Entrada para os três tipos de condomínio, seguindo os quatro critérios mencionados no **Capítulo 2.2**.

Como os condomínios se diferem apenas pela disposição dos blocos em relação ao ponto de derivação de energia da rede da concessionária, o único critério de dimensionamento que apresentará resultados divergentes será o da Queda de Tensão Máxima Admissível e, conseqüentemente, o de Curto-Circuito. Portanto, para os outros critérios, o resultado encontrado para um tipo de condomínio valerá, também, para os outros dois.

3.1.2.1 Ramal de Entrada pelo critério da Capacidade de Condução de Corrente – Caso 1

Com base na demanda individual de cada bloco, pode-se encontrar a Corrente de Projeto (I_{pj}) de cada um deles utilizando a **Equação 2.5**.

$$I_{pj1} = \frac{D_{b1}}{\sqrt{3} \cdot V_1} = \frac{93600}{\sqrt{3} \cdot 380} = 142,21 \text{ A} \quad (3.13)$$

$$I_{pj2} = \frac{D_{blocos}}{\sqrt{3} \cdot V_1} = \frac{52910}{\sqrt{3} \cdot 380} = 80,39 \text{ A} \quad (3.14)$$

Onde:

- I_{pj1} – Corrente de Projeto para o Bloco 1 em (A);
- I_{pj2} – Corrente de Projeto para cada um dos blocos 2, 3, 4, 5, 6 e 7 em (A);
- D_{b1} – Demanda do Bloco 1 em (VA);
- D_{blocos} – Demanda de cada um dos blocos 2, 3, 4, 5, 6 e 7 em (VA);
- V_1 – Tensão de linha em (V).

Através da **Equação 2.6**, calcula-se a Corrente Corrigida para ambas as Correntes de Projeto, utilizando os mesmos fatores de correção utilizados para o dimensionamento do Ramal de Serviço, uma vez que o Ramal de Entrada se encontra sob as mesmas condições.

$$I_1' = \frac{142,21}{0,89 \cdot 1 \cdot 1} = 159,79 \text{ A} \quad (3.15)$$

$$I_2' = \frac{80,39}{0,89 \cdot 1 \cdot 1} = 90,33 \text{ A} \quad (3.16)$$

Onde:

- I_1' – Corrente Corrigida do Ramal de Entrada para o Bloco 1 em (A);
- I_2' – Corrente Corrigida do Ramal de Entrada para os outros blocos em (A).

A Tabela 09 da página 23 do Adendo à norma NT03 da concessionária CELESC (1999) define que, de acordo com as demandas e correntes dos blocos encontradas, os componentes do ramal devem ser:

- Para o Bloco 1, com demanda de 93,6 kVA:
 - Condutores subterrâneos isolados em PVC para 1 kV com bitola #95 mm² ou isolados em EPR para 1 kV com bitola 70 mm²;
 - Eletroduto subterrâneo de PVC de 3 polegadas.

- Para os outros blocos, com demanda 52,91 kVA:
 - Condutores subterrâneos isolados em PVC para 1 kV com bitola #35 mm² ou isolados em EPR para 1 kV, com bitola 25 mm²;
 - Eletrodutos subterrâneos de PVC de 2 polegadas.

Para este projeto, optou-se pelos cabos isolados em material EPR classe 1 kV com bitolas #70 mm² para o Bloco 1 e #25 mm² para os outros blocos.

Considerando a instalação através do método “D” para o ramal de todos os blocos, pode-se avaliar se os condutores definidos atendem o critério da Capacidade de Condução de Corrente através da Tabela 37 da NBR 5410 da ABNT (2004), a qual mostra que cabos com bitola #70 mm² - EPR/1 kV suportam uma corrente I_{z1} de 178 A, enquanto que cabos de #25 mm² - EPR/1 kV suportam uma corrente I_{z2} de até 101 A.

Tem-se, então, que os cabos escolhidos para cada um dos blocos atendem à condição imposta pelo critério da Capacidade de Condução de Corrente, já que possuem capacidades de condução de corrente I_{z1} e I_{z2} maiores que I_1' e I_2' , respectivamente.

3.1.2.2 Ramal de Entrada pelo critério da Sobrecarga – Caso 1

A Tabela 09 da página 23 do Adendo à norma NT03 da concessionária CELESC (1999) mostra também que, para o Bloco 1, deve-se utilizar um Disjuntor Termomagnético Tripolar de 150 A, enquanto que para os outros blocos utiliza-se Disjuntor Termomagnético Tripolar de 90 A.

Para saber se tais disjuntores são capazes de proteger os circuitos alimentadores dos QMs, deve-se encontrar a real capacidade de condução de corrente dos condutores em questão considerando os fatores de correção, utilizando a **Equação 2.7**.

$$I_{z1}' = 178 \cdot 0,89 \cdot 1 \cdot 1 = 158,42 \text{ A} \quad (3.17)$$

$$I_{z2}' = 101 \cdot 0,89 \cdot 1 \cdot 1 = 89,89 \text{ A} \quad (3.18)$$

Onde:

- I_{z1}' – Real corrente que o condutor de #70 mm² - EPR/1 kV é capaz de conduzir;
- I_{z2}' – Real corrente que o condutor de #25 mm² - EPR/1 kV é capaz de conduzir.

Analisando a condição do critério de Sobrecarga imposta pela NBR 5410 da ABNT (2004), tem-se:

- Para o condutor de #70 mm² - EPR/1 kV do Bloco 1:

$$148,11 \text{ A} < 150 \text{ A} < 158,42 \text{ A} \quad (3.19)$$

Tem-se, então, que a condição imposta pelo critério da Sobrecarga é respeitada pelo condutor de #70 mm² - EPR/1 kV definido pelo critério anterior, não sendo necessário o redimensionamento do alimentador.

- Para o condutor de #25 mm² - EPR/1 kV dos outros blocos:

$$80,39 \text{ A} < 90 \text{ A} > 89,89 \text{ A} \quad (3.20)$$

Pode-se observar que a condição não é atendida, já que a corrente I_{z2}' é menor que a corrente nominal do dispositivo, ou seja, o disjuntor não iria proteger os condutores e, com isso, o condutor deve ser redimensionado, conforme o fluxograma da **Figura 2.17**. Como pode ser visto na **Tabela 2.2**, a bitola do condutor imediatamente superior ao de #25 mm² – EPR/1 kV que pode ser encontrada comercialmente é a de #35 mm² – EPR/1 kV que, como pode ser visto na Tabela 37 da NBR 5410 da ABNT (2004), suporta uma corrente de 122 A.

Calculando um novo valor para I_{z2}' utilizando o valor de 122 A na **Equação 2.7**, tem-se uma corrente de 108,58 A, considerando os fatores de correção. Logo, o condutor de #35 mm² – EPR/1 kV atende à condição do critério de Sobrecarga.

$$80,39 \text{ A} < 90 \text{ A} < 108,58 \text{ A} \quad (3.21)$$

3.1.2.3 Ramal de Entrada pelo critério da Queda de Tensão Máxima Admissível – Caso 1

Como visto no **Capítulo 2.2.4**, uma das maneiras de calcular a seção mínima que atende ao critério da Máxima Queda de Tensão Admissível é utilizando a **Equação 2.11**. Nesse caso, o valor da constante **k** será $\sqrt{3}$, pois trata-se de um sistema trifásico equilibrado, enquanto que o valor de queda de tensão percentual escolhido foi de 2%, como pode ser visto na **Figura 3.3**.

Com todos os dados da **Equação 2.11** disponíveis, é possível calcular a seção mínima dos alimentadores do Ramal de Entrada para todos os blocos utilizando a distância L, em metros, do QGBT até os respectivos Quadros de Medição. Realizando os cálculos, tem-se a **Tabela 3.3** com a definição das mínimas seções permitidas para os alimentadores com base nas seções padrões da **Tabela 2.2**.

Nota-se pela **Tabela 3.3** que, no caso do condomínio de Curta Distância, a bitola encontrada para a alimentação do QM1 do Bloco 1 é inferior à bitola necessária para que o condutor atenda os critérios anteriores, de #70 mm² – EPR/1 kV. Deve-se optar, portanto, pela

maior. Já a bitola encontrada para os Blocos 2 e 3 é a mesma definida anteriormente, de #35 mm² - EPR/1 kV, enquanto que, para os outros blocos, as seções encontradas são maiores que as definidas pelos critérios anteriores, passando a ser as escolhidas para seus respectivos alimentadores.

Para o condomínio de Média Distância a disposição dos blocos é alterada. Porém, o único parâmetro a ser alterado no cálculo da seção mínima é o comprimento L do QGBT até os Quadros de Medição. Logo, pode-se utilizar, também, a **Equação 2.11** para obter as seções. É possível observar na **Tabela 3.3** que o único bloco que manteve a mesma seção definida pelos critérios anteriores foi o Bloco 2.

O mesmo cálculo pode ser realizado para os alimentadores dos blocos do condomínio de Longa Distância. Como a distância é consideravelmente maior, a seção mínima calculada também será. Por conta disso, nota-se que todas as bitolas encontradas são muito superiores às encontradas pelos critérios anteriores.

Tabela 3. 3 – Seções calculadas pelo critério da Queda de Tensão – Ramal de Entrada (Caso 1).

	Bloco	Distância L (m)	Seção calculada (mm ²)	Seção nominal considerada
Curta Distância	1	52,80	29,43	#35 mm ² - EPR/1 kV
	2	100,70	31,73	#35 mm ² - EPR/1 kV
	3	110,11	34,70	#35 mm ² - EPR/1 kV
	4	145,65	45,90	#50 mm ² - EPR/1 kV
	5	155,46	48,99	#50 mm ² - EPR/1 kV
	6	190,92	60,16	#70 mm ² - EPR/1 kV
	7	200,09	63,05	#70 mm ² - EPR/1 kV
Média Distância	1	52,80	29,43	#35 mm ² - EPR/1 kV
	2	100,45	31,65	#35 mm ² - EPR/1 kV
	3	145,71	45,92	#50 mm ² - EPR/1 kV
	4	191,29	60,28	#70 mm ² - EPR/1 kV
	5	236,16	74,42	#95 mm ² - EPR/1 kV
	6	280,91	88,52	#95 mm ² - EPR/1 kV
	7	320,90	101,12	#120 mm ² - EPR/1 kV
Longa Distância	1	236,18	131,66	#150 mm ² - EPR/1kV
	2	283,83	89,44	#95 mm ² - EPR/1kV
	3	329,09	103,70	#120 mm ² - EPR/1kV
	4	374,68	118,07	#120 mm ² - EPR/1kV
	5	419,54	132,21	#150 mm ² - EPR/1kV
	6	464,29	146,31	#150 mm ² - EPR/1kV
	7	504,28	158,91	#185 mm ² - EPR/1kV

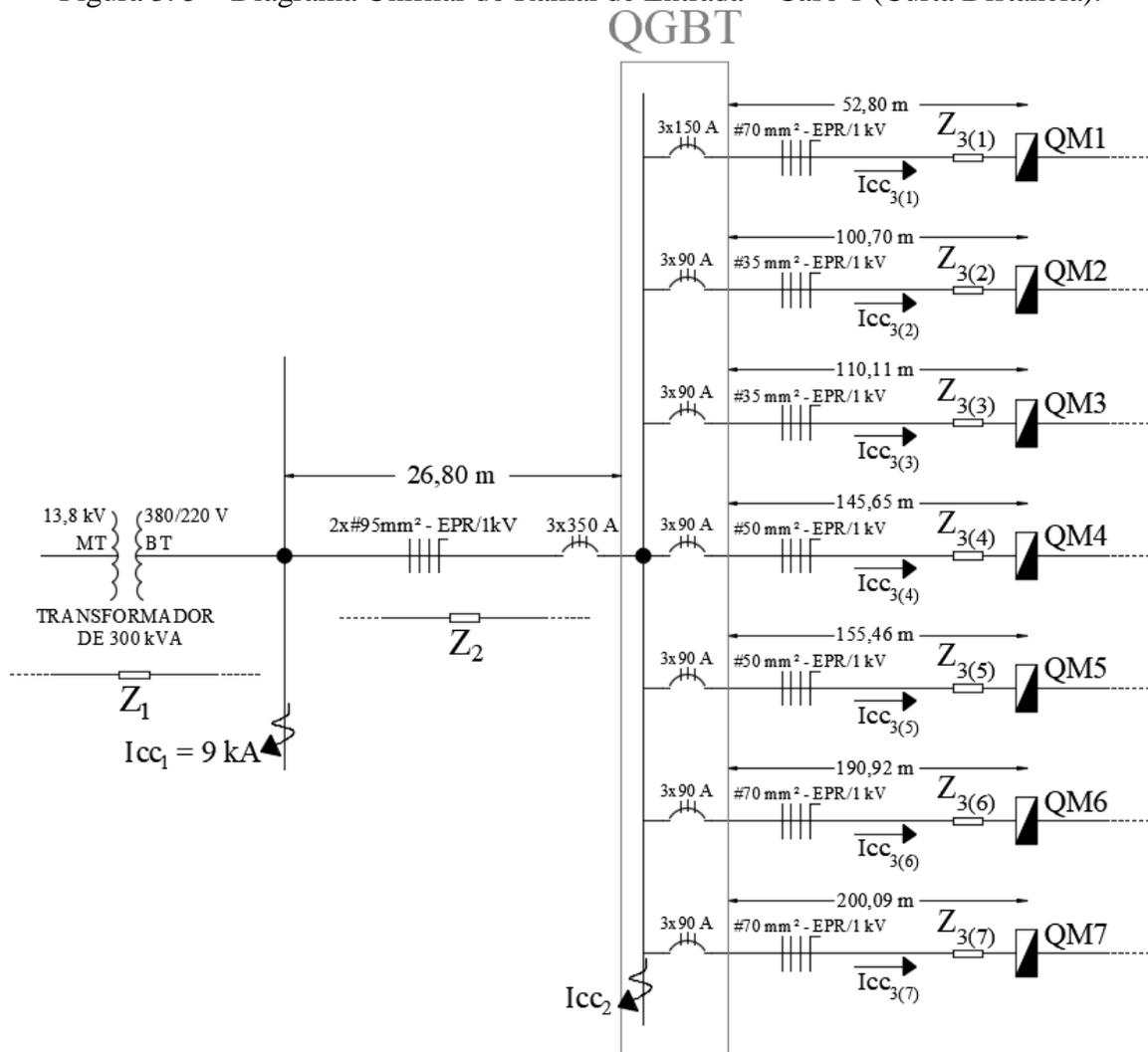
Fonte: do Autor (2021).

3.1.2.4 Ramal de Entrada pelo critério da Corrente de Curto-Circuito – Caso 1

O processo de dimensionamento pelo critério de curto-circuito do Ramal de Entrada se dará da mesma maneira realizada para o Ramal de Serviço no **Capítulo 3.1.1.4**. Utilizar-se-á, então, a **Tabela 3.2** e o gráfico da **Figura 2.18** para a análise e respectivos cálculos.

Como pelos critérios anteriores foram encontradas bitolas diferentes para os alimentadores dos Quadros de Medição de cada bloco, os cálculos das correntes de Curto-Circuito do Ramal de Entrada (I_{cc3}) dependerão de diferentes impedâncias Z_3 , como pode ser visto nos Diagramas Unifilares de cada condomínio presentes nas figuras **Figura 3.5**, **Figura 3.6** e **Figura 3.7**. Nota-se também que, para encontrar o valor de I_{cc3} , deve-se considerar a tensão V_f e as impedâncias Z_1 , Z_2 e Z_3 .

Figura 3.5 – Diagrama Unifilar do Ramal de Entrada – Caso 1 (Curta Distância).



Fonte: do Autor (2021).

Figura 3. 6 – Diagrama Unifilar do Ramal de Entrada – Caso 1 (Média Distância).

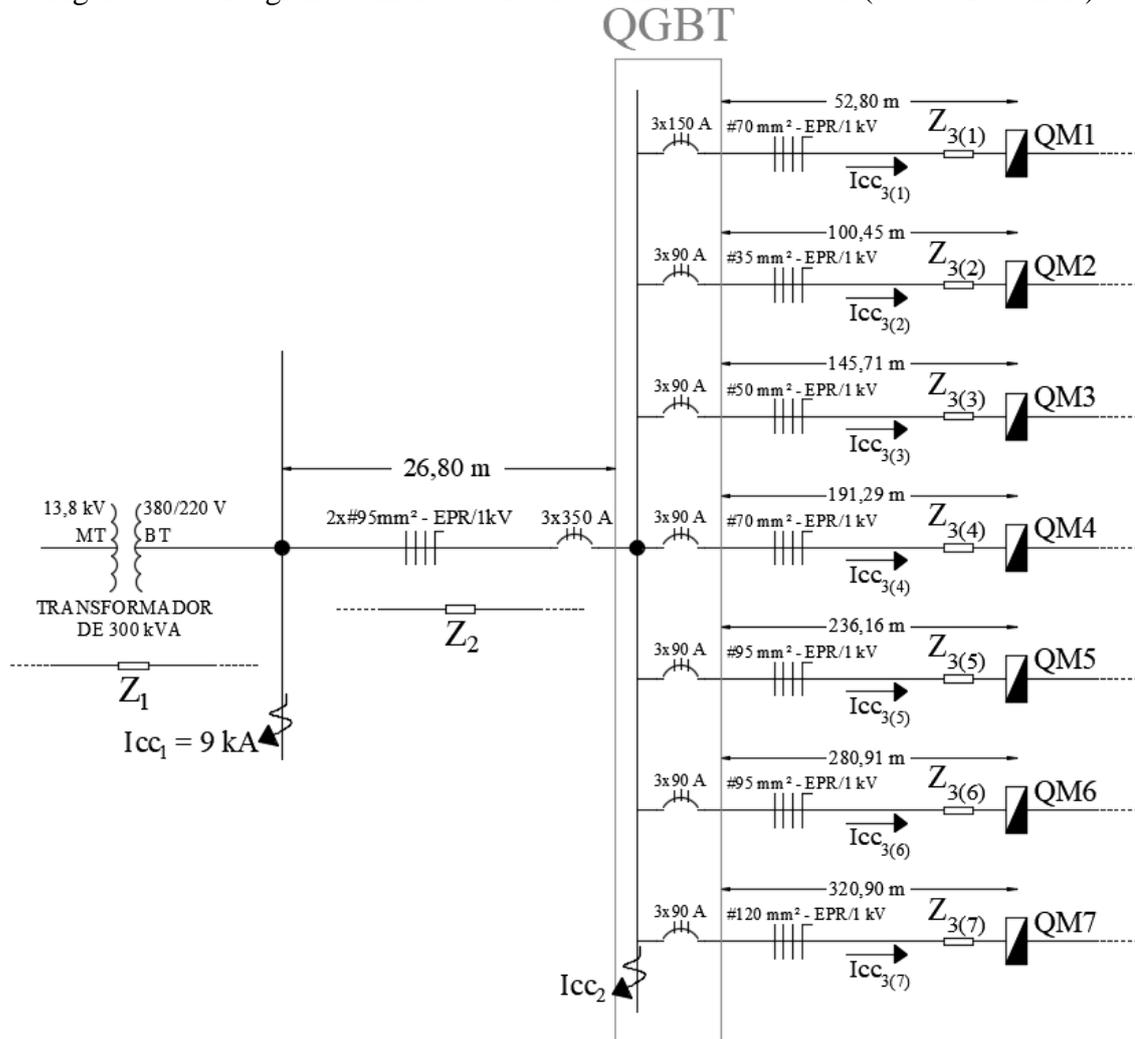
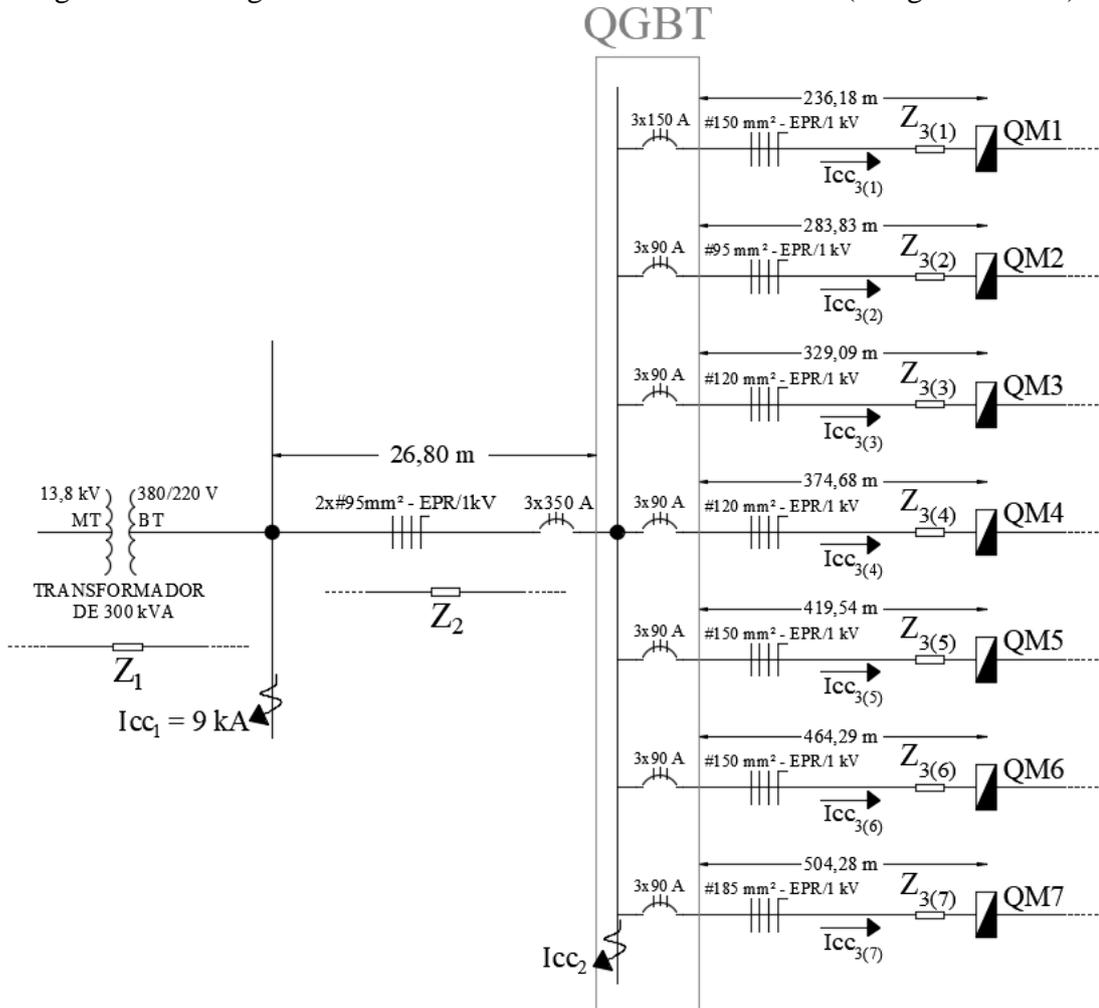


Figura 3. 7 – Diagrama Unifilar do Ramal de Entrada – Caso 1 (Longa Distância).



Fonte: do Autor (2021).

$$I_{cc3} = \frac{V_f}{Z_1 + Z_2 + Z_3} \quad (3.22)$$

Onde:

- I_{cc3} – Corrente de curto-circuito do circuito alimentador de cada QM em (A);
- V_f – Tensão fase-neutro em (V);
- Z_1 – Impedância da concessionária (transformador) em (Ω);
- Z_2 – Impedância dos cabos alimentadores do QGBT em (Ω);
- Z_3 – Impedância dos cabos alimentadores dos Quadros de Medição em (Ω).

Utilizando a **Equação 3.22**, pode-se encontrar a corrente de Curto-Circuito para cada alimentador de cada bloco com base nas distâncias do QGBT até os respectivos Quadros de Medição.

Considerando as informações do Bloco 1 do Condomínio de Curta Distância, tem-se:

- Distância percorrida pelos cabos do QGBT até o QM1: 52,80 metros;
- Seção do condutor do alimentador do Bloco 1 considerada: #70 mm² - EPR/1 kV.

Pela **Tabela 3.2**, para condutores de bitola #70 mm² - EPR/1 kV:

- Resistência elétrica em corrente alternada (R_{ca}) = 0,32 Ω /km;
- Reatância indutiva (X_L) = 0,10 Ω /km;
- $Z = R_{ca} + jX_L = 0,32 + j0,10 \Omega$ /km.

Multiplicando a impedância encontrada pela distância de 52,80 metros transformada em quilômetro, encontra-se a impedância dos cabos alimentadores do QM1, $Z_{3(1)}$:

$$Z_{3(1)} = (0,32 + j0,10) \cdot \frac{52,80}{1000} = 0,016896 + j0,005280 \Omega \quad (3.23)$$

Com o valor de $Z_{3(1)}$, pode-se encontrar a corrente de Curto-Circuito $I_{cc3(1)}$ do circuito alimentador do QM1 através da **Equação 3.22**.

$$I_{cc3(1)} = \frac{220}{[0,0244 + (0,003082 + j0,00134) + (0,016896 + j0,005280)]} \quad (3.24)$$

$$I_{cc3(1)} = \frac{220}{(0,044378 + j0,00662)} = \frac{220}{0,044869 \angle 8,48^\circ} \quad (3.25)$$

Analisando a parte do módulo da impedância, tem-se:

$$|I_{cc3(1)}| \approx \left| \frac{220}{0,044869 \angle 8,48^\circ} \right| \approx 4,90 \text{ kA} \quad (3.26)$$

Pelo gráfico da **Figura 2.18**, observa-se que o condutor de #70 mm² – EPR/1 kV suporta uma corrente de curto-circuito de aproximadamente 4,90 kA por cerca de mais de 100 ciclos. Portanto, nota-se que, nesse caso, o condutor exigido pelo critério da Sobrecarga para o Bloco 1 está superdimensionado em relação ao critério de Corrente de Curto-Circuito. Apesar disso, como visto anteriormente, tem-se que o condutor a ser escolhido deve ser o que respeita todas as condições de todos os critérios e, para o Bloco 1 do condomínio de Curta Distância, este condutor é o de #70 mm² - EPR/1 kV.

As correntes de Curto-Circuito dos alimentadores dos Quadros de Medição dos outros blocos foram encontradas da mesma maneira, utilizando os valores de resistência elétrica e reatância indutiva encontrados na **Tabela 3.2** dos condutores de cada circuito. Os valores de I_{cc3} dos projetos dos três condomínios estão presentes nas tabelas **Tabela 3.4**, **Tabela 3.5** e **Tabela 3.6** e, através destas, é possível concluir que os condutores escolhidos através dos

critérios anteriores estão de acordo, também, com o critério da Corrente de Curto-Circuito, com base no gráfico da **Figura 2.18**.

Tabela 3. 4 – Alimentadores do Ramal de Entrada pelo Critério da Corrente de Curto-Circuito – Caso 1 (Curta Distância).

Bloco	$Z_3 (\Omega)$	I_{cc3} (kA)	Condutor definido anteriormente	Ciclos suportados pelo condutor
1	0,016896 + j0,005280	4,90	#70 mm ² - EPR/1 kV	> 100
2	0,063441 + j0,011077	2,40	#35 mm ² - EPR/1 kV	> 100
3	0,069369 + j0,012112	2,25	#35 mm ² - EPR/1 kV	> 100
4	0,068456 + j0,016022	2,26	#50 mm ² - EPR/1 kV	> 100
5	0,073066 + j0,017101	2,15	#50 mm ² - EPR/1 kV	> 100
6	0,061094 + j0,019092	2,42	#70 mm ² - EPR/1 kV	> 100
7	0,064029 + j0,020009	2,34	#70 mm ² - EPR/1 kV	> 100

Fonte: do Autor (2021).

Tabela 3. 5 – Alimentadores do Ramal de Entrada pelo Critério da Corrente de Curto-Circuito – Caso 1 (Média Distância).

Bloco	$Z_3 (\Omega)$	I_{cc3} (kA)	Condutor definido anteriormente	Ciclos suportados pelo condutor
1	0,016896 + j0,005280	4,90	#70mm ² – EPR/1 kV	> 100
2	0,063284 + j0,011050	2,40	#35 mm ² - EPR/1 kV	> 100
3	0,068484 + j0,016028	2,26	#50 mm ² - EPR/1 kV	> 100
4	0,061213 + j0,019129	2,42	#70 mm ² - EPR/1 kV	> 100
5	0,054317 + j0,023616	2,57	#95 mm ² - EPR/1 kV	> 100
6	0,064609 + j0,028091	2,28	#95 mm ² - EPR/1 kV	> 100
7	0,060971 + j0,032090	2,33	#120 mm ² - EPR/1 kV	> 100

Fonte: do Autor (2021).

Tabela 3. 6 – Alimentadores do Ramal de Entrada pelo Critério da Corrente de Curto-Circuito – Caso 1 (Longa Distância).

Bloco	$Z_3 (\Omega)$	I_{cc3} (kA)	Condutor definido anteriormente	Ciclos suportados pelo condutor
1	0,035427 + j0,023618	3,25	#150 mm ² - EPR/1 kV	> 100
2	0,065281 + j0,028383	2,26	#95 mm ² - EPR/1 kV	> 100
3	0,062527 + j0,032909	2,28	#120 mm ² - EPR/1 kV	> 100
4	0,071189 + j0,037468	2,07	#120 mm ² - EPR/1 kV	> 100
5	0,062931 + j0,041954	2,19	#150 mm ² - EPR/1 kV	> 100
6	0,069644 + j0,046429	2,03	#150 mm ² - EPR/1 kV	> 100
7	0,060514 + j0,047402	2,19	#185 mm ² - EPR/1 kV	> 100

Fonte: do Autor (2021).

3.1.3 Definição dos alimentadores – Caso 1

- Para o Ramal de Serviço do Caso 1:

Considerando os métodos de dimensionamento analisados e com base nas normas da concessionária Celesc, foram definidos para a alimentação do Ramal de Serviço **2 cabos de #95 mm²-EPR/1 kV por fase e cabos de #95 mm²-EPR/1 kV para o neutro**, enquanto que o dispositivo de proteção escolhido foi o **Disjuntor Termomagnético Tripolar com corrente nominal de 350 A**. Considerando os cabos 2x#95 mm² - EPR/1 kV, tem-se que os eletrodutos de **PVC corrugado PEAD 2x4"** podem ser utilizados para o Ramal de Ligação, uma vez que os cabos não ocuparão mais do que os 40% da área útil dos eletrodutos permitidos pela norma NBR 5410 da ABNT (2004). Tais definições estão apresentadas na **Tabela 3.7**.

Tabela 3. 7 – Alimentadores escolhidos para o Ramal de Serviço – Caso 1.

	Eletroduto	Disjuntor	Seção dos cabos
Curta Distância	2x4"	3x350 A	2x#95 mm ² - EPR/1 kV
Média Distância	2x4"	3x350 A	2x#95 mm ² - EPR/1 kV
Longa Distância	2x4"	3x350 A	2x#95 mm ² - EPR/1 kV

Fonte: do Autor (2021).

- Para o Ramal de Entrada do Caso 1:

Após a análise de todos os critérios, concluiu-se que os condutores a serem escolhidos para a alimentação dos Quadros de Medição dos blocos do condomínio com Rede Subterrânea em Baixa Tensão devem ser os mesmos encontrados pelo critério da Queda de Tensão Máxima Admissível, com exceção dos alimentadores do Bloco 1 nos condomínios de Curta e Média Distância, que tiverem seus condutores definidos pelo critério da Sobrecarga, como pode ser visto na **Tabela 3.8**. Tais cabos atenderam as condições impostas por todos os critérios analisados.

Em relação aos dispositivos de proteção tem-se, **para o Bloco 1, Disjuntor Termomagnético Tripolar de 150 A**, enquanto que, **para os outros blocos, Disjuntores Termomagnéticos Tripolares de 90 A**, considerando os três tipos de condomínio.

Analisando os eletrodutos definidos – de 3" para o Bloco 1 e de 2" para os blocos restantes – observa-se que, para o condomínio de Curta Distância, todos estão de acordo com a

norma NBR 5410 da ABNT (2004), pois os cabos ocupam menos de 40% da área útil dos eletrodutos. Já em relação ao condomínio de Média Distância, tem-se que os eletrodutos dos blocos 5, 6 e 7 devem ser alterados para 3 polegadas. O mesmo acontece para os blocos 2, 3, 4, 5 e 6 do condomínio de Longa Distância, que também são alterados para 3”, e para o Bloco 7, que deve ser redimensionado para 4”, pois os cabos definidos para os mesmos são maiores e ocupariam uma área maior que a útil permitida para eletrodutos de 2”.

Tabela 3. 8 – Alimentadores escolhidos para o Ramal de Entrada – Caso 1.

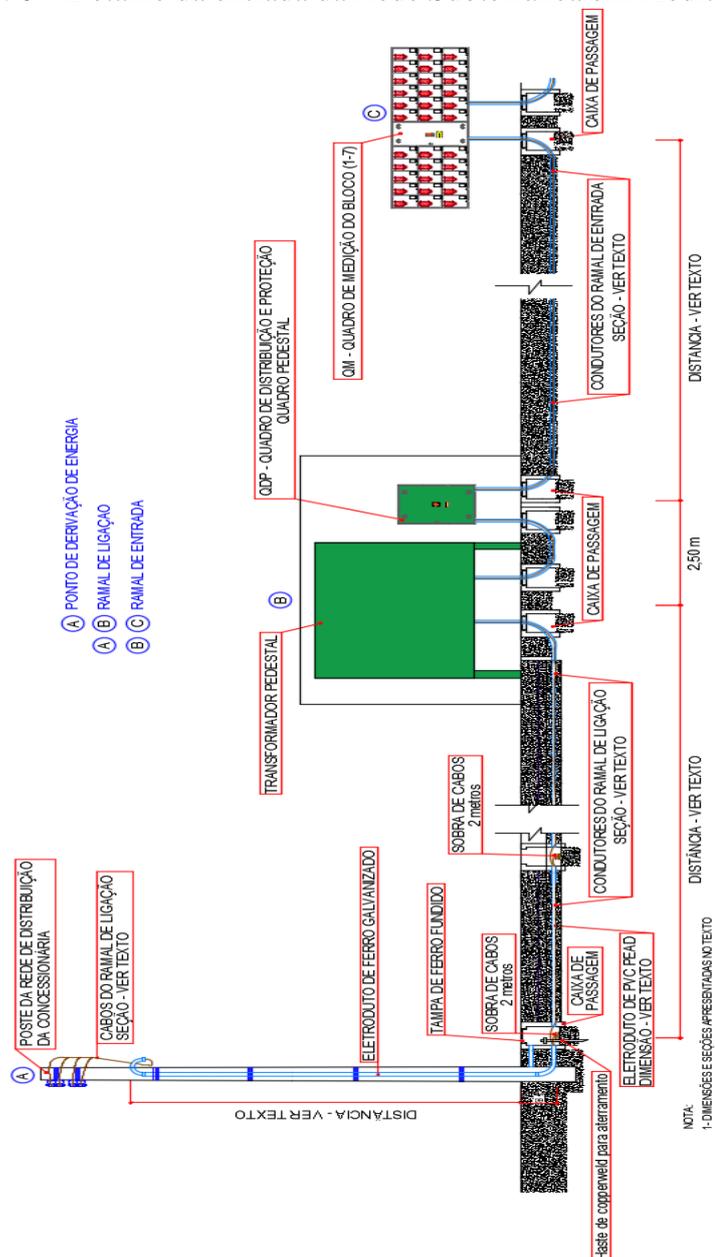
	Bloco	Eletroduto	Disjuntor	Seção dos cabos
Curta Distância	1	3”	3x150 A	#70 mm ² - EPR/1 kV
	2	2”	3x90 A	#35 mm ² - EPR/1 kV
	3	2”	3x90 A	#35 mm ² - EPR/1 kV
	4	2”	3x90 A	#50 mm ² - EPR/1 kV
	5	2”	3x90 A	#50 mm ² - EPR/1 kV
	6	2”	3x90 A	#70 mm ² - EPR/1 kV
	7	2”	3x90 A	#70 mm ² - EPR/1 kV
Média Distância	1	3”	3x150 A	#70 mm ² - EPR/1 kV
	2	2”	3x90 A	#35 mm ² - EPR/1 kV
	3	2”	3x90 A	#50 mm ² - EPR/1 kV
	4	2”	3x90 A	#70 mm ² - EPR/1 kV
	5	3”	3x90 A	#95 mm ² - EPR/1 kV
	6	3”	3x90 A	#95 mm ² - EPR/1 kV
	7	3”	3x90 A	#120 mm ² - EPR/1 kV
Longa Distância	1	3”	3x150 A	#150 mm ² - EPR/1 kV
	2	3”	3x90 A	#95 mm ² - EPR/1 kV
	3	3”	3x90 A	#120 mm ² - EPR/1 kV
	4	3”	3x90 A	#120 mm ² - EPR/1 kV
	5	3”	3x90 A	#150 mm ² - EPR/1 kV
	6	3”	3x90 A	#150 mm ² - EPR/1 kV
	7	4”	3x90 A	#185 mm ² - EPR/1 kV

Fonte: do Autor (2021).

3.2 CASO 2 – FORNECIMENTO DE ENERGIA COM REDE SUBTERRÂNEA EM MÉDIA TENSÃO

Caso o cliente opte pela alimentação subterrânea com um Ramal de Serviço em Média Tensão, de maneira que a transformação para Baixa Tensão ocorrerá dentro do próprio terreno do condomínio através de um transformador, o dimensionamento deverá ser feito de maneira semelhante à apresentada anteriormente, porém levando em consideração os parâmetros do transformador a ser utilizado. A **Figura 3.8** exemplifica a entrada de energia de um condomínio desse tipo.

Figura 3. 8 – Detalhe da entrada da Rede Subterrânea em Média Tensão.

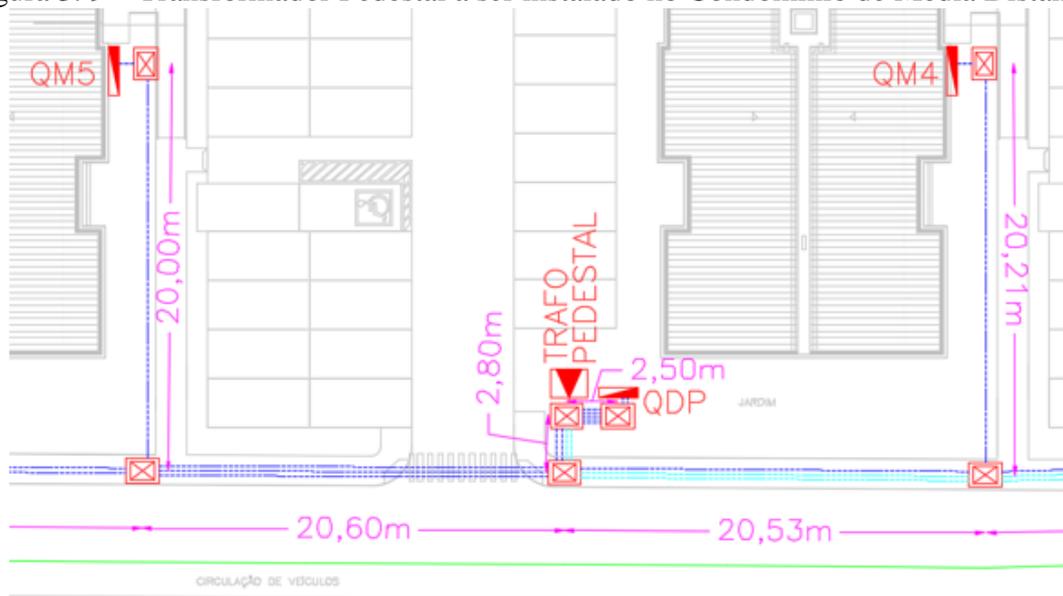


Fonte: do Autor (2021).

3.2.1 Dimensionamento do Ramal de Serviço – Caso 2

Dada a Demanda Total do condomínio de 224,11 kVA, deve-se escolher um transformador com potência aparente suficiente para suportar essa demanda. Optou-se, então, por um **Transformador Trifásico Pedestal de 300 kVA**. A **Figura 3.9** exemplifica o Transformador Pedestal a ser instalado na planta do condomínio de Média Distância.

Figura 3. 9 – Transformador Pedestal a ser instalado no Condomínio de Média Distância.



Fonte: do Autor (2021).

Com o transformador definido, pode-se iniciar o dimensionamento do Ramal de Serviço para um fornecimento subterrâneo de energia em Média Tensão (13,8 kV ou 23,1 kV).

3.2.1.1 Ramal de Serviço pelo critério da Capacidade de Condução de Corrente – Caso 2

Nesse critério, diferentemente dos capítulos anteriores, ao invés da Corrente de Projeto (I_{pj}), deve-se calcular a Corrente Nominal do Primário do Transformador (I_{np}), conforme a **Equação 3.27**. Em relação à tensão, optou-se por 13,8 kV.

$$I_{np} = \frac{S_{trafo}}{\sqrt{3} \cdot V} = \frac{300000}{\sqrt{3} \cdot 13800} = 12,55 \text{ A} \quad (3.27)$$

Onde:

- I_{np} – Corrente nominal no Primário do Transformador Pedestal em (A);
- S_{trafo} – Potência Aparente do Transformador Pedestal a ser instalado em (VA);
- V – Tensão da concessionária em (V).

Pela Tabela 11 da norma NT-03 da CELESC (1997) o condutor para o Ramal de Serviço subterrâneo, quando em Média Tensão, deverá ser de cobre com bitola de, no mínimo, #35 mm², classe 15 kV, enquanto que os eletrodutos subterrâneos devem ser de 4 polegadas. Tratam-se de 3 cabos justapostos em trifólio e eletrodutos enterrados, ou seja, instalados utilizando o método de referência de instalação “F”, como visto na Tabela 25 da norma NBR 14039 da ABNT (2005).

Em relação a ampacidade, a capacidade de corrente do cabo de cobre #35 mm² – EPR/15 kV, em condições normais, pode ser encontrada na Tabela 28, também da norma NBR 14039, a qual define que o cabo, quando instalado utilizando o método “F”, suporta uma corrente de 108 A, que é muito maior que a corrente I_{np} encontrada, de 12,55 A. Porém, como visto anteriormente, deve-se analisar a corrente nominal do ramal utilizando os fatores de correção que consideram as condições reais do projeto em questão, ou seja, a Corrente Corrigida (I_{np}').

Outra divergência em relação ao dimensionamento está no fato de que, ao analisar o fator de agrupamento, deve-se observar, também, o fator de correção considerando a quantidade de banco de dutos apresentado através da Tabela 37 da mesma norma NBR 14039 da ABNT (2005). Nesse projeto, no caso do Ramal de Ligação, este fator também não influenciará no resultado, ou seja, possui valor 1. Logo, ao todo, são três os fatores de correção utilizados no cálculo de I_{np}' para uma Rede Subterrânea em Média Tensão:

- f_1 – Fator de Correção pela Temperatura do solo:
 - Considerando a Tabela 32 da NBR 14039 da ABNT (2005), para uma temperatura do solo de 35°C, o valor de f_1 é 0,89;
- f_2 – Fator de Correção considerando a quantidade de bancos de dutos:
 - Nesse caso, 1;
- f_3 – Fator de Correção para resistividade térmica do solo:
 - Nesse trabalho está se considerando uma resistividade térmica do solo de 2,5 K·m/W, logo, pela Tabela 33 da norma NBR 14039 da ABNT (2005), f_3 possui valor 1, pois a capacidade de corrente de 108 A encontrada para o condutor de #35 mm² - EPR/15 kV considera essa mesma resistividade térmica do solo.

Tem-se, então, o valor de I_{np}' através da **Equação 3.28**.

$$I_{np}' = \frac{I_{np}}{f_1 \cdot f_2 \cdot f_3} = \frac{12,55}{0,89 \cdot 1 \cdot 1} = 14,10 \text{ A} \quad (3.28)$$

Logo, tem-se que o cabo de #35 mm² - EPR/15 kV suporta a corrente I_{np} , atendendo a condição do critério da Capacidade de Condução de Corrente.

3.2.1.2 Ramal de Serviço pelo critério da Sobrecarga – Caso 2

De acordo com a concessionária Celesc, para um transformador com potência de 300 kVA e tensão nominal de 13,8 kV, deve-se utilizar para proteção, elos fusíveis 15K, como pode ser visto na Tabela 10 da norma NT-03 da própria concessionária CELESC (1997).

Por tratar-se de uma Sobrecarga, considerar-se-á que o fusível irá fundir em até 10 segundos. Conforme o Anexo 7.2 do Manual Especial E-313.0015 da CELESC (2018), o qual trata de Elos Fusíveis de Distribuição, tem-se que, para elos 15K e o tempo considerado para Sobrecarga, a corrente mínima é de 37 A, enquanto que a máxima é de 55 A, a qual deverá ser considerada para a análise do critério ($I_{proteção}$).

Considerando os fatores citados no **Capítulo 3.2.1.1**, calcula-se I_z' através da **Equação 2.7**.

$$I_z' = 108 \cdot 0,89 \cdot 1 \cdot 1 = 96,12 \text{ A} \quad (3.29)$$

A condição imposta pelo Critério da Sobrecarga é a mesma para esse tipo de fornecimento de energia em Média Tensão. Porém, como mencionado anteriormente, a Corrente de Projeto passa a ser a Corrente no Primário do Transformador.

$$I_{np} \leq I_{proteção} \leq I_z' \quad (3.30)$$

Com isso, observando a **Equação 3.31**, tem-se que o condutor de bitola #35 mm² – EPR/15 kV atende, também, o critério de Sobrecarga.

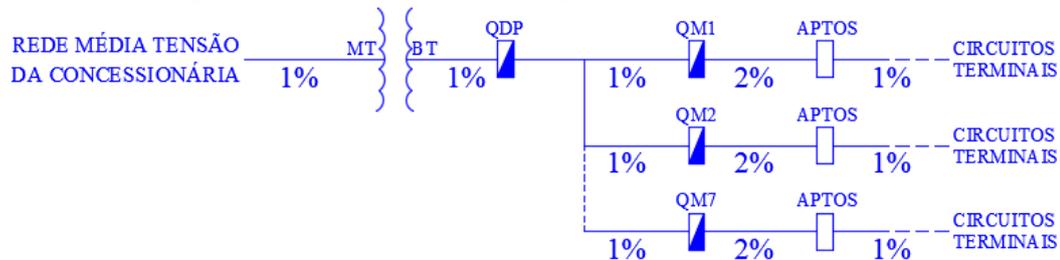
$$12,55 \text{ A} < 55 \text{ A} < 96,12 \text{ A} \quad (3.31)$$

3.2.1.3 Ramal de Serviço pelo critério da Queda de Tensão Máxima Admissível – Caso 2

Como visto no **Capítulo 2.2.4**, pode-se utilizar dois métodos diferentes para o cálculo da Queda de Tensão Máxima Admissível: pelo cálculo da seção mínima utilizando a **Equação 2.11** ou através do Coeficiente de Queda de Tensão dos cabos. Neste capítulo, optou-se pelo segundo método. Então, tem-se nos tópicos a seguir, os cálculos das quedas percentuais do Ramal de Serviço de cada um dos três tipos de condomínio. Para que a condição do critério seja atendida, em uma rede de Média Tensão, a norma NBR 14039 da ABNT (2005) define que “a queda de tensão entre a origem de uma instalação e qualquer ponto de utilização deve ser menor

ou igual a 5%” (ABNT, 2005). Optou-se, neste projeto, por uma queda de tensão percentual máxima para o Ramal de Ligação de 1%, como pode ser visto na **Figura 3.10**.

Figura 3. 10 – Percentuais de Quedas de Tensão – Caso 2.



Fonte: do Autor (2021).

3.2.1.3.1 Percentual de Queda de Tensão – Condomínio de Curta Distância (Caso 2)

Através do **Apêndice H** nota-se que o cabo do Ramal de Serviço percorre uma distância total de 156,32 metros, a qual inclui os 110,32 metros do poste até os terminais do primário do transformador somados com a descida do poste e sobras nas caixas. Em seguida, encontra-se o coeficiente de queda de tensão do condutor utilizado, #35 mm² – EPR/15 kV, utilizando a Tabela 6 do Manual Especial NE-147E da CELESC (2019). Tem-se, então, que o coeficiente de queda de tensão para esse cabo é de 0,361%/MVA·km, considerando um Fator de Potência de 0,95. Logo, utilizando a distância de 156,32 metros, que transformando em quilômetro passa a ser 0,15632 km, e a potência aparente do transformador Pedestal escolhido de 300 kVA, ou 0,3 MVA, calcula-se a queda de tensão percentual do cabo através da **Equação 3.32**.

$$\Delta V\% = 0,361 \cdot 0,3 \cdot 0,15632 = 0,0169\% \quad (3.32)$$

Onde:

- $\Delta V\%$ – Queda de tensão percentual do trecho em (%).

Com isso, tem-se uma queda de tensão muito pequena e abaixo do valor máximo considerado, de 1%, tornando o condutor de #35 mm² – EPR/15 kV aceitável pelo critério da Queda de Tensão Máxima Admissível para o Ramal de Serviço do condomínio de Curta Distância.

3.2.1.3.2 Percentual de Queda de Tensão – Condomínio de Média Distância (Caso 2)

O procedimento para encontrar o valor percentual da queda de tensão do trajeto até o Transformador Pedestal do Condomínio de Média Distância é o mesmo utilizado para o de

Curta Distância. Porém, nesse caso, o trecho possui 256,27 metros. Com a distância total transformada em quilômetro, pode-se calcular a queda de tensão percentual ao longo desse percurso e, caso seu valor não ultrapasse 1%, o condutor poderá ser utilizado no alimentador.

$$\Delta V\% = 0,361 \cdot 0,3 \cdot 0,25627 = 0,0278\% \quad (3.33)$$

Considerando o mesmo coeficiente de queda de tensão utilizado na **Equação 3.32** tem-se uma queda de tensão percentual muito inferior à máxima permitida. Ou seja, o condutor de #35 mm² - EPR/15 kV atende à condição do critério.

3.2.1.3.3 Percentual de Queda de Tensão – Condomínio de Longa Distância (Caso 2)

A queda de tensão percentual para o caso do Condomínio de Longa Distância será superior às anteriores, uma vez que a distância até o Transformador Pedestal é consideravelmente maior: 473 metros.

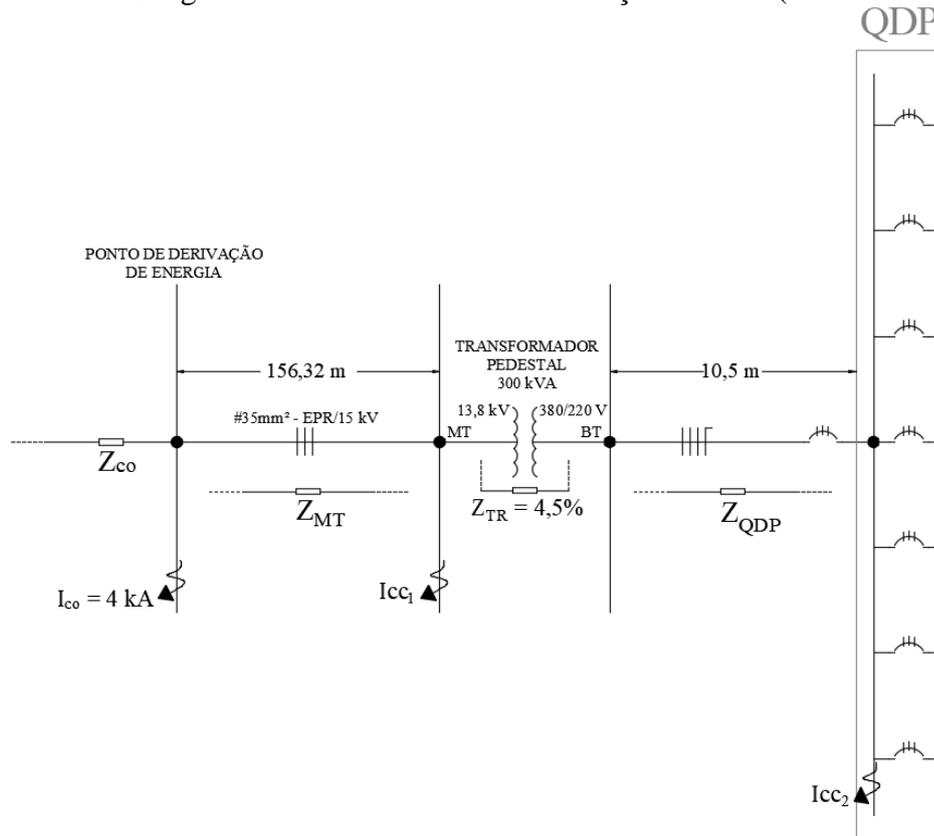
$$\Delta V\% = 0,361 \cdot 0,3 \cdot 0,473 = 0,0512\% \quad (3.34)$$

Como a queda percentual também está abaixo da máxima permitida, o condutor de #35 mm² - EPR/15 kV respeita a condição imposta pelo critério para o Condomínio de Longa Distância.

3.2.1.4 Ramal de Serviço pelo critério da Corrente de Curto-Circuito – Caso 2

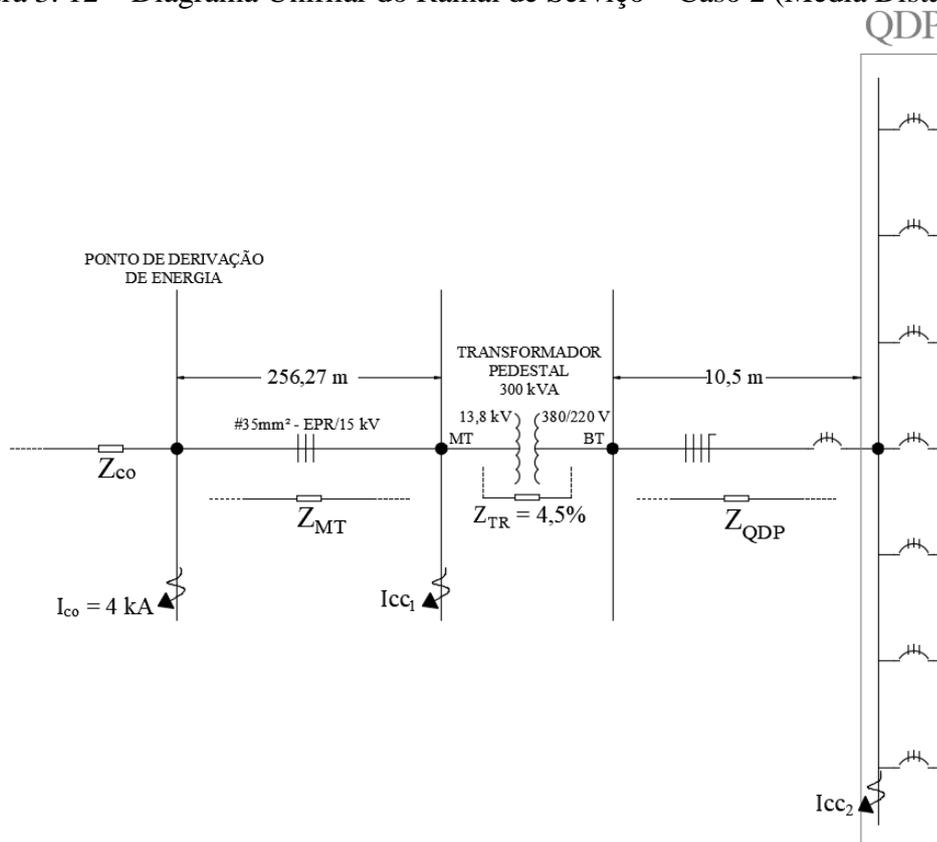
Para analisar se o condutor de #35 mm² - EPR/15 kV atende ao critério deve-se calcular a corrente de Curto-Circuito de maneira semelhante à apresentada no **Capítulo 3.1.1.4**, porém, o Diagrama Unifilar é alterado, uma vez que a alimentação se dará através de Média Tensão e deve-se considerar outros parâmetros como, por exemplo, a impedância do Transformador Pedestal Z_{TR} . A **Figura 3.11** apresenta o Diagrama Unifilar do condomínio de Curta Distância, bem como os parâmetros necessários para os cálculos das correntes de Curto-Circuito do projeto. Como a distância do Ponto de Derivação de Energia até o Transformador é diferente para cada um dos três condomínios, tem-se um diagrama para cada Ramal de Serviço de cada condomínio, o que implicará diretamente em alterações na impedância Z_{MT} dos cabos alimentadores do primário do Transformador Pedestal. As figuras **Figura 3.12** e **Figura 3.13** apresentam os diagramas dos condomínios de Média e Longa Distância, respectivamente.

Figura 3. 11 – Diagrama Unifilar do Ramal de Serviço – Caso 2 (Curta Distância).



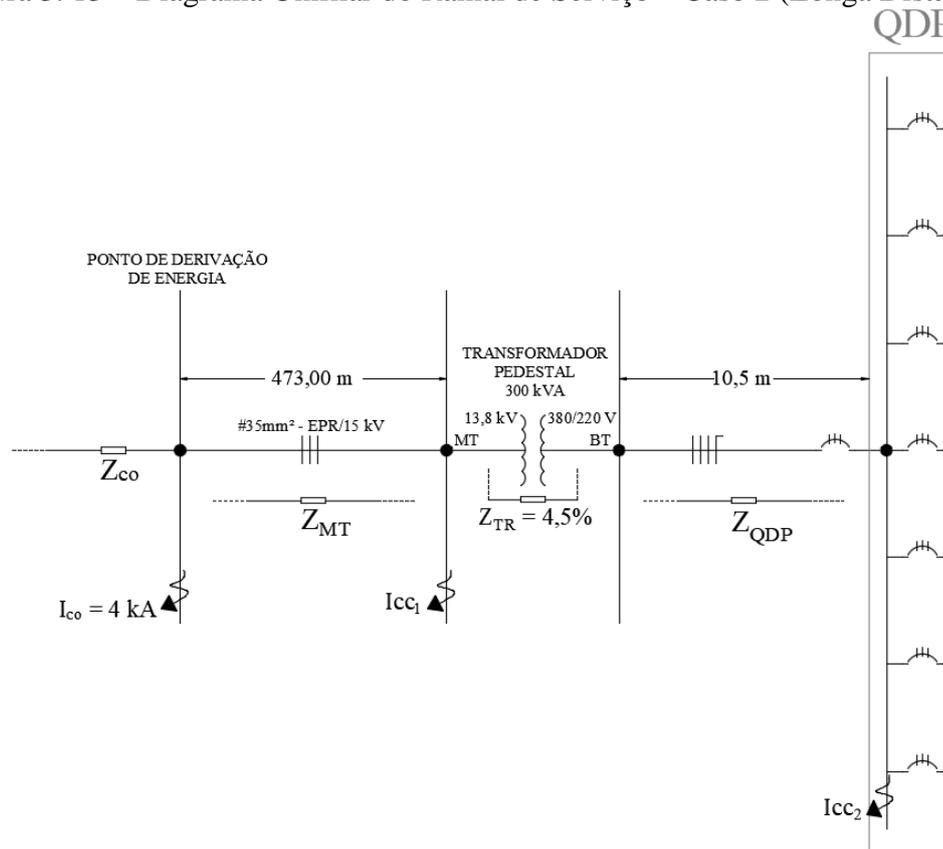
Fonte: do Autor (2021).

Figura 3. 12 – Diagrama Unifilar do Ramal de Serviço – Caso 2 (Média Distância).



Fonte: do Autor (2021).

Figura 3. 13 – Diagrama Unifilar do Ramal de Serviço – Caso 2 (Longa Distância).



Fonte: do Autor (2021).

Inicialmente, deve-se encontrar a impedância da concessionária Z_{co} . Algumas concessionárias fornecem aos projetistas o valor dessa impedância em *Ohms*, enquanto que outras fornecem em *pu* (sistema por unidade). Em outros casos, o valor fornecido é o da própria corrente de curto-circuito no ponto de entrega de energia do empreendimento (MAMEDE FILHO, 1997). Para este projeto, supôs-se que a corrente de curto-circuito I_{co} considerada foi de 4 kA. Com isso, é possível calcular Z_{co} através da **Equação 3.35**.

$$Z_{co} = \frac{V}{I_{co}} = \frac{13800}{4000} = 3,45 \Omega \quad (3.35)$$

Onde:

- Z_{co} – Impedância da concessionária em (Ω);
- V – Tensão em (V);
- I_{co} – Corrente de curto-circuito da concessionária em (A).

Em geral, a impedância da rede da concessionária é muito pequena. O mesmo vale para seu valor de resistência em relação ao de reatância. Portanto, é comum desprezar-se o efeito da resistência na prática (MAMEDE FILHO, 1997). Tem-se, então:

- $Z_{co} = j3,45 \Omega$ para uma tensão de 13,8 kV.

Em seguida, calcula-se a impedância do cabo de Média Tensão, nesse caso, #35 mm² - EPR/15 kV. A **Tabela 3.9** da fabricante PRYSMIAN (2020) mostra os parâmetros de resistência R_{ca} e reatância indutiva X_L de diferentes cabos de Média Tensão. Para o condutor #35 mm² - EPR/15 kV, tem-se:

- $R_{ca} = 0,670 \Omega/\text{km}$;
- $X_L = 0,162 \Omega/\text{km}$.

Tabela 3.9 – Parâmetros Elétricos de cabos de Média Tensão.

seção nominal (mm ²)	R_{cc} máxima em CC à 20 °C (Ω/km)	X_c (Ω/km)		unipolar										tripolar	
		epro-tenax	volta-lene	s = 2D		s = 13 cm		s = 20 cm		trifólio		banco de dutos		R_{ca}	X_L
				R_{ca} (Ω/km)	X_L (Ω/km)										
EPROTENAX E VOLTALENE - 8,7/15 kV															
25	0,727	14.412	—	0,932	0,239	0,939	0,321	0,943	0,353	0,928	0,170	0,942	0,344	0,928	0,159
35	0,524	13.151	14.866	0,673	0,231	0,680	0,308	0,684	0,340	0,670	0,162	0,683	0,332	0,669	0,151
50	0,387	12.099	13.678	0,498	0,224	0,505	0,298	0,509	0,330	0,495	0,155	0,507	0,321	0,494	0,144
70	0,268	10.757	12.161	0,347	0,215	0,353	0,284	0,356	0,316	0,343	0,145	0,355	0,307	0,343	0,136
95	0,193	9.632	10.888	0,251	0,208	0,257	0,271	0,260	0,304	0,248	0,138	0,259	0,295	0,248	0,129
120	0,153	8.915	10.078	0,202	0,204	0,208	0,263	0,212	0,295	0,198	0,134	0,211	0,286	0,197	0,125
150	0,124	8.258	9.335	0,165	0,199	0,171	0,255	0,175	0,287	0,161	0,130	0,174	0,278	0,161	0,121
185	0,099	7.620	8.613	0,133	0,195	0,139	0,246	0,143	0,278	0,130	0,126	0,142	0,270	0,129	0,117
240	0,075	6.780	7.665	0,103	0,189	0,108	0,235	0,112	0,267	0,100	0,120	0,111	0,258	0,100	0,112
300	0,060	6.214	7.024	0,087	0,186	0,093	0,226	0,098	0,257	0,082	0,117	0,097	0,249	0,082	0,109
400	0,047	5.705	6.449	0,071	0,183	0,076	0,218	0,081	0,250	0,066	0,113	0,080	0,241	—	—
500	0,037	5.150	5.882	0,058	0,179	0,062	0,208	0,067	0,240	0,054	0,110	0,066	0,232	—	—

Fonte: Adaptado do Guia de Dimensionamento (Média Tensão) da PRYSMIAN (2020).

Com isso, obtém-se, através da **Equação 3.36** e para uma tensão de 13,8 kV, o valor da impedância dos cabos de Média Tensão a serem instalados para a alimentação do primário do Transformador Pedestal do condomínio de Curta Distância, considerando que a distância do Ponto de Derivação de Energia até o transformador é de 156,32 metros.

$$Z_{MT} = (R_{ca} + jX_L) \cdot \frac{L}{1000} \quad (3.36)$$

$$Z_{MT} = (0,670 + j0,162) \cdot \frac{156,32}{1000} = 0,1047 + j0,0253 \Omega \quad (3.37)$$

Onde:

- Z_{MT} – Impedância dos cabos alimentadores do primário do Transformador em (Ω);
- L – Distância do Ponto de Derivação até o primário do Transformador em (m).

Pela **Figura 3.11** conclui-se que, para calcular a Corrente de Curto-Circuito I_{cc1} , deve-se considerar a tensão 13,8 kV e a soma das impedâncias Z_{co} e Z_{MT} , como pode ser visto na **Equação 3.38**.

$$I_{cc1} = \frac{V}{Z_{co} + Z_{MT}} \quad (3.38)$$

$$I_{cc1} = \frac{13800}{[(0 + j3,45) + (0,1047 + j0,0253)]} = \frac{13800}{(0,1047 + j3,4753)} \quad (3.39)$$

Analisando o módulo de I_{cc1} , tem-se:

$$|I_{cc1}| \approx \left| \frac{13800}{(0,1047 + j3,4753)} \right| \approx \left| \frac{13800}{(3,48 \angle 88,27^\circ)} \right| \approx 3,97 \text{ kA} \quad (3.40)$$

O gráfico da **Figura 2.19** mostra que cabos de bitola #35 mm² - EPR/15 kV suportam a corrente de 3,97 kA por aproximadamente 60 ciclos. Com isso, conclui-se que o condutor escolhido para a alimentação do primário do Transformador Pedestal do condomínio de Curta Distância respeita o critério da Corrente de Curto-Circuito.

A mesma análise deve ser realizada para os outros dois condomínios, considerando as diferentes distâncias L. Utilizando as equações **Equação 3.36** e **Equação 3.38**, calcula-se os valores de Z_{MT} e I_{cc1} para os condomínios de Média e Longa Distância. Os valores encontrados podem ser observados na **Tabela 3.10**. De acordo com a tabela, o condutor #35 mm² - EPR/15 kV atende ao critério da Corrente de Curto-Circuito para o Ramal de Serviço de ambos os condomínios.

Tabela 3. 10 – Valores de Impedância Z_{MT} e análise da Corrente I_{cc1} para cabos #35 mm² - EPR/15 kV (Caso 2).

	L (m)	Z_{MT} (Ω)	$ I_{cc1} $ (kA)	Ciclos Suportados
Curta Distância	156,32	0,1047 + j0,0253	3,97	≈ 60
Média Distância	256,27	0,1717 + j0,0415	3,95	≈ 60
Longa Distância	473,00	0,3169 + j0,0766	3,90	≈ 60

Fonte: do Autor (2021).

3.2.1.5 Proteção do Transformador Pedestal contra Sobretensões – Caso 2

Segundo o Manual Especial NE-147E da concessionária CELESC (2019), denominada “Loteamentos com Redes de Distribuição Subterrâneas”, circuitos inteiramente subterrâneos normalmente não possuem dispositivos de proteção contra sobretensões. Porém, por tratar-se de um tipo de fornecimento subterrâneo que deriva de um circuito aéreo, deve-se instalar para-raios, um para cada fase, no poste de transição e os mesmos devem ser de material óxido metálico.

Os para-raios de distribuição são dispositivos adicionados aos equipamentos e à rede elétrica para a proteção dos mesmos contra sobretensões transitórias ocasionadas por descargas atmosféricas e outros possíveis problemas nos sistemas de transmissão e distribuição, como sobretensões de manobra (estabelecimento e interrupção de cargas reativas) direcionando (filtrando) as descargas elétricas para a terra (ALVES, 2013).

3.2.2 Dimensionamento do Ramal de Entrada – Caso 2

O Ramal de Entrada da Rede Subterrânea em MT tem início a partir do terminal secundário do Transformador Pedestal. Portanto, antes de dimensionar os cabos alimentadores dos Quadros de Medições dos blocos que têm origem no quadro de Baixa Tensão, deve-se dimensionar o cabo que irá alimentar o mesmo quadro, o qual, nesse projeto, será denominado de QDP (Quadro de Distribuição e Proteção ou Quadro Pedestal), já que se trata de um quadro diferente que deve ser instalado ao lado do Transformador Pedestal. Segundo a concessionária CELESC (2019), o QDP é constituído por dispositivos elétricos como isoladores, barramentos de cobre, entre outros que são montados em uma caixa de material poliéster com fibra de vidro. A utilização desse quadro tem como objetivo a manobra e proteção dos circuitos secundários de distribuição subterrânea através de chaves seccionadoras tripolares verticais.

Após o dimensionamento do cabo alimentador do QDP, inicia-se o dimensionamento dos outros componentes do Ramal de Entrada de maneira semelhante ao realizado no **Capítulo 3.1.2**.

3.2.2.1 Definição do cabo alimentador do QDP

O quadro QDP a ser instalado próximo ao Transformador Pedestal estará distante do mesmo por cerca de 2,5 metros, como mostra os apêndices **Apêndice H**, **Apêndice I** e **Apêndice J**. O Manual Especial NE-147E da CELESC (2019), através da Tabela 13 presente no mesmo, define que o circuito derivado do secundário do Transformador Pedestal de 300 kVA deve possuir, no mínimo, 2 cabos de cobre com bitola de 120 mm² por fase, além de um eletroduto de 4”, também por fase. Em relação ao material de isolamento dos cabos, optou-se por EPR.

3.2.2.1.1 Alimentação do QDP pelo critério da Capacidade de Condução de Corrente

Pela mesma Tabela 13 do Manual Especial NE-147E da CELESC (2019) nota-se que 2 condutores de cobre de bitola 120 mm² são capazes de conduzir uma corrente de 574 A. A **Equação 3.2** mostra que a Corrente Corrigida I' encontrada para a demanda de 224,11 kVA foi de 382,58 A. Tem-se, então, que os condutores escolhidos conduzem uma corrente maior que I' e, com isso, atendem ao critério da Capacidade de Condução de Corrente.

3.2.2.1.2 Alimentação do QDP pelo critério da Sobrecarga

Como visto no **Capítulo 3.1.2.2**, a concessionária CELESC, através do Adendo à norma NT-03 da CELESC (1999), define que para a demanda de 224,11 kVA deve-se utilizar um Disjuntor Termomagnético Tripolar de 350 A. Calculando a real capacidade de condução de corrente dos condutores (I_z'), considerando os fatores de correção e a corrente de projeto I_{pj} de 340,50 A, será possível analisar se os cabos respeitam o critério da Sobrecarga através da **Equação 2.7**.

$$I_z' = 574 \cdot 0,89 \cdot 1 \cdot 1 = 510,86 \text{ A} \quad (3.41)$$

$$340,50 \text{ A} < 350 \text{ A} < 510,86 \text{ A} \quad (3.42)$$

Pela **Equação 3.42**, nota-se que os cabos de 120 mm² atendem ao critério da Sobrecarga.

3.2.2.1.3 Alimentação do QDP pelo critério da Queda de Tensão Máxima Admissível

Através da **Equação 2.11** pode-se concluir qual a seção mínima S necessária para a alimentação do QDP de acordo com a máxima queda de tensão percentual, definida em 1%, como mostra a **Figura 3.10**. A distância L considerada foi de 10,5 metros, a qual inclui os 2,5 metros de distância entre o Transformador Pedestal e o QDP, além das sobras, subidas e descidas previstas dos cabos.

$$S = \frac{\sqrt{3} \cdot 0,0172 \cdot 340,50 \cdot 10,5}{0,01 \cdot 380} = 28,03 \text{ mm}^2 \quad (3.43)$$

A seção encontrada na **Equação 3.43** é muito menor que a seção nominal definida anteriormente, de 120 mm², a qual deve ser a escolhida pelo critério da Queda de Tensão Máxima Admissível.

3.2.2.1.4 Alimentação do QDP pelo critério da Corrente de Curto-Circuito

O Diagrama Unifilar da Rede Subterrânea em Média Tensão deve considerar os cabos alimentadores do QDP, bem como a impedância dos mesmos (Z_{QDP}). Nota-se que, de posse das informações dos componentes obtidas através dos três critérios anteriores, já é possível preencher os Diagramas Unifilares das figuras **Figura 3.11**, **Figura 3.12** e **Figura 3.13** com os dados do circuito alimentador do QDP definidos até o momento (cabos $2 \times 120 \text{mm}^2$ - EPR/1 kV e Disjuntor Termomagnético Tripolar de 350 A) para a análise do critério. As figuras mostram também que, para o Cálculo da Corrente de Curto-Circuito I_{cc2} , deve-se utilizar as impedâncias da concessionária (Z_{co}), dos condutores que alimentam o primário do Transformador Pedestal (Z_{MT}), além da impedância do próprio transformador (Z_{TR}).

Para obter a impedância Z_{TR} do Transformador Pedestal deve-se utilizar a Tabela 6 do Manual Especial E-313.0069 da CELESC (2018), a qual apresenta os valores de perdas em vazio e totais máximas em Watts, além da impedância de curto-circuito em porcentagem de transformadores pedestais. No caso do transformador de 300 kVA, tem-se:

- Perdas em Vazio Máximas = 810 W;
- Perdas Totais Máximas = 4060 W;
- Impedância de Curto-Circuito = 4,5% = 0,045 pu.

Inicialmente, encontra-se o valor da resistência elétrica considerando as perdas no cobre do Transformador Pedestal através da **Equação 3.44** (MAMEDE FILHO, 1997).

$$R(\%) = \frac{P_{cu}}{10 \cdot S_{trafo}} \quad (3.44)$$

Onde:

- $R(\%)$ – Resistência elétrica em (%);
- P_{cu} – Perdas no cobre do Transformador Pedestal em (W);
- S_{trafo} – Potência aparente nominal do Transformador Pedestal em (kVA).

$$R(\%) = \frac{(4060 - 810)}{10 \cdot 300} = 1,083\% = 0,01083 \text{ pu} \quad (3.45)$$

De posse do valor de R em pu, encontra-se o valor da indutância X_L , também no sistema por unidade.

$$Z^2 = R^2 + X_L^2 \quad (3.46)$$

$$X_L = \sqrt{(Z^2 - R^2)} \quad (3.47)$$

$$X_L = \sqrt{(0,045^2 - 0,01083^2)} = 0,0437 \text{ pu} \quad (3.48)$$

Com isso, tem-se o valor, em pu, da impedância do Transformador Pedestal $Z_{TR(\text{pu})}$:

- $Z_{TR(\text{pu})} = 0,01083 + j0,0437 \text{ pu}$.

Para encontrar o valor real de Z_{TR} em Ohms, deve-se encontrar o valor da impedância de referência Z_{base} utilizando a **Equação 3.49**. Considerou-se como referência a tensão de 380 V e a potência aparente de 300 kVA.

$$Z_{\text{base}} = \frac{V_{\text{base}}^2}{S_{\text{base}}} \quad (3.49)$$

$$Z_{\text{base}} = \frac{380^2}{300000} = 0,4813 \Omega \quad (3.50)$$

Onde:

- Z_{base} – Impedância de referência em (Ω);
- V_{base} – Tensão de referência em (V);
- S_{base} – Potência aparente de referência em (VA).

Multiplicando o valor de Z_{base} por $Z_{TR(\text{pu})}$, encontra-se o valor real da impedância Z_{TR} do Transformador Pedestal de 300 kVA.

$$Z_{TR} = Z_{TR(\text{pu})} \cdot Z_{\text{base}} \quad (3.51)$$

$$Z_{TR} = (0,01083 + j0,0437) \cdot 0,4813 = 0,005212 + j0,0210 \Omega \quad (3.52)$$

Onde:

- Z_{TR} – Impedância do Transformador Pedestal em (Ω).

Como mencionado anteriormente, deve-se somar as impedâncias Z_{co} , Z_{MT} e Z_{TR} à impedância dos cabos $2x\#120 \text{ mm}^2 - \text{EPR}/1 \text{ kV}$. Porém, ambas as impedâncias Z_{co} e Z_{MT} foram encontradas para uma tensão de 13,8 kV. Deve-se, portanto, referi-las para a tensão de 380 V antes de somá-las com as outras impedâncias.

$$R_{\text{referido}} = R_{\text{antigo}} \cdot \frac{S_{\text{antigo}}}{S_{\text{novo}}} \cdot \left(\frac{V_{\text{novo}}}{V_{\text{antigo}}} \right)^2 \quad (3.53)$$

$$R_{\text{referido}} = 0,1047 \cdot \frac{300000}{300000} \cdot \left(\frac{380}{13800} \right)^2 = 7,94 \cdot 10^{-5} \Omega \quad (3.54)$$

$$X_{L\text{referido}} = X_{L\text{antigo}} \cdot \frac{S_{\text{antigo}}}{S_{\text{novo}}} \cdot \left(\frac{V_{\text{novo}}}{V_{\text{antigo}}} \right)^2 \quad (3.55)$$

$$X_{L\text{referido}} = (0,0253 + 3,45) \cdot \frac{300000}{300000} \cdot \left(\frac{380}{13800} \right)^2 = 2,635 \cdot 10^{-3} \Omega \quad (3.56)$$

$$Z_{\text{referido}} = R_{\text{referido}} + jX_{L\text{referido}} = (0,0794 + j2,635) \cdot 10^{-3} \Omega \quad (3.57)$$

Onde:

- R_{referido} – Resistência elétrica referida para 380 V em (Ω);
- R_{antigo} – Resistência elétrica para uma tensão de 13,8 kV em (Ω);
- S_{antigo} – Potência aparente do transformador para uma tensão de 13,8 kV em (VA);
- S_{novo} – Potência aparente do transformador para uma tensão de 380 V em (VA);
- V_{novo} – Tensão de referência em (V);
- V_{antigo} – Tensão no primário do transformador em (V);
- $X_{L\text{referido}}$ – Reatância indutiva referida para 380 V em (Ω);
- $X_{L\text{antigo}}$ – Reatância indutiva para uma tensão de 13,8 kV em (Ω);
- Z_{referido} – Impedância da rede da concessionária e do cabo de Média Tensão referidas para a tensão de 380 V em (Ω).

Em seguida, deve-se encontrar a impedância do cabo alimentador do QDP. A **Tabela 3.2** da fabricante PRYSMIAN (2020) mostra os parâmetros elétricos dos cabos de 120 mm² - EPR/1 kV, que são:

- Resistência elétrica (R_{ca}) = 0,19 Ω /km;
- Reatância indutiva (X_L) = 0,10 Ω /km;
- Impedância do cabo = 0,19 + j0,10 Ω /km.

Logo, considerando os dois cabos de 120 mm² percorrendo um trecho de 10,5 metros, tem-se a impedância Z_{QDP} :

$$Z_{QDP} = \frac{(0,19 + j0,10) \cdot \left(\frac{10,5}{1000} \right)}{2} = \frac{(1,995 + j1,05) \cdot 10^{-3}}{2} = (0,998 + j0,525) \cdot 10^{-3} \Omega \quad (3.58)$$

Onde:

- Z_{QDP} – Impedância dos cabos alimentadores do QDP em (Ω).

De posse de todas as impedâncias necessárias, calcula-se a Corrente de Curto-Circuito I_{cc2} no barramento do QDP através da **Equação 3.59**.

$$I_{cc2} = \frac{V_f}{Z_{referido} + Z_{TR} + Z_{QDP}} \quad (3.59)$$

$$I_{cc2} = \frac{220}{(0,0794 + j2,635) \cdot 10^{-3} + (5,212 + j21) \cdot 10^{-3} + (0,998 + j0,525) \cdot 10^{-3}} \quad (3.60)$$

$$I_{cc2} = \frac{220}{(6,2894 + j24,16) \cdot 10^{-3}} = \frac{220}{(0,02497 \angle 75,41^\circ)} \quad (3.61)$$

$$|I_{cc2}| = \left| \frac{220}{(0,02497 \angle 75,41^\circ)} \right| \approx 8,81 \text{ kA} \quad (3.62)$$

Onde:

- V_f – Tensão fase-neutro em (V);
- I_{cc2} – Corrente de Curto-Circuito no barramento do QDP em (kA).

Observando o gráfico da **Figura 2.18**, nota-se que o condutor de 120 mm² suporta uma corrente de cerca de 8,81 kA por mais de 100 ciclos. Logo, o cabo escolhido atende ao critério da Corrente de Curto-Circuito para o condomínio de Curta Distância. Para os outros dois condomínios, a análise do critério deve ser realizada da mesma maneira, porém, considerando as diferentes impedâncias Z_{MT} , já que a distância L é alterada para cada um dos casos. Utilizando os valores reais e imaginários de Z_{MT} observados na **Tabela 3.10** e aplicando-os nas equações **Equação 3.53** e **Equação 3.55**, obtém-se o $Z_{referido}$ para ambos os condomínios. Com isso, através da **Equação 3.59**, calcula-se as correntes de Curto-Circuito I_{cc2} . Os valores encontrados estão presentes na **Tabela 3.11**. Tem-se, então, que condutores de #120 mm² - EPR/1 kV atendem ao critério considerando os três condomínios, já que suportam as respectivas correntes por mais de 100 ciclos.

Tabela 3. 11 – Análise da Correntes I_{cc2} para cabos #120 mm² - EPR/1 kV (Caso 2).

	$Z_{referido} (\Omega)$	$ I_{cc2} $ (kA)	Ciclos Suportados
Curta Distância	$(0,0794 + j2,635) \cdot 10^{-3}$	8,81	> 100
Média Distância	$(0,13019 + j2,65) \cdot 10^{-3}$	8,80	> 100
Longa Distância	$(0,24029 + j2,674) \cdot 10^{-3}$	8,79	> 100

Fonte: do Autor (2021).

3.2.2.2 Ramal de Entrada pelo critério da Capacidade de Condução de Corrente – Caso 2

Para a análise do Ramal de Entrada através do critério de Capacidade de Condução de Corrente deve-se calcular a Corrente de Projeto, ou Corrente Total, como visto anteriormente.

Porém, ela depende apenas da tensão e da demanda de cada bloco e, como os valores utilizados são os mesmos presentes no **Capítulo 3.1.2.1**, o método e os resultados encontrados para o dimensionamento dos cabos também serão iguais.

- Para o Bloco 1:
 - Condutores subterrâneos de EPR para 1 kV, com bitola de 70 mm²;
 - Eletrodutos subterrâneos de PVC de 3 polegadas.

- Para os outros blocos:
 - Condutores subterrâneos de EPR para 1 kV, com bitola de 25 mm²;
 - Eletrodutos subterrâneos de PVC de 2 polegadas.

3.2.2.3 Ramal de Entrada pelo critério da Sobrecarga – Caso 2

Assim como no critério de Capacidade de Condução de Corrente, o critério com base na Sobrecarga do circuito também utiliza valores apresentados anteriormente. Logo, o dimensionamento se dará de maneira igual ao do **Capítulo 3.1.2.2**. Para o Bloco 1 dos três condomínios, a bitola do cabo alimentador também é de **#70 mm² - EPR/1 kV**, pois I_{z1}' é maior que I_{dj} (150 A) e atende a condição imposta pelo critério. Em relação aos outros blocos, o condutor também é alterado para **#35 mm² - EPR/1 kV** para que I_{z2}' passe a ser maior que a corrente I_{dj} em questão (90 A).

3.2.2.4 Ramal de Entrada pelo critério da Queda de Tensão Máxima Admissível – Caso 2

O Transformador Pedestal será instalado dentro do terreno do empreendimento, de maneira aproximadamente centralizada, como pode ser observado nas plantas dos projetos presentes nos apêndices **Apêndice H**, **Apêndice I** e **Apêndice J**. Com isso, a configuração do Ramal de Entrada dos projetos com fornecimento em Média Tensão será diferente do ramal visto no projeto de fornecimento Subterrâneo em Baixa Tensão, de maneira que blocos que antes estariam afastados agora estão bem mais próximos do Quadro de Distribuição (nesse caso, QDP), fazendo com que a queda de tensão dos alimentadores destes seja proporcionalmente menor do que a dos outros. Utilizando as novas distâncias L (do QDP até os respectivos Quadros de Medição dos blocos), calcula-se as seções mínimas com a **Equação 2.11**, pois optou-se, nesses projetos, pelo primeiro método mencionado no **Capítulo 2.2.4**. Em relação à queda de

tensão percentual máxima deve-se, por norma da concessionária, considerar 1%, como visto na **Figura 3.10**.

As seções encontradas para cada alimentador de cada bloco, estão presentes na **Tabela 3.12**. Como pode-se observar nos apêndices **Apêndice I** e **Apêndice J**, as distâncias L a partir do QDP até os Quadros de Medição de cada bloco são exatamente as mesmas para os condomínios de Média e Longa Distância, fazendo com que as seções calculadas para os Ramais de Entrada de ambos sejam exatamente iguais.

Tabela 3. 12 – Seções calculadas pelo critério da Queda de Tensão – Ramal de Entrada (Caso 2).

	Bloco	Distância L (m)	Seção calculada (mm ²)	Seção nominal considerada
Curta Distância	1	110,92	123,67	#150 mm ² - EPR/1 kV
	2	69,02	43,50	#50 mm ² - EPR/1 kV
	3	78,44	49,44	#50 mm ² - EPR/1 kV
	4	68,99	43,48	#50 mm ² - EPR/1 kV
	5	78,80	49,66	#50 mm ² - EPR/1 kV
	6	114,26	72,01	#95 mm ² - EPR/1 kV
	7	123,43	77,79	#95 mm ² - EPR/1 kV
Média Distância	1	194,74	217,12	#240 mm ² - EPR/1 kV
	2	152,68	96,23	#120 mm ² - EPR/1 kV
	3	107,35	67,66	#70 mm ² - EPR/1 kV
	4	62,78	39,57	#50 mm ² - EPR/1 kV
	5	62,63	39,47	#50 mm ² - EPR/1 kV
	6	107,38	67,68	#70 mm ² - EPR/1 kV
	7	147,37	92,88	#95 mm ² - EPR/1 kV
Longa Distância	1	194,74	217,12	#240 mm ² - EPR/1 kV
	2	152,68	96,23	#120 mm ² - EPR/1 kV
	3	107,35	67,66	#70 mm ² - EPR/1 kV
	4	62,78	39,57	#50 mm ² - EPR/1 kV
	5	62,63	39,47	#50 mm ² - EPR/1 kV
	6	107,38	67,68	#70 mm ² - EPR/1 kV
	7	147,37	92,88	#95 mm ² - EPR/1 kV

Fonte: do Autor (2021).

Nota-se pela **Tabela 3.12** que, para todos os circuitos alimentadores dos blocos dos três condomínios, a seção nominal a ser escolhida é consideravelmente maior do que as definidas pelos critérios anteriores. No Bloco 1 e 2 dos condomínios de Média e Longa Distância o aumento é ainda mais perceptível, uma vez que as seções dos mesmos passaram de #70 mm² - EPR/1 kV e #35 mm² - EPR/1 kV para #240 mm² - EPR/1 kV e #120 mm² - EPR/1 kV, respectivamente. Apesar da distância percorrida pelos cabos de baixa tensão do Caso 2 ser menor em comparação à distância no Caso 1 (Rede Subterrânea em Baixa Tensão), o que

deveria possibilitar a utilização de condutores com bitolas menores, ao definir a Queda de Tensão Percentual Máxima em 1%, os cabos devem possuir seções maiores para respeitar o critério de maneira que a queda de tensão no circuito não ultrapasse esse valor.

3.2.2.5 Ramal de Entrada pelo critério da Corrente de Curto-Circuito – Caso 2

O método a ser utilizado para este critério será o mesmo do **Capítulo 3.1.2.4**, porém, com base em distâncias, condutores e impedâncias diferentes, encontra-se as correntes de Curto-Circuito I_{cc3} para cada circuito utilizando a **Equação 3.64**. Os circuitos alimentadores de cada Quadro de Medição de cada bloco possuirão uma impedância Z_{QM} diferente, com base nas distâncias L , transformadas em quilômetro, do QDP até os respectivos Quadros de Medição e nas resistências R_{ca} e reatância indutiva X_L dos cabos considerados para os circuitos, apresentadas na **Tabela 3.2** da fabricante PRYSMIAN (2020).

$$Z_{QM} = (R_{ca} + jX_L) \cdot \frac{L}{1000} \quad (3.63)$$

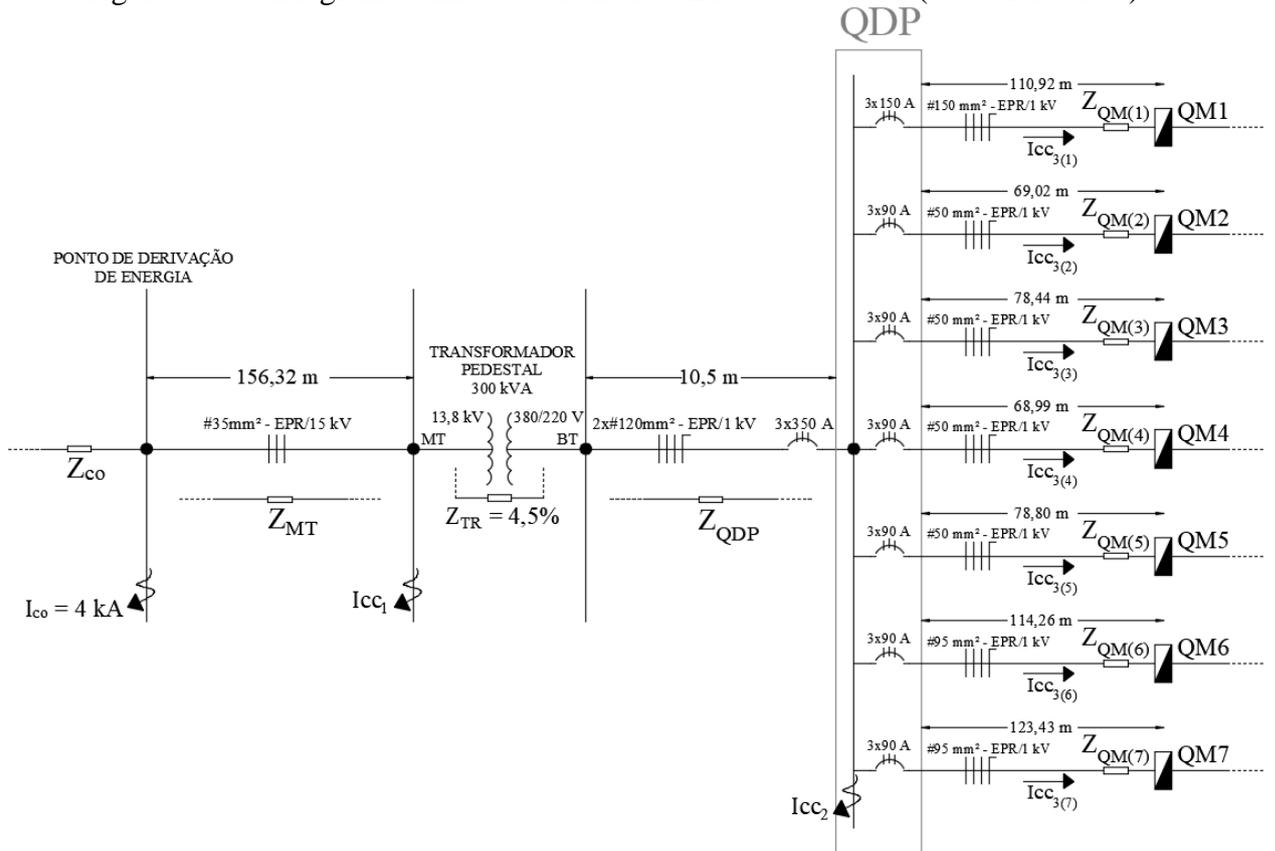
$$I_{cc3} = \frac{220}{Z_{referido} + Z_{TR} + Z_{QDP} + Z_{QM}} \quad (3.64)$$

Onde:

- Z_{QM} – Impedância do cabo alimentador dos Quadros de Medição em (Ω);
- L – Distância do QDP até os respectivos Quadros de Medição em (m);
- I_{cc3} – Corrente de Curto-Circuito de cada circuito de cada Quadro de Medição em (kA);
- $Z_{referido}$ – Impedâncias da rede da concessionária e cabos de Média Tensão referidos para a tensão de 380 V em (Ω);
- Z_{TR} – Impedância do Transformador Pedestal em (Ω);
- Z_{QDP} – Impedância do cabo alimentador do QDP em (Ω).

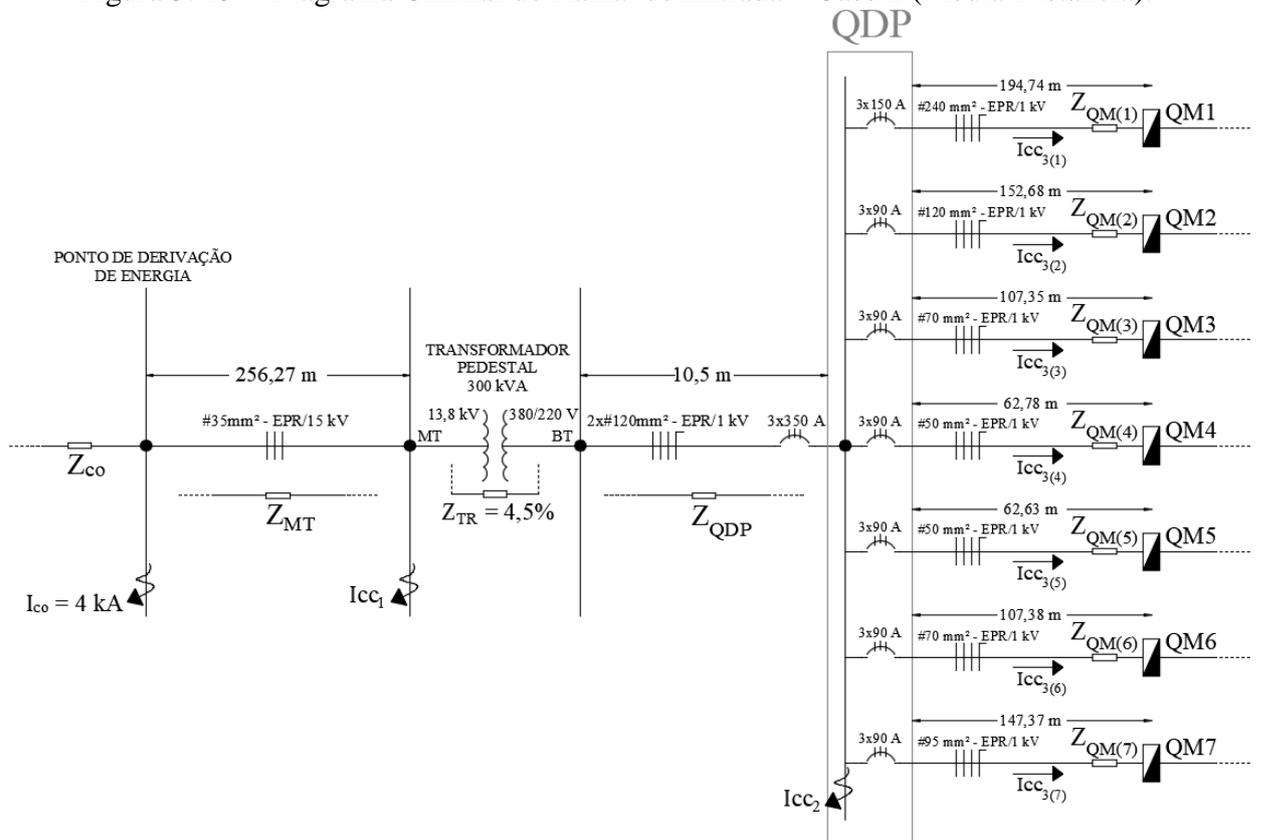
Para obter os valores de Z_{QM} de cada circuito alimentador, deve-se considerar o Diagrama Unifilar dos Ramais de Entrada dos três condomínios presentes nas figuras **Figura 3.14**, **Figura 3.15** e **Figura 3.16**. Os valores de Z_{QM} de cada circuito e das correntes I_{cc3} encontrados através das equações **Equação 3.63** e **Equação 3.64**, respectivamente, podem ser observados nas tabelas **Tabela 3.13**, **Tabela 3.14** e **Tabela 3.15**. Através das tabelas, nota-se que todos os cabos escolhidos pelos critérios anteriores para todos os blocos dos três condomínios atendem, também, o critério da Corrente de Curto-Circuito.

Figura 3. 14 – Diagrama Unifilar do Ramal de Entrada – Caso 2 (Curta Distância).



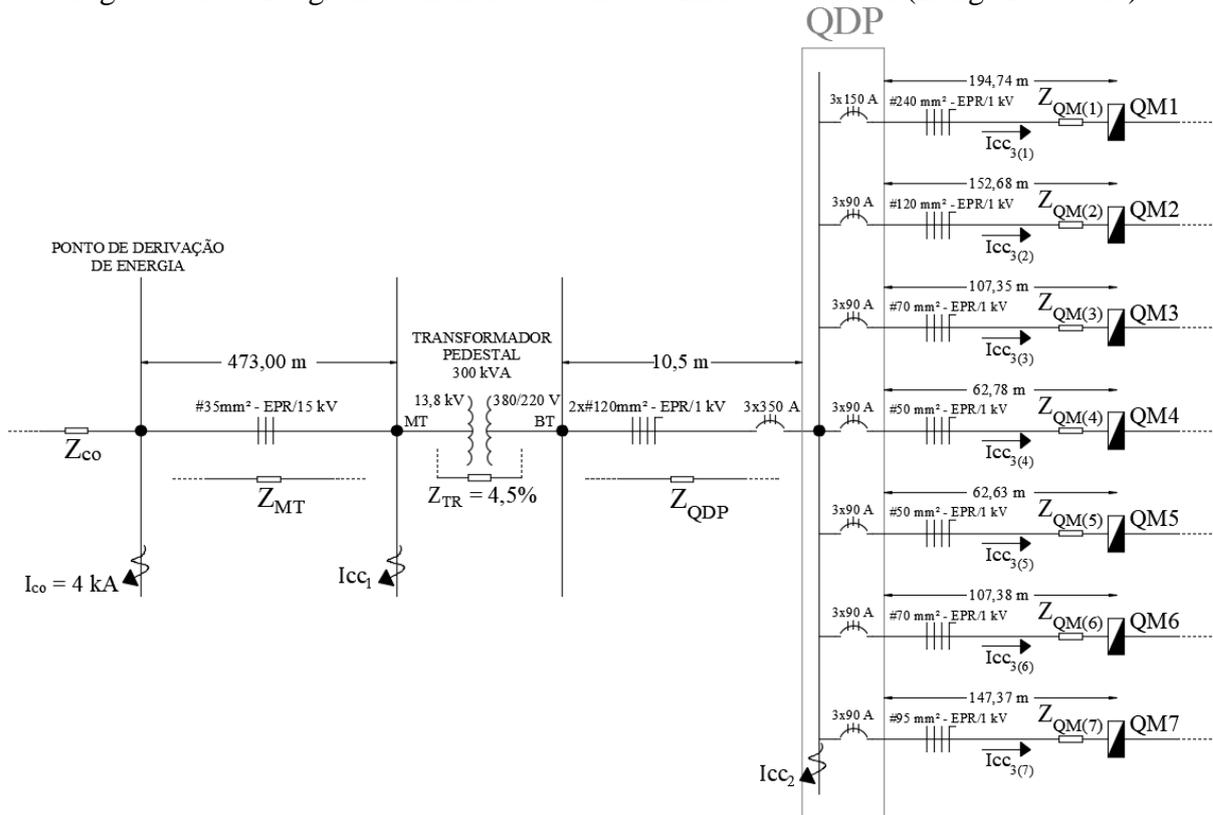
Fonte: do Autor (2021).

Figura 3. 15 – Diagrama Unifilar do Ramal de Entrada – Caso 2 (Média Distância).



Fonte: do Autor (2021).

Figura 3. 16 – Diagrama Unifilar do Ramal de Entrada – Caso 2 (Longa Distância).



Fonte: do Autor (2021).

Tabela 3. 13 – Alimentadores do Ramal de Entrada pelo Critério da Corrente de Curto-Circuito – Caso 2 (Curta Distância).

Bloco	$Z_{QM} (\Omega)$	I_{cc3} (kA)	Condutor definido anteriormente	Ciclos suportados pelo condutor
1	$0,016638 + j0,011092$	5,23	#150 mm ² - EPR/1 kV	> 100
2	$0,032439 + j0,007592$	4,39	#50 mm ² - EPR/1 kV	60 – 100
3	$0,036867 + j0,008628$	4,06	#50 mm ² - EPR/1 kV	≈ 100
4	$0,032425 + j0,007589$	4,39	#50 mm ² - EPR/1 kV	60 – 100
5	$0,037036 + j0,008668$	4,05	#50 mm ² - EPR/1 kV	≈ 100
6	$0,026280 + j0,011426$	4,56	#95 mm ² - EPR/1 kV	> 100
7	$0,028389 + j0,012343$	4,37	#95 mm ² - EPR/1 kV	> 100

Fonte: do Autor (2021).

Tabela 3. 14 – Alimentadores do Ramal de Entrada pelo Critério da Corrente de Curto-Circuito – Caso 2 (Média Distância).

Bloco	$Z_{QM} (\Omega)$	I_{cc3} (kA)	Condutor definido anteriormente	Ciclos suportados pelo condutor
1	$0,018306 + j0,019085$	4,42	#240 mm ² - EPR/1 kV	> 100
2	$0,029009 + j0,015268$	4,15	#120 mm ² - EPR/1 kV	> 100
3	$0,034352 + j0,010735$	4,10	#70 mm ² - EPR/1 kV	> 100
4	$0,029507 + j0,006906$	4,64	#50 mm ² - EPR/1 kV	60 – 100
5	$0,029436 + j0,006889$	4,64	#50 mm ² - EPR/1 kV	60 – 100
6	$0,034362 + j0,010738$	4,10	#70 mm ² - EPR/1 kV	> 100
7	$0,033895 + j0,014737$	3,93	#95 mm ² - EPR/1 kV	> 100

Fonte: do Autor (2021).

Tabela 3. 15 – Alimentadores do Ramal de Entrada pelo Critério da Corrente de Curto-Circuito – Caso 2 (Longa Distância).

Bloco	Z_{QM} (Ω)	I_{cc3} (kA)	Condutor definido anteriormente	Ciclos suportados pelo condutor
1	0,018306 + j0,019085	4,41	#240 mm ² - EPR/1 kV	> 100
2	0,029009 + j0,015268	4,15	#120 mm ² - EPR/1 kV	> 100
3	0,034352 + j0,010735	4,10	#70 mm ² - EPR/1 kV	> 100
4	0,029507 + j0,006906	4,63	#50 mm ² - EPR/1 kV	60 – 100
5	0,029436 + j0,006889	4,63	#50 mm ² - EPR/1 kV	60 – 100
6	0,034362 + j0,010738	4,10	#70 mm ² - EPR/1 kV	> 100
7	0,033895 + j0,014737	3,92	#95 mm ² - EPR/1 kV	> 100

Fonte: do Autor (2021).

3.2.3 Definição dos alimentadores – Caso 2

- Para o Ramal de Serviço do Caso 2:

Após a análise dos quatro critérios de dimensionamento, definiu-se que os cabos que irão alimentar o Primário do Transformador Pedestal de 300 kVA dos três condomínios serão de cobre com bitola #35 mm² - EPR/15 kV através de eletrodutos de 4 polegadas, que atende ao critério de dimensionamento dos eletrodutos definido pela NBR 14039 da ABNT (2005). A proteção se dará através de elos fusíveis 15K para ambos os condomínios. Por determinação da concessionária Celesc, os eletrodutos devem ser de PEAD 4”, como mostra a **Tabela 3.16**.

Tabela 3. 16 – Alimentadores escolhidos para o Ramal de Serviço – Caso 2.

	Eletroduto	Proteção	Seção dos cabos
Curta Distância	4”	Elos fusíveis 15K	#35 mm ² - EPR/15 kV
Média Distância	4”	Elos fusíveis 15K	#35 mm ² - EPR/15 kV
Longa Distância	4”	Elos fusíveis 15K	#35 mm ² - EPR/15 kV

Fonte: do Autor (2021).

- Para o alimentador do QDP:

Os cabos que sairão do Transformador Pedestal até o QDP são padronizados pela concessionária Celesc e, para transformadores de 300 kVA, deve-se utilizar 2 cabos de cobre de 120 mm² com um eletroduto PEAD de 4” por fase. Através das mesmas análises realizadas para os outros casos, concluiu-se que os cabos de 120 mm² respeitam todos os critérios de dimensionamento. Em relação à proteção, deve-se utilizar Disjuntores Termomagnéticos Tripolares de 350 A. As definições estão presentes na **Tabela 3.17**.

Tabela 3. 17 – Alimentadores escolhidos para o QDP.

	Eletróduto	Disjuntor	Seção dos cabos
Curta Distância	4"	3x350 A	2x#120 mm ² - EPR/1 kV
Média Distância	4"	3x350 A	2x#120 mm ² - EPR/1 kV
Longa Distância	4"	3x350 A	2x#120 mm ² - EPR/1 kV

Fonte: do Autor (2021).

- Para o Ramal de Entrada do Caso 2:

Através dos quatro critérios de dimensionamento, foram encontrados os componentes que irão compor o Ramal de Entrada da Rede Subterrânea em Média Tensão, os quais podem ser observados na **Tabela 3.18**. As seções de todos os circuitos alimentadores dos blocos dos 3 condomínios foram definidas pelo critério da Queda de Tensão, onde as maiores bitolas foram encontradas. Assim como no Ramal de Entrada da Rede Subterrânea em Baixa Tensão, a proteção se dará através de Disjuntores Termomagnéticos Tripolares de 150 A para o Bloco 1 e Disjuntores Termomagnéticos Tripolares de 90 A para os outros blocos, considerando os três tipos de condomínio. Para atender as especificações da NBR 5410 da ABNT (2004), os eletrodutos PEAD a serem utilizados para a alimentação do Quadro de Medição dos blocos 6 e 7 do condomínio de Curta Distância devem ser alterados para 3". No caso dos condomínios de Média e Longa Distância, os eletrodutos dos blocos 2 e 7 também devem ser alterados para 3", enquanto que, para o Bloco 1 de ambos os condomínios, deve-se utilizar eletrodutos de 5".

Tabela 3. 18 – Alimentadores escolhidos para o Ramal de Entrada – Caso 2.

	Bloco	Eletróduto	Disjuntor	Seção dos cabos
Curta Distância	1	3"	3x150 A	#150 mm ² - EPR/1 kV
	2	2"	3x90 A	#50 mm ² - EPR/1 kV
	3	2"	3x90 A	#50 mm ² - EPR/1 kV
	4	2"	3x90 A	#50 mm ² - EPR/1 kV
	5	2"	3x90 A	#50 mm ² - EPR/1 kV
	6	3"	3x90 A	#95 mm ² - EPR/1 kV
	7	3"	3x90 A	#95 mm ² - EPR/1 kV
Média Distância	1	5"	3x150 A	#240 mm ² - EPR/1 kV
	2	3"	3x90 A	#120 mm ² - EPR/1 kV
	3	2"	3x90 A	#70 mm ² - EPR/1 kV
	4	2"	3x90 A	#50 mm ² - EPR/1 kV
	5	2"	3x90 A	#50 mm ² - EPR/1 kV
	6	2"	3x90 A	#70 mm ² - EPR/1 kV
	7	3"	3x90 A	#95 mm ² - EPR/1 kV
Longa Distância	1	5"	3x150 A	#240 mm ² - EPR/1 kV
	2	3"	3x90 A	#120 mm ² - EPR/1 kV
	3	2"	3x90 A	#70 mm ² - EPR/1 kV
	4	2"	3x90 A	#50 mm ² - EPR/1 kV
	5	2"	3x90 A	#50 mm ² - EPR/1 kV
	6	2"	3x90 A	#70 mm ² - EPR/1 kV
	7	3"	3x90 A	#95 mm ² - EPR/1 kV

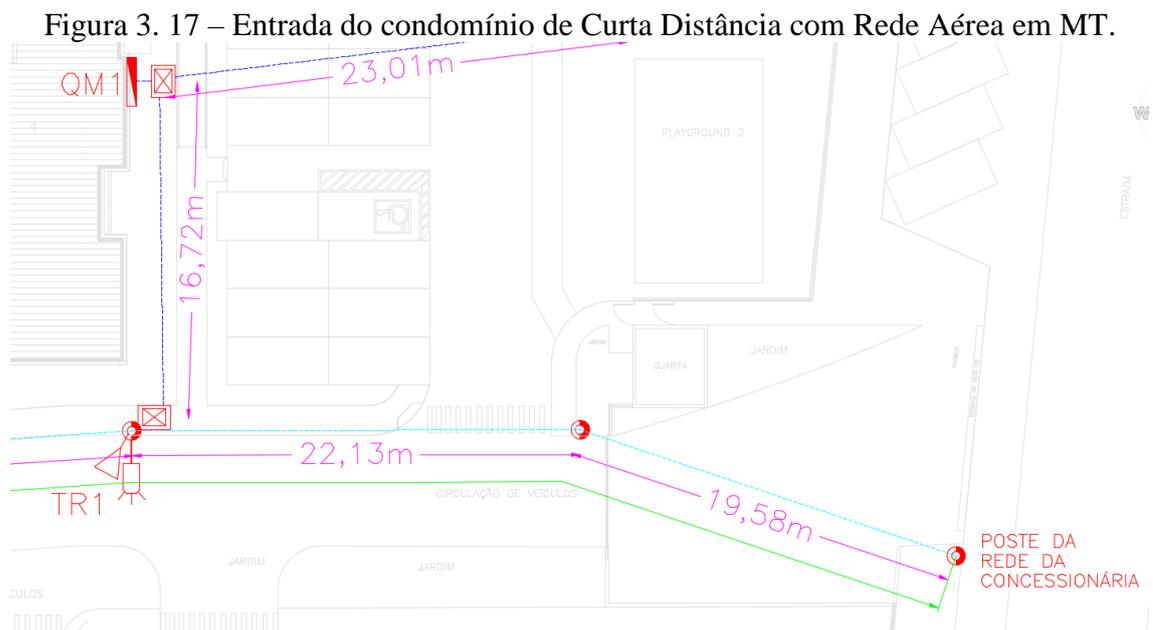
Fonte: do Autor (2021).

3.3 CASO 3 – FORNECIMENTO DE ENERGIA COM REDE AÉREA EM MÉDIA TENSÃO

Para esse tipo de fornecimento, a concessionária de energia distribuirá a energia em Média Tensão através de Rede Aérea Compacta interna com cabos cobertos classe 15 kV ou 25 kV instalada dentro do empreendimento. Em alguns dos postes serão instalados transformadores para realizar a transformação da energia para alimentar, através de cabos multiplexados, os blocos em Baixa Tensão para o consumo. Todos os custos para a construção dessa rede compacta serão de responsabilidade do empreendedor.

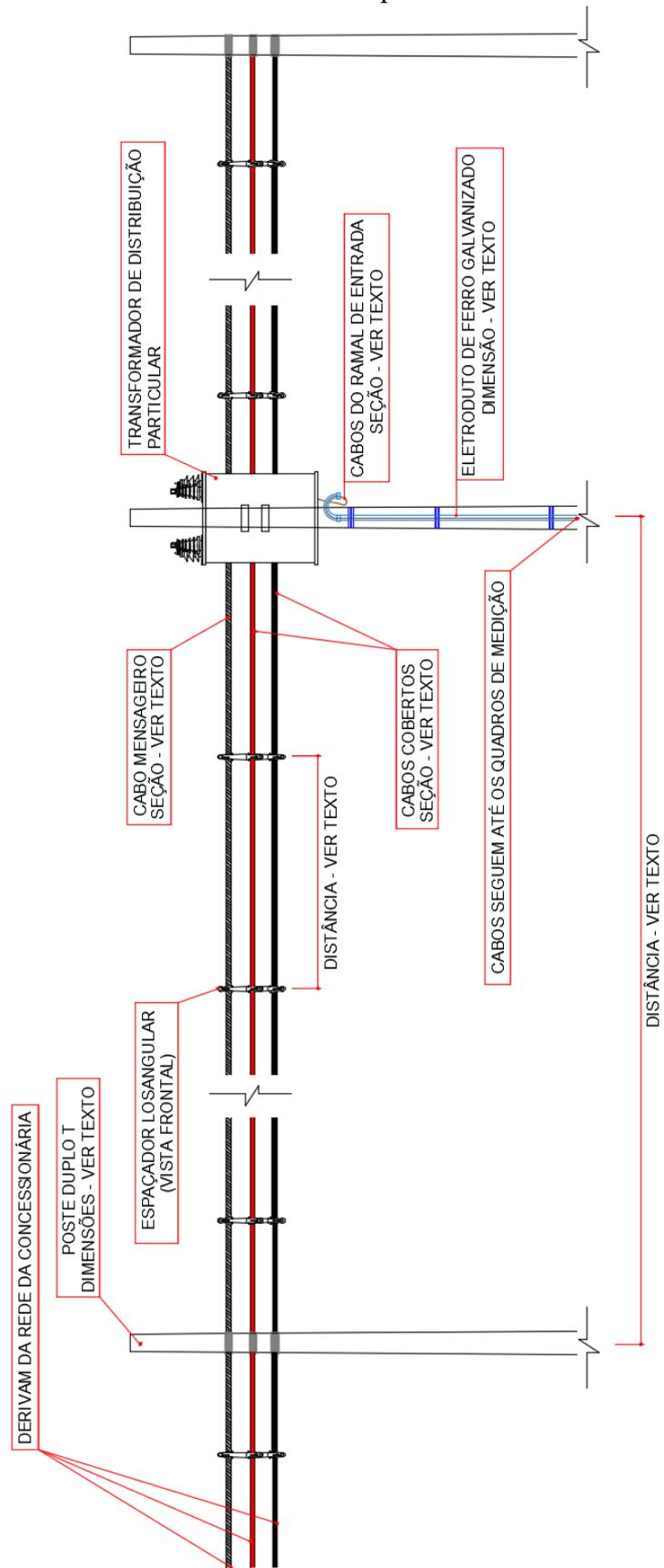
Os transformadores foram dimensionados para alimentar dois blocos, com exceção do Bloco 1 que, por ter demanda diferente da dos demais e por incluir as cargas da área comum externa do condomínio, possuirá um transformador exclusivo. A **Figura 3.17** apresenta a entrada do condomínio de Curta Distância com Rede Aérea em Média Tensão, enquanto que os detalhes da instalação de uma Rede Aérea Compacta podem ser visualizados na **Figura 3.18**. A **Figura 3.19** apresenta detalhes da derivação dos cabos multiplexados. Portanto, a distribuição de transformadores será dada da seguinte maneira:

- Transformador 1 (TR₁) = Bloco 1 + Condomínio;
- Transformador 2 (TR₂) = Bloco 2 + Bloco 3;
- Transformador 3 (TR₃) = Bloco 4 + Bloco 5;
- Transformador 4 (TR₄) = Bloco 6 + Bloco 7.



Fonte: do Autor (2021).

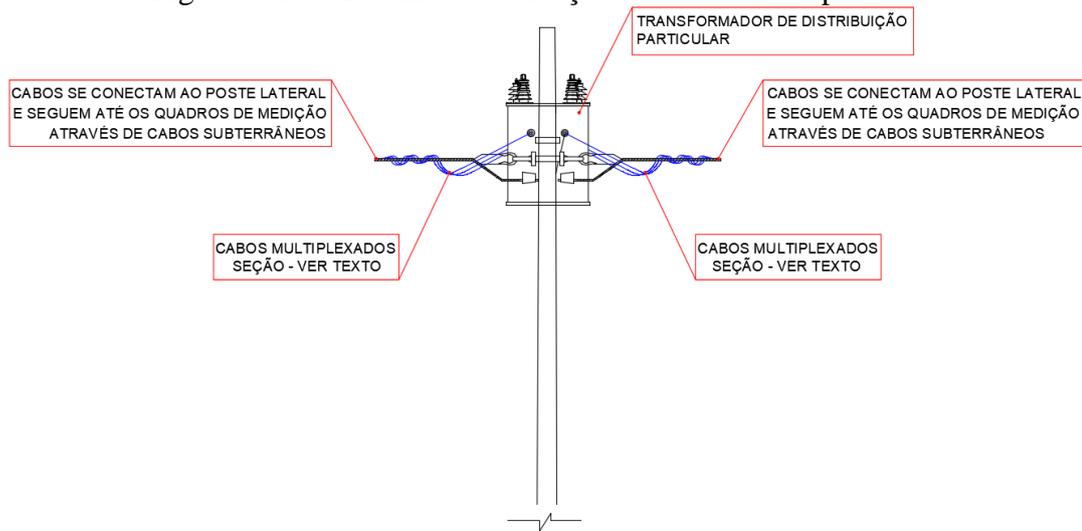
Figura 3. 18 – Detalhe do fornecimento por Rede Aérea com Média Tensão.



NOTA:
1- DIMENSÕES E SEÇÕES APRESENTADAS NO TEXTO

Fonte: do Autor (2021).

Figura 3. 19 – Detalhe da derivação dos cabos multiplexados.



Fonte: do Autor (2021).

3.3.1 Dimensionamento dos transformadores da Rede Aérea em MT do Condomínio

Para dimensionar os transformadores a serem instalados deve-se analisar a demanda D_{b1} do Bloco 1 e a demanda $D_{2blocos}$, a qual considera dois dos outros blocos do condomínio obtidas no **Apêndice A**, que são:

- $D_{b1} = 93,6$ kVA;
- $D_{2blocos} = 90,53$ kVA.

Os transformadores escolhidos devem suportar as respectivas demandas e, o transformador comercial com demanda mais próxima é o de 112,5 kVA. Logo, tanto TR_1 quanto os outros três transformadores serão de 112,5 kVA, como pode ser visto na **Tabela 3.19**. Considerando fatores de potência iguais para todas as cargas e a potência dos quatro transformadores, tem-se:

$$S_{TRs} = TR_1 + TR_2 + TR_3 + TR_4 \quad (3.65)$$

$$S_{TRs} = 112,5 + 112,5 + 112,5 + 112,5 = 450 \text{ kVA} \quad (3.66)$$

Onde:

- S_{TRs} – Potência aparente total dos transformadores em (kVA);
- TR_1 – Transformador que alimenta o Bloco 1 com potência em (kVA);
- TR_2 – Transformador que alimenta os blocos 2 e 3 com potência em (kVA);
- TR_3 – Transformador que alimenta os blocos 4 e 5 com potência em (kVA);
- TR_4 – Transformador que alimenta os blocos 6 e 7 com potência em (kVA).

Tabela 3. 19 – Transformadores padrão Celesc escolhidos para o projeto de rede Aérea em MT.

Transformador	Blocos atendidos	Demanda (kVA)	Potência Aparente Nominal (kVA)
TR ₁	Bloco 1 + Condomínio	93,60	112,5
TR ₂	Bloco 2 + Bloco 3	90,53	112,5
TR ₃	Bloco 4 + Bloco 5	90,53	112,5
TR ₄	Bloco 6 + Bloco 7	90,53	112,5
Total		224,11	450

Fonte: do Autor (2021).

Com os transformadores definidos e a potência total obtida, pode-se começar o dimensionamento do Ramal de Ligação, ou Ramal de Serviço.

3.3.2 Dimensionamento do Ramal de Serviço – Caso 3

O ramal de alimentação em alta tensão dos transformadores deverá ser dimensionado de maneira que atenda os mesmos critérios estabelecidos anteriormente.

Apesar de, neste projeto, o fornecimento se dar de forma aérea, assim como nos casos em que a rede era subterrânea, os dois primeiros critérios dependem exclusivamente da demanda (nesse caso, potência total aparente dos transformadores) e apenas para os outros critérios, da Queda de Tensão Máxima Admissível e Corrente de Curto-Circuito, o comprimento dos ramais em função do tamanho do condomínio tem influência na análise. O Ramal de Serviço da Rede Aérea em MT contém toda a Rede Coberta do condomínio com tensão 13,8 kV, incluindo os postes instalados dentro do empreendimento com seus respectivos transformadores. Deve-se, então, dimensionar os cabos aéreos que alimentam os terminais primários de cada transformador, bem como os postes internos da rede.

3.3.2.1 Ramal de Serviço pelo critério da Capacidade de Condução de Corrente – Caso 3

O cálculo da Corrente de Projeto do Ramal de Serviço se dá pela mesma **Equação 2.5** utilizada anteriormente, porém, inicialmente, considera-se a potência de todos os quatro transformadores, S_{TRs} . Tem-se, na **Figura 3.20**, o diagrama com as correntes de projeto do Caso 3.

$$I_{pj1} = \frac{S_{TRs}}{\sqrt{3} \cdot V} \quad (3.67)$$

$$I_{pj1} = \frac{450000}{\sqrt{3} \cdot 13800} = 18,83 \text{ A} \quad (3.68)$$

Onde:

- I_{pj1} – Corrente de Projeto do Ramal de Serviço considerando todos os transformadores em (A);
- S_{TRs} – Potência aparente total dos transformadores em (VA);
- V – Tensão em (V).

Em relação à potência nominal de cada transformador, separadamente, tem-se:

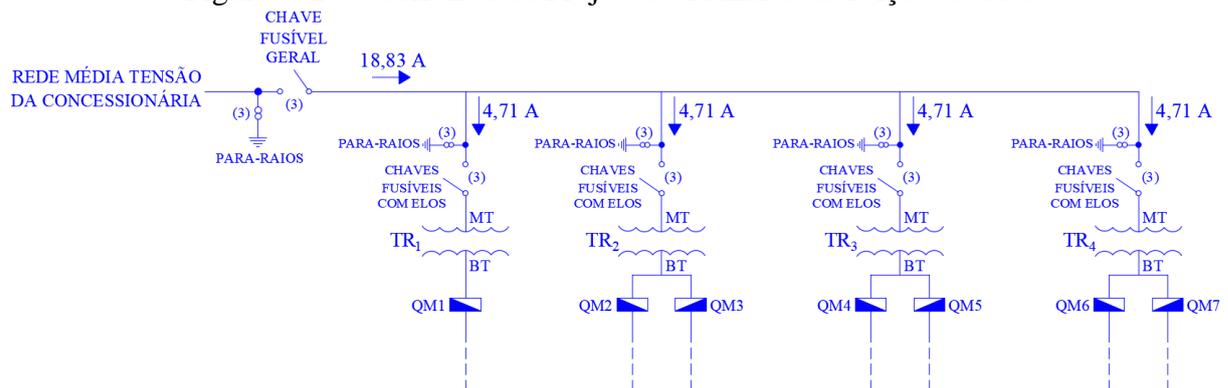
$$I_{pj2} = \frac{TR_1}{\sqrt{3} \cdot V} = \frac{TR_2}{\sqrt{3} \cdot V} = \frac{TR_3}{\sqrt{3} \cdot V} = \frac{TR_4}{\sqrt{3} \cdot V} \quad (3.69)$$

$$I_{pj2} = \frac{112500}{\sqrt{3} \cdot 13800} = 4,71 \text{ A} \quad (3.70)$$

Onde:

- I_{pj2} – Corrente de Projeto do Ramal de Serviço considerando cada transformador em (A);
- TR_1 – Demanda do transformador que alimenta o Bloco 1 em (VA);
- TR_2 – Demanda do transformador que alimenta os blocos 2 e 3 em (VA);
- TR_3 – Demanda do transformador que alimenta os blocos 4 e 5 em (VA);
- TR_4 – Demanda do transformador que alimenta os blocos 6 e 7 em (VA);
- V – Tensão em (V).

Figura 3. 20 – Correntes de Projeto do Ramal de Serviço – Caso 3.



Fonte: do Autor (2021).

Para encontrar as Correntes Corrigidas, deve-se considerar, para a Rede Aérea em Média Tensão, os fatores de correção de temperatura ambiente e de agrupamento. No caso do primeiro fator, com base na Tabela 32 da norma NBR 14039 da ABNT (2005), tem-se que o fator de correção de temperatura (f_1) possui valor 0,96 para uma temperatura ambiente de 35°C, enquanto que para o fator de correção de agrupamento de circuitos (f_2) o valor é 1, já que a

alimentação se dará por um circuito com cabos aéreos espaçados. Com isso, pode-se calcular a Corrente Corrigida através da **Equação 3.71**.

$$I' = \frac{I_{pj}}{f_1 \cdot f_2} \quad (3.71)$$

$$I_1' = \frac{18,83}{0,96 \cdot 1} = 19,62 \text{ A} \quad (3.72)$$

$$I_2' = \frac{4,71}{0,96 \cdot 1} = 4,91 \text{ A} \quad (3.73)$$

Onde:

- I' – Corrente Corrigida em (A);
- I_{pj} – Corrente de Projeto em (A);
- I_1' – Corrente Corrigida do Ramal de Serviço considerando todos os transformadores em (A);
- I_2' – Corrente Corrigida do Ramal de Serviço considerando cada transformador em (A);
- f_1 – Fator de Correção de temperatura ambiente;
- f_2 – Fator de Correção de agrupamento de circuitos.

O Manual Especial E-313.0085 da CELESC (2015), “Estruturas para Redes de Distribuição Aérea com Cabos Cobertos Fixados em Espaçadores – Rede Compacta” de 2015, define através da Tabela 8 presente no mesmo que, para uma Rede Aérea Compacta com tensão de 13,8 kV, o cabo a ser utilizado deve possuir, no mínimo, bitola #50 mm²/15 kV quando de alumínio coberto e #16 mm²/15 kV quando de cobre coberto. A mesma tabela mostra que ambos os condutores são capazes de conduzir correntes muito superiores às calculada para I_1' e I_2' , atendendo ao critério.

Para a análise deste projeto e pelo critério da Capacidade de Condução de Corrente, optou-se pelo cabo de alumínio coberto com bitola #50 mm²/15 kV para a Rede Aérea Compacta e, na derivação para os transformadores e para-raios, deve-se utilizar o cabo de cobre coberto com bitola #16 mm²/15 kV, como determina o mesmo Manual Especial E-313.0085 da concessionária CELESC (2015).

3.3.2.2 Ramal de Serviço pelo critério da Sobrecarga – Caso 3

A proteção do Ramal de Serviço para uma demanda de 450 kVA, de acordo com a Tabela 10 da norma NT-03 da concessionária CELESC (1997), se dará através de chave fusível

com elos fusíveis de 25K. Pelo Anexo 7.2 do Manual Especial E-313.0015 da CELESC (2018) mencionado no **Capítulo 3.2.1.2**, para o tempo de 10 segundos considerado no critério de Sobrecarga, a corrente de fusão mínima para esse tempo é de 60 A, enquanto que a máxima é de 90 A. Utilizando o valor máximo, pode-se analisar se o cabo de alumínio coberto de bitola #50 mm²/15 kV atende à condição imposta pelo critério de Sobrecarga através da **Equação 2.8**. Para a análise da condição, calcula-se a real capacidade de corrente do condutor (I_z'), considerando os mesmos fatores utilizados na **Equação 3.71**.

$$I_z' = 248 \cdot 0,96 \cdot 1 = 238,08 \text{ A} \quad (3.74)$$

Onde:

- I_z' – Real capacidade de condução do condutor em (A);

Calculada a real capacidade de condução de corrente do condutor de alumínio coberto de bitola #50 mm²/15 kV em função dos fatores de correção, pode-se analisar a condição da **Equação 2.8** para a demanda S_{TRs} .

$$18,83 \text{ A} < 90 \text{ A} < 238,08 \text{ A} \quad (3.75)$$

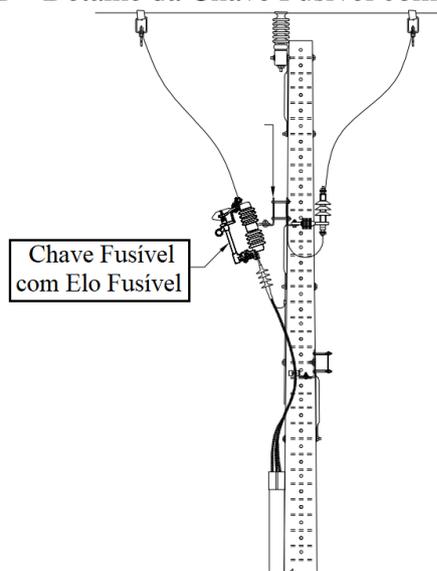
A norma NT-03 da concessionária CELESC (1997) determina que cada transformador de potência aparente de 112,5 kVA deverá ser protegido, na Média Tensão, por 3 (três) chaves fusíveis de 100 A com elos fusíveis 6K, conforme a Tabela 10 da mesma norma NT-03.

O Anexo 7.2 do Manual Especial E-313.0015 da CELESC (2018) mostra que os elos fusíveis 6K suportam, considerando tempo de fusão de 10 segundos, correntes mínimas de 13,5 A e máximas de 20,5 A. Analisando pela corrente máxima, tem-se:

$$4,71 \text{ A} < 20,5 \text{ A} < 238,08 \text{ A} \quad (3.76)$$

Tem-se, então, que os elos fusíveis protegerão os condutores (**Figura 3.21**), fazendo com que a condição imposta seja atendida. Além disso, como as demandas não são alteradas entre os três tipos de condomínio (de Curta, Média e Longa distância), a conclusão é válida para ambos.

Figura 3. 21 – Detalhe da Chave Fusível com Elo Fusível.

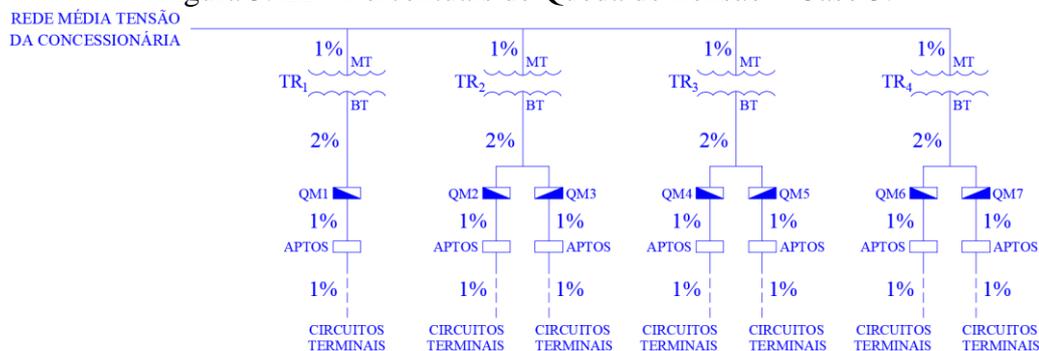


Fonte: Adaptado do Manual Especial NE-147E da Celesc (2019).

3.3.2.3 Ramal de Serviço pelo critério da Queda de Tensão Máxima Admissível – Caso 3

O condutor analisado atenderá ao critério caso o valor percentual das quedas de tensão ao longo do trecho não ultrapasse os valores pré-estabelecidos. Como mencionado anteriormente, a norma NBR 14039 da ABNT (2005) define que entre a origem de uma instalação e qualquer outro ponto de utilização o valor máximo é de 5%. Já a NBR 5410 da ABNT (2004) define que o valor máximo é de 7% calculados a partir dos terminais do transformador MT/BT, quando os transformadores são de propriedade dos consumidores, como pode ser visto na **Tabela 2.3**. A **Figura 3.22** apresenta os valores escolhidos para cada trecho para o projeto de fornecimento através de Rede Aérea em Média Tensão.

Figura 3. 22 – Percentuais de Queda de Tensão – Caso 3.



Fonte: do Autor (2021).

Para dimensionar o Ramal de Serviço da rede de Média Tensão do empreendimento considerando a queda de tensão ao longo do caminho percorrido pelo condutor, utiliza-se o

coeficiente de Queda de Tensão apresentado na Tabela 10 do Manual Especial E-313.0085 da concessionária CELESC (2015). Analisando a tabela tem-se que o cabo #50 mm²/15 kV de alumínio, considerando um fator de potência 0,9, possui um coeficiente de queda de tensão de 0,4592%/MVA·km. As distâncias da derivação da concessionária até os respectivos transformadores alocados nos postes do empreendimento consideradas são apresentadas na **Tabela 3.20** e, através delas e das demandas dos transformadores, é possível encontrar as quedas de tensão percentuais de cada trecho percorrido pelo cabo.

Tabela 3. 20 – Distâncias entre o Ponto de Derivação de Energia e os transformadores do empreendimento.

	Transformador	Distância L (m)
Curta Distância	TR ₁	43,71 m
	TR ₂	85,96 m
	TR ₃	129,53 m
	TR ₄	172,11 m
Média Distância	TR ₁	39,70 m
	TR ₂	104,72 m
	TR ₃	190,33 m
	TR ₄	274,68 m
Longa Distância	TR ₁	218,54 m
	TR ₂	283,56 m
	TR ₃	369,18 m
	TR ₄	453,52 m

Fonte: do Autor (2021).

$$\Delta V_1 = \frac{L_1}{1000} \cdot (TR_1 + TR_2 + TR_3 + TR_4) \cdot 0,4592 \quad (3.77)$$

$$\Delta V_2 = \frac{L_2}{1000} \cdot (TR_2 + TR_3 + TR_4) \cdot 0,4592 \quad (3.78)$$

$$\Delta V_3 = \frac{L_3}{1000} \cdot (TR_3 + TR_4) \cdot 0,4592 \quad (3.79)$$

$$\Delta V_4 = \frac{L_4}{1000} \cdot TR_4 \cdot 0,4592 \quad (3.80)$$

$$\Delta V(\%) = \Delta V_1 + \Delta V_2 + \Delta V_3 + \Delta V_4 \quad (3.81)$$

Onde:

- ΔV_1 – Queda de tensão até o TR₁ em (%);
- ΔV_2 – Queda de tensão até o TR₂ em (%);
- ΔV_3 – Queda de tensão até o TR₃ em (%);
- ΔV_4 – Queda de tensão até o TR₄ em (%);
- L₁ – Distância do Ponto de Derivação de Energia até o TR₁ em (m);

- L_2 – Distância do Ponto de Derivação de Energia até o TR₂ em (m);
- L_3 – Distância do Ponto de Derivação de Energia até o TR₃ em (m);
- L_4 – Distância do Ponto de Derivação de Energia até o TR₄ em (m);
- TR₁ – Demanda do transformador que alimenta o Bloco 1 em (MVA);
- TR₂ – Demanda do transformador que alimenta os blocos 2 e 3 em (MVA);
- TR₃ – Demanda do transformador que alimenta os blocos 4 e 5 em (MVA);
- TR₄ – Demanda do transformador que alimenta os blocos 6 e 7 em (MVA);
- $\Delta V(\%)$ – Queda de Tensão percentual total do trecho em (%).

A **Tabela 3.21** mostra os valores de Queda de Tensão Percentual encontrados para cada tipo de condomínio.

Tabela 3. 21 – Percentuais de Queda de Tensão dos Ramais de Serviço – Caso 3.

	Coeficiente de Queda de Tensão = 0,4592 %/MVA·km								
	L_1 (m)	ΔV_1 (%)	L_2 (m)	ΔV_2 (%)	L_3 (m)	ΔV_3 (%)	L_4 (m)	ΔV_4 (%)	$\Delta V(\%)$
Curta Distância	43,71	0,0090	85,96	0,0133	129,53	0,0134	172,11	0,0089	0,0446
Média Distância	39,70	0,0082	104,72	0,0162	190,33	0,0197	274,68	0,0142	0,0583
Longa Distância	218,54	0,0452	283,56	0,0440	369,18	0,0381	453,52	0,0234	0,1507

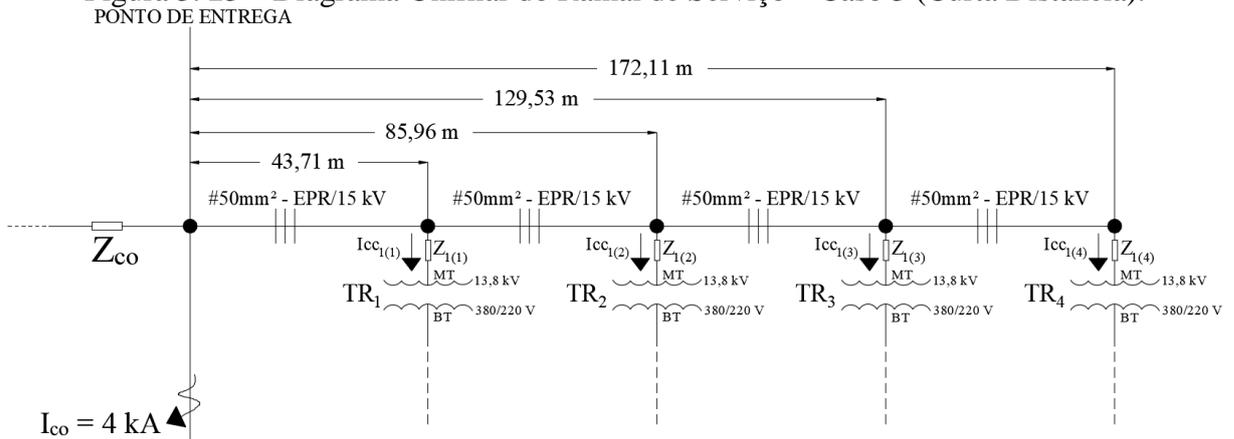
Fonte: do Autor (2021).

Tem-se, então, que a queda de tensão percentual não ultrapassa a máxima considerada, de 1%. Logo, o condutor de bitola #50 mm²/15 kV satisfaz a condição imposta pelo critério.

3.3.2.4 Ramal de Serviço pelo critério da Corrente de Curto-Circuito – Caso 3

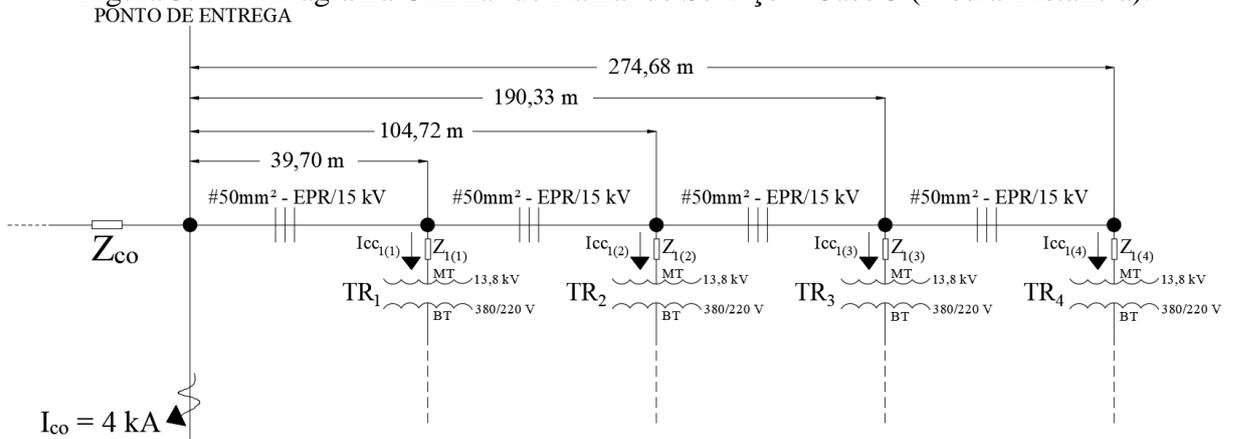
Para iniciar a análise do critério, deve-se observar o Diagrama Unifilar do Ramal de Serviço da Rede Aérea. Tem-se, pelos diagramas das figuras **Figura 3.23**, **Figura 3.24** e **Figura 3.25**, que cada terminal Primário dos transformadores possui uma corrente de Curto-Circuito I_{cc1} ainda desconhecida. Para obter os valores de I_{cc1} , deve-se, inicialmente, encontrar a impedância da concessionária Z_{co} e impedância dos cabos Z_1 . Através da **Equação 3.35** do **Capítulo 3.2.1.4**, tem-se que o valor de Z_{co} é de $j3,45 \Omega$ para uma tensão de 13,8 kV.

Figura 3. 23 – Diagrama Unifilar do Ramal de Serviço – Caso 3 (Curta Distância).



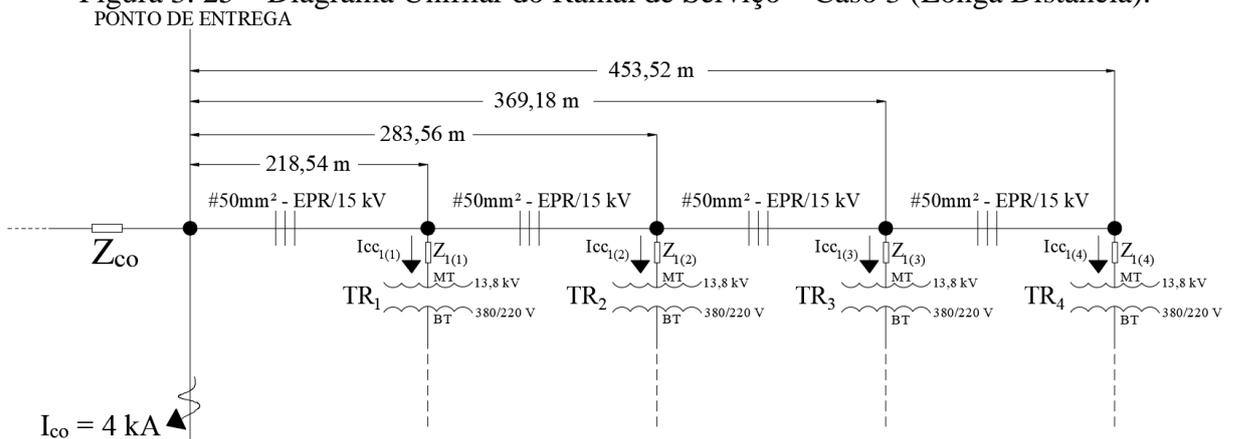
Fonte: do Autor (2021).

Figura 3. 24 – Diagrama Unifilar do Ramal de Serviço – Caso 3 (Média Distância).



Fonte: do Autor (2021).

Figura 3. 25 – Diagrama Unifilar do Ramal de Serviço – Caso 3 (Longa Distância).



Fonte: do Autor (2021).

Através da Tabela 4 do Manual Especial E-313.0075 da CELESC (2018), observa-se que cabos de alumínio coberto com bitola 50 mm^2 , para uma tensão de 13,8 kV possuem impedância de $(0,8218 + j0,3065) \Omega$ por quilômetro. Com isso, é possível encontrar a

impedância Z_1 em Ω para cada trecho Ponto de Entrega – Transformador através da **Equação 3.82** considerando suas respectivas distâncias em metros.

$$Z_1 = (0,8218 + j0,3065) \cdot \frac{L}{1000} \quad (3.82)$$

Onde:

- Z_1 – Impedância dos cabos ao longo do trecho, em (Ω);
- L – Distância do Ponto de Derivação até os respectivos transformadores em (m).

Considerando as distâncias L e a **Equação 3.82**, obtém-se a **Tabela 3.22** com os valores de cada Z_1 para os três condomínios.

Tabela 3. 22 – Valores da impedância Z_1 em Ω para cada transformador.

	TR ₁		TR ₂		TR ₃		TR ₄	
	L (m)	Z ₁ (Ω)	L (m)	Z ₁ (Ω)	L (m)	Z ₁ (Ω)	L (m)	Z ₁ (Ω)
Curta Distância	43,71	0,0359 + j0,0134	85,96	0,0706 + j0,0264	129,53	0,1065 + j0,0397	172,11	0,1414 + j0,0528
Média Distância	39,70	0,0326 + j0,0122	104,72	0,0861 + j0,0321	190,33	0,1564 + j0,0583	274,68	0,2257 + j0,0842
Longa Distância	218,54	0,1796 + j0,0670	283,56	0,2330 + j0,0869	369,18	0,3034 + j0,1132	453,52	0,3727 + j0,1390

Fonte: do Autor (2021)

Com os valores de Z_1 encontrados, é possível calcular a corrente de curto-circuito I_{cc1} utilizando a **Equação 3.83**.

$$I_{cc1} = \frac{V}{Z_{co} + Z_1} \quad (3.83)$$

Onde:

- I_{cc1} – Corrente de Curto-Circuito no primário dos transformadores em (kA);
- V – Tensão em (V);
- Z_{co} – Impedância da concessionária em (Ω);
- Z_1 – Impedância dos cabos ao longo do trecho, em (Ω).

Considerando a tensão de 13,8 kV, a impedância Z_{co} de j3,45 Ω , além das impedâncias Z_1 de cada circuito alimentador de cada Quadro de Medição, calcula-se o módulo da corrente I_{cc1} . Os valores encontrados foram apresentados na **Tabela 3.23**.

Tabela 3. 23 – Correntes de Curto-Circuito I_{cc1} do Ramal de Serviço – Caso 3.

	TR ₁		TR ₂		TR ₃		TR ₄	
	$Z_{co} + Z_1$ (Ω)	$ I_{cc1} $ (kA)	$Z_{co} + Z_1$ (Ω)	$ I_{cc1} $ (kA)	$Z_{co} + Z_1$ (Ω)	$ I_{cc1} $ (kA)	$Z_{co} + Z_1$ (Ω)	$ I_{cc1} $ (kA)
Curta Distância	0,0359 + j3,4634	3,98	0,0706 + j3,4764	3,97	0,1065 + j3,4897	3,95	0,1414 + j3,5028	3,94
Média Distância	0,0326 + j3,4622	3,99	0,0861 + j3,4821	3,96	0,1564 + j3,5083	3,93	0,2257 + j3,5342	3,90
Longa Distância	0,1796 + j3,5170	3,92	0,2330 + j3,5369	3,89	0,3034 + j3,5632	3,86	0,3727 + j3,5890	3,83

Fonte: do Autor (2021).

Por tratar-se de um curto-circuito o tempo para a fusão do elo fusível será muito pequeno. Como mencionado anteriormente, neste trabalho optou-se por considerar um tempo de fusão de 0,1 segundo. O Anexo 7.4 do Manual Especial E-313.0075 da CELESC (2018) apresenta um gráfico com os valores de correntes de Curto-Circuito admissíveis para cabos cobertos de diferentes bitolas. O caso a ser analisado é o do condutor de alumínio com seção #50 mm²/15 kV coberto por material XLPE e, para um tempo de 0,1 segundo (6 ciclos), a corrente admissível nesse cabo é de até cerca de 16.000 A. Tem-se, através do gráfico, que o cabo analisado suportaria as correntes I_{cc1} calculadas por cerca de 90 ciclos.

Conclui-se, então, que o cabo de #50 mm²/15 kV de alumínio coberto atende a condição do critério do Curto-Circuito e, com isso, tem-se definidos os alimentadores do Ramal de Serviço para a Rede Aérea Compacta de Média Tensão: **cabo de alumínio coberto com bitola de #50 mm²/15 kV.**

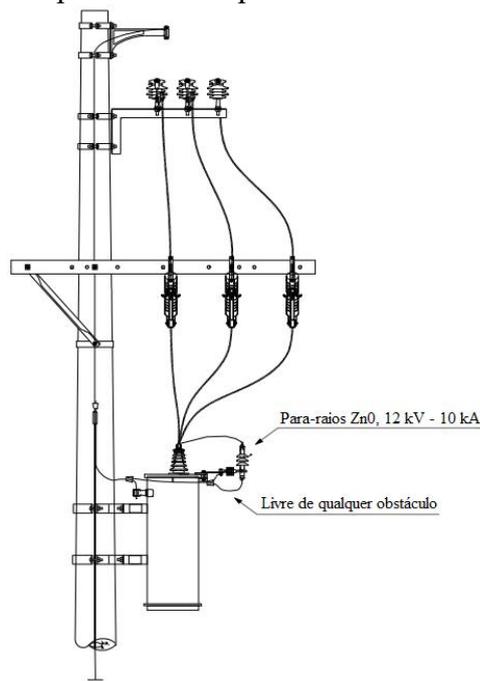
3.3.2.5 Proteção dos Transformadores contra Sobretensões – Caso 3

Além da proteção contra Sobrecarga do Ramal de Ligação da Rede Aérea em Média Tensão deve-se, também, conforme a norma E-313.0085 da CELESC (2015), protegê-los contra aumentos bruscos e imprevisíveis de tensão (Sobretensão). Desta maneira, serão previstos, para a derivação e final da Rede Aérea Compacta, 3 (três) para-raios de distribuição poliméricos, tipo válvula, com tensão nominal de 12 kV e corrente de descarga mínima de 10 kA conforme o Manual Especial E-313.0012 (Para-raios poliméricos para Redes de Distribuição) da CELESC (2017).

Para os transformadores de 112,5 kVA, que deverão ser instalados nos postes do interior do condomínio, serão previstos, também, 3 para-raios com as mesmas características dos citados anteriormente para a proteção individual dos mesmos contra sobretensões. Os para-raios deverão ser acoplados aos próprios transformadores conforme determinado pelo Manual

Especial E-313.0085 da concessionária CELESC (2015), como mostra a **Figura 3.26**, uma vez que os transformadores de distribuição possuem suporte para para-raios. O mesmo Manual Especial exige que, tanto a conexão das chaves fusíveis aos transformadores, quanto a ligação dos para-raios à Rede de Média Tensão se darão através de cabos cobertos #16 mm²/15 kV de cobre.

Figura 3. 26 – Detalhes dos para-raios acoplados aos transformadores de distribuição.



Fonte: Adaptado do Manual Especial E-313.0085 da Celesc (2015).

3.3.2.6 Dimensionamento dos postes da Rede Coberta interna – Caso 3

A escolha dos postes particulares a serem utilizados no empreendimento é definida pelo Manual Especial E-313.0085 (“Estruturas para Redes de Distribuição Aérea com Cabos Cobertos Fixados em Espaçadores – Rede Compacta”) da CELESC, do ano de 2015.

De acordo com o manual, em situações normais, utiliza-se postes de concreto Duplo T e, em relação a altura mínima recomendada para os postes da Rede Compacta, quando a mesma está instalada com Média Tensão, considera-se os de 11 metros. Para a capacidade máxima de esforço dos postes, optou-se pelo valor de 300 daN. Porém, na rede em questão, existirão postes instalados com funções específicas, como a instalação dos transformadores de 112,5 kVA. Para esses casos, o Manual Especial define que os postes deverão possuir 12 metros de altura e a capacidade de esforço de até 1000 daN. Já o poste instalado no fim da rede deve possuir capacidade de 600 daN e considerar-se-á para os mesmos uma altura de 11 metros. Os apêndices

Apêndice K, **Apêndice L** e **Apêndice M** apresentam a planta baixa com os postes a serem considerados nos projetos de Rede Aérea Compacta dos condomínios, enquanto que a **Tabela 3.24** apresenta a quantidade de postes por projeto.

Tabela 3. 24 – Quantidade de postes por projeto.

Condomínio	Tipos de Postes		
	11-300	11-600	12-1000
Curta Distância	4	1	4
Média Distância	9	1	4
Longa Distância	18	1	4

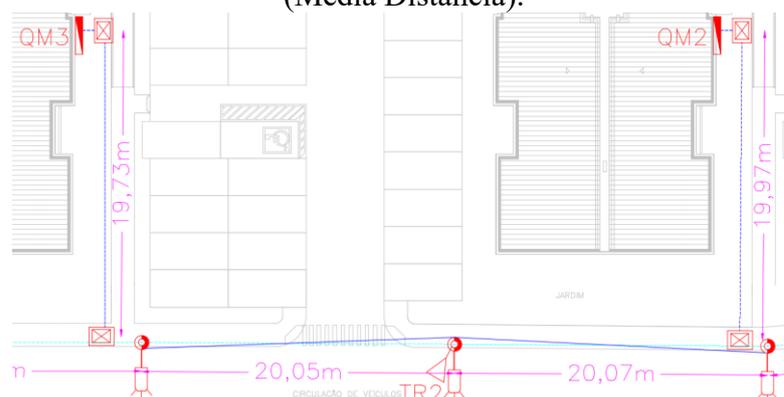
Fonte: do Autor (2021).

3.3.3 Dimensionamento do Ramal de Entrada – Caso 3

Para o fornecimento de energia em Média Tensão, optou-se pela utilização de cabos multiplexados em trechos aéreos e cabos subterrâneos a partir dos postes para o Ramal de Entrada. Essa escolha foi feita visando generalizar a análise para que a mesma possa abranger diversos outros casos, uma vez que, por questões estéticas e de instalação, trata-se de uma opção usual. Na saída do secundário serão utilizados cabos multiplexados a serem conectados aos postes imediatamente próximos. Dos postes, descerão cabos subterrâneos para que, assim, alimentem os Quadros de Medição, como mostra a **Figura 3.19**.

Deve-se ressaltar que, no caso do condomínio de Curta Distância não foram necessários cabos multiplexados para o Ramal de Entrada, haja vista que estão próximos dos blocos, como mostra a planta do projeto presente no **Apêndice K**. Para os condomínios com configuração de Média e Longa Distância, utilizou-se cabos multiplexados para a alimentação de todos os blocos, com exceção do Bloco 1 (**Apêndice L** e **Apêndice M**). Os cabos serão dimensionados em capítulos posteriores. A **Figura 3.27** mostra a derivação dos cabos multiplexados.

Figura 3. 27 – Cabos multiplexados conectados ao secundário do transformador – Caso 3 (Média Distância).



Fonte: do Autor (2021).

3.3.3.1 Ramal de Entrada pelo critério da Capacidade de Condução de Corrente – Caso 3

Como visto anteriormente, o Ramal de Entrada será constituído por um trecho aéreo e um trecho subterrâneo. No primeiro, na saída do secundário do transformador, serão instalados cabos multiplexados que serão conectados aos postes laterais próximos. Estes cabos também serão analisados através dos quatro critérios já mencionados neste texto, iniciando pelo critério da Capacidade de Condução de Corrente. O mesmo deverá ser feito com os cabos subterrâneos do ramal.

3.3.3.1.1 Cabos Multiplexados – Capacidade de Condução de Corrente

O Manual Especial E-313.0078 (Rede de Distribuição Aérea Secundária Isolada até 1 kV) da concessionária CELESC (2016) define que os cabos multiplexados de alumínio utilizados devem possuir bitola 3x1x120+70 mm² (bitola de 120 mm² para os cabos de fase e 70 mm² para a seção do cabo mensageiro), que é a mínima exigida na saída dos transformadores.

Utilizando a **Equação 2.5** para calcular a Corrente de Projeto ou, nesse caso, Corrente Nominal no Secundário (I_{NS}) do transformador de 112,5 kVA, tem-se:

$$I_{NS} = \frac{112500}{\sqrt{3} \cdot 380} = 170,93 \text{ A} \quad (3.84)$$

Onde:

- I_{NS} – Corrente Nominal no Secundário do transformador de 112,5 kVA em (A).

Para uma temperatura ambiente de 35°C tem-se, pela Tabela 40 da norma NBR 5410 da ABNT (2004), o fator de correção com valor de 0,96, considerando que os cabos multiplexados são isolados por material XLPE. Em relação ao fator de agrupamento, considera-se o valor 1. Com isso, calcula-se a Corrente Corrigida, utilizando a **Equação 2.6**.

$$I' = \frac{170,93}{0,96 \cdot 1} = 178,05 \text{ A} \quad (3.85)$$

Onde:

- I' – Corrente Corrigida em (A).

A Tabela 2 do Manual Especial E-313.0078 da CELESC (2016) mostra que cabos multiplexados 3x1x120+70 mm² são capazes de conduzir correntes de até 265 A. Conclui-se, então, que os cabos em questão atendem ao critério.

3.3.3.1.2 Cabos Subterrâneos – Capacidade de Condução de Corrente

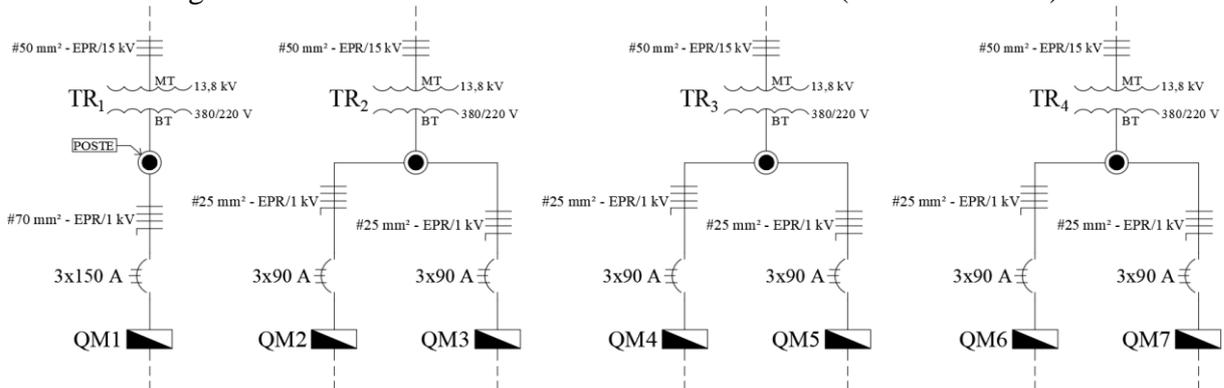
O dimensionamento dos cabos subterrâneos pelo critério da Capacidade de Condução de Corrente se dará exatamente da mesma maneira apresentada no **Capítulo 3.1.2.1**, uma vez que o mesmo depende apenas das demandas, que são as mesmas para esse caso.

- Para o Bloco 1:
 - Condutores subterrâneos de EPR para 1 kV, com seção de 70 mm²;
 - Eletrodutos subterrâneos de PVC de 3 polegadas.
- Para os outros blocos:
 - Condutores subterrâneos de EPR para 1 kV, com seção de 25 mm²;
 - Eletrodutos subterrâneos de PVC de 2 polegadas.

3.3.3.2 Ramal de Entrada pelo critério da Sobrecarga – Caso 3

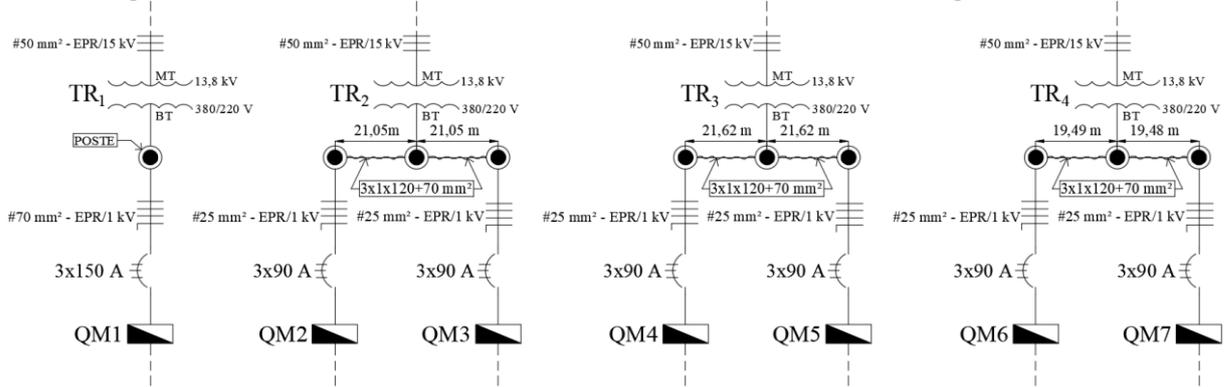
A proteção dos cabos multiplexados e dos condutores subterrâneos será realizada pelos Disjuntores Gerais dos Quadros de Medição dos respectivos blocos. A análise a ser realizada para determinar a corrente nominal dos disjuntores de cada quadro é a mesma do **Capítulo 3.1.2.2**, já que depende apenas das demandas dos blocos. Logo, para o Bloco 1, deve-se utilizar um Disjuntor Termomagnético Tripolar de 150 A (I_{dj1}) e, para os outros blocos, disjuntores com corrente nominal I_{dj2} de 90 A. Os diagramas das figuras **Figura 3.28** e **Figura 3.29** apresentam os valores de corrente nominal dos disjuntores e os cabos multiplexados e subterrâneos (dimensionados pelo critério anterior) dos Ramais de Entrada dos três condomínios e serão úteis para a análise do critério.

Figura 3. 28 – Cabos do Ramal de Entrada – Caso 3 (Curta Distância).



Fonte: do Autor (2021).

Figura 3. 29 – Cabos do Ramal de Entrada – Caso 3 (Média e Longa Distância).



Fonte: do Autor (2021).

3.3.3.2.1 Cabos Multiplexados – Sobrecarga

Para que os cabos multiplexados atendam ao critério da Sobrecarga, a condição da **Equação 2.8** deve ser respeitada. Calcula-se, através da **Equação 2.7**, I_z' .

$$I_z' = 265 \cdot 0,96 \cdot 1 = 254,4 \text{ A} \quad (3.86)$$

Onde:

- I_z' – Real capacidade de condução de corrente do cabo multiplexado 3x1x120+70 mm² em (A).

Aplicando o valor de I_z' calculado e o valor de I_{dj2} encontrado através da **Equação 3.14** (deve-se notar que, como mencionado anteriormente, os cabos multiplexados serão utilizados apenas nos blocos 2, 3, 4, 5, 6 e 7 dos condomínios de Média e Longa Distância, o que pode ser visto nas figuras **Figura 3.28** e **Figura 3.29**) na **Equação 2.8**, observa-se que os cabos de 3x1x120+70 mm² atendem ao critério da Sobrecarga para os blocos, considerando a corrente nominal I_{dj2} dos disjuntores gerais de 90 A.

$$80,39 \text{ A} < 90 \text{ A} < 254,4 \text{ A} \quad (3.87)$$

3.3.3.2.2 Cabos Subterrâneos – Sobrecarga

Como mencionado anteriormente, a análise é a mesma vista no **Capítulo 3.1.2.2**, pois a mesma depende apenas das demandas individuais dos blocos. Em relação ao **Bloco 1**, a bitola do cabo do circuito que irá alimentar o Quadro de Medição 1 será de #70 mm² - EPR/1 kV, já que o I_{z1}' calculado na **Equação 3.17** é maior que o valor de 150 A (I_{dj1}). Já **para os outros blocos**, considerando a corrente nominal I_{dj2} de 90 A, deve-se trocar os cabos escolhidos de #25

mm² - EPR/1 kV por cabos de #35 mm² - EPR/1 kV, os quais, como pode ser visto na **Equação 3.18**, possuem I₂₂' maior, respeitando o critério da Sobrecarga.

3.3.3.3 Ramal de Entrada pelo critério da Queda de Tensão Máxima Admissível – Caso 3

O dimensionamento dos cabos multiplexados e subterrâneos utilizará os mesmos métodos mencionados no **Capítulo 2.2.4**. Para analisar os cabos multiplexados, optou-se pelo método do Coeficiente de Queda de Tensão, enquanto que os cabos subterrâneos serão dimensionados utilizando o cálculo da Seção Mínima. A **Figura 3.22** apresenta os valores máximos de Queda de Tensão Percentual para cada trecho e, pela mesma figura, observa-se que para o trecho percorrido pelos cabos da saída do terminal secundário dos transformadores até os Quadros de Medição o valor é de 2%. Portanto, definiu-se que, tanto para o trecho aéreo com cabos multiplexados, quanto para o trecho subterrâneo, a Queda de Tensão Percentual máxima será de 1%.

3.3.3.3.1 Cabos Multiplexados – Queda de Tensão Máxima Admissível

Para o cálculo da Queda de Tensão Percentual dos cabos multiplexados 3x1x120+70 mm² no trecho aéreo utilizar-se-á o Coeficiente de Queda de Tensão. A Tabela 3 do Manual Especial E-313.0078 da concessionária CELESC (2016) apresenta os valores dos coeficientes de diferentes tipos de cabos multiplexados. Através dela, observa-se que os cabos 3x1x120+70 mm² possuem coeficiente com valor 0,0232%/kVA·100m, considerando fator de potência de 0,90. Analisando a unidade do coeficiente, nota-se que, para encontrar a Queda de Tensão Percentual, basta multiplicar o valor em questão pela demanda D_{blocos} de cada um dos blocos 2, 3, 4, 5, 6 e 7 de 52,91 kVA e, em seguida, pela distância total do trecho percorrido pelos cabos multiplexados dividida por 100 metros.

$$\Delta V\% = 0,0232 \cdot 52,91 \cdot \frac{L}{100} \quad (3.88)$$

Onde:

- $\Delta V\%$ – Queda de Tensão Percentual em (%);
- L – Distância percorrida pelos cabos multiplexados em (m).

Utilizando a **Equação 3.88** e calculando a Queda de Tensão Percentual de cada um dos trechos percorridos pelos cabos multiplexados dos condomínios de Média e Longa Distância obteve-se a **Tabela 3.25** com os respectivos resultados de $\Delta V\%$, os quais, por possuírem valores

inferiores ao de 1% estabelecido, determinam que os cabos multiplexados 3x1x120+70 mm² atendem ao critério da Queda de Tensão Máxima Admissível.

Tabela 3. 25 – Queda de Tensão Percentual - Trechos aéreos com cabos multiplexados.

	Bloco	Distância L (m)	$\Delta V\%$ (%)
Média Distância	1	0	0
	2	21,05	0,258391
	3	21,05	0,258391
	4	21,62	0,265388
	5	21,62	0,265388
	6	19,49	0,239242
	7	19,48	0,239119
Longa Distância	1	0	0
	2	21,05	0,258391
	3	21,05	0,258391
	4	21,62	0,265388
	5	21,62	0,265388
	6	19,49	0,239242
	7	19,48	0,239119

Fonte: do Autor (2021).

3.3.3.3.2 Cabos Subterrâneos – Queda de Tensão Máxima Admissível

Utilizando a **Equação 2.11**, pode-se calcular as seções mínimas para a queda de tensão percentual de 1% definida, considerando a distância L em metros, a qual inclui a descida dos condutores subterrâneos pelo poste onde o cabo multiplexado está conectado até os respectivos Quadros de Medição. Os resultados estão na **Tabela 3.26**.

Tabela 3. 26 – Seções dos cabos subterrâneos calculadas – Ramal de Entrada (Caso 3).

	Bloco	Distância L (m)	Seção calculada (mm ²)	Seção nominal considerada
Curta Distância	1	30,28	33,76	#35 mm ² - EPR/1 kV
	2	32,99	20,79	#25 mm ² - EPR/1 kV
	3	42,27	26,64	#35 mm ² - EPR/1 kV
	4	32,76	20,65	#25 mm ² - EPR/1 kV
	5	42,47	26,77	#35 mm ² - EPR/1 kV
	6	33,25	20,96	#25 mm ² - EPR/1 kV
	7	42,76	26,95	#35 mm ² - EPR/1 kV
Média Distância	1	30,42	33,92	#35 mm ² - EPR/1 kV
	2	33,58	21,16	#25 mm ² - EPR/1 kV
	3	33,34	21,01	#25 mm ² - EPR/1 kV
	4	33,88	21,35	#25 mm ² - EPR/1 kV
	5	33,61	21,18	#25 mm ² - EPR/1 kV
	6	33,30	20,99	#25 mm ² - EPR/1 kV
	7	33,07	20,84	#25 mm ² - EPR/1 kV
Longa Distância	1	30,42	33,92	#35 mm ² - EPR/1 kV
	2	33,58	21,16	#25 mm ² - EPR/1 kV
	3	33,34	21,01	#25 mm ² - EPR/1 kV
	4	33,88	21,35	#25 mm ² - EPR/1 kV
	5	33,61	21,18	#25 mm ² - EPR/1 kV
	6	33,30	20,99	#25 mm ² - EPR/1 kV
	7	33,07	20,84	#25 mm ² - EPR/1 kV

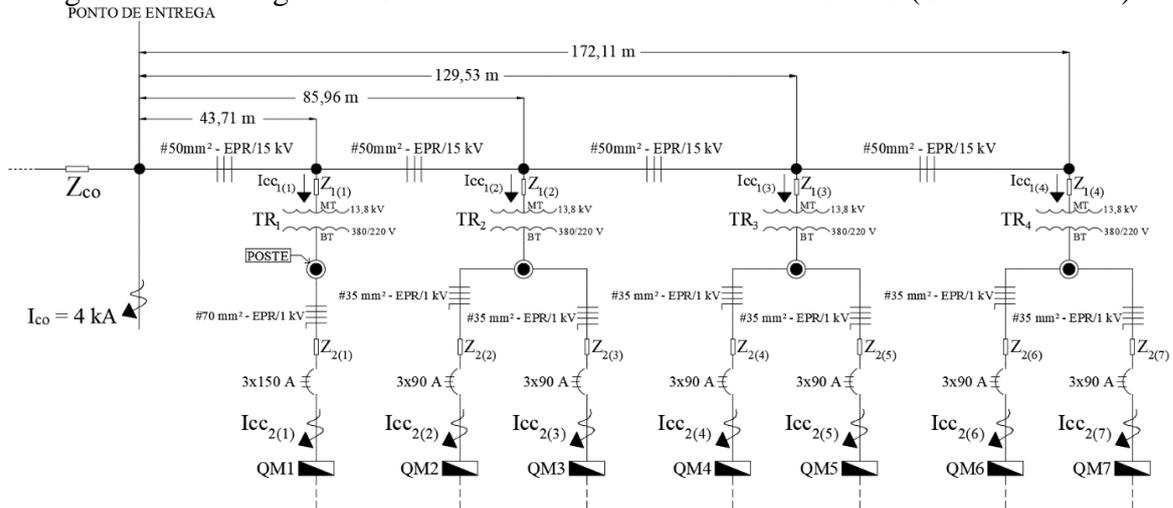
Fonte: do Autor (2021).

Analisando a **Tabela 3.26** conclui-se que todas as seções calculadas para os condomínios de Média e Longa Distância são inferiores às definidas pelos critérios anteriores, já que as distâncias dos trechos são pequenas, o que não deve acarretar em uma queda de tensão considerável. No caso do condomínio de Curta Distância, as seções encontradas para os blocos 1, 2, 4 e 6 são menores que as anteriores, enquanto que, para os blocos 3, 5 e 7, as seções são as mesmas. Logo, deve-se manter as bitolas definidas pelo critério de Sobrecarga para os três condomínios.

3.3.3.4 Ramal de Entrada pelo critério da Corrente de Curto-Circuito – Caso 3

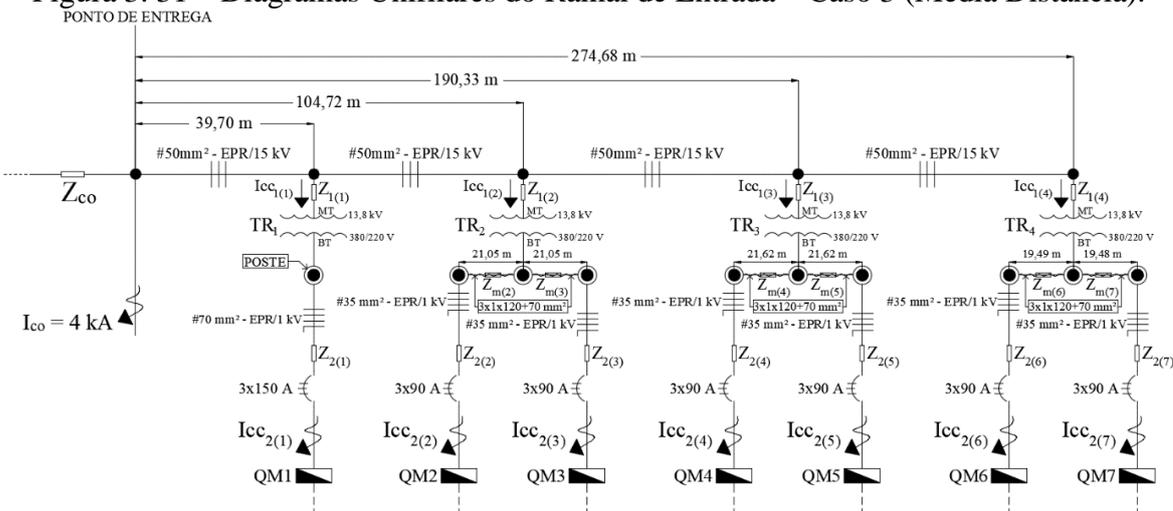
Para realizar o dimensionamento através da Corrente de Curto-Circuito deve-se considerar a soma das impedâncias Z_{co} e Z_1 , porém, referida para a tensão de 380/220 V. Além disso, deve-se considerar a impedância Z_{TRs} dos transformadores de 112,5 kVA, bem como as impedâncias Z_m dos cabos multiplexados e Z_2 dos subterrâneos que alimentam os Quadros de Medição. As figuras **Figura 3.30**, **Figura 3.31** e **Figura 3.32** mostram que, para calcular a corrente de Curto-Circuito I_{cc2} , deve-se utilizar a **Equação 3.89**.

Figura 3. 30 – Diagramas Unifilares do Ramal de Entrada – Caso 3 (Curta Distância).



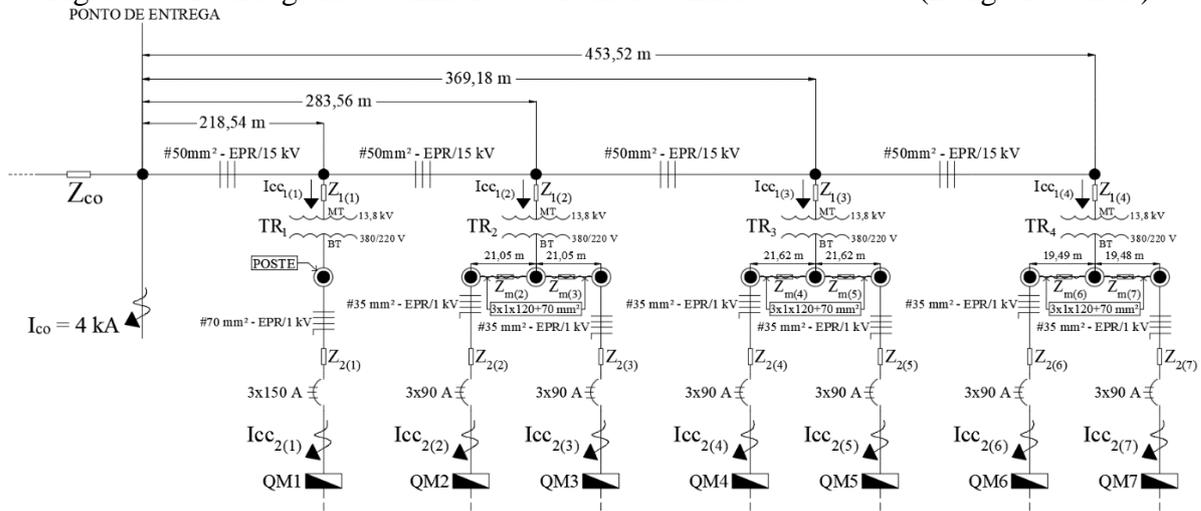
Fonte: do Autor (2021).

Figura 3. 31 – Diagramas Unifilares do Ramal de Entrada – Caso 3 (Média Distância).



Fonte: do Autor (2021).

Figura 3. 32 – Diagramas Unifilares do Ramal de Entrada – Caso 3 (Longa Distância).



Fonte: do Autor (2021).

$$I_{cc2} = \frac{V_f}{Z_{referido} + Z_{TRs} + Z_m + Z_2} \quad (3.89)$$

Onde:

- I_{cc2} – Corrente de Curto-Circuito para os circuitos alimentadores dos Quadros de Medição em (kA);
- V_f – Tensão fase-neutro em (V);
- $Z_{referido}$ – Soma das impedâncias Z_{co} e Z_1 referidas para a tensão 380/220 V em (Ω);
- Z_{TRs} – Impedância de cada transformador de 112,5 kVA em (Ω);
- Z_m – Impedância dos cabos multiplexados em (Ω);
- Z_2 – Impedância dos cabos subterrâneos que alimentam os Quadros de Medição em (Ω).

Para encontrar o valor da impedância $Z_{referido}$ (que é a soma das impedâncias Z_{co} e Z_1 referidas para a tensão de 380/220 V), utiliza-se as equações **Equação 3.53** e **Equação 3.55** para obter a resistência e reatância indutiva referidas, respectivamente. Os valores da soma entre Z_{co} e Z_1 estão presentes na **Tabela 3.23**. Utilizando como exemplo a alimentação do Quadro de Medição do Bloco 2 do condomínio de Média Distância, tem-se:

$$R_{referido} = 0,0861 \cdot \frac{112500}{112500} \cdot \left(\frac{380}{13800}\right)^2 = 0,06529 \cdot 10^{-3} \Omega \quad (3.90)$$

$$X_{Lreferido} = 3,4821 \cdot \frac{112500}{112500} \cdot \left(\frac{380}{13800}\right)^2 = 2,64028 \cdot 10^{-3} \Omega \quad (3.91)$$

Onde:

- $R_{referido}$ – Resistência elétrica do transformador referida para a tensão de 380/220 V em (Ω);
- $X_{Lreferido}$ – Reatância indutiva do transformador referida para a tensão de 380/220 V em (Ω).

Logo, encontra-se o valor da soma das impedâncias Z_{co} e Z_1 referidas para a tensão de 380/220 V, $Z_{referido}$:

$$Z_{referido} = R_{referido} + jX_{Lreferido} = (0,06529 + j2,64028) \cdot 10^{-3} \Omega \quad (3.92)$$

Encontrado o valor de $Z_{referido}$, deve-se calcular o valor da impedância Z_{TRs} de cada transformador. Através do catálogo com informações técnicas de um transformador de distribuição de 112,5 kVA da WEG S.A. (2021), tem-se os seguintes valores:

- Perdas em Vazio = 390 W;

- Perdas Totais = 1890 W;
- Impedância de Curto-Circuito = 3,5% = 0,035 pu.

Utilizando a **Equação 3.44**, pode-se encontrar o valor percentual da Resistência Elétrica do transformador, considerando a potência aparente do transformador de 112,5 kVA.

$$R(\%) = \frac{(1890 - 390)}{10 \cdot 112,5} = 1,333\% = 0,01333 \text{ pu} \quad (3.93)$$

Onde:

- $R(\%)$ – Resistência elétrica em (%);

De posse do valor da resistência elétrica, pode-se utilizar a **Equação 3.47** para encontrar a reatância indutiva X_L do transformador.

$$X_L = \sqrt{(0,035^2 - 0,01333^2)} = 0,03236 \text{ pu} \quad (3.94)$$

Onde:

- X_L – Reatância indutiva de cada transformador de 112,5 kVA em pu.

Tem-se, então:

- $Z_{TRs(pu)} = 0,01333 + j0,03236 \text{ pu}$.

Multiplicando $Z_{TRs(pu)}$ por Z_{base} , encontra-se o valor real de Z_{TRs} . Obtém-se o valor de Z_{base} através da **Equação 3.49**.

$$Z_{base} = \frac{380^2}{112500} = 1,2836 \Omega \quad (3.95)$$

$$Z_{TRs} = Z_{TRs(pu)} \cdot Z_{base} \quad (3.96)$$

$$Z_{TRs} = (0,01333 + j0,03236) \cdot 1,2836 = (17,11 + j41,54) \cdot 10^{-3} \Omega \quad (3.97)$$

Onde:

- Z_{base} – Impedância de referência em (Ω);
- Z_{TRs} – Impedância de cada transformador de 112,5 kVA em (Ω);
- $Z_{TRs(pu)}$ – Impedância de cada transformador de 112,5 kVA em pu;
- Z_{base} – Impedância de referência em (Ω).

De acordo com a **Equação 3.89** ainda são necessários os valores das impedâncias dos cabos multiplexados Z_m e dos cabos subterrâneos Z_2 . Para encontrar o valor de Z_m deve-se considerar a resistência elétrica e reatância indutiva dos cabos multiplexados e multiplicá-las pela distância que os mesmos percorrem. A Tabela 2 do Manual Especial E-313.0078 da CELESC (2016) apresenta os valores de resistência e reatância para cabos multiplexados $3 \times 1 \times 120 + 70 \text{ mm}^2$, os quais são, respectivamente, $0,3257 \text{ } \Omega/\text{km}$ e $0,0916 \text{ } \Omega/\text{km}$. Considerando que, no caso do circuito alimentador do Quadro de Medição do Bloco 2 do condomínio de Média Distância, o trecho percorrido pelos cabos multiplexados é de 21,05 metros, tem-se:

$$Z_m = (0,3257 + j0,0916) \cdot \frac{21,05}{1000} = (6,86 + j1,93) \cdot 10^{-3} \text{ } \Omega \quad (3.98)$$

Onde:

- Z_m – Impedância dos cabos multiplexados em (Ω).

Os valores de Z_m encontrados para os outros circuitos de todos os condomínios estão presentes na **Tabela 3.27**, bem como a distância que os cabos multiplexados percorrem em cada caso.

Tabela 3. 27 – Impedâncias Z_m dos cabos multiplexados.

Bloco	Curta Distância		Média Distância		Longa Distância	
	L (m)	Z_m (m Ω)	L (m)	Z_m (m Ω)	L (m)	Z_m (m Ω)
1	0	0	0	0	0	0
2	0	0	21,05	$6,86 + j1,93$	21,05	$6,86 + j1,93$
3	0	0	21,05	$6,86 + j1,93$	21,05	$6,86 + j1,93$
4	0	0	21,62	$7,04 + j1,98$	21,62	$7,04 + j1,98$
5	0	0	21,62	$7,04 + j1,98$	21,62	$7,04 + j1,98$
6	0	0	19,49	$6,35 + j1,79$	19,49	$6,35 + j1,79$
7	0	0	19,48	$6,35 + j1,78$	19,48	$6,35 + j1,78$

Fonte: do Autor (2021).

Para encontrar os valores das impedâncias Z_2 deve-se realizar o mesmo procedimento utilizado para encontrar Z_m , porém, por tratar-se de cabos subterrâneos e bitolas diferentes, os parâmetros também serão outros. O cabo subterrâneo utilizado para a alimentação do Quadro de Medição do Bloco 2 do condomínio de Média Distância é o de bitola #35 mm^2 - EPR/1 kV que, de acordo com a **Tabela 3.2**, possui resistência elétrica de $0,63 \text{ } \Omega/\text{km}$ e reatância indutiva de $0,11 \text{ } \Omega/\text{km}$. Logo, considerando a distância L percorrida pelo cabo subterrâneo, a qual inclui a descida do poste até o Quadro de Medição, de 33,58 metros:

$$Z_2 = (0,63 + j0,11) \cdot \frac{33,58}{1000} = (21,16 + j3,69) \cdot 10^{-3} \text{ } \Omega \quad (3.99)$$

Onde:

- Z_2 – Impedância dos cabos subterrâneos que alimentam os Quadros de Medição em (Ω).

A **Tabela 3.28** apresenta os valores da impedância Z_2 para os outros circuitos alimentadores dos Quadros de Medição dos outros blocos e condomínios, com base nas respectivas distâncias L .

Tabela 3. 28 – Impedâncias Z_2 dos cabos subterrâneos – Caso 3.

Bloco	Curta Distância		Média Distância		Longa Distância	
	L (m)	Z_2 (m Ω)	L (m)	Z_2 (m Ω)	L (m)	Z_2 (m Ω)
1	30,28	9,69 + j3,03	30,42	9,73 + j3,04	30,42	9,73 + j3,04
2	32,99	20,78 + j3,63	33,58	21,16 + j3,69	33,58	21,16 + j3,69
3	42,27	26,63 + j4,65	33,34	21,00 + j3,67	33,34	21,00 + j3,67
4	32,76	20,64 + j3,60	33,88	21,34 + j3,72	33,88	21,34 + j3,72
5	42,47	26,76 + j4,67	33,61	21,17 + j3,70	33,61	21,17 + j3,70
6	33,25	20,95 + j3,66	33,30	20,98 + j3,66	33,30	20,98 + j3,66
7	42,76	26,94 + j4,70	33,07	20,83 + j3,64	33,07	20,83 + j3,64

Fonte: do Autor (2021).

Com os valores de Z_2 obtidos, pode-se calcular a corrente de Curto-Circuito I_{cc2} para analisar se os cabos escolhidos atendem à condição imposta pelo critério. A **Tabela 3.29** apresenta os valores de I_{cc2} calculados através da **Equação 3.89**, a qual utiliza os valores de Z_m e Z_2 das tabelas **Tabela 3.27** e **Tabela 3.28**, respectivamente, bem como de Z_{TRs} e a impedância $Z_{referido}$, que considera os diferentes Z_1 para os cabos alimentadores do primário dos transformadores nos três condomínios.

Tabela 3. 29 – Correntes de Curto-Circuito I_{cc2} – Caso 3.

Bloco	Curta Distância	Média Distância	Longa Distância
	I_{cc2} (kA)		
1	4,05	4,05	4,04
2	3,60	3,27	3,27
3	3,35	3,28	3,27
4	3,61	3,25	3,25
5	3,35	3,26	3,26
6	3,59	3,30	3,29
7	3,34	3,30	3,30

Fonte: do Autor (2021).

3.3.3.4.1 Cabos Multiplexados – Corrente de Curto-Circuito

Considerando as correntes de Curto-Circuito I_{cc2} encontradas na **Tabela 3.29**, pode-se analisar por quanto tempo os cabos multiplexados 3x1x120+70 são capazes de suportá-las através do gráfico do Anexo 7.4 do Manual Especial E-313.0052 da concessionária CELESC (2021). De acordo com o gráfico, conclui-se que os cabos multiplexados em questão – presentes apenas no Ramal de Entrada dos condomínios de Média e Longa Distância na alimentação dos

blocos 2, 3, 4, 5, 6 e 7 – suportam as correntes I_{cc2} , em todos os casos, por cerca de 600 ciclos, ou 10 segundos. Com isso, conclui-se que os cabos multiplexados 3x1x120+70 atendem ao critério.

3.3.3.4.2 Cabos Subterrâneos – Corrente de Curto-Circuito

A mesma análise do capítulo anterior pode ser realizada para a definição dos cabos subterrâneos do Ramal de Entrada do Caso 3. Porém, para isso, considera-se o gráfico da fabricante PRYSMIAN (2020) presente na **Figura 2.18**, que apresenta o tempo máximo que cabos subterrâneos de diferentes seções conseguem suportar determinadas correntes de Curto-Circuito em redes de Baixa Tensão. Os resultados das análises estão presentes na **Tabela 3.30** e, através dela, observa-se que todos os cabos subterrâneos dimensionados anteriormente atendem, também, ao critério da Corrente de Curto-Circuito, já que todos os cabos considerados para todos os circuitos alimentadores suportam 60 ou mais ciclos.

Tabela 3. 30 – Análise dos cabos subterrâneos do Ramal de Entrada em relação à corrente I_{cc2} – Caso 3.

	Bloco	I_{cc2} (kA)	Condutor definido anteriormente	Ciclos suportados pelo condutor
Curta Distância	1	4,05	#70 mm ² - EPR/1 kV	> 100
	2	3,60	#35 mm ² - EPR/1 kV	≈ 60
	3	3,35	#35 mm ² - EPR/1 kV	60 – 100
	4	3,61	#35 mm ² - EPR/1 kV	≈ 60
	5	3,35	#35 mm ² - EPR/1 kV	60 – 100
	6	3,59	#35 mm ² - EPR/1 kV	≈ 60
	7	3,34	#35 mm ² - EPR/1 kV	60 – 100
Média Distância	1	4,05	#70 mm ² - EPR/1 kV	> 100
	2	3,27	#35 mm ² - EPR/1 kV	60 – 100
	3	3,28	#35 mm ² - EPR/1 kV	60 – 100
	4	3,25	#35 mm ² - EPR/1 kV	60 – 100
	5	3,26	#35 mm ² - EPR/1 kV	60 – 100
	6	3,30	#35 mm ² - EPR/1 kV	60 – 100
	7	3,30	#35 mm ² - EPR/1 kV	60 – 100
Longa Distância	1	4,04	#70 mm ² - EPR/1 kV	> 100
	2	3,27	#35 mm ² - EPR/1 kV	60 – 100
	3	3,27	#35 mm ² - EPR/1 kV	60 – 100
	4	3,25	#35 mm ² - EPR/1 kV	60 – 100
	5	3,26	#35 mm ² - EPR/1 kV	60 – 100
	6	3,29	#35 mm ² - EPR/1 kV	60 – 100
	7	3,30	#35 mm ² - EPR/1 kV	60 – 100

Fonte: do Autor (2021).

3.3.4 Definição dos alimentadores – Caso 3

Após a realização dos cálculos de dimensionamento dos ramais de Ligação e Entrada, pode-se definir os parâmetros dos componentes que integram os circuitos alimentadores dos blocos dos três condomínios analisados.

- Para o Ramal de Serviço do Caso 3:

Os transformadores de distribuição de 112,5 kVA presentes nos três condomínios deverão ser protegidos por elos fusíveis 6K instalados em chaves fusíveis, uma para cada fase. Os cabos a serem instalados nos postes (definidos no **Capítulo 3.3.2.6**) para a alimentação dos terminais primários dos transformadores serão de alumínio e possuirão seção de 50 mm² para uma tensão de 15 kV. A **Tabela 3.31** apresenta o resumo das definições dos componentes para os condomínios analisados no Caso 3.

Tabela 3. 31 – Alimentadores escolhidos para o Ramal de Serviço – Caso 3.

	Proteção dos Transformadores	Cabos alimentadores
Curta Distância	Elos Fusíveis 6K	#50 mm ² /15 kV – Alumínio
Média Distância	Elos Fusíveis 6K	#50 mm ² /15 kV – Alumínio
Longa Distância	Elos Fusíveis 6K	#50 mm ² /15 kV – Alumínio

Fonte: do Autor (2021).

- Para o Ramal de Entrada do Caso 3:

Os cabos multiplexados escolhidos foram os de seção 3x1x120+70, que atenderam a todos os quatro critérios considerados neste trabalho. A **Tabela 3.32** apresenta quais cabos subterrâneos respeitaram as condições impostas e foram selecionados para alimentarem os Quadros de Medição dos respectivos blocos. As seções dos cabos de todos os circuitos foram definidas através do critério da Sobrecarga. O limite de 40% da área útil dos eletrodutos não foi ultrapassado em nenhum dos casos: 3” para o Bloco 1 e 2” para os outros blocos.

Tabela 3. 32 – Cabos Subterrâneos escolhidos para o Ramal de Entrada – Caso 3.

	Bloco	Eletroduto	Disjuntor	Seção dos cabos
Curta Distância	1	3"	3x150 A	#70 mm ² - EPR/1 kV
	2	2"	3x90 A	#35 mm ² - EPR/1 kV
	3	2"	3x90 A	#35 mm ² - EPR/1 kV
	4	2"	3x90 A	#35 mm ² - EPR/1 kV
	5	2"	3x90 A	#35 mm ² - EPR/1 kV
	6	2"	3x90 A	#35 mm ² - EPR/1 kV
	7	2"	3x90 A	#35 mm ² - EPR/1 kV
Média Distância	1	3"	3x150 A	#70 mm ² - EPR/1 kV
	2	2"	3x90 A	#35 mm ² - EPR/1 kV
	3	2"	3x90 A	#35 mm ² - EPR/1 kV
	4	2"	3x90 A	#35 mm ² - EPR/1 kV
	5	2"	3x90 A	#35 mm ² - EPR/1 kV
	6	2"	3x90 A	#35 mm ² - EPR/1 kV
	7	2"	3x90 A	#35 mm ² - EPR/1 kV
Longa Distância	1	3"	3x150 A	#70 mm ² - EPR/1 kV
	2	2"	3x90 A	#35 mm ² - EPR/1 kV
	3	2"	3x90 A	#35 mm ² - EPR/1 kV
	4	2"	3x90 A	#35 mm ² - EPR/1 kV
	5	2"	3x90 A	#35 mm ² - EPR/1 kV
	6	2"	3x90 A	#35 mm ² - EPR/1 kV
	7	2"	3x90 A	#35 mm ² - EPR/1 kV

Fonte: do Autor (2021).

A proteção do circuito alimentador do Quadro de Medição do Bloco 1 dos três condomínios também se dará através de um Disjuntor Termomagnético Tripolar de 150 A, enquanto que todos os outros blocos deverão ser protegidos por um Disjuntor Termomagnético Tripolar de 90 A.

4 ANÁLISE COMPARATIVA E RESULTADOS

Como mencionado anteriormente, cada um dos métodos estudados oferece diferentes vantagens e desvantagens, dependendo dos critérios a serem levados em consideração. Para ampliar a discussão, é importante o aprofundamento em alguns pontos específicos que tornam a utilização Redes Subterrâneas mais vantajosa, bem como em pontos que fazem com que a opção por Redes Aéreas seja propícia. Posteriormente, será possível analisar financeiramente os diferentes tipos de redes com base nas informações obtidas através dos dimensionamentos realizados no **Capítulo 3**.

4.1 COMPARANDO REDES AÉREAS E SUBTERRÂNEAS

Um ponto de extrema importância a ser analisado é o relacionado aos custos de **mão-de-obra** e **manutenções**. Os valores envolvidos na construção da estrutura dedicada ao fornecimento de energia podem causar uma grande diferença no orçamento final e, por consequência, aumentar ou diminuir a discrepância do mesmo entre os métodos. A infraestrutura civil passa a ser, portanto, um fator determinante para a divergência de valores entre redes subterrâneas e aéreas.

Analisando a mão-de-obra, deve-se considerar que, para redes subterrâneas, são necessárias aberturas de valas, o fechamento das mesmas, um novo asfaltamento, entre outros serviços que elevam consideravelmente o custo da obra, tornando-a mais cara quando comparada a obras de implementação de Redes Aéreas, principalmente as Cobertas.

De acordo com tabelas elaboradas por MAREK (2008) com informações de LOBATO (2007), pode-se considerar que os valores de mão-de-obra em reais por quilômetro para uma Rede Aérea Coberta era de aproximadamente R\$ 20.000,00/km no ano de 2008. Atualizando os valores para o ano de 2021, utilizando o índice de correção monetária INCC (Índice Nacional de Custo da Construção) para o período de 01/01/2008 até 01/01/2021, tem-se que os custos para implementação de Redes Aéreas Cobertas é de aproximadamente R\$ 46.353,60/km.

Já para Redes Subterrâneas, com base em informações da concessionária LIGHT (2017, apud URBANO, 2017), o custo aproximado de mão-de-obra para construção de Redes Subterrâneas de Entrada de Energia era de R\$ 69.000,00/km em 2017. Ao utilizar o índice INCC para deflação, considerando o período de 01 de janeiro de 2017 até 01 de janeiro de 2021, tem-se um novo valor de R\$ 84.635,75/km.

Utilizando as informações de custos de mão-de-obra encontrados anteriormente, é possível obter valores aproximados para a implementação das diferentes redes de entrada de energia analisadas neste texto, como mostra a **Tabela 4.1**, que apresenta os custos referentes à mão-de-obra para os diferentes trechos, aéreos e subterrâneos, desde o ponto de derivação até cada um dos Quadros de Medição dos blocos dos condomínios.

Tabela 4. 1 – Custos aproximados de mão-de-obra para implementação das redes.

		Custo de mão-de-obra por quilômetro				TOTAL
		Trecho Aéreo (R\$ 46.353,60/km)		Trecho Subterrâneo (R\$84.635,75/km)		
		Distância	Custo	Distância	Custo	
Subterrânea BT	Curta Distância	-	-	322,14 m	R\$ 27.264,13	R\$ 27.264,13
	Média Distância	-	-	418,31 m	R\$ 35.404,02	R\$ 35.404,02
	Longa Distância	-	-	585,69 m	R\$ 49.570,31	R\$ 49.570,31
Subterrânea MT	Curta Distância	-	-	332,58 m	R\$ 28.148,16	R\$ 28.148,16
	Média Distância	-	-	422,64 m	R\$ 35.770,45	R\$ 35.770,45
	Longa Distância	-	-	591,29 m	R\$ 50.044,27	R\$ 50.044,27
Aérea MT	Curta Distância	183,84 m	R\$ 8.521,65	156,08 m	R\$ 13.209,95	R\$ 21.731,60
	Média Distância	280,16 m	R\$ 12.986,43	136,04 m	R\$ 11.513,85	R\$ 24.500,28
	Longa Distância	450 m	R\$ 20.859,12	136,04 m	R\$ 11.513,85	R\$ 32.372,97

Fonte: do Autor (2021).

A manutenção de redes de energia pode se dar de maneira **Preventiva** ou **Corretiva**. Entende-se por “Preventiva” a manutenção e verificação realizada em estruturas, condutores, cabos, equipamentos e acessórios das redes de distribuição visando evitar possíveis futuras falhas na mesma. Inclui-se em “Manutenção Preventiva” os gastos envolvidos na poda de árvores que podem vir a entrar em contato com a rede, bem como a retirada de outros objetos (VELASCO, 2003).

Tem-se, na **Tabela 4.2**, os custos por quilômetro relacionados à Manutenção Preventiva de redes aéreas Convencionais, Isoladas e Compactas, com e sem arborização, durante o ano de 1998, de acordo com a CEMIG.

Tabela 4. 2 – Custos de Manutenção Preventiva das diferentes redes aéreas.

	Manutenção Preventiva (R\$/km)		
	Rede Convencional	Rede Isolada	Rede Compacta
Com arborização	108,00	43,57	17,08
Sem arborização	51,43	29,52	5,51

Fonte: Adaptado de CEMIG (1998, apud VELASCO 2003).

Atualizando os valores para o ano de 2021 através do INCC para o período de 01/01/1998 até 01/01/2021, tem-se os novos valores na **Tabela 4.3**.

Tabela 4. 3 – Custos atualizados de Manutenção Preventiva das diferentes Redes Aéreas.

	Manutenção Preventiva (R\$/km)		
	Rede Convencional	Rede Isolada	Rede Compacta
Com arborização	562,27	226,83	88,92
Sem arborização	267,75	153,69	28,69

Fonte: do Autor (2021).

Nota-se que os custos de Manutenção Preventiva para redes compactas, que é um dos casos analisados nesse projeto, é muito inferior em relação aos outros dois tipos de redes aéreas. O gerenciamento de vegetação, apesar de necessário, é raro. Ainda mais infrequentes são os cuidados com a vegetação em instalações com redes subterrâneas, uma vez que os cabos estarão enterrados. Nas análises realizadas neste trabalho optou-se pela inexistência de árvores em todos os condomínios.

No caso da Manutenção Corretiva, com base em informações da concessionária CEMIG (1998, apud VELASCO 2003), pode-se afirmar que os custos em Redes Aéreas são consideravelmente inferiores aos de Redes Subterrâneas e são de aproximadamente R\$ 16,72/km (valor atualizado para o ano de 2021 com base no INCC). Tal manutenção é necessária em casos de danos ou interrupções inesperadas, o que muitas vezes exige a troca de equipamentos danificados. Por isso, a Manutenção Corretiva em Redes Subterrâneas geralmente é mais cara e demorada do que em Redes Aéreas, uma vez que muitos dos equipamentos que constituem a rede possivelmente estarão enterrados, necessitando, em alguns casos, a utilização de indicadores de falta de energia para agilizar o procedimento, enquanto que em redes aéreas o ponto exato da falha, na maioria das vezes, é visível. Por outro lado, como os equipamentos da Rede Subterrânea não estão expostos ao tempo, interrupções em redes subterrâneas, sejam elas momentâneas ou permanentes, são muito mais incomuns, como será analisado posteriormente. A Manutenção Corretiva pode ser exigida em casos de ruptura ou queda de condutores das Redes Aéreas, sejam elas Compactas ou não, porém, no caso da primeira, a utilização de espaçadores torna mais raro tal ocorrência. A **Tabela 4.4** apresenta

uma comparação de valores de Manutenção Corretiva considerando os diferentes tipos de Redes Aéreas.

Tabela 4. 4 – Custos atualizados de Manutenção Corretiva das diferentes Redes Aéreas.

Manutenção Corretiva (R\$/km)		
Rede Convencional	Rede Isolada	Rede Compacta
80,67	39,17	16,72

Fonte: do Autor (2021).

Outro ponto a favor das Redes Subterrâneas está na impossibilidade de haver abaloamento de postes, o que pode acontecer em Redes Aéreas Compactas. Além de acidentes envolvendo postes, diferentemente das subterrâneas, podem ocorrer contatos involuntários nas Redes Aéreas, o que, em comparação, torna a opção por enterrar os condutores mais segura. O mau tempo também não deverá interferir tanto quando os cabos estiverem enterrados no solo. Além disso, enterrar os cabos elétricos impossibilita possíveis furtos dos mesmos.

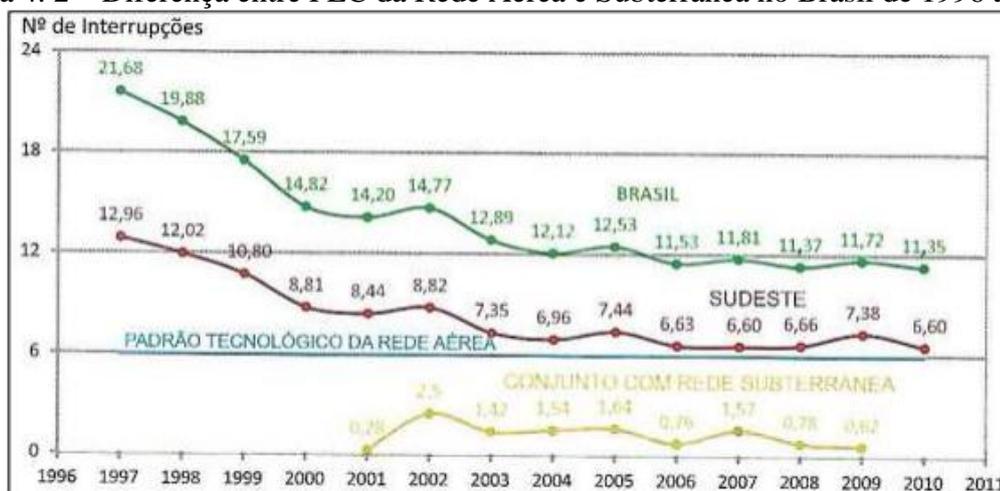
Redes Subterrâneas também levam vantagem quando os Indicadores Coletivos de Continuidade são analisados. Os indicadores DEC (Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora) e FEC (Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora) devem ser apurados pelas concessionárias para que a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) possa analisar a continuidade do serviço prestado pelas mesmas. Através desses dados, a Agência pode verificar a continuidade de energia das unidades consumidoras atendidas pelas distribuidoras. (ANEEL, [s.d]). Considerando que no Brasil existem unidades sendo atendidas tanto por redes aéreas, quanto por redes subterrâneas, os mesmos dados analisados permitem realizar uma comparação dos indicadores, como pode-se perceber nas figuras **Figura 4.1** e **Figura 4.2**, que mostram gráficos com os indicadores DEC e FEC para Redes Aéreas e Subterrâneas do Brasil e da região Sudeste. É possível observar que a duração das interrupções, quanto a quantidade, é bem inferior em Redes Subterrâneas.

Figura 4. 1 – Diferença entre DEC da Rede Aérea e Subterrânea no Brasil de 1996 a 2011.



Fonte: CUNHA; VAZ (2014 apud TAVARES, 2019).

Figura 4. 2 – Diferença entre FEC da Rede Aérea e Subterrânea no Brasil de 1996 a 2011.



Fonte: CUNHA; VAZ (2014 apud TAVARES, 2019).

Em termos de estética, é válido afirmar que Redes Subterrâneas também tendem a ser preferidas, uma vez que, sem a presença de postes e cabos elétricos expostos, além de mais seguro, o ambiente ficaria visualmente menos poluído, sobrando espaço para que outros itens sejam adicionados nas áreas comuns do condomínio, visando diminuir o impacto visual e aumentar a valorização do mesmo, o que poderia vir a alavancar os preços dos apartamentos do empreendimento, fazendo com que os valores de vendas ou alugueis compensassem, seja a curto ou longo prazo, o investimento inicial em uma rede completamente enterrada.

Tem-se, na **Tabela 4.5**, um resumo dos pontos de comparação mencionados anteriormente, além de outros quesitos importantes a serem destacados.

Tabela 4. 5 – Comparação entre os tipos Rede de Distribuição de energia.

	Rede Nua	Rede Compacta	Rede Isolada	Rede Subterrânea
Gerenciamento da vegetação	Caro e difícil;	Menor, mas pode ser necessário;	Pequeno;	Muito raro;
Interrupções momentâneas e permanentes	Frequentes;	Menos frequentes;	Poucas;	Raras;
Facilidade de derivação	Alta;	Média/Alta (acessórios simples);	Requer acessórios. Mais fácil até 200 A;	Requer acessórios. Mais fácil até 200 A;
Tempo de localização de faltas	Geralmente curto, pois o defeito é visível;	Geralmente curto, pois o defeito é visível;	Geralmente mais complexo. Tempo pode ser reduzido com indicadores de defeito;	Geralmente maior, a menos de redes radiais ou com indicadores de defeito;
Tempo de reparo	Rápido;	Rápido;	Depende do clima e do equipamento com defeito;	Geralmente maior. Depende da situação da câmara e poço de inspeção;
Consequências de uma interrupção	Limitadas pelo menor número de consumidores atendidos;	Limitadas pelo menor número de consumidores atendidos;	Limitadas pelo menor número de consumidores atendidos;	Geralmente grandes devido ao número/tipo de consumidores;
Confiabilidade	Média;	Média/Alta;	Alta;	Alta/Muito alta;
Flexibilidade de modificações e expansões	Geralmente alta;	Geralmente alta;	Média. Exige estruturas diferenciadas;	Média/Baixa;
Ruptura e queda de condutores	Ocorre, por questões mecânicas ou curtos e descargas atmosféricas seguidas de arco sustentado;	Pode ocorrer como na Rede Nua, porém apenas se os cabos se soltarem dos espaçadores;	Pouco frequente, já que a tração é aplicada ao cabo mensageiro;	Não se aplica;
Abalroamento de postes	Possível;	Possível;	Possível;	Impossível;
Risco de explosão	Associada a transformadores, para-raios e terminais de porcelana. Rede exposta, sem barreiras;	Associada a transformadores, para-raios e terminais de porcelana. Rede exposta, sem barreiras;	Associada a transformadores, para-raios e terminais de porcelana. Rede exposta, sem barreiras;	Associada a ambientes fechados (CT e poços) e risco de vazamento de gás. Com barreiras;
Contato acidental na rede	Alto risco;	Médio risco;	Baixo risco;	Improvável;
Vida útil dos equipamentos	De 25 a 30 anos;	De 25 a 30 anos;	De 25 a 30 anos;	Mais de 30 anos
Perdas Técnicas	Médias.	Médias.	Médias.	Baixas.

Fonte: Adaptado de CUNHA e VAZ (2014 apud TAVARES, 2019).

Conclui-se, portanto, que a principal desvantagem da utilização de redes Subterrâneas está nos custos envolvidos. Pressupõe-se que Redes Aéreas são mais baratas que Redes Subterrâneas. No entanto, como mencionado anteriormente, o objetivo do estudo realizado neste trabalho é encontrar a diferença de valor mais real possível entre os tipos de fornecimento e, principalmente, analisar uma maneira que possivelmente reduzirá os valores de implementação da Rede Subterrânea através da instalação do Transformador Pedestal no interior do condomínio. Com todos os valores envolvidos na execução dos projetos encontrados, pode-se comparar o investimento total dos mesmos.

4.2 ANÁLISE FINANCEIRA DOS TRÊS TIPOS DE FORNECIMENTO

Com base nos elementos dimensionados no **Capítulo 3** foi possível criar as listas de materiais relacionadas a cada obra, as quais podem ser encontradas no **Apêndice N** deste texto. O primeiro método analisado foi o Caso 1, que utiliza Rede Subterrânea em Baixa Tensão, derivando diretamente da rede da concessionária de energia. A **Tabela 4.6** apresenta os custos envolvidos na implementação do método para os três condomínios, desde a mão-de-obra até os custos dos eletrodutos e outros equipamentos e dispositivos necessários.

Tabela 4. 6 – Custo total da obra – Caso 1.

	REDE SUBTERRÂNEA EM BAIXA TENSÃO		
	Curta Distância	Média Distância	Longa Distância
Mão-de-Obra	R\$ 27.264,13	R\$ 35.404,02	R\$ 49.570,31
Cabos Elétricos	R\$ 296.869,52	R\$ 621.661,48	R\$ 2.018.472,30
Eletrodutos	R\$ 6.451,19	R\$ 10.246,09	R\$ 22.309,98
Transformadores	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00
Outros componentes	R\$ 10.242,68	R\$ 11.047,88	R\$ 13.195,08
TOTAL	R\$ 340.827,52	R\$ 678.359,47	R\$ 2.103.547,67

Fonte: do Autor (2021).

Observa-se que os custos relacionados aos cabos elétricos a serem utilizados no condomínio de Longa Distância são cerca de 6,8 vezes maiores que no de Curta Distância, enquanto que a despesa relacionada a outros componentes é de cerca de apenas 1,3 vez maior. Pode-se afirmar que os cabos elétricos representam a maior parte do orçamento das três obras, o que pode ser comprovado nos gráficos das figuras **Figura 4.3**, **Figura 4.4** e **Figura 4.5**, que apresentam a porcentagem que cada tipo de custo representa.

Figura 4. 3 – Gráfico do orçamento do Condomínio de Curta Distância – Caso 1.



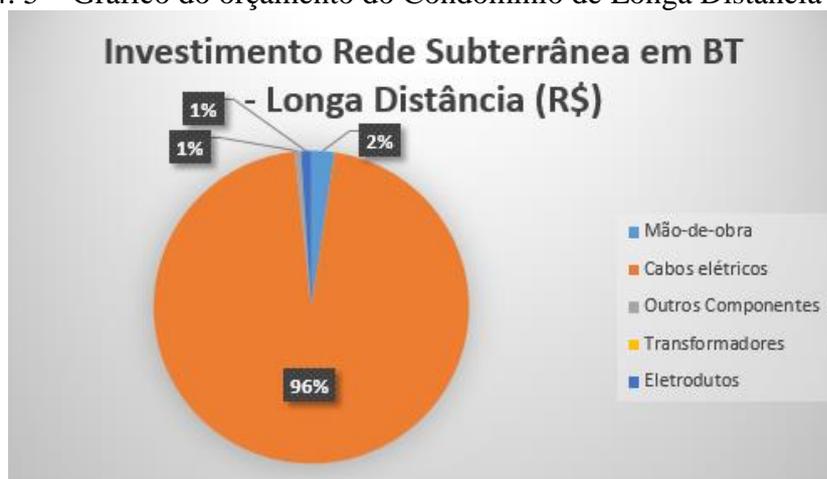
Fonte: do Autor (2021).

Figura 4. 4 – Gráfico do orçamento do Condomínio de Média Distância – Caso 1.



Fonte: do Autor (2021).

Figura 4. 5 – Gráfico do orçamento do Condomínio de Longa Distância – Caso 1.



Fonte: do Autor (2021).

Percebe-se, então, que em ambos os casos os cabos elétricos são os materiais que mais encarecem as obras, principalmente no caso do condomínio de Longa Distância, onde

representam cerca de 96% do orçamento. Isso se dá, pois, considerando que a máxima queda de tensão admissível deve ser respeitada, quanto maior a distância, são necessários cabos elétricos de seções cada vez maiores, que são ainda mais caros.

Apesar de ambos os condomínios utilizarem cabos com bitola #95 mm² - EPR/1kV em um Ramal de Ligação com trecho igual, no Ramal de Entrada foram utilizados diferentes cabos elétricos por diferentes distâncias. Enquanto que a maior bitola utilizada no Ramal de Entrada do condomínio de Curta Distância foi de #70 mm² - EPR/1kV, que custa em média R\$ 69,35 por metro, o de Longa Distância utilizou, entre outras, cabos com seção #185 mm² - EPR/1kV, custando cerca de R\$ 196,20 por metro.

Importante observar também que o orçamento do condomínio de Média Distância calculado foi praticamente o dobro do orçamento do de Curta Distância, não havendo uma diferença tão grande em relação aos componentes gerais utilizados nas obras, fazendo com que essa discrepância seja encontrada na própria mão-de-obra e, principalmente, nos cabos elétricos, como mencionado anteriormente.

Analisando o Caso 2, que é a alternativa proposta neste trabalho, tem-se, na **Tabela 4.7**, os valores dos orçamentos de cada um dos condomínios.

Tabela 4. 7 – Custo total da obra – Caso 2.

	REDE SUBTERRÂNEA EM MÉDIA TENSÃO		
	Curta Distância	Média Distância	Longa Distância
Mão-de-Obra	R\$ 28.148,16	R\$ 35.770,45	R\$ 50.044,27
Cabos Elétricos	R\$ 344.975,42	R\$ 639.259,66	R\$ 713.225,27
Eletrodutos	R\$ 6.255,93	R\$ 9.469,61	R\$ 11.413,38
Transformadores	R\$ 40.000,00	R\$ 40.000,00	R\$ 40.000,00
Outros componentes	R\$ 25.159,64	R\$ 27.051,27	R\$ 32.811,35
TOTAL	R\$ 444.539,15	R\$ 751.550,99	R\$ 847.494,27

Fonte: do Autor (2021).

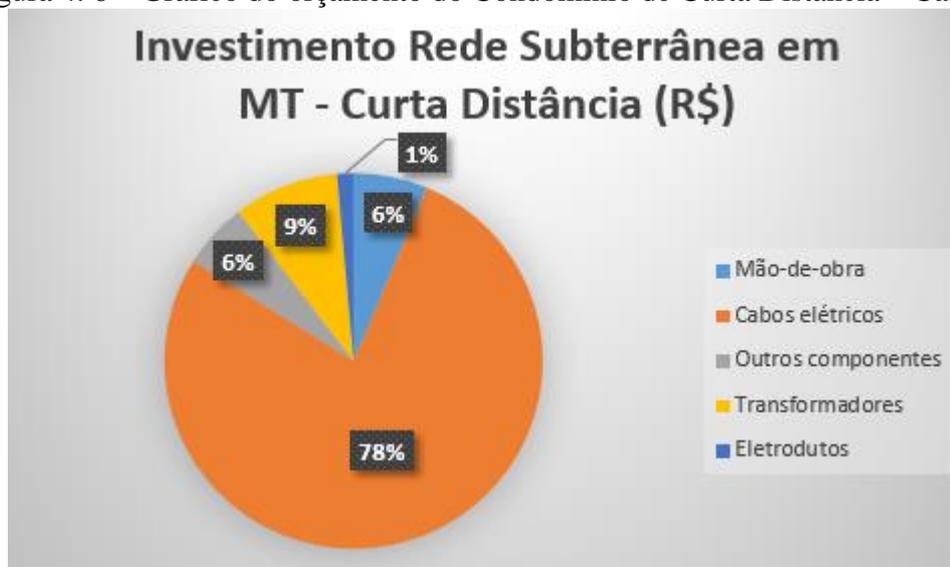
Pela **Tabela 4.7**, a informação mais importante que deve ser destacada é a de que o orçamento para o condomínio de Longa Distância para o Caso 2 é consideravelmente menor do que o valor encontrado para o mesmo condomínio no Caso 1. Apesar da adição de um Transformador Pedestal no orçamento e dos custos de mão-de-obra e outros componentes serem maiores, os gastos com cabos elétricos e eletrodutos serão menores, uma vez que serão utilizados cabos com seções muito menores. As despesas com eletrodutos no Caso 1 seriam o dobro do Caso 2. Analisando o custo total das obras, atender o condomínio com Baixa Tensão diretamente da rede da concessionária custaria aproximadamente 2,5 vezes mais do que com a utilização do Transformador Pedestal com atendimento em Média Tensão da concessionária.

A **Tabela 3.18** mostra que o cabo com a maior bitola a ser utilizado no Ramal de Entrada será de #240 mm² - EPR/1 kV, para a alimentação do Bloco 1. Porém, os cabos não irão percorrer um trecho tão grande quanto o percorrido pelos cabos do Ramal de Entrada dos condomínios do Caso 1: a maior distância percorrida por um cabo do Caso 2 é de 194,74 metros, enquanto que, no Caso 1, é de 504,28 metros.

Posicionar o Transformador Pedestal da maneira mais centralizada possível (em relação aos blocos) fará com que não seja necessário que os cabos elétricos percorram uma distância tão elevada até os blocos mais afastados do transformador e, com isso, mesmo a Corrente de Projeto e Demanda exigindo uma seção elevada para o cabo, o mesmo estará percorrendo um trecho menor, compensando o custo por metro. Apesar do comprimento dos cabos do Ramal de Ligação do Caso 2 ser muito maior do que os do Caso 1 (uma diferença de cerca 446 metros), o valor do cabo de #35 mm² - EPR/15 kV é em média R\$ 85,32 por metro, ao mesmo tempo que os cabos de #95 mm² - EPR/1 kV custam cerca de R\$ 96,19 por metro. Soma-se a isso o fato de que no Caso 1 há a necessidade de utilizar 2 cabos de #95mm² - EPR/1 kV por fase, tornando o custo com cabos elétricos ainda mais elevado.

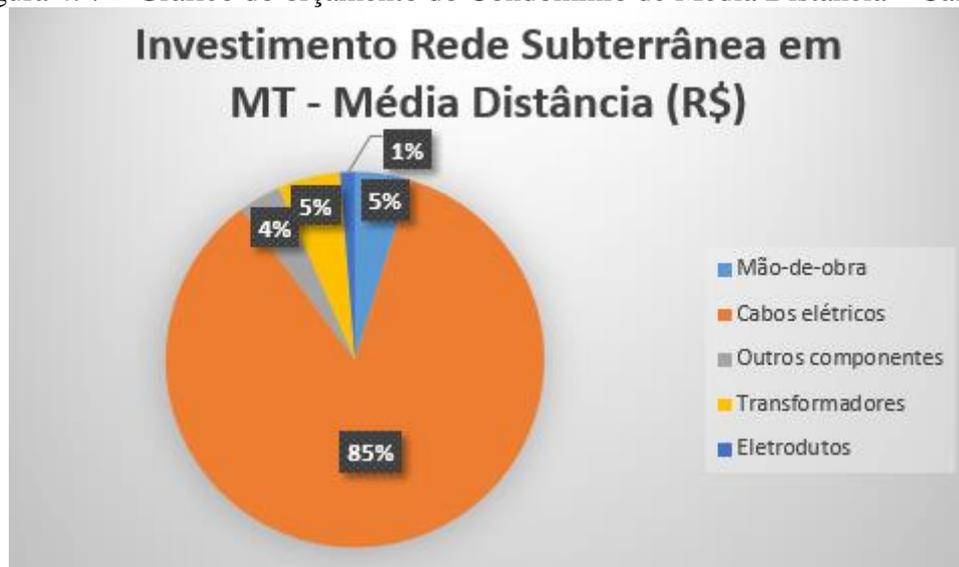
Para analisar especificamente cada um dos condomínios, é possível observar os gráficos das figuras **Figura 4.6**, **Figura 4.7** e **Figura 4.8**.

Figura 4. 6 – Gráfico do orçamento do Condomínio de Curta Distância – Caso 2.



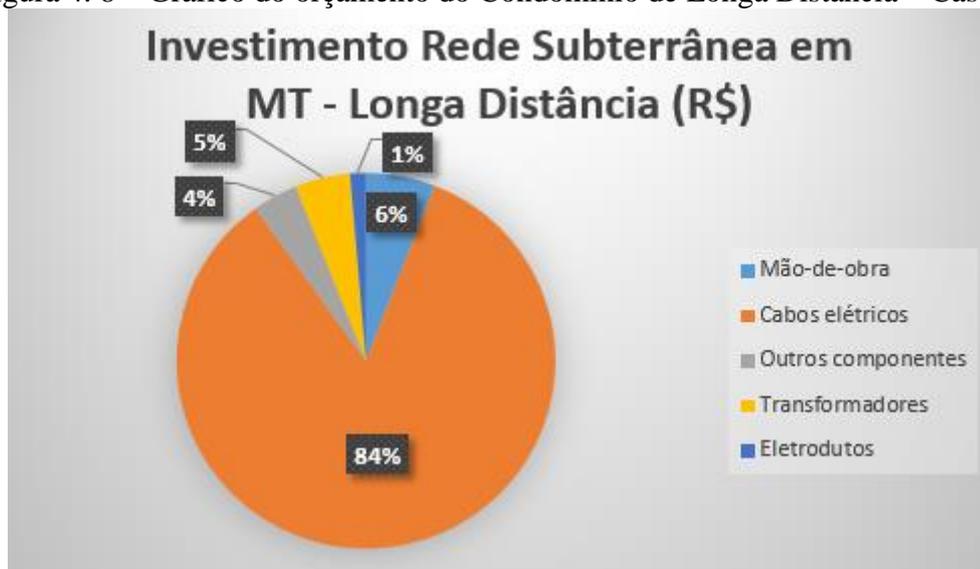
Fonte: do Autor (2021).

Figura 4. 7 – Gráfico do orçamento do Condomínio de Média Distância – Caso 2.



Fonte: do Autor (2021).

Figura 4. 8 – Gráfico do orçamento do Condomínio de Longa Distância – Caso 2.



Fonte: do Autor (2021).

Percebe-se pelos gráficos que o Transformador Pedestal influencia consideravelmente no orçamento, porém os cabos elétricos também possuem a maior “fatia” no Caso 2, como aconteceu no Caso 1. Analisando apenas a parte laranja do gráfico, tem-se que os cabos elétricos possuem maior influência no condomínio de Média Distância em relação ao de Longa, mostrando que posicionando o Transformador Pedestal de uma maneira que os cabos do Ramal de Entrada percorram o menor caminho possível pode reduzir o orçamento de maneira relevante, mesmo a distância percorrida pelos cabos do Ramal de Ligação sendo maior no condomínio mais longo, como mencionado anteriormente.

Importante ressaltar que, além da despesa extra com o transformador, os gastos com mão-de-obra e outros componentes são maiores no Caso 2 (sendo mais do que o dobro no caso deste último) do que no Caso 1, mas não o suficiente para evitar a compensação causada pelos cabos e eletrodutos. Pode-se concluir que os condomínios de Curta e Média Distância no Caso 1 são, respectivamente, aproximadamente R\$ 103.711,63 e R\$ 73.191,52 mais baratos do que no Caso 2, porém o condomínio de Longa Distância é R\$ 1.256.053,40 mais caro.

O Caso 3, onde o fornecimento se dá através de Rede Área em Média Tensão da concessionária, apresentou valores muito menores para todos os condomínios em relação aos outros casos, como pode-se notar na **Tabela 4.8**.

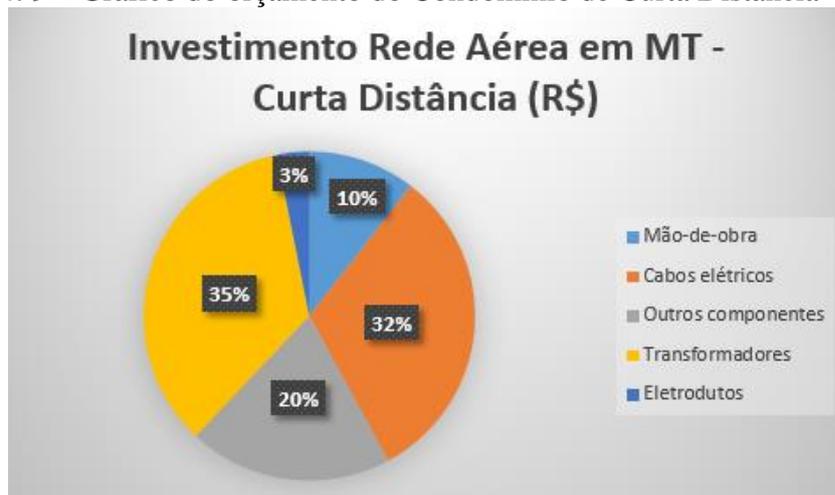
Tabela 4. 8 – Custo total da obra – Caso 3.

	REDE AÉREA EM MÉDIA TENSÃO		
	Curta Distância	Média Distância	Longa Distância
Mão-de-Obra	R\$ 21.731,60	R\$ 24.500,28	R\$ 32.372,97
Cabos Elétricos	R\$ 65.244,06	R\$ 70.197,16	R\$ 77.363,60
Eletrodutos	R\$ 6.495,69	R\$ 6.380,50	R\$ 6.380,50
Transformadores	R\$ 72.000,00	R\$ 72.000,00	R\$ 72.000,00
Outros componentes	R\$ 41.150,56	R\$ 49.685,16	R\$ 65.047,44
TOTAL	R\$ 206.621,91	R\$ 222.763,10	R\$ 253.164,51

Fonte: do Autor (2021).

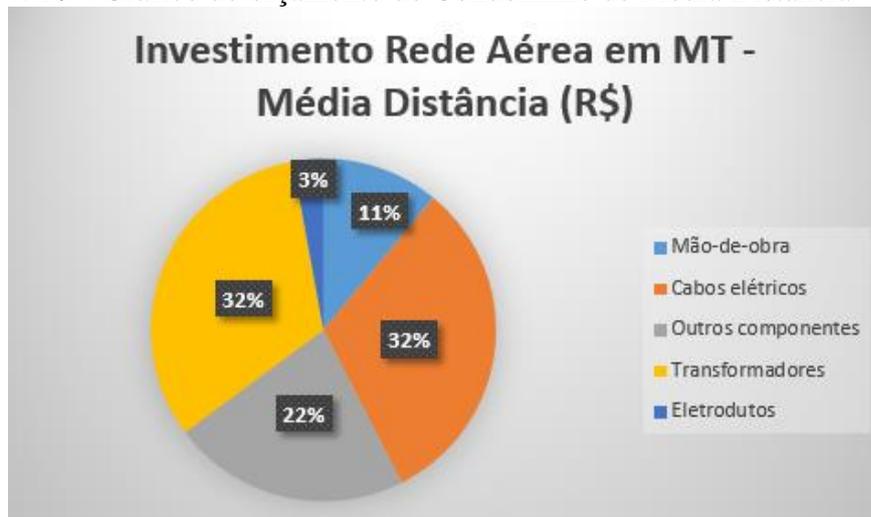
Destacam-se os valores totais das obras de cada condomínio, que são extremamente inferiores em relação aos dos casos anteriores. Em relação ao Condomínio de Curta Distância, o investimento será R\$ 134.205,61 menor do que o do Caso 1, e R\$ 237.917,24 menor em relação ao Caso 2. A diferença aumenta para mais que o triplo nos condomínios de Média Distância, mas é o de Longa Distância que apresenta valores muito mais discrepantes, onde no Caso 1, por exemplo as despesas estão na faixa de, praticamente, 2 milhões de reais. A **Tabela 4.8** mostra que a utilização de Rede Aérea Coberta para o fornecimento de energia de ambos os condomínios é muito mais barata. Os gráficos das figuras **Figura 4.9**, **Figura 4.10** e **Figura 4.11** permitem um aprofundamento nas análises do Caso 3.

Figura 4. 9 – Gráfico do orçamento do Condomínio de Curta Distância – Caso 3.



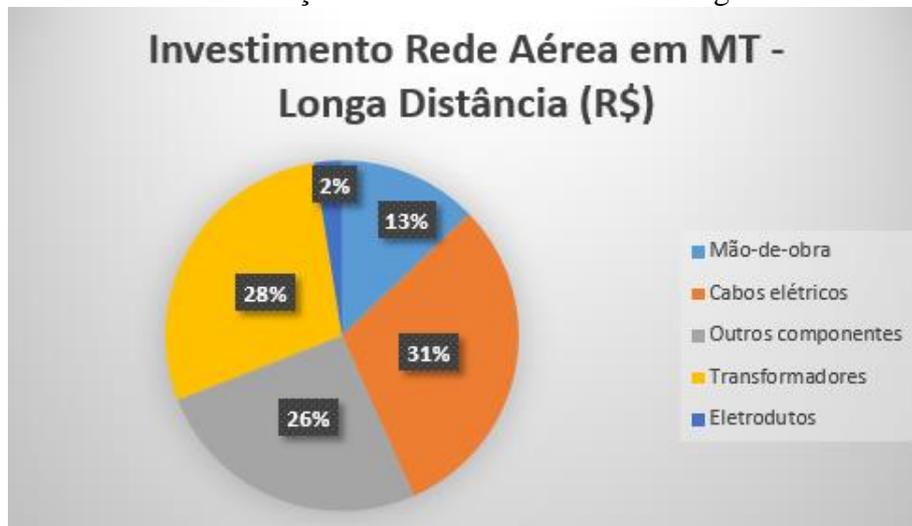
Fonte: do Autor (2021).

Figura 4. 10 – Gráfico do orçamento do Condomínio de Média Distância – Caso 3.



Fonte: do Autor (2021).

Figura 4. 11 – Gráfico do orçamento do Condomínio de Longa Distância – Caso 3.

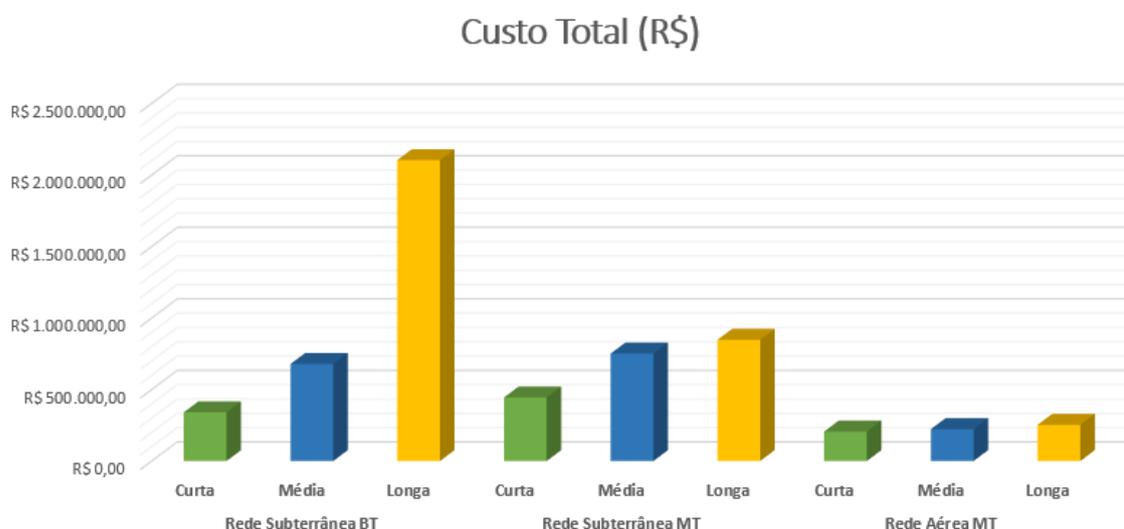


Fonte: do Autor (2021).

Observa-se que as despesas em ambos os condomínios estão melhor distribuídas entre as diferentes categorias, com um baixo custo envolvendo eletrodutos. Diferentemente dos casos anteriores, os cabos elétricos não representam o fator de maior investimento nas obras dos condomínios de Curta e Média Distância, onde os custos atribuídos a eles não superam os gastos envolvendo os quatro Transformadores de Distribuição que devem ser instalados para transformar a tensão de 13,8 kV. Os outros componentes que serão utilizados também representam uma fatia maior dos três gráficos de investimentos no fornecimento com Rede Aérea Coberta. Além disso, tais componentes custariam mais que quatro vezes os valores dos componentes do Caso 1 e basicamente o dobro em relação ao Caso 2. Isso se dá pela necessidade de instalação de postes para complementar a rede de distribuição e sustentar os cabos do empreendimento. Como pode ser visto nas listas de materiais, o valor de cada tipo de poste é, em média, elevado.

Apesar de as despesas com transformadores e outros componentes serem maiores do que nos dois casos anteriores, os gastos com cabos elétricos tornam o investimento em fornecimento de energia com Rede Subterrânea, através do Caso 1 ou Caso 2, consideravelmente mais caro, como é possível observar no gráfico da **Figura 4.12**, o qual permite comparar de maneira mais direta a diferença de valores necessários para o investimento em cada tipo de entrada de energia, em reais.

Figura 4. 12 – Gráfico comparativo dos custos totais de investimentos em cada Caso.



Fonte: do Autor (2021).

Percebe-se a discrepância do investimento necessário para a implementação da Rede Subterrânea em Baixa Tensão no condomínio de Longa Distância em relação aos demais. Nota-se também que os custos relacionados à Rede Aérea Coberta são semelhantes entre os três

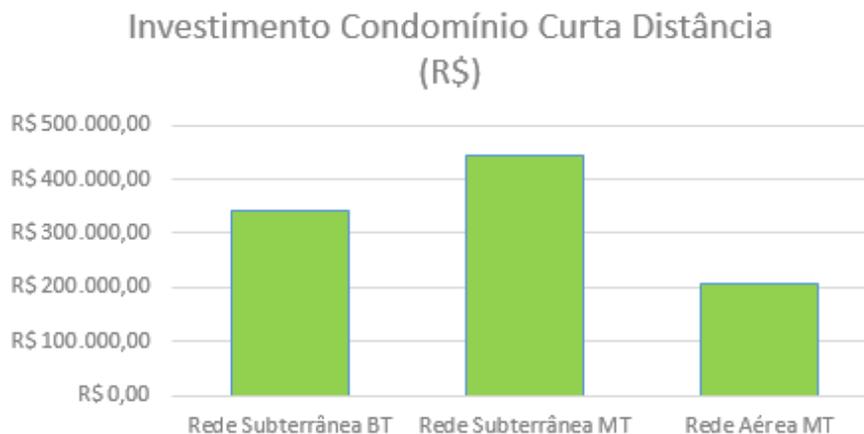
condomínios, não havendo uma elevação brusca de valor à medida que se aumenta o comprimento do condomínio, como observa-se no Caso 1. Ainda em relação à Rede Aérea, chama a atenção o fato de que o condomínio de Longa Distância exigiria um valor inferior aos necessários para implementar Rede Subterrânea tanto no Caso 1, quanto no Caso 2.

Para analisar mais diretamente qual tipo de fornecimento seria o mais barato para determinado condomínio, tem-se os gráficos das figuras **Figura 4.13**, **Figura 4.14** e **Figura 4.15**. Em relação ao condomínio de Curta Distância, observa-se que, como esperado, a Rede Aérea Coberta em Média Tensão é a mais barata do que os outros dois tipos. O fornecimento através de Rede Subterrânea em Média Tensão com utilização de Transformador Pedestal seria o mais caro, custando pouco mais de 100 mil reais do que a Rede Subterrânea em Baixa Tensão. Desconsiderando o preço do transformador (que é, em média, 40 mil reais), o Caso 2 seria 60 mil reais mais caro que o Caso 1.

A discrepância entre os dois casos que envolvem Rede Subterrânea é ainda menor para o condomínio de Média Distância, onde, desconsiderando o valor do transformador, seria de aproximadamente 33 mil reais. Ainda assim, a Rede Aérea continua sendo a opção mais barata.

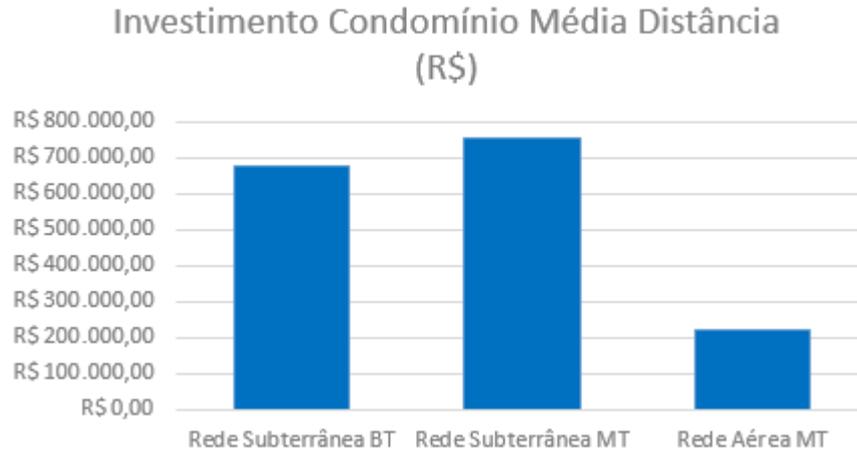
Já na análise do condomínio de Longa Distância encontra-se uma enorme diferença entre os dois tipos de Rede Subterrânea, porém, como visto anteriormente, é o Caso 1 que se apresenta como mais oneroso. Na **Figura 4.15** nota-se que a diferença entre Caso 1 e Caso 2 é a maior observada entre os três tipos de condomínio, sendo possível afirmar que, quanto maior o comprimento do condomínio, respeitando a Queda de Tensão Máxima Admissível, maior será a compensação financeira ao optar-se pela utilização do Transformador Pedestal no empreendimento. Por outro lado, considerando apenas a análise financeira, a Rede Aérea Compacta em Média Tensão também é, para o condomínio de Longa Distância, a melhor opção.

Figura 4. 13 – Investimentos em cada Caso – Condomínio de Curta Distância.



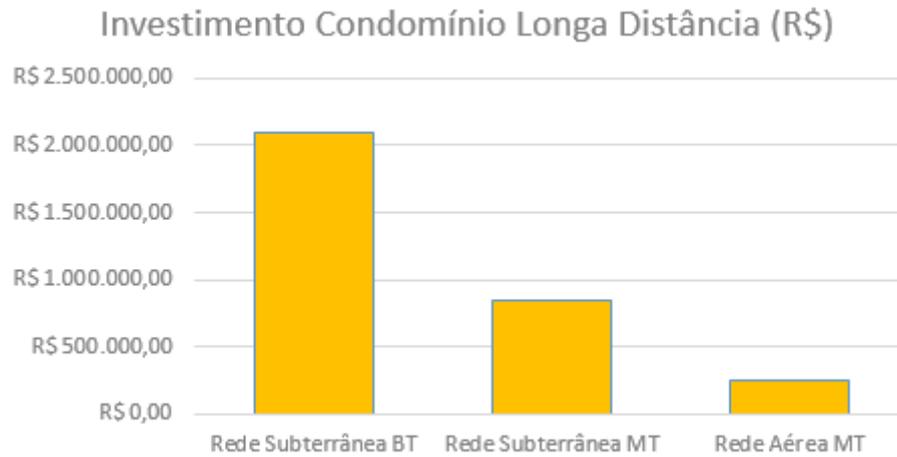
Fonte: do Autor (2021).

Figura 4. 14 – Investimentos em cada Caso – Condomínio de Média Distância.



Fonte: do Autor (2021).

Figura 4. 15 – Investimentos em cada Caso – Condomínio de Longa Distância.



Fonte: do Autor (2021).

Conclui-se que a opção por Rede Aérea Coberta em Média Tensão (Caso 3) é a mais barata para o fornecimento dos três tipos de condomínio. Resta saber o quanto de investimento, exatamente, a segunda opção mais barata exigiria além do exigido pelo Caso 3, o que é apresentado na **Tabela 4.9**.

Tabela 4. 9 – Comparação entre os dois tipos de fornecimento mais baratos.

	1° caso mais barato	2° caso mais barato	Diferença entre os casos
Curta Distância	Rede Aérea Compacta em Média Tensão	Rede Subterrânea em Baixa Tensão	R\$ 134.205,61
Média Distância	Rede Aérea Compacta em Média Tensão	Rede Subterrânea em Baixa Tensão	R\$ 455.596,37
Longa Distância	Rede Aérea Compacta em Média Tensão	Rede Subterrânea em Média Tensão	R\$ 594.329,76

Fonte: do Autor (2021).

Tem-se que, considerando o condomínio de Curta Distância, caso o empreendedor, após analisar as vantagens e desvantagens da Rede Subterrânea, opte pela mesma, teria que desembolsar uma quantia de aproximadamente R\$ 134.205,61. Em relação aos condomínios de Média Distância e Longa Distância, se a opção for por fornecimento através de Rede Subterrânea, o investimento total seria bem mais oneroso: cerca de R\$ 455.596,37 e R\$ 594.329,76, respectivamente. De posse das diferenças de valores entre os tipos de fornecimento de energia elétrica, caberia, então, ao próprio empreendedor decidir pelo tipo que julgar mais adequado. Ou seja, o mesmo deverá analisar se tal diferença compensaria valores estéticos, um maior nível de segurança da rede, menos manutenções corretivas, entre outros fatores analisados neste texto.

5 CONCLUSÃO

Apesar da ideia de que redes Aéreas são mais baratas do que redes Subterrâneas já ser basicamente senso comum na sociedade, este Trabalho de Conclusão de Curso tinha como um dos objetivos encontrar valores aproximados que exemplificassem a real diferença entre os investimentos em ambos os tipos de fornecimento para condomínios de edificações residenciais. Assim, possíveis empreendedores poderão analisar se tal diferença a ser paga seria compensada através das vantagens que uma rede completamente enterrada no solo pode trazer a curto e longo prazo.

As vantagens variam desde uma maior confiabilidade na operação do sistema com índices DEC e FEC melhores, passando por uma maior segurança, tanto para a própria rede quanto para os moradores e transeuntes do condomínio, até uma valorização do empreendimento com base em uma melhor estética, sem poluição visual. Além disso, por possibilitar o preenchimento das áreas comuns com vegetação sem que a mesma cause acidentes relacionados ao contato com a fiação, trata-se de um tipo de rede mais benéfico em termos ecológicos.

A **Tabela 4.9** evidencia que a diferença entre Redes Aéreas Compactas e Subterrâneas para os condomínios analisados se mostrou expressiva, podendo chegar a mais que o triplo do valor. Essa diferença foi ocasionada em sua maior parte pelas despesas com cabos elétricos que, para respeitar a Queda de Tensão Máxima Admissível por norma, necessitam de seções proporcionalmente maiores de acordo com a distância que devem percorrer.

Como em muitos casos a desvantagem relacionada ao aspecto financeiro da implementação das redes faz com que a Subterrânea seja preterida, o outro objetivo deste trabalho era encontrar uma alternativa que reduzisse o investimento inicial a ser feito em uma Rede Subterrânea. Para isso, a opção pela utilização de um Transformador Pedestal visando transformar a Média Tensão da concessionária em Baixa Tensão para distribuição aos blocos do empreendimento se mostrou vantajosa em casos em que o Ramal de Entrada do condomínio possua um comprimento elevado.

Redes Subterrâneas ligadas diretamente à rede de Baixa Tensão da concessionária ainda apresentaram custos menores ao analisar condomínios não tão compridos. Porém, tratando-se de condomínios de Longa Distância, a diferença entre os dois métodos de Rede Subterrânea se inverte e passa a apresentar valores enormes, próximos de 1,25 milhão de reais.

Portanto, pode-se concluir que, quanto maior o condomínio e o Ramal de Entrada analisado, a adição de um Transformador Pedestal bem posicionado de maneira que a distância

dos blocos mais afastados do transformador seja a menor possível (o que também tornaria o Ramal o mais curto possível), acarretará em uma redução de custos ligados aos cabos elétricos. Mesmo com a Corrente de Projeto e Demanda dos blocos exigindo uma seção maior, o cabo em questão estaria percorrendo um trecho reduzido, o que diminuiria o valor necessário a ser investido nesse material.

Sugere-se, para trabalhos futuros, a mesma análise realizada neste trabalho, porém para condomínios com uma Demanda Total diferente. Recomenda-se também a realização da análise comparativa com base em outros métodos de alimentação de condomínios como, por exemplo, fotovoltaico. Além disso, sugere-se a elaboração de um estudo visando comparar as vantagens e desvantagens de redes Aéreas e Subterrâneas para loteamentos industriais de diferentes extensões, já que muitas características de loteamentos deste tipo seriam divergentes das analisadas neste trabalho. Sugere-se, também, a elaboração de planilhas que apresentem automaticamente os cálculos dos parâmetros envolvidos nos projetos de entrada de energia, de maneira que facilite a obtenção dos resultados necessários para os dimensionamentos.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

MARTINS, Juliana. **Por baixo da terra**. 2012. Disponível em: < <https://www.osetoreletrico.com.br/por-baixo-da-terra/>>. Acesso em: 11 de maio de 2020.

CORDEIRO. **5 vantagens de cabos subterrâneos para instalações elétricas**. 2019. Disponível em: < <https://www.cordeiro.com.br/blog/5-vantagens-de-cabos-subterraneos-para-instalacoes-eletricas/>>. Acesso em: 11 de maio de 2020.

RIBEIRO, André Luis. **Benefícios da Rede de Distribuição Aérea Compacta 15 kV**. Itatiba, 2008.

PLP. **Espaçador Losangular – 15 kV – EC**. c2021. Disponível em: < <http://plp.com.br/energia/distribuicao/rede-compacta/espacador-losangular-15-kv-ec/>>. Acesso em: 25 de janeiro de 2021.

GETROTECH. **Rede de Distribuição Compacta Protegida**. Disponível em: < <https://www.getrotech.com.br/loja/Artigos/rede-de-distribuicao-compacta-protegida/>>. Acesso em: 25 de janeiro de 2021.

G1. **Condomínio fechado em Blumenau inova com rede elétrica subterrânea e traz estilo de vida norte-americano**. 2020. Disponível em: < <https://g1.globo.com/sc/santa-catarina/especial-publicitario/sforza/noticia/2020/08/07/condominio-fechado-em-blumenau-inova-com-rede-eletrica-subterranea-e-traz-estilo-de-vida-norte-americano.ghtml>>. Acesso em: 05 de outubro de 2021.

SOLARYS ENGENHARIA. **Serviços**. c2015. Disponível em: < <https://solaris.eng.br/> >. Acesso em: 05 de outubro de 2021.

DIAS, Edmilson José; SOUZA, Willian Alves de; SILVA, Fernando Medeiros da. **Cabos de média tensão**. 2017. Disponível em: < <https://www.osetoreletrico.com.br/cabos-de-media-tensao/>>. Acesso em: 11 de maio de 2020.

ITAMARO, Graziella. **Rede elétrica segura**. 2015. Disponível em: < <https://condominiosc.com.br/jornal-dos-condominios/manutencao/2314-rede-eletrica-segura>>. Acesso em: 11 de maio de 2020.

FUPLASTIC. **Caixa de Passagem Stander**. Disponível em: < <http://www.fuplastic.com.br>>. Acesso em: 11 de maio de 2020.

ELETRICIDADE MODERNA. **Guia EM da NBR 5410**. 2001.

PRYSMIAN. **Guia de dimensionamento de cabos para baixa tensão**. 2020. Disponível em: < <https://br.prysmiangroup.com/>>. Acesso em: 24 de fevereiro de 2021.

PRYSMIAN. **Guia de Dimensionamento de cabos para média tensão**. c2021. Disponível em: < <https://br.prysmiangroup.com/>>. Acesso em: 24 de fevereiro de 2021.

PRYSMIAN. **Cabo Eprotenax Compact 6 até 35 kV**. c2021. Disponível em: < <https://br.prysmiangroup.com/>>. Acesso em: 26 de abril de 2021.

PRYSMIAN. **Cabo Eprotenax Gsette EPR 0,6/1 kV**. c2021.

Disponível em: < <https://br.prysmiangroup.com/>>. Acesso em: 26 de abril de 2021.

PRYSMIAN. **Cabo Eprotenax. Redes de média tensão com a segurança que cada instalação exige**. c2021. Disponível em: < <https://br.prysmiangroup.com/>>. Acesso em: 26 de abril de 2021.

WEG S.A.. **Transformador Óleo 112.5 kVA 13.8/0.38 kV CST ONAN**. 2021.

Disponível em: < <https://www.weg.net/> >. Acesso em 16 de julho de 2021.

REFORTRAFO. **Transformadores**. [s.d.]. Disponível em:

<<https://www.refortrafo.com.br/transformadores>>. Acesso em 05 de outubro de 2021.

URBANO, Arian Pires. **Estudo para implantação de Redes de Distribuição Subterrâneas**. Florianópolis, 2017.

FREITAS, Daniel Santana de. **Desempenho térmico de cabos de potência subterrâneos, incluindo migração de umidade no solo e efeitos transientes**. Florianópolis, 1995.

RICARDO, Matheus Martins. **Estudo sobre a ampacidade de cabos elétricos utilizados em motores de indução trifásicos**. Florianópolis, 2018.

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.

ALVES, Marcos Eduardo Guerra. **Metodologia para o diagnóstico em tempo real de para-raios em sistemas de distribuição e transmissão de energia elétrica**. São Paulo, 2013.

TAVARES, George William Picanço. **Proposta de substituição da rede de distribuição elétrica aérea, por subterrânea no campus Marco Zero do Equador da UNIFAP**. Macapá, 2019.

MENDONÇA, João. **Rede Subterrânea: paisagismo, qualidade e custos**. 2016.

Disponível em: < <https://pt.linkedin.com/pulse/rede-subterranea-paisagismo-qualidade-e-custos-joão-mendonça>>. Acesso em: 23 de junho de 2021.

PETRILLI, Fábio. **Tipos de rede de distribuição**. 2020.

Disponível em: < <https://www.romagnole.com.br/noticias/artigos/tipos-de-rede-de-distribuicao>>. Acesso em: 10 de abril de 2021.

DISNACON. **Tipos de isolamento para Condutores Elétricos: conheça sua importância**.

2020. Disponível em: < <http://disnacon.com.br/noticias/cabos/tipos-de-isolacao-para-condutores-eletricos-conheca-sua-importancia/>>. Acesso em: 11 de abril de 2021.

LUMINUS. **Conheça os principais tipos de condutores elétricos**. c2021.

Disponível em: < <https://www.luminuseletricidade.com.br/conheca-os-principais-tipos-de-condutores-eletricos>>. Acesso em: 11 de abril de 2021.

CONDUSCAMP. **Um pouco sobre cabo multiplexado.** c2017.

Disponível em: < <http://conduscamp.com.br/blog/um-pouco-sobre-cabo-multiplexado/>>.
Acesso em: 12 de abril de 2021.

ADEEL. **Rede Compacta VS Rede Convencional.** 2017.

Disponível em: < <https://www.adeel.com.br/rede-compacta-vs-convencional/>>.
Acesso em: 13 de abril de 2021.

DESTERRO ELETRICIDADE. **Isolação dos condutores elétricos. Confira porque ela é tão importante e conheça as diferenças entre os diversos tipos.** 2019. Disponível em: < <https://www.asterroeletricidade.com.br/> >. Acesso em: 15 de abril de 2021.

REVISTA EVOLUTION. **Quais são as diferenças entre os cabos isolados com XLPE e com EPR?** [s.d]. Disponível em: < <http://www.housepress.com.br/>>. Acesso em: 15 de abril de 2021.

MAREK, Carla Fernanda. **Os impactos da arborização viária sobre a rede de distribuição de energia elétrica: estudo de caso da Zona 7 de Maringá/PR.** Maringá, 2008.

CEMIG. **Manual de Distribuição: Projetos de Redes de Distribuição Aéreas Urbanas.** 2014. Disponível em: < <https://www.cemig.com.br/>>. Acesso em: 16 de abril de 2021.

CEMIG. **Critérios para Atendimento a Condomínios com Redes de Distribuição Aéreas.** 2018. Disponível em: < <https://www.cemig.com.br/>>. Acesso em: 16 de abril de 2021.

INDUSCABOS. **Cabo de Média Tensão Alumínio INDUGREX AL TR DUPLA CAMADA 15 kV a 35 kV.** c2021. Disponível em: < <https://www.induscabos.com.br/>>. Acesso em 19 de abril de 2021.

IPCE. **Tabelas de Dimensionamento.** [s.d]. Disponível em: < <http://www.ipce.com.br/>>. Acesso em: 19 de abril de 2021.

MORI, Marcello. **Cabos subterrâneos: uma questão de eficiência e não apenas estética.** 2017. Disponível em: < <https://www.osetoreletrico.com.br/cabos-subterraneos-uma-questao-de-eficiencia-e-nao- apenas-estetica/>>. Acesso em: 19 de abril de 2021.

GONÇALVES, Juliano; MORGADO, Rafael. **Instalações em redes subterrâneas.** 2018. Disponível em: < <https://www.osetoreletrico.com.br/instalacoes-em-redes-subterraneas/>>. Acesso em: 19 de abril de 2021.

BRUNHEROTO, Plácido Antonio; OKIHIRO, Tsuyoshi; SILVA, Francisco Lourenço da. **ND-2.009: Ligação de Edifícios com Transformadores em Pedestal.** 1998. Disponível em: < <https://www.eneldistribuicao.com.br/>>. Acesso em: 19 de abril de 2021.

SANTOS, Moacir. **Dimensionando Eletrodutos.** 2018. Disponível em: < <https://engfam.com.br/dimensionando-eletrodutos/>>. Acesso em: 20 de abril de 2021.

INSTALADORA CASTRO. **Quadro de Medição Agrupada.** [s.d]. Disponível em: < <https://instaladoracastro.com.br/categoria-padrao/quadro-de-medicao-agrupada-38/>>. Acesso em 23 de abril de 2021.

ANEEL. **Indicadores Coletivos de Continuidade (DEC e FEC)**. [s.d].

Disponível em: < <http://www.aneel.gov.br/indicadores-coletivos-de-continuidade>>. Acesso em 14 de julho de 2021.

ESPINDOLA, Viviane Catarina Sardá de. **Projeto Elétrico I**. Florianópolis, 2015.

CELESC. **Manual Especial E-313.0012: Para-raios poliméricos de resistor não linear a óxido metálico, sem centelhadores, para redes de distribuição e subestações**. Florianópolis, 2017.

CELESC. **Manual Especial E-313.0015: Elos fusíveis de distribuição**. Florianópolis, 2018.

CELESC. **Manual Especial E-313.0052: Especificação de cabos de alumínio e cobre multiplexados auto-sustentados com isolamento extrudada de polietileno termofixo – XLPE para redes de baixa tensão e ramal de ligação 0,6/1 kV**. Florianópolis, 2021.

CELESC. **Manual Especial E-313.0069: Transformador Pedestal para redes de distribuição subterrâneas**. Florianópolis, 2018.

CELESC. **Manual Especial E-313.0075: Cabos cobertos para redes de distribuição aérea compactas e protegidas**. Florianópolis, 2018.

CELESC. **Manual Especial E-313.0078: Rede de distribuição aérea secundária isolada até 1 kV**. Florianópolis, 2016.

CELESC. **Manual Especial E-313.0085: Estruturas para redes de distribuição aérea com cabos cobertos fixados em espaçadores – Rede Compacta**. Florianópolis, 2015.

CELESC. **Manual Especial NE-147E: Loteamentos com Redes de Distribuição Subterrâneas**. Florianópolis, 2019.

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

CELESC. **Manual de Procedimentos I-313.0023: Loteamentos com rede aérea de distribuição de energia elétrica**. Florianópolis, 2012.

CELESC. **Norma Técnica NT-03: Fornecimento de Energia Elétrica à Edifícios de Uso Coletivo**. Florianópolis, 1997.

CELESC. **Adendo à Norma Técnica NT-03**. Florianópolis, 1999.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 5471: Condutores elétricos**. Rio de Janeiro, 1986.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 11873: Cabos cobertos com material polimérico para redes de distribuição aérea de energia elétrica fixados em espaçadores, em tensões de 13,8 kV a 34,5 kV**. Rio de Janeiro, 2003.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 5410: Instalações elétricas de baixa tensão**. Rio de Janeiro, 2004.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 14039: Instalações elétricas de média tensão de 1,0 kV a 36,2 kV**. Rio de Janeiro, 2005.

MAMEDE FILHO, João. **Instalações Elétricas Industriais**. 5 ed. Rio de Janeiro: LTC, 1997.

APÊNDICE A – CÁLCULOS DE DEMANDA

A.1 DEMANDA TOTAL DO CONDOMÍNIO

Com os dados gerais do empreendimento apresentados no início do **Capítulo 3**, pode-se tirar as seguintes conclusões:

- De acordo com a Tabela 7 da Norma NT-03 da CELESC (1997) o fator de diversidade F é de 82,04, já que o empreendimento possui 224 apartamentos;
- Pela Tabela 6 da Norma NT-03 da CELESC (1997), a demanda dos apartamentos em função da área (A) é de 1,36 kVA;
- A carga total de iluminação é de 10,4 kW, considerando a carga de 8,4 kW dos da parte interna dos blocos somada à carga de 2 kW da iluminação da área comum externa do empreendimento;
- A carga total de tomadas é de 26,8 kW, contabilizando a carga de 16,8 kW da parte interna blocos e 10 kW da área comum externa do empreendimento;
- Considerando os 7 blocos, tem-se 7 motores de 7,5 CV (elevadores). Logo, pela Tabela 5 da Norma NT-03 da CELESC (1997), a demanda é de 28,55 kVA;
- Em relação às cargas especiais do empreendimento (iluminação externa, sauna, ar-condicionado), tem-se um total de 16 kW;
- Com o auxílio da mesma Tabela 5 da Norma NT-03 da CELESC (1997), encontra-se a demanda dos outros motores do condomínio:
 - Estação de Tratamento de Esgoto (ETE): 6,06 kVA;
 - Bomba de recalque: 6,02 kVA;
 - Piscina: 4,04 kVA.
- Trata-se de um condomínio inteiramente residencial, logo, não existem lojas ou escritórios ($G = 0$).

Com os valores definidos, é possível calcular os parâmetros a serem utilizados na **Equação 2.2**.

$$B = \frac{[10 + (0,4 \cdot 0,25)]}{0,9} = 11,22 \text{ kVA} \quad (\text{A.1})$$

$$C = \frac{(26,8 \cdot 0,2)}{0,9} = 5,96 \text{ kVA} \quad (\text{A.2})$$

$$D = 28,55 + 6,06 + 6,02 + 4,04 = 44,67 \text{ kVA} \quad (\text{A.3})$$

$$E = 4 + 6 + 6 = 16 \text{ kVA} \quad (\text{A.4})$$

Onde:

- B – Demanda relacionada à iluminação das áreas comuns (do condomínio), utilizando um Fator de Potência de 0,9, considerando fator de demanda de 100% para os primeiros 10 kW e 25% para o restante da carga (acima dos 10 kW);
- C – Demanda das tomadas das áreas comuns, também com Fator de Potência de 0,9, considerando fator de demanda de 20% para a carga total;
- D – Demanda relativa aos motores elétricos presentes no condomínio;
- E – Demanda das cargas especiais. Considera-se fator de demanda de 100%.

Considerando que G (demanda referente a salas comerciais) possui valor nulo e com todos os parâmetros calculados, é possível utilizá-los na **Equação 2.2** para obter a Demanda Total do empreendimento:

$$DT = 1,2 \cdot [(82,04 \cdot 1,36) + (11,22 + 5,96 + 44,67)] + 16 + 0 = 224,11 \text{ kVA} \quad (\text{A.5})$$

Tem-se, então, que a **Demanda Total (DT) do Condomínio é de cerca de 224,11 kVA.**

A.2 DEMANDA TOTAL DOS BLOCOS 2, 3, 4, 5, 6 E 7 DO CONDOMÍNIO

Os blocos 2, 3, 4, 5, 6 e 7 possuem as mesmas características, enquanto que o Bloco 1 incluirá em seu Quadro de Medição o quadro de distribuição QDCOND, o qual inclui as cargas especiais, iluminação externa, entre outras citadas anteriormente.

Com as informações apresentadas no tópico A.1, para o cálculo da demanda provável de apenas **um** dos blocos (do 2 ao 7, excluindo o bloco 1), D_{blocos} , utiliza-se a mesma **Equação 2.2**, porém, com valores diferentes para alguns dos parâmetros:

- De acordo com a Tabela 7 da Norma NT-03 da CELESC (1997), $F = 24,69$, pois são 32 apartamentos por bloco;
- Pela Tabela 6 da Norma NT-03 da CELESC (1997), $A = 1,36 \text{ kVA}$ (apartamentos de 60 m^2);
- A carga de iluminação de um bloco é de $1,2 \text{ kW}$, logo:

$$B = \frac{1,2}{0,9} = 1,33 \text{ kVA} \quad (\text{A.6})$$

- Para as tomadas, a carga é de 2,4 kW em um bloco:

$$C = \frac{(2,4 \cdot 0,2)}{0,9} = 0,53 \text{ kVA} \quad (\text{A.7})$$

- Tem-se apenas um elevador com motor de 7,5 CV por bloco. Então, pela Tabela 5 da Norma NT-03 da CELESC (1997), $D = 8,65 \text{ kVA}$;
- $E = 0$, pois não existem cargas especiais nos blocos em questão;
- G também equivale a zero.

$$D_{\text{blocos}} = 1,2 \cdot [(24,69 \cdot 1,36) + (1,33 + 0,53 + 8,65)] + 0 + 0 = 52,91 \text{ kVA} \quad (\text{A.8})$$

Conclui-se que, **para cada um dos blocos (do 2 ao 7), a demanda é de cerca de 52,91 kVA.**

A.3 DEMANDA TOTAL DE DOIS BLOCOS DO CONDOMÍNIO

Considerando **dois blocos, não incluindo o Bloco 1**, tem-se:

- Pela Tabela 7 da Norma NT-03 da CELESC (1997), $F = 43,18$, pois são dois blocos com 64 apartamentos no total;
- De acordo com a Tabela 6 da Norma NT-03 da CELESC (1997), $A = 1,36 \text{ kVA}$ (apartamentos de 60 m^2);
- Em relação à carga de iluminação, considerando ambos os blocos:

$$B = \frac{2 \cdot 1,2}{0,9} = \frac{2,4}{0,9} = 2,67 \text{ kVA} \quad (\text{A.9})$$

- Contabilizando os circuitos de tomadas de dois blocos:

$$C = \frac{(2 \cdot 2,4) \cdot 0,2}{0,9} = \frac{4,8 \cdot 0,2}{0,9} = 1,07 \text{ kVA} \quad (\text{A.10})$$

- Com 2 elevadores com motores de 7,5 CV tem-se, pela Tabela 5 da Norma NT-03 da CELESC (1997), $D = 12,98 \text{ kVA}$;
- E e G equivalem a 0;

$$D_{2\text{blocos}} = 1,2 \cdot [(43,18 \cdot 1,36) + (2,67 + 1,07 + 12,98)] + 0 + 0 = 90,53 \text{ kVA} \quad (\text{A.11})$$

Logo, a **Demanda Total de dois blocos ($D_{2\text{blocos}}$) corresponde à cerca de 90,53 kVA.**

A.4 DEMANDA TOTAL DO BLOCO 1

Como mencionado anteriormente, o Quadro de Medição do Bloco 1 (QM1) inclui, além dos apartamentos e dos circuitos da área comum interna do bloco, o quadro QDCOND que distribui os circuitos da área comum externa do empreendimento. Com isso, para o cálculo da demanda do Bloco 1:

- De acordo com a Tabela 7 da Norma NT-03 da CELESC (1997), $F = 24,69$, pois são 32 apartamentos no Bloco 1;
- $A = 1,36$ kVA, de acordo com a Tabela 6 da Norma NT-03 da CELESC (1997), considerando apartamentos de 60 m²;
- A carga de iluminação do Bloco 1 é de $3,2$ kW, logo:

$$B = \frac{3,2}{0,9} = 3,56 \text{ kVA} \quad (\text{A.12})$$

- Para as tomadas, a carga é de $12,4$ kW para o Bloco 1:

$$C = \frac{(12,4 \cdot 0,2)}{0,9} = 2,76 \text{ kVA} \quad (\text{A.13})$$

- Considerando o elevador e os outros motores (ETE, Bomba de Recalque e Piscina) tem-se, pela Tabela 5 da Norma NT-03 da CELESC (1997):

$$D = 8,65 + 6,06 + 6,02 + 4,04 = 24,77 \text{ kVA} \quad (\text{A.14})$$

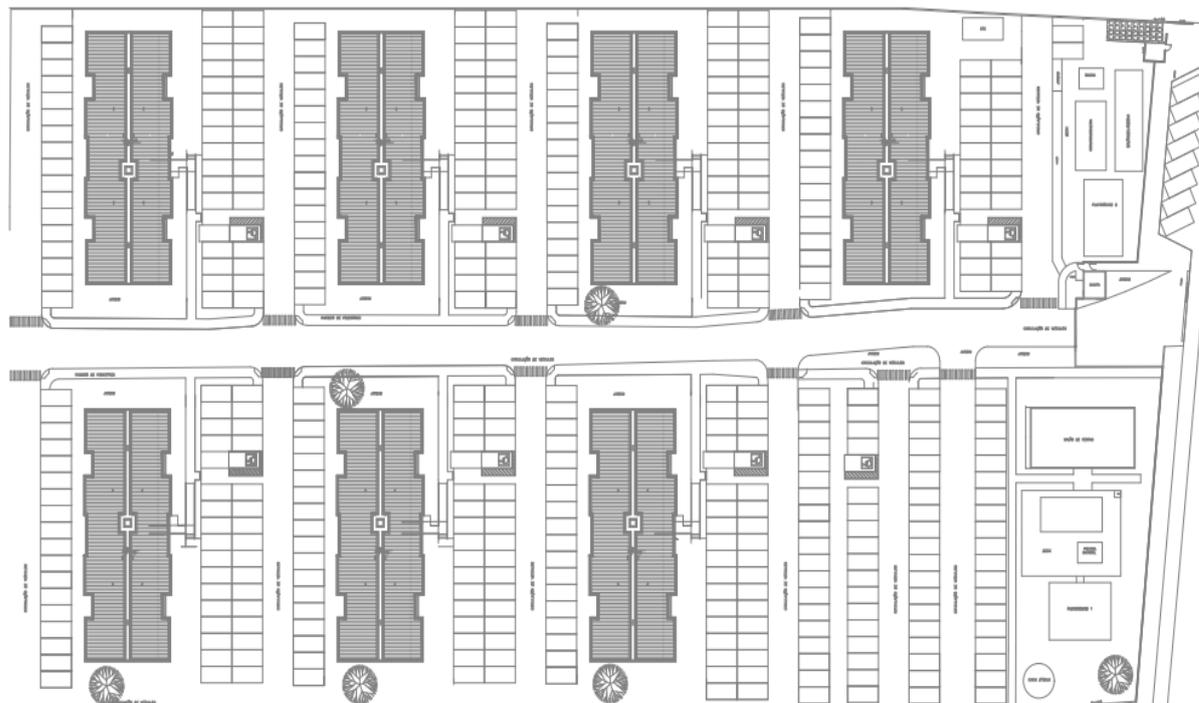
- $E = 4 + 6 + 6 = 16$ kVA;
- $G = 0$.

$$D_{b1} = 1,2 \cdot [(24,69 \cdot 1,36) + (3,56 + 2,76 + 24,77)] + 16 + 0 = 93,6 \text{ kVA} \quad (\text{A.15})$$

Então, pode-se concluir que, **para o Bloco 1, a demanda D_{b1} é de cerca de 93,6 kVA.**

APÊNDICE B – PROJETO ARQUITETÔNICO DO CONDOMÍNIO DE CURTA DISTÂNCIA

Figura B.1 – Vista Superior do Condomínio de Edifícios Residenciais (Curta Distância).

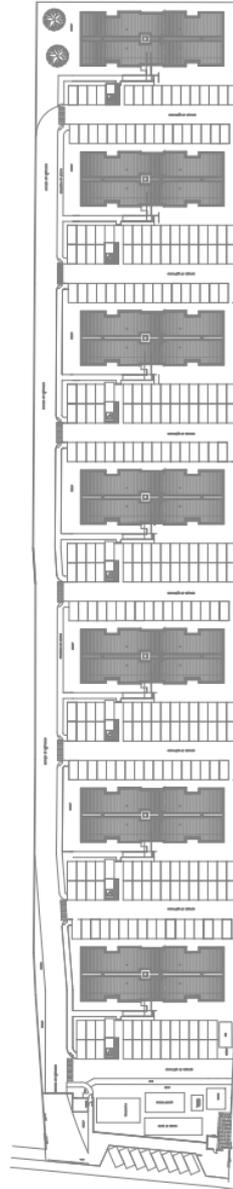


Fonte: do Autor (2021).

Tem-se, na **Figura B.1**, a vista superior do condomínio de Curta Distância que será analisado nesse trabalho. Da entrada do empreendimento até o fim do mesmo tem-se uma distância de menos de 200 metros. Pela **Figura B.1**, pode-se observar os 7 blocos e todas as outras instalações que compõem o empreendimento, de maneira que o Bloco 1 é o mais próximo da guarita do condomínio com os blocos 2, 4 e 6 do mesmo lado da rua. Do outro lado, estão os blocos 3, 5 e 7.

APÊNDICE C – PROJETO ARQUITETÔNICO DO CONDOMÍNIO DE MÉDIA DISTÂNCIA

Figura C.1 – Vista Superior do Condomínio de Edifícios Residenciais (Média Distância).

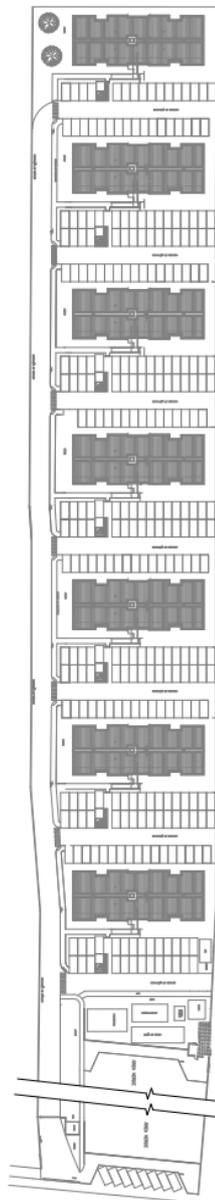


Fonte: do Autor (2021).

Na **Figura C.1** tem-se a vista superior do condomínio de Média Distância, onde considerou-se que a distância entre a entrada e o fim do mesmo é de aproximadamente 300 metros. Também possui os mesmos 7 blocos, porém dispostos de maneira diferente, todos do mesmo lado da rua, fazendo com que o Bloco 7 esteja ainda mais afastado da entrada do empreendimento.

APÊNDICE D – PROJETO ARQUITETÔNICO DO CONDOMÍNIO DE LONGA DISTÂNCIA

Figura D.1 – Vista Superior do Condomínio de Edifícios Residenciais (Longa Distância).



Fonte: do Autor (2021)

A **Figura D.1** mostra o projeto arquitetônico do condomínio de Longa Distância. Nesse caso, o Bloco 1 está muito mais afastado da entrada do empreendimento, uma vez que, do Ponto de Derivação de Energia até a extremidade final do condomínio, considerou-se uma distância de 450 metros. A disposição dos blocos é praticamente a mesma do de Média Distância, porém, para a melhor visualização do projeto arquitetônico, optou-se por cortar da imagem a parte do trecho entre a entrada até as proximidades do Bloco 1, como pode ser visto na **Figura D.1**.

APÊNDICE E – REDE SUBTERRÂNEA EM BAIXA TENSÃO (CURTA DISTÂNCIA)

Figura E.1 – Entrada de energia através de Rede Subterrânea em Baixa Tensão (Curta Distância).



Fonte: do Autor (2021).

APÊNDICE F – REDE SUBTERRÂNEA EM BAIXA TENSÃO (MÉDIA DISTÂNCIA)

Figura F.1 – Entrada de energia através de Rede Subterrânea em Baixa Tensão (Média Distância).



Fonte: do Autor (2021).

APÊNDICE G – REDE SUBTERRÂNEA EM BAIXA TENSÃO (LONGA DISTÂNCIA)

Figura G.1 – Entrada de energia através de Rede Subterrânea em Baixa Tensão (Longa Distância).



Fonte: do Autor (2021).

APÊNDICE H – REDE SUBTERRÂNEA EM MÉDIA TENSÃO (CURTA DISTÂNCIA)

Figura H.1 – Entrada de energia através de Rede Subterrânea em Média Tensão (Curta Distância).



Fonte: do Autor (2021).

APÊNDICE I – REDE SUBTERRÂNEA EM MÉDIA TENSÃO (MÉDIA DISTÂNCIA)

Figura I.1 – Entrada de energia através de Rede Subterrânea em Média Tensão (Média Distância).



Fonte: do Autor (2021).

APÊNDICE J – REDE SUBTERRÂNEA EM MÉDIA TENSÃO (LONGA DISTÂNCIA)

Figura J.1 – Entrada de energia através de Rede Subterrânea em Média Tensão (Longa Distância).



Fonte: do Autor (2021).

APÊNDICE K – REDE AÉREA EM MÉDIA TENSÃO (CURTA DISTÂNCIA)

Figura K.1 – Entrada de energia através de Rede Aérea em Média Tensão (Curta Distância).



Fonte: do Autor (2021).

APÊNDICE L – REDE AÉREA EM MÉDIA TENSÃO (MÉDIA DISTÂNCIA)

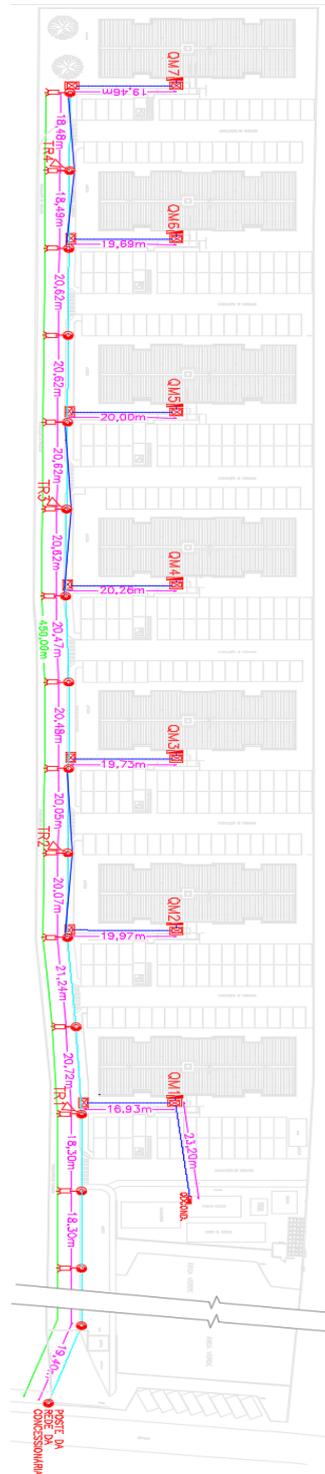
Figura L.1 – Entrada de energia através de Rede Aérea em Média Tensão (Média Distância).



Fonte: do Autor (2021).

APÊNDICE M – REDE AÉREA EM MÉDIA TENSÃO (LONGA DISTÂNCIA)

Figura M.1 – Entrada de energia através de Rede Aérea em Média Tensão (Longa Distância).



Fonte: do Autor (2021).

APÊNDICE N – LISTAS DE MATERIAIS DAS OBRAS ANALISADAS

As listas de materiais apresentam os preços unitários e totais dos componentes a serem utilizados em cada uma das obras. Utilizou-se valores da tabela SINAPI (Sistema Nacional de Pesquisa de Custos e Índices da Construção Civil), além de preços médios encontrados através de pesquisa de mercado.

Tabela N.1 – Lista de materiais para o Condomínio de Curta Distância – Caso 1.

Item	Quantidade	Preço Unitário	Preço Total
Caixa de Passagem 65x85x80cm	1 un	R\$ 720,01/un	R\$ 720,01
Caixa de Passagem 65x41x70cm	18 un	R\$ 268,40/un	R\$ 4.831,20
Cabos subterrâneos #95 mm ² - EPR/1 kV	214,40 m	R\$ 96,19/m	R\$ 20.623,14
Cabos subterrâneos #70 mm ² - EPR/1 kV	2.219,05 m	R\$ 69,35/m	R\$ 153.891,12
Cabos subterrâneos #50 mm ² - EPR/1 kV	1.505,55 m	R\$ 52,67/m	R\$ 79.297,32
Cabos subterrâneos #35 mm ² - EPR/1 kV	1.054,05 m	R\$ 40,85/m	R\$ 43.057,94
Disjuntores Termomagnéticos Tripolares 350 A 10 kA	1 un	R\$ 961,19/un	R\$ 961,19
Disjuntores Termomagnéticos Tripolares 150 A 10 kA	1 un	R\$ 396,83/un	R\$ 396,83
Disjuntores Termomagnéticos Tripolares 90 A 10kA	6 un	R\$ 136,00/un	R\$ 816,00
Eletroduto junto ao poste de Aço Galvanizado 6m 4"	1 un	R\$ 1.064,90/un	R\$ 1.064,90
Cabeçote de Alumínio 4"	1 un	R\$ 26,34/un	R\$ 26,34
Curva Ferro Galvanizado 90° Longa Rosca 4"	1 un	R\$ 237,00/un	R\$ 237,00
Luva Ferro Galvanizado 4"	2 un	R\$ 111,04/un	R\$ 222,08
Fita Aço Inox p/ cintar poste L=19mm;E=0,5mm (rolo 30m)	1 un	R\$ 73,93/un	R\$73,93
Eletrodutos PEAD 4"	33,60 m	R\$ 11,52/m	R\$ 387,07
Eletroduto PEAD 3"	42,80 m	R\$ 8,26/m	R\$ 353,53
Eletroduto PEAD 2"	788,93 m	R\$ 5,90/m	R\$ 4.645,69
Quadro Geral de Baixa Tensão 400 A	1 un	R\$ 1.958,10/un	R\$ 1.958,10
Mão de Obra para Instalação da Rede	-	-	R\$ 27.264,13
VALOR TOTAL			R\$ 340.827,52

Fonte: do Autor (2021).

Tabela N.2 – Lista de materiais para o Condomínio de Média Distância – Caso 1.

Item	Quantidade	Preço Unitário	Preço Total
Caixa de Passagem 65x85x80cm	1 un	R\$ 720,01/un	R\$ 720,01
Caixa de Passagem 65x41x70cm	21 un	R\$ 268,40/un	R\$ 5.636,40
Cabos subterrâneos #120 mm ² - EPR/1 kV	1.604,50 m	R\$ 130,15/m	R\$ 208.825,68
Cabos subterrâneos #95 mm ² - EPR/1 kV	2.799,75 m	R\$ 96,19/m	R\$ 269.307,95
Cabos subterrâneos #70 mm ² - EPR/1 kV	1.220,45 m	R\$ 69,35/m	R\$ 84.638,21
Cabos subterrâneos #50 mm ² - EPR/1 kV	728,55 m	R\$ 52,67/m	R\$ 38.372,73
Cabos subterrâneos #35 mm ² - EPR/1 kV	502,25 m	R\$ 40,85/m	R\$ 20.516,91
Disjuntores Termomagnéticos Tripolares 350 A	1 un	R\$ 961,19/un	R\$ 961,19
Disjuntores Termomagnéticos Tripolares 150 A	1 un	R\$ 396,83/un	R\$ 396,83
Disjuntores Termomagnéticos Tripolares 90 A	6 un	R\$ 136,00/un	R\$ 816,00
Eletroduto junto ao poste de Aço Galvanizado 6m 4"	1 un	R\$ 1.064,90/un	R\$ 1.064,90
Cabeçote de Alumínio 4"	1 un	R\$ 26,34/un	R\$ 26,34
Curva Ferro Galvanizado 90° Longa Rosca 4"	1 un	R\$ 237,00/un	R\$ 237,00
Luva Ferro Galvanizado 4"	2 un	R\$ 111,04/un	R\$ 222,08
Fita Aço Inox p/ cintar poste L=19mm;E=0,5mm (rolo 30m)	1 un	R\$ 73,93/un	R\$73,93

Eletrodutos PEAD 4"	33,60 m	R\$ 11,52/m	R\$ 387,07
Eletroduto PEAD 3"	790,77 m	R\$ 8,26/m	R\$ 6.531,76
Eletroduto PEAD 2"	383,45 m	R\$ 5,90/m	R\$ 2.262,36
Quadro Geral de Baixa Tensão 400 A	1 un	R\$ 1.958,10/un	R\$ 1.958,10
Mão de Obra para Instalação da Rede	-	-	R\$ 35.404,02
VALOR TOTAL			R\$ 678.359,47

Fonte: do Autor (2021).

Tabela N.3 – Lista de materiais para o Condomínio de Longa Distância – Caso 1.

Item	Quantidade	Preço Unitário	Preço Total
Caixa de Passagem 65x85x80cm	1 un	R\$ 720,01/un	R\$ 720,01
Caixa de Passagem 65x41x70cm	29 un	R\$ 268,40/un	R\$ 7.783,60
Cabos subterrâneos #185 mm ² - EPR/1 kV	2.521,40 m	R\$ 196,20/m	R\$ 494.698,68
Cabos subterrâneos #150 mm ² - EPR/1 kV	5.600,05 m	R\$ 162,26/m	R\$ 908.664,11
Cabos subterrâneos #120 mm ² - EPR/1 kV	3.518,85 m	R\$ 130,15/m	R\$ 457.978,33
Cabos subterrâneos #95 mm ² - EPR/1 kV	1.633,55 m	R\$ 96,19/m	R\$ 157.131,18
Disjuntores Termomagnéticos Tripolares 350 A	1 un	R\$ 961,19/un	R\$ 961,19
Disjuntores Termomagnéticos Tripolares 150 A	1 un	R\$ 396,83/un	R\$ 396,83
Disjuntores Termomagnéticos Tripolares 90 A	6 un	R\$ 136,00/un	R\$ 816,00
Eletroduto junto ao poste de Aço Galvanizado 6m 4"	1 un	R\$ 1.064,90/un	R\$ 1.064,90
Cabeçote de Alumínio 4"	1 un	R\$ 26,34/un	R\$ 26,34
Curva Ferro Galvanizado 90° Longa Rosca 4"	1 un	R\$ 237,00/un	R\$ 237,00
Luva Ferro Galvanizado 4"	2 un	R\$ 111,04/un	R\$ 222,08
Fita Aço Inox p/ cintar poste L=19mm;E=0,5mm (rolo 30m)	1 un	R\$ 73,93/un	R\$73,93
Eletrodutos PEAD 4"	487,88 m	R\$ 11,52/m	R\$ 5.620,38
Eletroduto PEAD 3"	1.891,61 m	R\$ 8,26/m	R\$ 15.624,70
Quadro Geral de Baixa Tensão 400 A	1 un	R\$ 1.958,10/un	R\$ 1.958,10
Mão de Obra para Instalação da Rede	-	-	R\$ 49.570,31
VALOR TOTAL			R\$ 2.103.547,67

Fonte: do Autor (2021).

Tabela N.4 – Lista de materiais para o Condomínio de Curta Distância – Caso 2.

Item	Quantidade	Preço Unitário	Preço Total
Caixa de Passagem 65x85x80cm	7 un	R\$ 720,01/un	R\$ 5.040,07
Caixa de Passagem 65x41x70cm	14 un	R\$ 268,40/un	R\$ 3.757,60
Cabos subterrâneos #35 mm ² - EPR/15 kV	625,28 m	R\$ 85,32/m	R\$ 53.348,89
Cabos subterrâneos #150 mm ² - EPR/1 kV	554,6 m	R\$ 162,26/m	R\$ 89.989,40
Cabos subterrâneos #120 mm ² - EPR/1 kV	73,5 m	R\$ 130,15/m	R\$ 9.566,03
Cabos subterrâneos #95 mm ² - EPR/1 kV	1.188,45 m	R\$ 96,19/m	R\$ 114.317,01
Cabos subterrâneos #50 mm ² - EPR/1 kV	1.476,25 m	R\$ 52,67/m	R\$ 77.754,09
Disjuntores Termomagnéticos Tripolares 350 A	1 un	R\$ 961,19/un	R\$ 961,19
Disjuntores Termomagnéticos Tripolares 150 A	1 un	R\$ 396,83/un	R\$ 396,83
Disjuntores Termomagnéticos Tripolares 90 A	6 un	R\$ 136,00/un	R\$ 816,00
Eletroduto junto ao poste de Aço Galvanizado 6m 4"	1 un	R\$ 1.064,90/un	R\$ 1.064,90
Cabeçote de Alumínio 4"	1 un	R\$ 26,34/un	R\$ 26,34
Curva Ferro Galvanizado 90° Longa Rosca 4"	1 un	R\$ 237,00/un	R\$ 237,00
Luva Ferro Galvanizado 4"	2 un	R\$ 111,04/un	R\$ 222,08
Fita Aço Inox p/ cintar poste L=19mm;E=0,5mm (rolo 30m)	1 un	R\$ 73,93/un	R\$73,93
Eletrodutos PEAD 4"	120,32 m	R\$ 11,52/m	R\$ 1.386,09
Eletroduto PEAD 3"	292,61 m	R\$ 8,26/m	R\$ 2.416,96
Eletroduto PEAD 2"	235,25 m	R\$ 5,90/m	R\$ 1.387,98
Transformador Pedestal 300 kVA	1 un	R\$ 40.000,00/un	R\$ 40.000,00

Chave Fusível Tripolar 15 kV; 300 A; 95 kA; 10 kA	6 un	R\$ 356,24/un	R\$ 2.137,44
Elos Fusíveis 15K	6 un	R\$ 8,65/un	R\$ 51,90
Para-Raio ZnO 12 kV, 10 kA	6 un	R\$226,52/un	R\$ 1.359,12
Mão de Obra para Instalação da Rede	-	-	R\$ 28.148,16
VALOR TOTAL			R\$ 444.539,15

Fonte: do Autor (2021).

Tabela N.5 – Lista de materiais para o Condomínio de Média Distância – Caso 2.

Item	Quantidade	Preço Unitário	Preço Total
Caixa de Passagem 65x85x80cm	11 un	R\$ 720,01/un	R\$ 17.280,24
Caixa de Passagem 65x41x70cm	13 un	R\$ 268,40/un	R\$ 3.489,20
Cabos subterrâneos #35 mm ² - EPR/15 kV	1025,08 m	R\$ 85,32/m	R\$ 87.459,83
Cabos subterrâneos #240 mm ² - EPR/1 kV	973,7 m	R\$ 271,66/m	R\$ 264.515,34
Cabos subterrâneos #120 mm ² - EPR/1 kV	836,9 m	R\$ 130,15/m	R\$ 108.922,54
Cabos subterrâneos #95 mm ² - EPR/1 kV	736,85 m	R\$ 96,19/m	R\$ 70.877,60
Cabos subterrâneos #70 mm ² - EPR/1 kV	1.073,65 m	R\$ 69,35/m	R\$ 74.457,63
Cabos subterrâneos #50 mm ² - EPR/1 kV	627,05 m	R\$ 52,67/m	R\$ 33.026,72
Disjuntores Termomagnéticos Tripolares 350 A	1 un	R\$ 961,19/un	R\$ 961,19
Disjuntores Termomagnéticos Tripolares 150 A	1 un	R\$ 396,83/un	R\$ 396,83
Disjuntores Termomagnéticos Tripolares 90 A	6 un	R\$ 136,00/un	R\$ 816,00
Eletroduto junto ao poste de Aço Galvanizado 6m 4"	1 un	R\$ 1.064,90/un	R\$ 1.064,90
Cabeçote de Alumínio 4"	1 un	R\$ 26,34/un	R\$ 26,34
Curva Ferro Galvanizado 90° Longa Rosca 4"	1 un	R\$ 237,00/un	R\$ 237,00
Luva Ferro Galvanizado 4"	2 un	R\$ 111,04/un	R\$ 222,08
Fita Aço Inox p/ cintar poste L=19mm;E=0,5mm (rolo 30m)	1 un	R\$ 73,93/un	R\$73,93
Eletrodutos PEAD 5"	168,74 m	R\$14,22/m	R\$ 2.399,48
Eletrodutos PEAD 4"	196,27 m	R\$ 11,52/m	R\$ 2.261,03
Eletroduto PEAD 3"	256,05 m	R\$ 8,26/m	R\$ 2.114,97
Eletroduto PEAD 2"	276,14 m	R\$ 5,90/m	R\$ 1.629,23
Transformador Pedestal 300 kVA	1 un	R\$ 40.000,00/un	R\$ 40.000,00
Chave Fusível Tripolar 15 kV; 300 A; 95 kA; 10 kA	6 un	R\$ 356,24/un	R\$ 2.137,44
Elos Fusíveis 15K	6 un	R\$ 8,65/un	R\$ 51,90
Para-Raio ZnO 12 kV, 10 kA	6 un	R\$226,52/un	R\$ 1.359,12
Mão de Obra para Instalação da Rede	-	-	R\$ 35.770,45
VALOR TOTAL			R\$ 751.550,99

Fonte: do Autor (2021).

Tabela N.6 – Lista de materiais para o Condomínio de Longa Distância – Caso 2.

Item	Quantidade	Preço Unitário	Preço Total
Caixa de Passagem 65x85x80cm	19 un	R\$ 720,01/un	R\$ 23.040,32
Caixa de Passagem 65x41x70cm	13 un	R\$ 268,40/un	R\$ 3.489,20
Cabos subterrâneos #35 mm ² - EPR/15 kV	1892 m	R\$ 85,32/m	R\$ 161.425,44
Cabos subterrâneos #240 mm ² - EPR/1 kV	973,7 m	R\$ 271,66/m	R\$ 264.515,34
Cabos subterrâneos #120 mm ² - EPR/1 kV	836,9 m	R\$ 130,15/m	R\$ 108.922,54
Cabos subterrâneos #95 mm ² - EPR/1 kV	736,85 m	R\$ 96,19/m	R\$ 70.877,60
Cabos subterrâneos #70 mm ² - EPR/1 kV	1.073,65 m	R\$ 69,35/m	R\$ 74.457,63
Cabos subterrâneos #50 mm ² - EPR/1 kV	627,05 m	R\$ 52,67/m	R\$ 33.026,72
Disjuntores Termomagnéticos Tripolares 350 A	1 un	R\$ 961,19/un	R\$ 961,19
Disjuntores Termomagnéticos Tripolares 150 A	1 un	R\$ 396,83/un	R\$ 396,83
Disjuntores Termomagnéticos Tripolares 90 A	6 un	R\$ 136,00/un	R\$ 816,00
Eletroduto junto ao poste de Aço Galvanizado 6m 4"	1 un	R\$ 1.064,90/un	R\$ 1.064,90
Cabeçote de Alumínio 4"	1 un	R\$ 26,34/un	R\$ 26,34

Curva Ferro Galvanizado 90° Longa Rosca 4"	1 un	R\$ 237,00/un	R\$ 237,00
Luva Ferro Galvanizado 4"	2 un	R\$ 111,04/un	R\$ 222,08
Fita Aço Inox p/ cintar poste L=19mm;E=0,5mm (rolo 30m)	1 un	R\$ 73,93/un	R\$73,93
Eletródutos PEAD 5"	168,74 m	R\$14,22/m	R\$ 2.399,48
Eletródutos PEAD 4"	365 m	R\$ 11,52/m	R\$ 4.204,80
Eletróduto PEAD 3"	256,05 m	R\$ 8,26/m	R\$ 2.114,97
Eletróduto PEAD 2"	276,14 m	R\$ 5,90/m	R\$ 1.629,23
Transformador Pedestal 300 kVA	1 un	R\$ 40.000,00/un	R\$ 40.000,00
Chave Fusível Tripolar 15 kV; 300 A; 95 kA; 10 kA	6 un	R\$ 356,24/un	R\$ 2.137,44
Elos Fusíveis 15K	6 un	R\$ 8,65/un	R\$ 51,90
Para-Raio ZnO 12 kV, 10 kA	6 un	R\$226,52/un	R\$ 1.359,12
Mão de Obra para Instalação da Rede	-	-	R\$ 50.044,27
VALOR TOTAL			R\$ 847.494,27

Fonte: do Autor (2021).

Tabela N.7 – Lista de materiais para o Condomínio de Curta Distância – Caso 3.

ITEM	QTDE	R\$/unitário	Preço Total
Caixa de Passagem 65x41x70cm	14 un	R\$ 268,40/un	R\$ 3.757,60
Cabos cobertos XLPE #50 mm ² /15 kV	566,52 m	R\$ 8,32/m	R\$ 4.713,45
Cabos subterrâneos #70 mm ² - EPR/1 kV	151,40 m	R\$ 69,35/m	R\$ 10.499,59
Cabos subterrâneos #35 mm ² - EPR/1 kV	1.132,5 m	R\$ 40,85/m	R\$ 46.262,63
Disjuntores Termomagnéticos Tripolares 150 A	1 un	R\$ 396,83/un	R\$ 396,83
Disjuntores Termomagnéticos Tripolares 90 A	6 un	R\$ 136,00/un	R\$ 816,00
Eletróduto PEAD 3"	18,28 m	R\$ 8,26/m	R\$ 150,99
Eletróduto PEAD 2"	148,50 m	R\$ 5,90/m	R\$ 876,15
Transformadores de Distribuição 112,5 kVA	4 un	R\$ 18.000,00/un	R\$ 72.000,00
Cabo Mensageiro (Sustentação) #9,5 mm ²	183,84 m	R\$ 15,91/m	R\$ 2.924,89
Cabos cobre coberto #16 mm ² /15 kV	35 m	R\$ 24,10/m	R\$ 843,50
Espaçador Losangular	10 un	R\$ 55,62	R\$ 556,20
Poste de concreto Duplo T 11-300	4 un	R\$ 1467,00/un	R\$ 5.868,00
Poste de concreto Duplo T 11-600	1 un	R\$ 2167,00/un	R\$ 2.167,00
Poste de concreto Duplo T 12-1000	4 un	R\$ 3741,00/un	R\$ 14.964,00
Eletróduto junto ao poste de Aço Galvanizado 6m 3"	1 un	R\$ 946,11/un	R\$ 946,11
Cabeçote de Alumínio 3"	1 un	R\$ 19,85/un	R\$ 19,85
Curva Ferro Galvanizado 90° Longa Rosca 3"	1 un	R\$ 196,04/un	R\$ 196,04
Luva Ferro Galvanizado 3"	1 un	R\$ 116,78/un	R\$116,78
Eletróduto junto ao poste de Aço Galvanizado 6m 2"	6 un	R\$ 753,74/un	R\$ 4.522,44
Cabeçote de Alumínio 2"	6 un	R\$ 10,99/un	R\$ 65,94
Curva Ferro Galvanizado 90° Longa Rosca 2"	6 un	R\$ 76,73/un	R\$ 460,38
Luva Ferro Galvanizado 2"	6 un	R\$ 41,23/un	R\$ 247,38
Fita Aço Inox p/ cintar poste L=19mm;E=0,5mm (rolo 30m)	7 un	R\$ 73,93/un	R\$ 517,51
Chave Fusível Tripolar 15 kV; 300 A; 95 kA; 10 kA	15 un	R\$ 356,24/un	R\$ 5.343,60
Elos Fusíveis 25K	3 un	R\$6,47/un	R\$ 19,41
Elos Fusíveis 6K	12 un	R\$ 7,19/un	R\$ 86,28
Para-Raio ZnO 12 kV, 10 kA	18 un	R\$226,52/un	R\$ 4.077,36
Luminárias para Postes	8 un	R\$ 184,30/un	R\$ 1.474,40
Mão de Obra para Instalação da Rede	-	-	R\$ 21.731,60
VALOR TOTAL			R\$ 206.621,91

Fonte: do Autor (2021).

Tabela N.8 – Lista de materiais para o Condomínio de Média Distância – Caso 3.

ITEM	QTDE	R\$/unidade	Preço Total
Caixa de Passagem 65x41x70cm	14 un	R\$ 268,40/un	R\$ 3.757,60
Cabos cobertos XLPE #50 mm ² /15 kV	879,48 m	R\$ 8,32/m	R\$ 7.317,27
Cabos multiplexados 3x1x120+70 mm ²	124,31 m	R\$ 48,44/m	R\$ 6.021,58
Cabos subterrâneos #70 mm ² - EPR/1 kV	152,10 m	R\$ 69,35/m	R\$ 10.548,14
Cabos subterrâneos #35 mm ² - EPR/1 kV	1.003,90 m	R\$ 40,85/m	R\$ 41.009,32
Disjuntores Termomagnéticos Tripolares 150 A	1 un	R\$ 396,83/un	R\$ 396,83
Disjuntores Termomagnéticos Tripolares 90 A	6 un	R\$ 136,00/un	R\$ 816,00
Eletroduto de PVC 3"	18,42 m	R\$ 8,26/m	R\$ 152,15
Eletroduto de PVC 2"	128,78 m	R\$ 5,90/m	R\$ 759,80
Transformadores de Distribuição 112,5 kVA	4 un	R\$ 18.000,00/un	R\$ 72.000,00
Cabo Mensageiro (Sustentação) #9,5 mm ²	280,16 m	R\$ 15,91/m	R\$ 4.457,35
Cabos cobre coberto #16 mm ² /15 kV	35 m	R\$ 24,10/m	R\$ 843,50
Espaçador Losangular	15 un	R\$ 55,62	R\$ 834,30
Poste de concreto Duplo T 11-300	9 un	R\$ 1467,00/un	R\$ 13.203,00
Poste de concreto Duplo T 11-600	1 un	R\$ 2167,00/un	R\$ 2.167,00
Poste de concreto Duplo T 12-1000	4 un	R\$ 3741,00/un	R\$ 14.964,00
Eletroduto junto ao poste de Aço Galvanizado 6m 3"	1 un	R\$ 946,11/un	R\$ 946,11
Cabeçote de Alumínio 3"	1 un	R\$ 19,85/un	R\$ 19,85
Curva Ferro Galvanizado 90° Longa Rosca 3"	1 un	R\$ 196,04/un	R\$ 196,04
Luva Ferro Galvanizado 3"	1 un	R\$ 116,78/un	R\$ 116,78
Eletroduto junto ao poste de Aço Galvanizado 6m 2"	6 un	R\$ 753,74/un	R\$ 4.522,44
Cabeçote de Alumínio 2"	6 un	R\$ 10,99/un	R\$ 65,94
Curva Ferro Galvanizado 90° Longa Rosca 2"	6 un	R\$ 76,73/un	R\$ 460,38
Luva Ferro Galvanizado 2"	6 un	R\$ 41,23/un	R\$ 247,38
Fita Aço Inox p/ cintar poste L=19mm;E=0,5mm (rolo 30m)	7 un	R\$ 73,93/un	R\$ 517,51
Chave Fusível Tripolar 15 kV; 300 A; 95 kA; 10 kA	15 un	R\$ 356,24/un	R\$ 5.343,60
Elos Fusíveis 25K	3 un	R\$ 6,47/un	R\$ 19,41
Elos Fusíveis 6K	12 un	R\$ 7,19/un	R\$ 86,28
Para-Raio ZnO 12 kV, 10 kA	18 un	R\$ 226,52/un	R\$ 4.077,36
Luminárias para Postes	13 un	R\$ 184,30/un	R\$ 2.395,90
Mão de Obra para Instalação da Rede	-	-	R\$ 24.500,28
VALOR TOTAL			R\$ 222.763,10

Fonte: do Autor (2021).

Tabela N.9 – Lista de materiais para o Condomínio de Longa Distância – Caso 3.

ITEM	QTDE	R\$/unidade	Preço Total
Caixa de Passagem 65x41x70cm	14 un	R\$ 268,40/un	R\$ 3.757,60
Cabos cobertos XLPE #50 mm ² /15 kV	1.416 m	R\$ 8,32/m	R\$ 11.781,12
Cabos multiplexados 3x1x120+70 mm ²	124,31 m	R\$ 48,44/m	R\$ 6.021,58
Cabos subterrâneos #70 mm ² - EPR/1 kV	152,10 m	R\$ 69,35/m	R\$ 10.548,14
Cabos subterrâneos #35 mm ² - EPR/1 kV	1.003,90 m	R\$ 40,85/m	R\$ 41.009,32
Disjuntores Termomagnéticos Tripolares 150 A	1 un	R\$ 396,83/un	R\$ 396,83
Disjuntores Termomagnéticos Tripolares 90 A	6 un	R\$ 136,00/un	R\$ 816,00
Eletroduto de PVC 3"	18,42 m	R\$ 8,26/m	R\$ 152,15
Eletroduto de PVC 2"	128,78 m	R\$ 5,90/m	R\$ 759,80
Transformadores de Distribuição 112,5 kVA	4 un	R\$ 18.000,00/un	R\$ 72.000,00
Cabo Mensageiro (Sustentação) #9,5 mm ²	450 m	R\$ 15,91/m	R\$ 7.159,50
Cabos cobre coberto #16 mm ² /15 kV	35 m	R\$ 24,10/m	R\$ 843,50
Espaçador Losangular	24 un	R\$ 55,62	R\$ 1.334,88
Poste de concreto Duplo T 11-300	18 un	R\$ 1467,00/un	R\$ 26.406,00
Poste de concreto Duplo T 11-600	1 un	R\$ 2167,00/un	R\$ 2.167,00
Poste de concreto Duplo T 12-1000	4 un	R\$ 3741,00/un	R\$ 14.964,00
Eletroduto junto ao poste de Aço Galvanizado 6m 3"	1 un	R\$ 946,11/un	R\$ 946,11

Cabeçote de Alumínio 3"	1 un	R\$ 19,85/un	R\$ 19,85
Curva Ferro Galvanizado 90° Longa Rosca 3"	1 un	R\$ 196,04/un	R\$ 196,04
Luva Ferro Galvanizado 3"	1 un	R\$ 116,78/un	R\$116,78
Eletroduto junto ao poste de Aço Galvanizado 6m 2"	6 un	R\$ 753,74/un	R\$ 4.522,44
Cabeçote de Alumínio 2"	6 un	R\$ 10,99/un	R\$ 65,94
Curva Ferro Galvanizado 90° Longa Rosca 2"	6 un	R\$ 76,73/un	R\$ 460,38
Luva Ferro Galvanizado 2"	6 un	R\$ 41,23/un	R\$ 247,38
Fita Aço Inox p/ cintar poste L=19mm;E=0,5mm (rolo 30m)	7 un	R\$ 73,93/un	R\$ 517,51
Chave Fusível Tripolar 15 kV; 300 A; 95 kA; 10 kA	15 un	R\$ 356,24/un	R\$ 5.343,60
Elos Fusíveis 25K	3 un	R\$6,47/un	R\$ 19,41
Elos Fusíveis 6K	12 un	R\$ 7,19/un	R\$ 86,28
Para-Raio ZnO 12 kV, 10 kA	18 un	R\$226,52/un	R\$ 4.077,36
Luminárias para Postes	22 un	R\$ 184,30/un	R\$ 4.054,60
Mão de Obra para Instalação da Rede	-	-	R\$ 32.372,97
VALOR TOTAL			R\$ 253.164,51

Fonte: do Autor (2021).