



UNIVERSIDADE FEDERAL DO CEARÁ
CENTRO DE TECNOLOGIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA
PROGRAMA DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

MARCOS VINICIUS FREIRE SAMPAIO

**ANÁLISE DA CAPACIDADE DE CONDUÇÃO DE CABOS DE MÉDIA TENSÃO EM
REDES SUBTERRÂNEAS: ESTUDO DE CASO EM UM PARQUE FOTOVOLTAICO**

FORTALEZA

2023

MARCOS VINICIUS FREIRE SAMPAIO

ANÁLISE DA CAPACIDADE DE CONDUÇÃO DE CABOS DE MÉDIA TENSÃO EM
REDES SUBTERRÂNEAS: ESTUDO DE CASO EM UM PARQUE FOTOVOLTAICO

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao
Programa de Graduação em Engenharia Elétrica
da Universidade Federal do Ceará, como
requisito parcial à obtenção do grau de bacharel
em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Dr. Lucas Silveira Melo.

FORTALEZA

2023

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação
Universidade Federal do Ceará
Sistema de Bibliotecas
Gerada automaticamente pelo módulo Catalog, mediante os dados fornecidos pelo(a) autor(a)

S184a Sampaio, Marcos Vinicius Freire.
Análise da capacidade de condução de cabos de média tensão em redes subterrâneas : Estudo de caso em um parque fotovoltaico / Marcos Vinicius Freire Sampaio. – 2023.
133 f. : il. color.

Trabalho de Conclusão de Curso (graduação) – Universidade Federal do Ceará, Centro de Tecnologia, Curso de Engenharia Elétrica, Fortaleza, 2023.
Orientação: Prof. Dr. Lucas Silveira Melo.

1. Usina fotovoltaica. 2. Rede subterrânea. 3. Cabos de média tensão. 4. IEC 60287. 5. ABNT NBR 14039. I. Título.

CDD 621.3

Marcos Vinicius Freire Sampaio

ANÁLISE DA CAPACIDADE DE CONDUÇÃO DE CABOS DE MÉDIA TENSÃO EM
REDES SUBTERRÂNEAS: ESTUDO DE CASO EM UM PARQUE FOTOVOLTAICO

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao
Programa de Graduação em Engenharia Elétrica
da Universidade Federal do Ceará, como
requisito parcial à obtenção do grau de bacharel
em Engenharia Elétrica.

Aprovada em: 13/07/2023.

BANCA EXAMINADORA

Prof. Dr. Lucas Silveira Melo (Orientador)
Universidade Federal do Ceará (UFC)

Prof. Dr. Francisco Kleber de Araújo Lima
Universidade Federal do Ceará (UFC)

Eng. Ivaltano Spinola Mendes
Universidade Federal do Ceará (UFC)

AGRADECIMENTOS

Agradeço a Deus, Senhor e Criador dos Céus e da Terra. Pois, através Dele somos inspirados a investigar e compreender toda a Sua criação.

Agradeço à minha família, composta por meus pais Maria da Conceição e Francisco Célio e meu irmão Samuel, por todo o apoio e auxílio nesse período. Sem a minha base familiar e seu completo apoio, sem dúvida não teria chegado até o fim.

Agradeço a todos os meus colegas e amigos, que ao longo do curso e das atividades profissionais, tive o prazer de compartilhar as salas de aula, pelas discussões técnicas e aprendizados práticos repassados.

Agradeço ao Prof. Dr. Lucas Silveira Melo, por aceitar ser meu orientador, pelo seu tempo, colaboração e as suas recomendações ao longo do trabalho.

Agradeço aos participantes da banca examinadora Prof. Dr. Francisco Kleber de Araújo Lima e Eng. Ivaltano Spinola Mendes pelo tempo, pelas colaborações e sugestões.

Agradeço a Universidade Federal do Ceará, por fornecer a infraestrutura e bolsas, que foram essenciais para a minha permanência no curso. Em especial, aos professores do Departamento de Engenharia Elétrica e os técnicos de laboratórios, por todo o ensino e dedicação durante todo esse período.

“Who dares wins” (SAS)

RESUMO

A expansão do setor de energias renováveis, em especial a geração de energia elétrica através de fontes solares fotovoltaicas, tem apresentado crescimento expressivo em todo o mundo. A expansão desse setor não se restringe somente à geração distribuída, mas inclui empreendimentos de grande porte conhecidos por geração centralizada, nos quais comercializam a energia elétrica produzida com grandes indústrias e concessionárias de energia elétrica. Consequentemente, investimentos são realizados em equipamentos e sistemas que possibilitem o aumento da confiabilidade desses empreendimentos para garantir o cumprimento dos contratos bilaterais de compra e venda de energia elétrica. Com esse propósito, as redes de média tensão subterrâneas são apresentadas como uma solução para o aumento da confiabilidade. A confiabilidade está relacionada com a expectativa de vida útil dos cabos subterrâneos e número de falhas durante esse período. Um dos principais fatores que contribuem para a redução da vida útil de cabos subterrâneos, é a sobrecarga em que os cabos são submetidos. Nesse contexto, o presente trabalho apresenta as principais metodologias para determinação da capacidade de condução ou ampacidade de cabos de média tensão subterrâneos, com destaque especial para as metodologias apresentadas nas normas ABNT NBR 14039:2021 e a série IEC 60287. Além disso, elaborou-se um estudo de caso de uma usina fotovoltaica de 121,68 MVA, com objetivo de verificar a capacidade de condução e a temperatura das camadas dos cabos de média tensão, mediante o período de pico da geração. Os resultados foram obtidos através da utilização da série IEC 60287, para os piores cenários térmicos em que os cabos de média tensão estão submetidos. Através disso, constatou-se que um dos trechos analisados apresenta sobrecargas nos cabos, o que pode comprometer a confiabilidade e a taxa de disponibilidade do empreendimento.

Palavras-chave: Usina fotovoltaica; rede subterrânea; cabos de média tensão; IEC 60287; ABNT NBR 14039.

ABSTRACT

The expansion of the renewable energy sector, particularly the generation of electricity through photovoltaic solar sources, has shown significant growth worldwide. The expansion of this sector is not limited solely to distributed generation, but also includes large scale projects known as centralized generation, in which electricity produced is sold to large industries and electric utilities. Consequently, investments are made in equipment and systems that increase the reliability of these projects to ensure the fulfillment of bilateral contracts for the purchase and sale of electricity. With this purpose, underground medium voltage networks are presented as a solution to increase reliability. The reliability is related to the expected lifespan of underground cables and the number of failures during that period. One of the main factors contributing to the reduction of underground cable lifespan is the overload to which the cables are subjected. In this context, this study presents the main methodologies for determining the current carrying capacity or ampacity of underground medium voltage cables, with a special focus on the methodologies presented in the ABNT NBR 14039:2021 and IEC 60287 series standards. Additionally, a case study was conducted on a 121.68 MVA photovoltaic plant to verify the carrying capacity and temperature of the layers of medium voltage cables during peak generation periods. The results were obtained using the IEC 60287 series for the worst thermal scenarios to which the medium-voltage cables are subjected. It was found that one of the analyzed sections experiences cable overloads, which can compromise the reliability and availability rate of the project.

Keywords: Photovoltaic plant; underground network; medium voltage cables; IEC 60287; ABNT NBR 14039.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Célula fotovoltaica de silício cristalino.....	22
Figura 2 – Bandas de energia do condutor, semicondutor e isolante.	23
Figura 3 – Princípio de funcionamento de uma célula fotovoltaica.	24
Figura 4 – Tecnologia e material de células fotovoltaicas.....	25
Figura 5 – Associação de células FV no interior de módulo FV.	25
Figura 6 – Arranjo de módulos fotovoltaicos.	26
Figura 7 – Curva I-V e P-V de um módulo FV.....	27
Figura 8 – Organização do setor elétrico brasileiro.....	28
Figura 9 – Diagrama simplificado de conexões do inversor central.	31
Figura 10 – Diagrama simplificado de conexões do inversor string.	32
Figura 11 – Grupo de ligação de transformadores trifásicos.....	34
Figura 12 – Diagrama elétrico simplificado de uma string box.	35
Figura 13 – Tipos de cubículos de 36 kV em parques fotovoltaicos.	36
Figura 14 – Camadas de um cabo unipolar com classe de até 35 kV.....	41
Figura 15 – Tensão de isolamento de cabos elétricos de média tensão.	42
Figura 16 – Condutor com classe 2 de encordoamento.....	44
Figura 17 – Comportamento das linhas do campo elétrico do condutor. (a) sem o uso de fita semicondutora (b) com o uso de fita semicondutora.....	46
Figura 18 – Fenômeno treeing em cabos com isolamento XLPE.....	47
Figura 19 – Linearização exponencial da equação de Arrhenius.	49
Figura 20 – Detalhe típico de vala subterrânea de MT.....	53
Figura 21 – Arranjo radial de MT em um parque FV com inversor central.....	54
Figura 22 – Método de instalação F1.	60
Figura 23 – Método de instalação F2.	60
Figura 24 – Método de instalação G1.....	61
Figura 25 – Método de instalação G2.....	61
Figura 26 – Método de instalação H.....	61
Figura 27 – Método de instalação I.	62
Figura 28 – Diâmetro a serem considerados para a capacitância da isolação.	71
Figura 29 – Densidade de corrente elétrica para a frequência de 60 Hz.	73
Figura 30 – Efeito proximidade em condutores adjacentes.....	74
Figura 31 – Aterramento da blindagem metálica em uma única extremidade.	76

Figura 32 – SLV em estrutura de transição de rede aérea para rede subterrânea.	77
Figura 33 – Aterramento da blindagem metálica em duas extremidades.	78
Figura 34 – Aterramento da blindagem metálica em <i>cross-bonding</i>	79
Figura 35 – Circuito térmico de um cabo elétrico unipolar subterrâneo.	84
Figura 36 – Representação das distâncias para o fator de aquecimento mútuo.	88
Figura 37 – Layout do complexo fotovoltaico analisado.	96
Figura 38 – Dimensões do módulo FV utilizado.	97
Figura 39 – Eletrocentro utilizado no empreendimento.	98
Figura 40 – Detalhe de vala para o caso 01.	102
Figura 41 – Detalhe de vala para o caso 02.	109
Figura 42 – Detalhe de vala para o caso 03.	112
Figura 43 – Detalhe de vala para o caso 04.	119

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1 – Comparação da Matriz de energia elétrica brasileira de 2020 e 2021.....	18
Gráfico 2 – Percentual de redes enterradas no mundo.	38
Gráfico 3 – Resultados experimentais de envelhecimento dos cabos XLPE até 69 kV.	50

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Valores de tensão de isolamento para cabos elétricos.....	43
Tabela 2 – Resistência elétrica de condutores para classe 2 de encordoamento.	44
Tabela 3 – Diâmetro máximo para condutores com classe 2 de encordoamento.	45
Tabela 4 – Espessura plena XLPE e EPR para cabos de média tensão.	48
Tabela 5 – Temperaturas admissível para a capa externa de cabos 20/35 kV.....	52
Tabela 6 – Ampacidade de condutores de cobre para isolações de XLPE e EPR.	62
Tabela 7 – Ampacidade de condutores de alumínio para isolações de XLPE e EPR.....	63
Tabela 8 – Fator de correção de temperatura do solo para cabos com isolação XLPE.	63
Tabela 9 – Fator de correção de resistividade térmica do solo.	64
Tabela 10 – Fator de correção de resistividade térmica do solo.	65
Tabela 11 – Fator de correção de agrupamento método F1.....	65
Tabela 12 – Fator de correção de agrupamento método F2.....	66
Tabela 13 – Fator de correção de agrupamento método G1.	66
Tabela 14 – Fator de correção de agrupamento método G2.	67
Tabela 15 – Fator de correção de agrupamento método H.	67
Tabela 16 – Fator de correção de agrupamento método H.	67
Tabela 17 – Valores de permissividade e fator de perda da isolação.....	71
Tabela 18 – Resistividade elétrica e coeficiente de temperatura do cobre e alumínio.	73
Tabela 19 – Resistividade térmica dos materiais.....	85
Tabela 20 – Constantes U, V e Y do eletroduto.....	91
Tabela 21 – Potência nominal por trecho.	102
Tabela 22 – Perdas dielétricas aplicado ao caso 01.	103
Tabela 23 – Perdas no condutor aplicado ao caso 01.	103
Tabela 24 – Perdas na blindagem metálica aplicado ao caso 01.	104
Tabela 25 – Resistência térmica T_1 aplicado ao caso 01.	105
Tabela 26 – Resistência térmica T_3 aplicado ao caso 01.	105
Tabela 27 – Coeficiente de T_4 aplicado ao caso 01.	105
Tabela 28 – Resistência térmica T_4 aplicado ao caso 01.	106
Tabela 29 – Resumo dos parâmetros para o cálculo de capacidade de condução.	106
Tabela 30 – Capacidade de condução aplicado ao caso 01.	107
Tabela 31 – Temperatura das camadas do cabo aplicado ao caso 01.	107
Tabela 32 – Resistência térmica T_4' aplicado ao caso 02.	109

Tabela 33 – Resistência térmica T_4'' aplicado ao caso 02.....	110
Tabela 34 – Coeficiente de T_4'' aplicado ao caso 02.	110
Tabela 35 – Resistência térmica T_4''' aplicado ao caso 02.	110
Tabela 36 – Resumo dos parâmetros para o cálculo de capacidade de condução.	110
Tabela 37 – Capacidade de condução aplicado ao caso 02.	111
Tabela 38 – Temperatura das camadas do cabo aplicado ao caso 02.	111
Tabela 39 – Perdas dielétricas aplicado ao caso 03.	113
Tabela 40 – Perdas no condutor aplicado ao caso 03.	113
Tabela 41 – Perdas na blindagem metálica aplicado ao caso 03.	114
Tabela 42 – Resistência térmica T_1 aplicado ao caso 03.	115
Tabela 43 – Resistência térmica T_3 aplicado ao caso 03.	115
Tabela 44 – Resistência térmica T_4 aplicado ao caso 03.	115
Tabela 45 – Perdas elétricas aplicado ao caso 03.	116
Tabela 46 – Distância do condutor de referência aplicado ao caso 03.	116
Tabela 47 – Capacidade de condução aplicado ao caso 03.	117
Tabela 48 – Temperatura das camadas do cabo aplicado ao caso 03.	118
Tabela 49 – Resistência térmica T_4 aplicado ao caso 04.	119
Tabela 50 – Capacidade de condução aplicado ao caso 04.	120
Tabela 51 – Temperatura das camadas do cabo aplicado ao caso 04.	121
Tabela 52 – Resistência térmica T_4 com ajuste de espaçamento.	132
Tabela 53 – Capacidade de condução com ajuste de espaçamento.	133
Tabela 54 – Redução da ampacidade em função do espaçamento entre as valas.....	134

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
IBGE	Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística
NBR	Norma Brasileira Regulamentar
IEC	<i>International Electrotechnical Commission</i>
BEN	Balanco Energético Nacional
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
IRENA	<i>International Renewable Energy Agency</i>
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
C.C.	Corrente Contínua
C.A.	Corrente Alternada
MT	Média Tensão
BT	Baixa Tensão
UFV	Usina Fotovoltaica
FV	Fotovoltaico
CFV	Complexo Fotovoltaico
UG	Unidade Geradora
SIN	Sistema Interligado Nacional
MPPT	<i>Maximum Power Point Tracking</i>
STC	<i>Standard Test Conditions</i>
GD	Geração Distribuída
GC	Geração Centralizada
ACL	Ambiente de Contração Livre
ACR	Ambiente de Contratação Regulada
PGBT	Painel Geral de Baixa Tensão
RMT	Rede de Média Tensão
IEEE	<i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i>
SLV	<i>Sheath Voltage Limites</i>
PEAD	Polietileno de Alta Densidade
PL	Projeto de Lei

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	18
1.1 Contextualização.....	18
1.2 Justificativa	19
1.3 Objetivos.....	20
<i>1.3.1 Objetivos gerais.....</i>	<i>20</i>
<i>1.3.2 Objetivos específicos.....</i>	<i>20</i>
1.4 Metodologia.....	21
1.5 Estrutura do trabalho	21
2 USINAS FOTOVOLTAICAS	22
2.1 Efeito fotovoltaico	22
2.2 Módulos Fotovoltaicos.....	25
2.3 Classificação dos sistemas fotovoltaicos	28
<i>2.3.1 Ambiente de Contratação Livre.....</i>	<i>29</i>
<i>2.3.2 Ambiente de Contratação Regulada.....</i>	<i>30</i>
2.4 Equipamentos elétricos dos parques fotovoltaicos de geração centralizada.....	30
<i>2.4.1 Inversores.....</i>	<i>30</i>
<i>2.4.2 Transformador Elevador</i>	<i>32</i>
<i>2.4.3 String box.....</i>	<i>35</i>
<i>2.4.4 Cubículo de média tensão.....</i>	<i>35</i>
2.5 Unidade Geradora	36
3 REDES SUBTERRÂNEAS DE ENERGIA ELÉTRICA	38
3.1 Redes subterrâneas no Brasil	38
3.2 Rede subterrâneas de média tensão em parques fotovoltaicos	39
<i>3.2.1 Cabos de média tensão</i>	<i>41</i>
<i>3.2.1.1 Tensão de Isolamento</i>	<i>41</i>
<i>3.2.1.2 Condutor.....</i>	<i>43</i>
<i>3.2.1.3 Fitas semicondutoras.....</i>	<i>45</i>
<i>3.2.1.4 Isolação</i>	<i>46</i>
<i>3.2.1.5 Blindagem metálica</i>	<i>51</i>

3.2.1.6 Capa externa	52
3.2.2 Características das valas subterrâneas	53
3.2.3 Arranjo da rede de média tensão subterrânea.....	53
3.2.4 Critérios para o dimensionamento de cabos elétricos de MT	54
3.2.4.1 Critério de curto-circuito	55
3.2.4.2 Critério de queda de tensão	55
3.2.4.3 Critério de perdas elétricas	56
3.2.4.4 Critério de capacidade de condução.....	57
4 METODOLOGIAS PARA DETERMINAÇÃO DA AMPACIDADE DE REDES ELÉTRICAS SUBTERRÂNEA.....	59
4.1 Metodologia ABNT NBR 14039	59
4.1.1 Cálculo de capacidade de condução	59
4.1.1.1 Métodos de instalação.....	60
4.1.1.2 Capacidade nominal de condução de corrente elétrica.....	62
4.1.1.3 Fator de correção de temperatura solo.....	63
4.1.1.4 Fator de correção de resistividade térmica do solo.....	64
4.1.1.5 Fator de correção de profundidade.....	64
4.1.1.6 Fator de correção de agrupamento.....	65
4.1.2 Limitações da norma	68
4.2 Metodologia IEC 60287.....	68
4.2.1 Ampacidade dos condutores subterrâneos.....	69
4.2.2 Perdas dielétricas.....	70
4.2.3 Perdas elétricas do condutor	72
4.2.3.1 Resistência elétrica do condutor	72
4.2.3.2 Resistência elétrica do condutor em corrente contínua	72
4.2.3.3 Efeito Pelicular.....	73
4.2.3.4 Efeito Proximidade.....	74
4.2.4 Perdas na blindagem metálica	75

4.2.4.1 Métodos de aterramento da blindagem metálica	75
4.2.4.2 Fator de perdas na blindagem metálica.....	79
4.2.5 Resistências térmicas.....	84
4.2.5.1 Resistência térmica da isolação	85
4.2.5.2 Resistência térmica entre a blindagem metálica e a armação	86
4.2.4.3 Resistência térmica da capa externa ou cobertura	86
4.2.5.4 Resistência térmica do meio externo.....	86
4.2.6 Grupo de cabos com carregamento desigual.....	89
4.2.6.1 Resistência térmicas para carregamento desigual.....	90
4.2.7 Ampacidade dos condutores enterrados através de dutos	90
4.2.8 Cálculo de temperatura dos cabos	92
4.2.8.1 Temperatura do condutor em regime permanente.....	92
4.2.8.2 Temperatura da blindagem metálica em regime permanente	92
4.2.8.3 Temperatura externa ao cabo elétrico em regime permanente	93
4.2.8.4 Temperatura para cabos elétricos em eletroduto em regime permanente	93
4.3 Outras metodologias para o cálculo de capacidade de condução	94
4.3.1 Metodologia IEC 60502-2:2014.....	94
4.3.2 Metodologia ABNT NBR 11301:1990.....	95
5. ESTUDO DE CASO	96
5.1 Introdução	96
5.1.1 Informações gerais do empreendimento.....	96
5.1.2 Módulos fotovoltaicos.....	97
5.1.3 Eletrocentros.....	98
5.1.3.1 Inversores	98
5.1.3.2 Transformador.....	99
5.1.4 Características da rede de média tensão.....	99
5.1.5 Casos analisados.....	101
5.2 Estudo de caso 01.....	102

5.2.1 Perdas Dielétricas – Caso 01.....	103
5.2.2 Perdas no condutor – Caso 01	103
5.2.3 Perdas na blindagem metálica – Caso 01	104
5.2.4 Resistências térmicas – Caso 01.....	105
5.2.5 Capacidade de condução – Caso 01.....	106
5.2.6 Conclusão do caso 01	108
5.3 Estudo de caso 02.....	108
5.3.1 Resistência térmica do meio externo T_4 – Caso 02.....	109
5.3.2 Capacidade de condução – Caso 02.....	110
5.3.3 Conclusão do caso 02	111
5.4 Estudo de caso 03.....	112
5.4.1 Perdas Dielétricas – Caso 03.....	113
5.4.2 Perdas no condutor – Caso 03	113
5.4.3 Perdas na blindagem metálica – Caso 03	114
5.4.4 Resistência térmica – Caso 03.....	115
5.4.5 Capacidade de condução – Caso 03.....	117
5.4.6 Conclusão do caso 03	118
5.5 Estudo de caso 04.....	119
5.5.1 Resistência térmica – Caso 04.....	119
5.5.2 Capacidade de condução – Caso 04.....	120
5.5.3 Conclusão do caso 04	122
6. CONCLUSÃO E TRABALHOS FUTUROS.....	124
6.1 Conclusão	124
6.2 Sugestões de futuros trabalhos	125
REFERÊNCIAS	126
APÊNDICE A – DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO	131
APÊNDICE B – ANÁLISE DO ESPAÇAMENTO ENTRE VALAS ADJACENTES ...	132

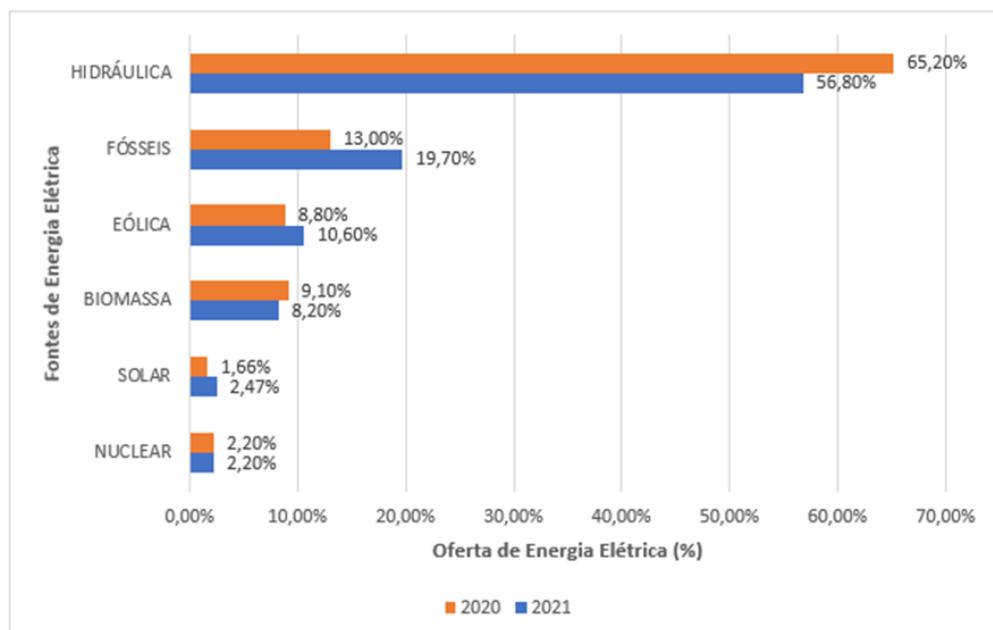
1 INTRODUÇÃO

1.1 Contextualização

A expansão das fontes de energia elétrica renováveis, no setor elétrico brasileiro, é uma realidade que já afeta milhares de profissionais por todo o país, conforme consta no relatório da *International Renewable Energy Agency* (IRENA) referente ao ano de 2021. O mesmo relatório apresenta que foram criados em 2021, cerca de 12,7 milhões de empregos em todo o mundo devido ao setor de energias renováveis (IRENA, 2022). No Brasil, o setor de energia solar ganhou certo destaque mundial, devido a criação, de modo direto e indireto, cerca de 115 mil postos de trabalho (IRENA, 2022). Esse crescimento é o reflexo da expansão desse setor, com a construção de novos empreendimentos por todo o país.

Conforme o relatório do Balanço Energético Nacional (BEN) de 2022, referente ao ano de 2021, o setor de energia solar apresentou um aumento na participação percentual de 0,81 na matriz de energia elétrica brasileira (EPE, 2022). Foram produzidos cerca de 16,8 TWh de energia elétrica devido as fontes de energia solar em 2021, comparando com o ano de 2020 que foram produzidos cerca de 10,7 TWh, houve um aumento de 36% da produção de energia elétrica por fonte de energia solar (EPE, 2021). No Gráfico 1 é apresentado a comparação da matriz de energia elétrica brasileira, com base nos dados do BEN 2022 e BEN 2021.

Gráfico 1 – Comparação da Matriz de energia elétrica brasileira de 2020 e 2021.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Conforme consta no relatório do BEN 2022, o crescimento da capacidade instalada de fontes de energia solar se deu por incentivos de ações regulatórias, o que atraiu investimentos ao setor (EPE, 2022). De acordo com o plano decenal de expansão de energia de 2027, é apresentado uma perspectiva positiva de crescimento para o setor de energia solar, com um aumento da capacidade instalada de ao menos 5.000 MW até 2027 (EPE, 2018).

A crescente expansão do setor de energia solar, impulsiona o desenvolvimento de pesquisas relacionadas ao próprio setor, promovendo o desenvolvimento tecnológico que visa aumentar a eficiência e reduzir os custos operacionais, além de solucionar os problemas enfrentados durante fase de implementação dos projetos. Com a perspectiva de custos operacionais mais baixos no futuro, o setor atrai ainda mais investimento que contribuem para redução do uso de fonte de energia elétrica poluentes (EPE, 2018).

Com investimentos cada vez maiores no setor de energias renováveis, é imprescindível a busca por aumento da confiabilidade nos sistemas de transmissão e distribuição nos empreendimentos, que são responsáveis por transmitir, de forma segura, a energia elétrica produzida até os consumidores, com qualidade e disponibilidade (GARCIA; JUNIOR, 2012). Nesse quesito, as redes subterrâneas são apresentadas como uma solução para o aumento da confiabilidade dos sistemas elétricos, pois apresentam menores índices de falhas quando comparado com a rede aérea. Entretanto, as redes subterrâneas apresentam custo de construção e serviço de manutenção bastante elevado em comparação com a rede aérea, o que dificulta a sua difusão (BENTO *et al.*, 2022).

1.2 Justificativa

Com a construção de diversos empreendimento de energia solar por todo país, há uma exigência maior na qualificação técnica dos profissionais da área. Essa qualificação técnica não pode se restringir as pesquisas e experiências nacionais desse setor, mas também é importante recorrer às experiências internacionais, como por exemplos as normas técnicas internacionais, que muitas vezes são utilizadas como base para o desenvolvimento de normas nacionais. A escassez de materiais nacionais que possam ser utilizados como referência por profissionais da área, é um obstáculo para a qualificação profissional e formação de especialistas na área.

De acordo com Bento *et al.* (2022), dentre os diversos projetos necessários para a construção de usinas fotovoltaicas (UFV), o dimensionamento dos cabos elétricos de média

tensão (MT) é de grande relevância, pois impactam diretamente no custo de implantação do empreendimento.

Segundo o Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE), o Brasil possui uma extensa área de aproximadamente 8.510.417 km² (IBGE, 2022), sendo o quinto maior país do mundo, e é composto por diversos tipos biomas e vegetação por todo seu território. Toda essa extensão e variação climática impactam no dimensionamento de cabos elétricos e dificulta na elaboração de tabelas padronizadas de capacidade de condução ou ampacidade. Portanto, é imprescindível uma metodologia técnica mais precisa, para o cálculo de capacidade de condução dos cabos elétricos, que possa contemplar as particularidades do ambiente onde os empreendimentos estão localizados, com o intuito de obter um dimensionamento mais econômico e seguro dos cabos de MT.

1.3 Objetivos

1.3.1 Objetivos gerais

O presente trabalho tem como objetivo geral apresentar uma análise da seção nominal dos cabos elétricos de média tensão em redes subterrâneas de um parque fotovoltaico de grande porte.

1.3.2 Objetivos específicos

Os objetivos específicos do presente trabalho são:

- Revisão bibliográficas dos principais tópicos que abrangem o dimensionamento de cabos elétricos de média tensão em redes subterrâneas;
- Discussão e apresentação da metodologia encontrada nas normas ABNT NBR 14039, IEC 60287-1-1:2014 e IEC 60287-2-1:2015;
- Análise da capacidade de condução e temperatura de operação de cabos de média tensão em um parque fotovoltaico.

1.4 Metodologia

Para a elaboração deste trabalho, adotou-se a revisão bibliográfica das normas brasileiras e internacionais, que abordam as metodologias de cálculo de capacidade de condução de cabos de MT para redes subterrâneas. Além disso, foram utilizados livros e artigos técnicos com autores de referência na área, para o apoio aos tópicos abordados.

1.5 Estrutura do trabalho

O presente trabalho é constituído de seis capítulos, sendo eles:

Capítulo 1: É constituído pela introdução do trabalho, onde está presente toda a contextualização e a devida importância do tema que será abordado. Além disso, se encontra os principais objetivos a serem alcançados com a elaboração do trabalho.

Capítulo 2: É apresentado as principais características de uma usina de geração elétrica fotovoltaica, com destaque para a sua rede de média tensão, na qual será amplamente utilizada nas discussões posteriores.

Capítulo 3: É discutido a respeito das redes subterrâneas de energia elétrica, em especial, as redes subterrâneas em parques fotovoltaicos. São apresentados os dados de expansão de infraestruturas subterrâneas, as vantagens e desvantagens da construção de redes subterrâneas e as suas principais características encontradas em parques fotovoltaicos.

Capítulo 4: É realizada a apresentação das principais metodologias nacionais e internacionais, utilizadas para o cálculo capacidade de condução, com destaque especial para as normas ABNT NBR 14039, IEC 60287-1-1:2014 e IEC 60287-2-1:2015.

Capítulo 5: É apresentado o estudo de caso de um parque fotovoltaico com potência nominal de 121,68 MVA, através da análise de quatro casos em que os condutores de MT estão submetidos. Neste capítulo, todos os cálculos e premissas utilizadas foram apresentados em tabelas.

Capítulo 6: É o capítulo onde é apresentada a conclusão de todo o trabalho, na qual são discutidos os resultados obtidos no estudo de caso e as limitações das metodologias abordadas. Além disso, são apresentadas recomendações de temas para futuros trabalhos relacionados à área discutida.

Por fim, são apresentadas as referências bibliográficas e dois apêndices utilizados para complementar a argumentação deste trabalho.

2 USINAS FOTOVOLTAICAS

As usinas fotovoltaicas (UFV), também conhecidas como parques fotovoltaicos, são usinas de geração de energia elétrica que utilizam a radiação solar como fonte para geração de energia elétrica, por meio do efeito fotovoltaico (FV) (BENTO *et al.*, 2022).

2.1 Efeito fotovoltaico

O efeito fotovoltaico foi descoberto em 1839, pelo físico francês Alexandre-Edmond Becquerel, através de um experimento em seu laboratório utilizando células eletroquímicas, que através da incidência de luz, foi capaz de gerar uma diferença de potencial ou tensão elétrica (BECQUEREL, 1839, *apud* LIMA *et al.*, 2020). Essa descoberta possibilitou mais tarde, avanço nas pesquisas relacionadas a geração de energia elétrica através do efeito fotovoltaico.

As células FV são responsáveis por converter a luz solar em energia elétrica, por meio do efeito fotovoltaico, e são formadas por material semicondutor que interage quimicamente com os fótons da luz solar (PINHO; GALDINHO, 2014). Na Figura 1 é apresentada uma célula FV de silício cristalino.

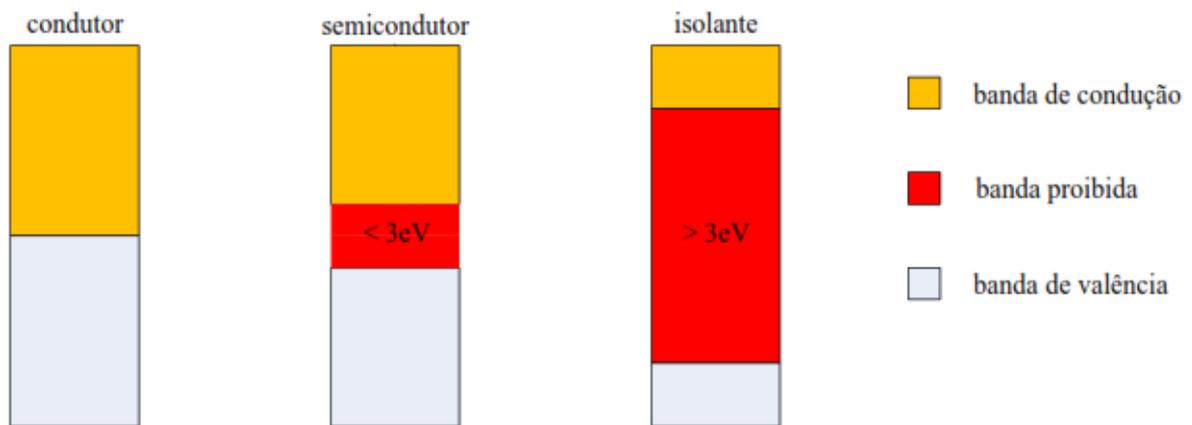
Figura 1 – Célula fotovoltaica de silício cristalino.



Fonte: Pinho e Galdino (2014).

Os materiais semicondutores, que compõe as células FV, são materiais que alteram suas características elétrica em função do sentido de polarização do material (PINHO; GALDINHO, 2014). Os materiais semicondutores são classificados como intermediários entre condutor e isolante, a teoria das bandas de energia permite a diferenciação de cada um dos tipos de materiais. Na Figura 2 é apresentada a banda de energia para diferentes tipos e materiais.

Figura 2 – Bandas de energia do condutor, semicondutor e isolante.



Fonte: Pinho e Galdino (2014).

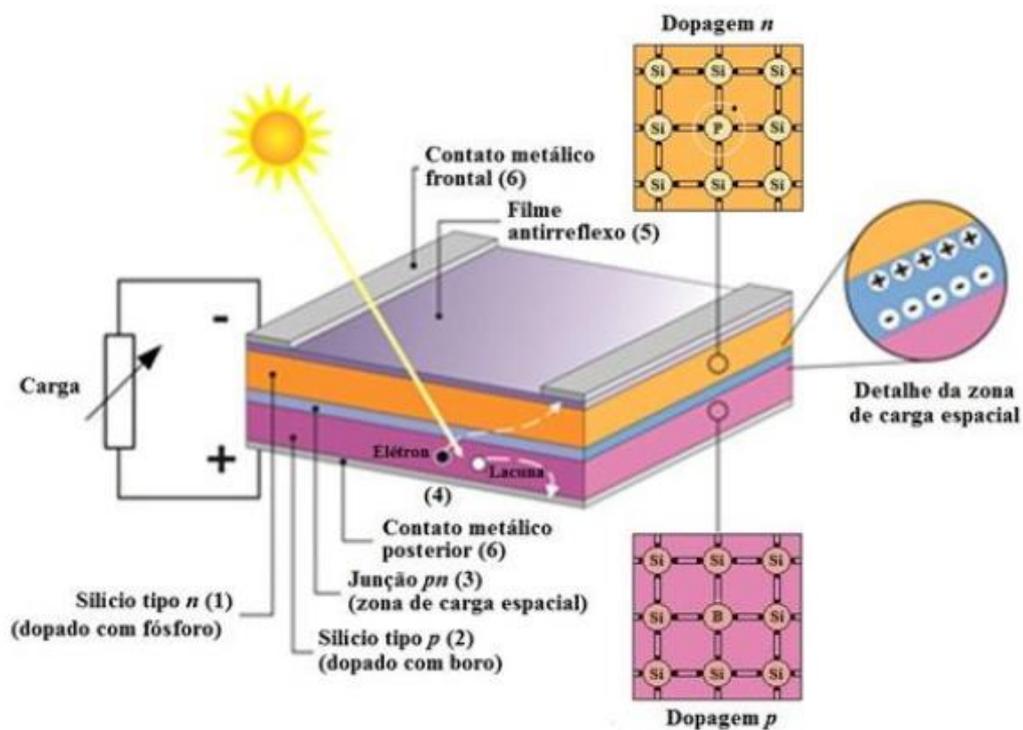
Materiais condutores apresentam em temperatura ambiente, uma energia suficiente para que os elétrons atinjam a banda de condução e isso possibilita o surgimento de elétrons livre no material. Por outro lado, materiais isolantes apresentam uma faixa de banda proibida bastante espessa, isso significa que é necessário um elevado nível de energia, a fim de que elétrons possam sair da banda de valência para a banda de condução. Semelhante aos materiais isolante, há também a presença de uma banda proibida em materiais semicondutores, entretanto a quantidade de energia para mudança de banda é inferior.

Materiais semicondutores são formados a partir da junção de materiais do tipo P e tipo N, formando assim a conhecida junção PN. Materiais tipo N são obtidos a partir de um processo de dopagem, que consiste em adicionar átomos em uma rede cristalina. Para materiais tipo N, é adicionado um átomo que possui um elétron a mais na camada de valência. O processo mais comum para formação de materiais tipo N, consiste em adicionar átomos de Fósforo que é pentavalente, em uma rede cristalina de silício que é tetravalente, por fim essa relação forma elétrons livres no material (PINHO; GALDINO, 2014). Por outro lado, materiais tipo P são obtidos quando no processo de dopagem é adicionado um átomo com um elétron a menos na camada de valência. Para materiais tipo P, é comum adicionar os átomos de Boro em uma rede

cristalina de silício, e com isso são formadas lacunas livres no material (PINHO; GALDINO, 2014).

Quando materiais semicondutores de junção PN são expostos a radiação solar, é necessário que a energia dos fótons seja maior que a energia da banda proibida do material, a fim de que os elétrons livres do material tipo N sejam acelerados em direção as lacunas do material tipo P. Caso haja uma interligação entre os materiais do tipo P e tipo N por um circuito externo haverá o surgimento de uma corrente elétrica (PINHO; GALDINO, 2014). Portanto, o mesmo princípio se aplica às células FV, que mediante a radiação solar são capazes de gerar energia elétrica quando conectadas a uma carga. Na Figura 3 é ilustrado o princípio de funcionamento de uma célula FV.

Figura 3 – Princípio de funcionamento de uma célula fotovoltaica.



Fonte: Pinho e Galdino (2014).

As células fotovoltaicas podem ser compostas por diversos tipos de materiais e tecnologias, que apresentam diferentes níveis de eficiência. Na Figura 4 é apresentado alguns dos principais materiais e tecnologias utilizadas na fabricação de células FV.

Figura 4 – Tecnologia e material de células fotovoltaicas.

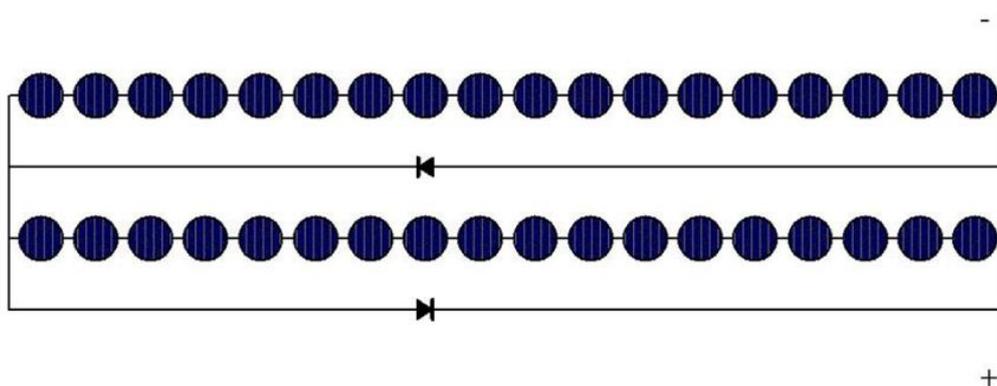
Tecnologia		Eficiência (%)
Silício	Monocristalino	25,0 ± 0,5
	Policristalino	20,4 ± 0,5
	Filmes finos transferidos ⁴	20,1 ± 0,4
Compostos III A-VA (ou 13-15)	GaAs (filme fino)	28,8 ± 0,9
	GaAs (policristalino)	18,4 ± 0,5
	InP (monocristalino)	22,1 ± 0,7
Calcogênios Compostos II B-VI A (ou 12-16)	CIGS (CuIn _x Ga _(1-x) Se ₂) (filme fino)	19,6 ± 0,6
	CdTe (filme fino)	18,3 ± 0,5
Silício amorfo / nanocristalino	Amorfo (a-Si) (filme fino)	10,1 ± 0,3
	Nanocristalino (nc-Si)	10,1 ± 0,2
Células Sensibilizadas por Corantes (DSSC)		11,9 ± 0,4
Células Orgânicas (filme fino)		10,7 ± 0,3
Multijunção	InGaP/GaAs/InGaAs	37,7 ± 1,2
	a-Si/nc-Si/nc-Si (filme fino)	13,4 ± 0,4

Fonte: Pinho e Galdino (2014).

2.2 Módulos Fotovoltaicos

A associação série e paralela de células FV dão origem ao que chamamos de módulo FV, que são os equipamentos responsáveis por gerar a energia elétrica nos parques FV. Segundo Pinho e Galdino (2004), essa associação se faz necessária devido ao baixo nível de tensão produzido nos terminais das células FV, que está por volta de 0,5 V a 0,8 V, e por isso torna-se necessário uma associação série de células FV, a fim de atingir tensões que possibilitem a aplicações práticas. Na Figura 5 é apresentada as associações entre células FV que formam um módulo FV.

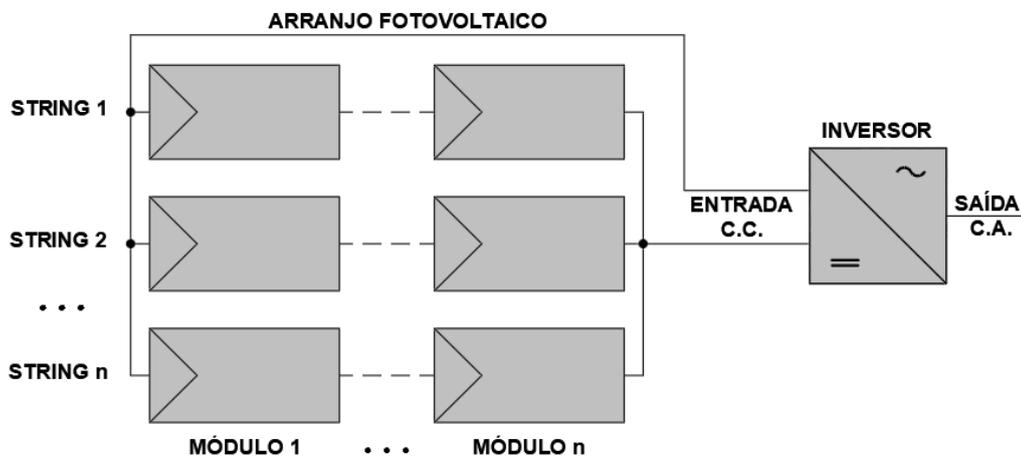
Figura 5 – Associação de células FV no interior de módulo FV.



Fonte: Pinho e Galdino (2014).

A associação série dos módulos FV dão origem ao que chamamos de *string*, sendo o nível de tensão da *string* determinado através da quantidade de módulos conectados em série e de suas propriedades elétricas (BENTO *et al.*, 2022). As *strings* associadas em paralelo dão origem aos arranjos FV, que são utilizados para associar o maior número possível de *strings*, diminuindo assim a quantidade de cabos elétricos conectados ao inversor. Na Figura 6 é apresentado a formação de um arranjo FV.

Figura 6 – Arranjo de módulos fotovoltaicos.



Fonte: Rauschmayer (2019).

A energia produzida através dos módulos FV é dada em corrente contínua (C.C.) e necessita ser convertida para corrente alternada (C.A.), a fim de possibilitar a utilização nos equipamentos residenciais (RAMPINELLI, 2010). O inversor é o responsável por converter a energia elétrica de uma fonte C.C. para a forma C.A. (RAMPINELLI, 2010). Os inversores utilizam tecnologias que possibilitam que os módulos FV possam trabalhar com a máxima eficiência possível, e isso é obtido através de algoritmos internos do próprio inversor que conseguem, através de métodos analíticos, forçar o módulo FV a trabalhar no ponto de máxima potência, garantindo assim uma maior geração de energia elétrica (RAMPINELLI, 2010). Essa tecnologia é conhecida por *Maximum Power Point Tracking* (Rastreamento do Ponto de Máxima Potência), conhecida também pela sigla de MPPT.

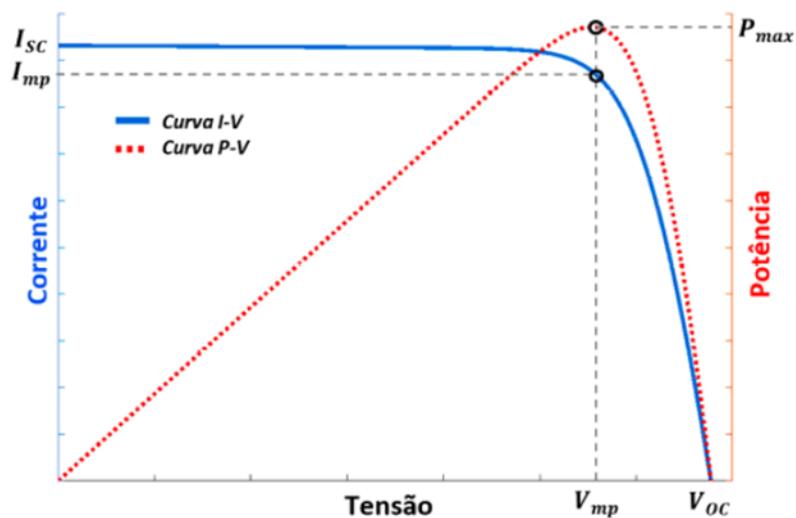
A curva de corrente elétrica por tensão elétrica (I-V) de um módulo FV é muito importante, pois através dela é possível compreender as características elétricas dos módulos FV. Já a curva de potência por tensão elétrica (P-V) é importante para descobrir a máxima potência elétrica de módulo FV, sendo possível utilizar também para determinação da sua eficiência (ARAÚJO; LOPES; MOREIRA, 2020).

Na Figura 7 é apresentada a curva I-V e P-V de um módulo FV, onde I_{mp} e V_{mp} correspondem, respectivamente, a corrente e a tensão elétrica de máxima potência de um módulo FV. Os termos I_{sc} e V_{oc} correspondem, respectivamente, a corrente de curto-circuito e tensão de circuito aberto do módulo FV (ARAÚJO; LOPES; MOREIRA, 2020).

Através da curva I-V, representada Na Figura 7 pela linha contínua azul, é possível compreender que o módulo FV apresenta um comportamento semelhante a uma fonte de corrente constante, que mantém fixo os valores de corrente elétrica nominal e variação nos níveis de tensão de saída. Os valores de I_{sc} e V_{oc} apresentam variação em função da temperatura do módulo e da irradiância local. Portanto, cada fabricante deve fornecer coeficientes de temperatura e irradiância, a fim de que seja possível corrigir os valores de I_{sc} e V_{oc} de *Standard Test Conditions* (Condições Padrão de Teste), que considera uma temperatura do módulo de 25 °C e irradiância de 1000 W/m².

A curva P-V, representada Na Figura 7 pelo tracejado vermelho, apresenta uma faixa de potência ativa em que o módulo FV poderá fornecer. O valor de potência ativa é obtido através do algoritmo do MPPT, que visa otimizar o módulo a trabalharem com corrente elétrica e tensão nominal próximos aos valores de I_{mp} e V_{mp} do módulo. De modo semelhante a curva I-V, os valores apresentados na curva P-V apresentam variação conforme a temperatura do módulo e irradiância local.

Figura 7 – Curva I-V e P-V de um módulo FV.



Fonte: Araújo, Lopes e Moreira (2020).

2.3 Classificação dos sistemas fotovoltaicos

Os sistemas FV, podem ser classificados de acordo com a potência instalada do empreendimento. De acordo com a Lei nº 14.300, de 6 de janeiro de 2022, sistemas FV com potência instalada de até 75 kW são classificados como microgeração, para sistemas FV acima de 75 kW e com até 3 MW, são classificados como minigeração (BRASIL, 2022). De acordo com a ANEEL (2016), a microgeração e minigeração são classificadas como geração distribuída (GD), pois são caracterizadas pela geração de energia elétrica de menor porte e próximo ao local de consumo. No Brasil, a geração distribuída utiliza um sistema de compensação em créditos, na qual de acordo com o montante de energia injetado nas redes de distribuição das concessionárias de energia, são obtidos descontos na fatura de energia (ANEEL, 2016).

Os sistemas fotovoltaicos de geração centralizada (GC), são caracterizados por usinas de solo de grande porte, normalmente com potências instaladas superiores a 5 MW e instalada distante de centros de consumo. Diferentemente da GD, que é utilizada para obter descontos nas faturas de energia, a GC comercializa a sua energia produzida para grandes consumidores, através de contratos que são administrados pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) e também por meio de leilões de energia, planejados pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) e organizados pela CCEE (RUIZ *et al.*, 2021). A GC comercializa sua energia elétrica produzida no chamado Ambiente de Contratação Livre (ACL) e no Ambiente de Contratação Regulada (ACR). Na Figura 8 é apresentada as principais diretrizes compõem o sistema elétrico brasileiro.

Figura 8 – Organização do setor elétrico brasileiro.



Fonte: Ruiz *et al.* (2021).

2.3.1 Ambiente de Contratação Livre

O ACL é um ambiente de negociação de energia elétrica, na qual se faz presente os agentes de geração, comercialização e os consumidores livre e especiais. Esse ambiente possibilita a comercialização da energia elétrica a partir de uma negociação entre os produtores ou comercializadores e os consumidores, sendo estabelecido o preço da energia elétrica através de uma livre negociação (RUIZ *et al.*, 2021).

Os agentes geradores são os agentes que recebem autorização, concessão ou permissão para produção de energia elétrica e são divididos em 3 categorias:

- a) Concessionário de Serviço Público de Geração: “Agente titular de concessão para exploração de ativo de geração a título de serviço público, outorgada pelo Poder Concedente.” (CCEE, 2016, *apud* RI, 2016).
- b) Produtor Independente: “Agente individual, ou participante de consórcio, que recebe concessão, permissão ou autorização do Poder Concedente para produzir energia destinada à comercialização por sua conta e risco” (CCEE, 2016, *apud* RI, 2016).
- c) Autoprodutor: “Agente com concessão, permissão ou autorização para produzir energia destinada a seu uso exclusivo, podendo comercializar eventual excedente de energia desde que autorizado pela Aneel” (CCEE, 2016, *apud* RI, 2016).

Os agentes de comercialização são os agentes autorizados pela ANEEL a realização intermediação nos acordos de compra e venda de energia elétrica (RUIZ *et al.*, 2021).

Os consumidores que participam do ACL são chamados de consumidores livres ou especiais, e devem atender uma série de requisitos para poder participar desse mercado (RUIZ *et al.*, 2021). São eles:

- 1) Consumidores Livres: Para ser considerado consumidor livre em 2023, é necessária que a unidade consumidora tenha uma potência instalada mínima de 500 kW, com atendimento em qualquer nível de tensão (RUIZ *et al.*, 2021).
- 2) Consumidores Especial: Para ser considerado consumidor especial, é necessário que a unidade consumidora ou as unidades consumidoras possuam potência instalada mínima de 500 kW e sejam atendidos com tensão mínima de 2,3 kV (RUIZ *et al.*, 2021). Além disso, há uma restrição na qual os consumidores especiais só podem negociar sua energia elétrica com empreendimentos que possuem as seguintes características:
 - a) “Empreendimento com potência igual ou inferior a 5.000 kW;” (RUIZ *et al.*, 2021).
 - b) “Empreendimento com base em fonte solar, eólica e biomassa cuja potência injetada nos sistemas de transmissão ou distribuição seja menor ou igual a 50.000 kW;” (RUIZ

et al., 2021).

- c) “Empreendimento hidráulico de potência superior a 5.000 kW e igual ou inferior a 30.000 kW, destinado à produção independente ou autoprodução, mantidas as características de pequena central hidroelétrica;” (RUIZ *et al.*, 2021).
- d) “Empreendimento hidráulico de potência superior a 5.000 kW e igual ou inferior a 50.000 kW, destinado à produção independente ou autoprodução, independentemente de ter ou não característica de pequena central hidroelétrica;” (RUIZ *et al.*, 2021).

2.3.2 Ambiente de Contratação Regulada

Consumidores que não atendem nenhum dos critérios anteriormente estabelecidos, são conhecidos como consumidores cativos, e não podem participar do ACL. Portanto, para os consumidores cativos é estabelecido o ACR (RUIZ *et al.*, 2021). O ACR é um ambiente em que as unidades consumidoras são atendidas diretamente pela concessionária de energia elétrica local, que é a responsável pelo fornecimento de energia elétrica (RUIZ *et al.*, 2021). É importante ressaltar que nesse ambiente, o preço da energia elétrica não é negociável, como é realizado no ACL, sendo necessário o pagamento de tarifas a concessionárias, de acordo com o consumo de energia elétrica ou a demanda contratada (RUIZ *et al.*, 2021). Sendo o preço das tarifas de energia elétrica é estabelecido pela ANEEL (RI, 2016).

A compra da energia elétrica para os consumidores cativos é realizada pela concessionária de energia elétrica, através de contratos bilaterais realizados em leilões de compra e venda de energia elétrica (RI, 2016).

2.4 Equipamentos elétricos dos parques fotovoltaicos de geração centralizada

Conforme descrito anteriormente, as usinas FV de grande porte realizam contratos bilaterais de fornecimento de energia elétrica a empresas ou concessionárias de energia. Portanto, a fim de garantir o fornecimento contratado, é imprescindível que as usinas FV optem por escolher equipamentos ou arranjos que aumentem a confiabilidade do seu empreendimento, evitando assim o pagamento de multas contratuais.

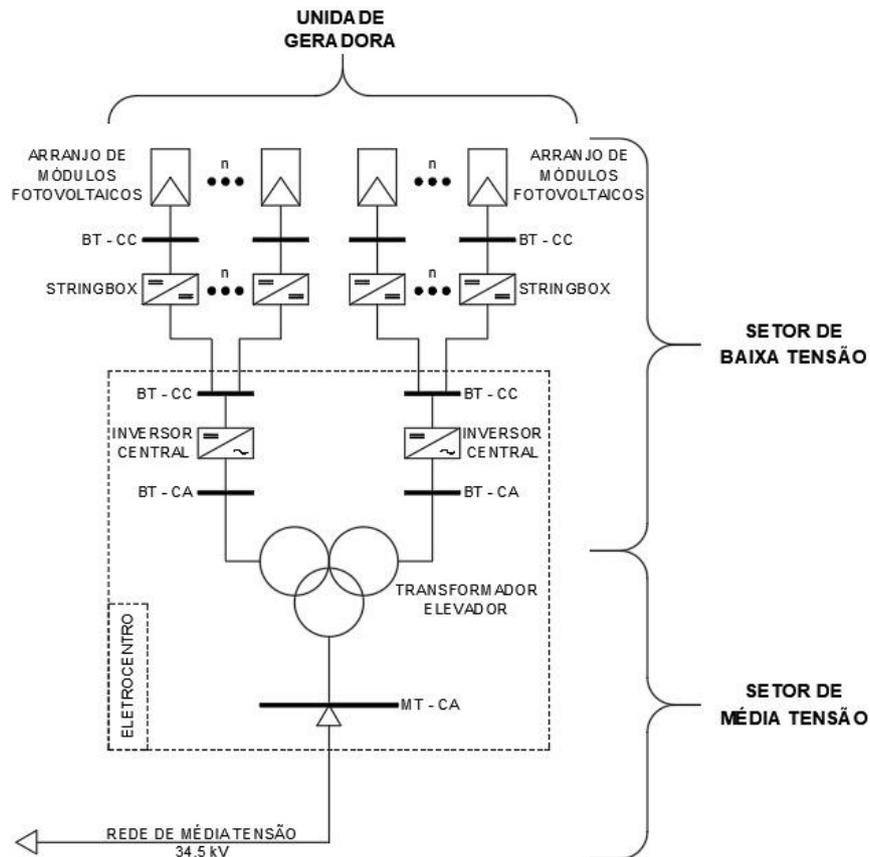
2.4.1 Inversores

No Brasil, são encontrados dois tipos de topologias de inversores para os parques

FV, que são inversores centrais e os inversores *strings*. A decisão por trás da implementação e escolha da topologia do parque, envolve uma análise financeira e técnica.

Os inversores centrais, são inversores caracterizados pela sua robustez, alta potência elétrica e alta eficiência, e apresentam menor custos de solução para o empreendimento (RABAÇA, 2014). Apesar disso, os inversores centrais possuem dimensões maiores, o que requer um maior cuidado para não gerar sombreamento parcial nos módulos (RABAÇA, 2014). Devido ao alto número de módulos fotovoltaicos conectados ao inversor, o ajuste do MPPT poderá não ser adequado, devido a vasta área de abrangência dos módulos (RABAÇA, 2014). Além disso, a perda do equipamento, devido a uma eventual falha ou manutenção, faz com que a geração de energia elétrica do empreendimento seja comprometida. Na Figura 9 é apresentado um diagrama simplificado em um subcampo de um parque FV com inversor central.

Figura 9 – Diagrama simplificado de conexões do inversor central.

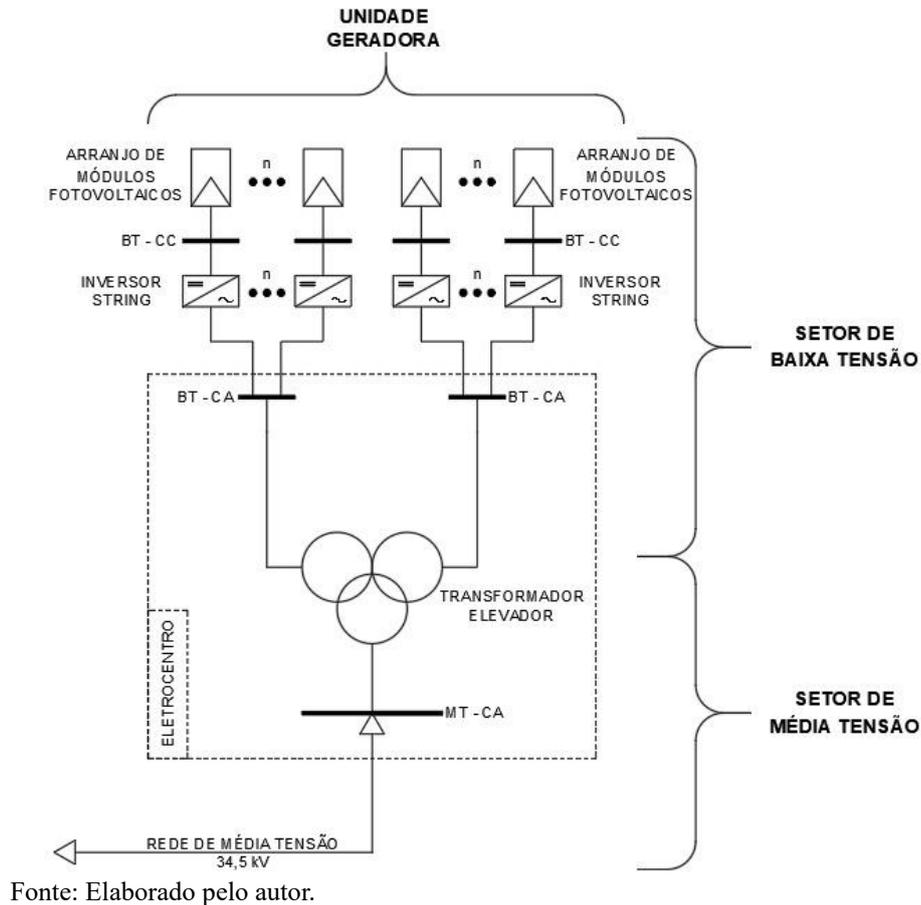


Fonte: Elaborado pelo autor.

Os inversores *strings*, são inversores de menor porte e são instalados próximo aos módulos FV, embora apresentem individualmente uma potência nominal inferior, quando comparado aos inversores centrais, são compensados de forma numérica em parques FV de

grande porte (RABAÇA, 2014). Uma das principais vantagens do inversor *string* está na quantidade de módulos conectados ao inversor, devido a menor área de abrangência, torna-se possível um MPPT mais otimizado, garantindo assim um maior aproveitamento das capacidades máximas dos módulos FV (RABAÇA, 2014). Além disso, os inversores *strings* são a solução para evitar o comprometimento ou perda da geração de energia elétrica do empreendimento, devido a falhas ou manutenções no inversor. Apesar das grandes vantagens, os inversores *strings* são uma solução de custo mais elevado, isso se dá devido a maior quantidade de equipamentos. Na Figura 10 é apresentado um diagrama simplificado em um subcampo de um parque FV com inversor *string*.

Figura 10 – Diagrama simplificado de conexões do inversor *string*.



2.4.2 Transformador Elevador

Os inversores utilizados em parques FV de grande porte, são inversores trifásicos de alta potência e baixa tensão (BT). Devido à grande área ocupada por parques FV e as grandes distâncias percorridas pelos cabos elétricos, torna-se necessário a elevação do nível de tensão

gerada pelo inversor, a fim de reduzir as perdas elétricas (BENTO *et al.*, 2022).

Os transformadores de potência são equipamentos elétricos capazes de realizar a transferência de energia entre as suas bobinas, através do princípio da indução eletromagnética, preservando a frequência e alterando os valores das tensões e correntes elétricas (FILHO, 2019).

Em parques FV os inversores fornecem energia elétrica em C.A. e BT, e são conectados a transformadores com o objetivo de aumentar o nível de tensão e reduzir as perdas elétricas do empreendimento (BENTO *et al.*, 2022). Os transformadores podem ser divididos de acordo com o seu tipo de isolamento, método de refrigeração e grupo de ligação.

As bobinas do transformador são localizadas em seu interior, sendo envolvidas ou envolvendo o chamado núcleo, que é formado chapas de materiais ferromagnéticos. O núcleo é utilizado como percurso para as linhas de fluxo magnético que são geradas pelas bobinas. Os transformadores que possuem líquido isolante em torno do núcleo são conhecidos como transformadores a óleo, já os que não fazem uso, são conhecidos por transformadores a seco. O óleo no transformador desempenha as funções de isolar eletricamente o núcleo e servir como meio de refrigeração interna (Filho, 2019). Segundo Filho (2019), os principais líquidos isolantes encontrados são:

- Óleo mineral naftênico;
- Óleo mineral parafínico;
- Óleo de silicone;
- Óleo vegetal.

Devido à grande quantidade de calor gerada a partir do efeito Joule na parte interna do transformador, é necessário utilizar meios para evitar que o sobreaquecimento danifique o próprio equipamento (FILHO, 2019). Para isso os transformadores podem ser refrigerados através de:

- Óleo Natural e Ar Natural (ONAN);
- Óleo Natural e Ar Forçado (ONAF);
- Óleo Forçado e Ar Forçado (OFAF);
- Óleo Forçado e Água Forçada (OFWF);
- Óleo não mineral e Ar Natural (KNAN);
- Ar natural (NA);
- Ar forçado (NF);

Em transformadores trifásicos, as bobinas podem ser interligadas de diversas maneiras (FILHO, 2019), isso resulta em diferentes tipos de comportamentos diante de

fenômenos elétricos, como por exemplo durante a ocorrência de curtos-circuitos. O grupo de ligação busca representar a forma como as bobinas do transformador estão interligadas, e o deslocamento angular entre a bobina do primário e as demais bobinas.

Segundo Filho (2019), a representação do grupo de ligação é realizada da seguinte maneira:

- Primeiro termo: Letra maiúscula que representa o tipo de ligação das bobinas do primário, sendo:
 - D: Ligação delta;
 - Y: Ligação estrela com centro estrela não acessível;
 - YN: Ligação estrela com centro estrela acessível.
- Segundo termo: Letra minúscula que representa o tipo de ligação das bobinas do secundário, sendo:
 - d: Ligação delta;
 - y: Ligação estrela com centro estrela não acessível;
 - yn: Ligação estrela com centro estrela acessível.
 - z: Ligação zig-zag.
- Terceiro termo: Representa o deslocamento angular entre as fases do lado primário e secundário. Seu valor é dado por um número inteiro entre 0 e 11, na qual representa, respectivamente, 0° e 330° .

Para a representação do grupo de ligação em transformadores que possuem mais de dois conjuntos de bobinas trifásicas, é necessário adicionar mais uma letra minúscula e uma numeração, semelhante a bobina do secundário, a fim de representar a ligação e o deslocamento angular do conjunto. Na Figura 11 é apresentado exemplos de representação do grupo de ligação.

Figura 11 – Grupo de ligação de transformadores trifásicos.

Âng.	Primário em triângulo	Primário em estrela	Secundário em zigue-zague
0°	Dd0 	Yy0 	Dz0
$+30^\circ$	Dy1 	Yd1 	Yz1

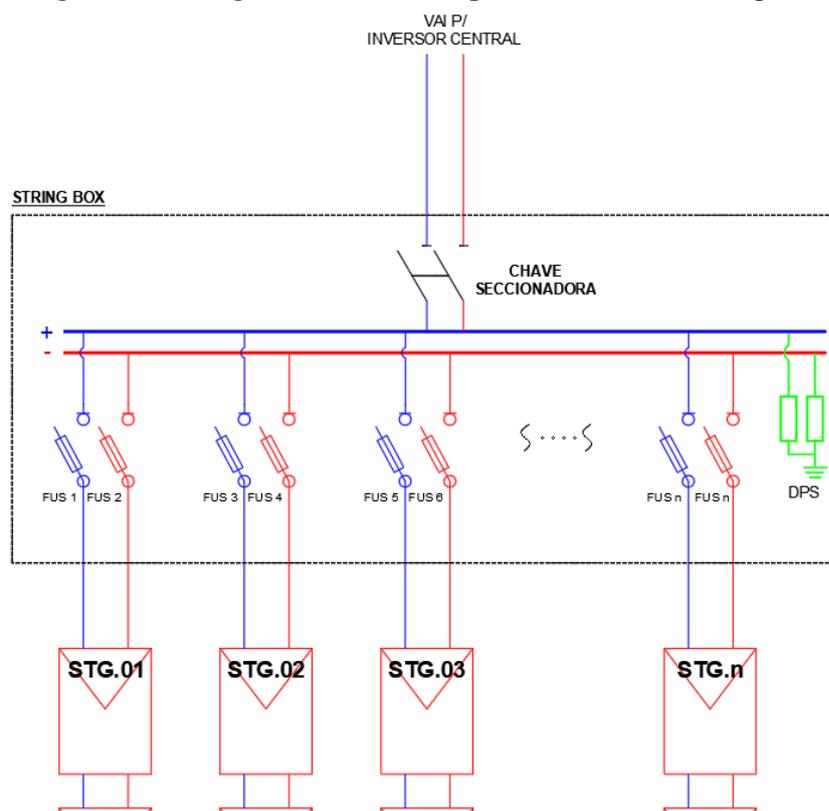
Fonte: Filho (2019).

2.4.3 String box

A *string box* é um painel elétrico em C.C. de BT, que tem por finalidade agrupar as *strings* e abrigar os seus respectivos dispositivos de proteção e manobra. Os dispositivos de proteção e manobras, encontrados no interior da *string box* são: Os fusíveis de C.C., dispositivos de proteção contra surto e chaves seccionadoras.

O número máximo de *strings* agrupadas em uma *string box*, depende das premissas de projeto e das características do inversor central, como por exemplo o número máximo de entrada C.C. e a corrente elétrica máxima de entrada. Na Figura 12 é apresentado um diagrama elétrico simplificado dos principais componentes de uma *string box*.

Figura 12 – Diagrama elétrico simplificado de uma *string box*.



Fonte: Elaborado pelo autor.

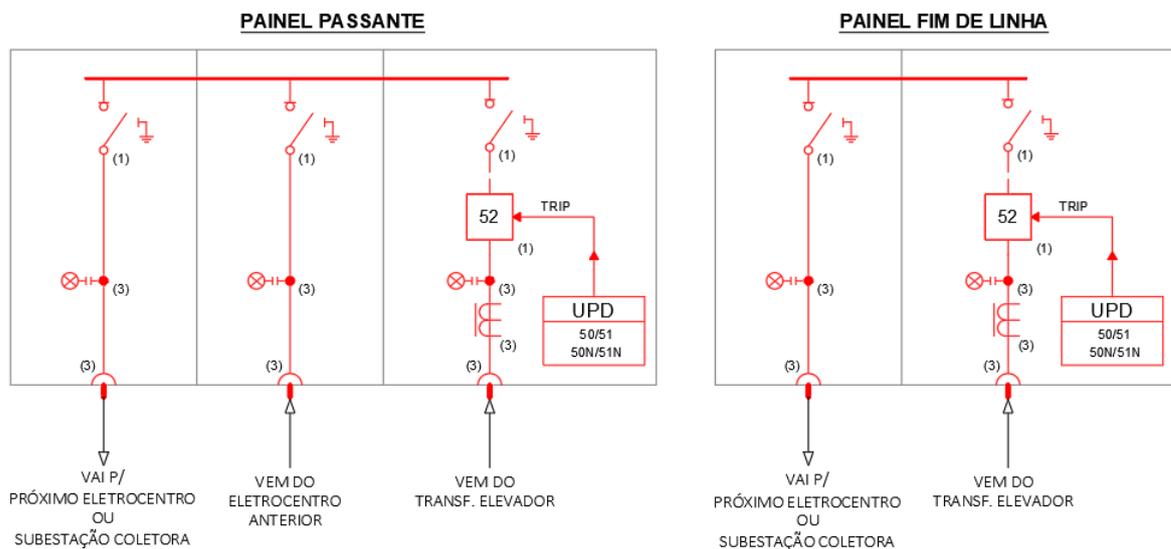
2.4.4 Cubículo de média tensão

O cubículo de MT é um painel elétrico que tem por finalidade a conexão dos cabos de MT e abrigo para os dispositivos de proteção e manobra. Nos parques FV, os cubículos são comumente divididos em dois tipos: Painel fim de linha e painel passante.

O painel fim de linha, são os painéis utilizados pelos electrocentros no início do circuito de MT, na qual possui apenas um compartimento para conexão do transformador elevador e um compartimento destinado a saída dos cabos de MT.

O painel do tipo passante é utilizado quando se tem uma conexão paralela de dois electrocentros de um mesmo circuito de MT, reduzindo assim quantidade de cabos eléctrico de MT. Esse cubículo apresenta três compartimentos, sendo dois destinados a conexão de cabos eléctricos e um compartimento para a conexão do transformador elevador. Na Figura 13 é apresentado um diagrama eléctrico simplificado dos principais tipos de cubículos de MT em parques FV.

Figura 13 – Tipos de cubículos de 36 kV em parques fotovoltaicos.



Fonte: Elaborado pelo autor.

2.5 Unidade Geradora

A unidade geradora (UG), conforme é apresentado Na Figura 9 e Figura 10, consiste em um termo utilizado para associar o conjunto responsável pela geração de energia eléctrica, e se refere ao conjunto formado por arranjo fotovoltaico, inversores e transformadores (BENTO *et al.*, 2022). A UG representa um subcampo de geração, que está associado a um único electrocentro.

O electrocentro é uma solução utilizada em sistema FV e se trata de uma subestação compacta. No caso de um sistema com inversores centrais, é composto pelo inversor central, transformador, um cubículo de média tensão e equipamentos de serviços auxiliares (ALMEIDA

et al., 2016). Para parques FV com inversores *strings*, é composto por um Painel Geral de Baixa Tensão (PGBT), transformador e um cubículo de média tensão, além dos equipamentos de serviços auxiliares (ALMEIDA *et al.*, 2016).

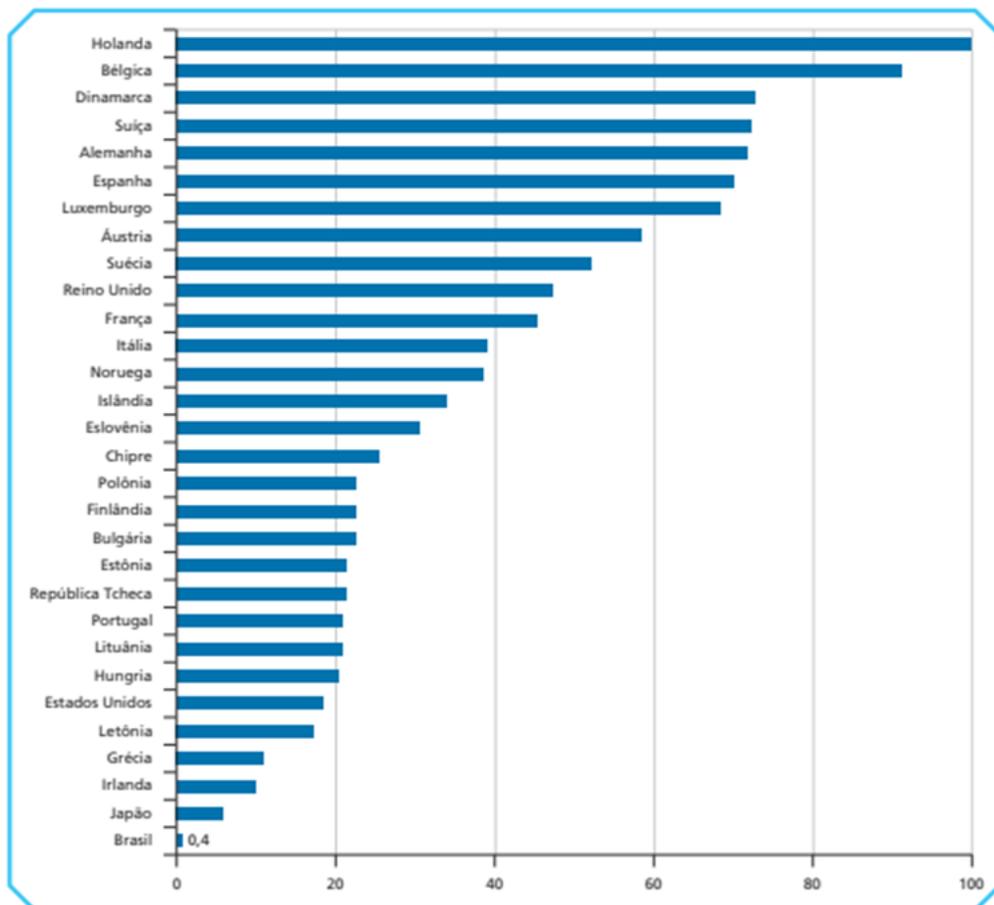
A interligação da UG até a subestação coletora é realizada através da Rede de Média Tensão (RMT) interna do empreendimento. Conforme apresentado no Apêndice A, a RMT é responsável por escoar a energia elétrica gerada pela UG até a subestação coletora, que por sua vez eleva novamente o nível de tensão para níveis de transmissão. A RMT poderá ser construída por meio de uma rede subterrânea ou aérea. A escolha entre os tipos de RMT é muito importante para o projeto, pois impacta diretamente no custo de construção do empreendimento (BENTO *et al.*, 2022). É crucial que essa decisão não seja tomada somente pelo o custo de implementação da solução, pois também se torna necessário uma avaliação técnica do terreno disponível para a construção do empreendimento, a fim de validar a solução escolhida.

3 REDES SUBTERRÂNEAS DE ENERGIA ELÉTRICA

3.1 Redes subterrâneas no Brasil

Apesar das redes subterrâneas de distribuição de energia elétrica não serem uma novidade no sistema elétrico brasileiro, junto com as redes de telecomunicação representam somente 0,4% de sua rede total (MARTINS; ARANGO; KUBOTA, 2022). A região Sudeste do Brasil lidera os índices nacionais de rede de distribuição de energia elétrica subterrânea, sendo o maior índice localizado na cidade do Rio de Janeiro, com cerca de 11% de sua rede de distribuição de energia elétrica sendo subterrânea (LOPES, 2020). Conforme o Gráfico 2, os países europeus destacam-se por possuírem uma extensa infraestrutura de rede subterrânea, sendo a Holanda líder da lista com 100% da sua rede enterrada. Essa alta porcentagem em países europeus, é o retrato de altos investimentos em tecnologia e planejamento urbano (MARTINS; ARANGO; KUBOTA, 2022).

Gráfico 2 – Percentual de redes enterradas no mundo.



Fonte: MARTINS; ARANGO; KUBOTA (2022).

A primeira rede de distribuição subterrânea no Brasil, surgiu em 1902 na cidade de São Paulo com nível de tensão de 2,2 kV, que posteriormente tornou-se uma rede de 3,8 kV (BRUNHEROTTO; OLIVEIRA, 2013). O sistema operava em um arranjo radial, devido a sua simplicidade e economia (BRUNHEROTTO; OLIVEIRA, 2013). Atualmente, outros arranjos são difundidos pelas concessionárias de energia, como por exemplo o arranjo reticulado, anel ou radial com recurso, que são utilizados devido a sua maior confiabilidade e flexibilidade para expansão, entretanto apresentam custo de implantação maiores (MIRANDA; JUNIOR, 2013).

Apesar do baixo percentual brasileiro, as expectativas para a expansão das redes de distribuição subterrâneas são positivas, pois há esforços legislativos que buscam obrigar as concessionárias de energia elétricas a investirem na construção de infraestruturas para redes subterrâneas. Como por exemplo, o projeto de Lei (PL) 88/21, de 03 de fevereiro de 2022, obrigará as concessionárias de energia e empresas de telefonia a adequarem a infraestruturas de rede aérea para rede subterrânea em redes públicas em um prazo de 10 anos, mediante solicitações dos municípios (BRASIL, 2021).

O investimento em redes subterrâneas se torna cada vez mais necessários, conforme o aumento da densidade populacional em centros urbanos (MARTINS; ARANGO; KUBOTA, 2022). A necessidade de melhores indicadores de qualidade de energia, é um dos motivos que influenciam o investimento em redes subterrâneas. Somente nos meses de Janeiro a Abril de 2022, a concessionária de energia CPFL constatou uma média de 18 acidentes de trânsito por dia envolvendo postes de sua rede de distribuição elétrica, resultando em interrupções no fornecimento de energia elétrica (CPFL ENERGIA, 2022).

Para redes de transmissão de energia elétrica subterrânea, o Brasil possui experiências pontuais em grandes cidades, onde há uma grande concentração de empreendimentos civis alinhados com a falta de planejamento urbano, o que impossibilita em alguns casos a construção de linhas aéreas de transmissão de energia elétricas. Como por exemplo, a linha de transmissão (LT) de 345 kV que existe entre a subestação Xavantes para subestação Bandeirantes, localizadas no município de São Paulo as margens do Rio Pinheiros, é uma rede subterrânea com um trecho total de 8,4 km fornecendo de forma contínua 1.200 MVA de potência (GILLET; TARALLI; ALMEIDA, 2009).

3.2 Rede subterrâneas de média tensão em parques fotovoltaicos

Em parques FV, as redes subterrâneas apresentam características distintas das redes subterrâneas de distribuição encontradas nas cidades. Isso se deve em função dos fatores físicos

de espaços, já que em grandes cidades a presença de construções, vias públicas, árvores e entre outros, são fatores que impactam na construção da RMT. A ausência desses fatores em parques FV, possibilita a construção de RMT subterrânea de forma mais simplificada, uma vez que a construção da RMT é planejada na etapa inicial de construção do empreendimento.

A RMT de um parque FV é composta por uma rede trifásica com nível de tensão de 34,5 kV (BENTO *et al.*, 2022). Conforme discutido anteriormente, a construção da RMT poderá ser realizada de forma aérea ou subterrânea. As redes subterrâneas apresentam vantagens e desvantagens sobre as redes aéreas. Segundo Bento *et al.* (2022), as principais desvantagens da rede subterrânea é o custo de construção e do serviço manutenção, sendo o item que mais impacta no custo é o preço dos cabos elétricos. O maior uso de maquinário para escavação também impacta negativamente no custo de execução do empreendimento. As principais vantagens da rede subterrânea são: menor taxa de manutenção, perdas elétricas inferiores e maior disponibilidade do sistema (BENTO *et al.*, 2022).

Devido a menor exposição dos cabos subterrâneas as intempéries, o número de manutenções corretivas é menor, quando comparadas a rede aérea, embora o serviço seja de maior custo (BENTO *et al.*, 2022). Portanto, o nível de confiabilidade de redes subterrânea é superior à de redes aéreas devido à baixa de necessidade de intervenção durante sua vida útil (BENTO *et al.*, 2022).

As perdas elétricas costumam ser inferiores em rede subterrâneas, pois os condutores de rede subterrânea apresentam seções transversais maiores do que os utilizados em redes aéreas (BENTO *et al.*, 2022).

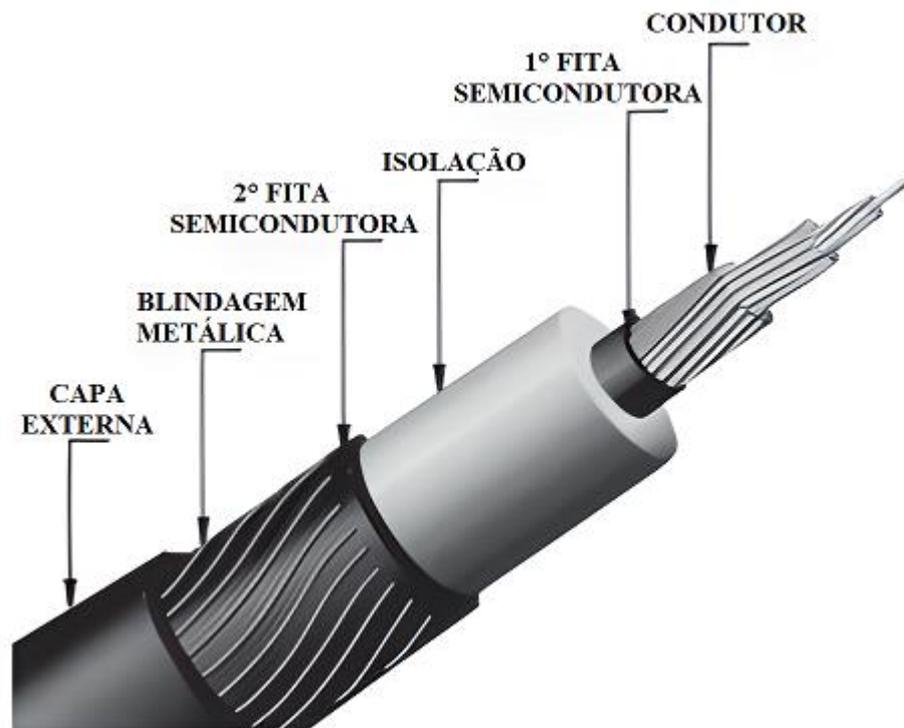
Devido ao maior nível confiabilidade das redes subterrâneas, as taxas de indisponibilidade são menores. Isso é importante, pois os empreendimentos de FV precisa, cumprir seus contratos de geração de energia elétrica (BENTO *et al.*, 2022).

Em parques FV a RMT subterrânea apresenta outra importante vantagem em relação a rede aérea, que é a ausência de sombreamento devidos as estruturas e cabos sobre os módulos FV. Isso ocorre porque toda a infraestrutura está instalada no solo. O sombreamento parcial de módulos FV causa uma redução de potência nominal do módulo FV, e isso impacta negativamente na produção de energia elétrica no empreendimento (RAMPINELLI; KRENZINGER, 2006). O sombreamento causado pelas estruturas da rede aérea, pode comprometer a capacidade de geração de energia elétrica em parques FV, e se não forem previstas podem causar riscos ao investimento.

3.2.1 Cabos de média tensão

Os cabos de uma RMT subterrânea, apresentam uma série de características que influenciam diretamente no seu dimensionamento. Na Figura 14 é apresentado um cabo unipolar de MT de 35 kV e as suas camadas. Apesar de existirem variações de componentes dos cabos de MT, na Figura 14 é apresentado os componentes mais comuns e essenciais encontrados em projetos de parques FV.

Figura 14 – Camadas de um cabo unipolar com classe de até 35 kV.



Fonte: Adaptado de Filho (2019).

A norma ABNT NBR 6251:2018 é responsável por padronizar as características construtivas dos cabos de potência unipolares, multipolares e multiplexados para tensões nominais de 1 kV até 35 kV. A norma contém diversas tabelas com as características mínimas e máximas para cada camada do cabo, essas tabelas podem ser utilizadas quando não se tem informações suficiente disponíveis, por parte dos fabricantes de cabos.

3.2.1.1 Tensão de Isolamento

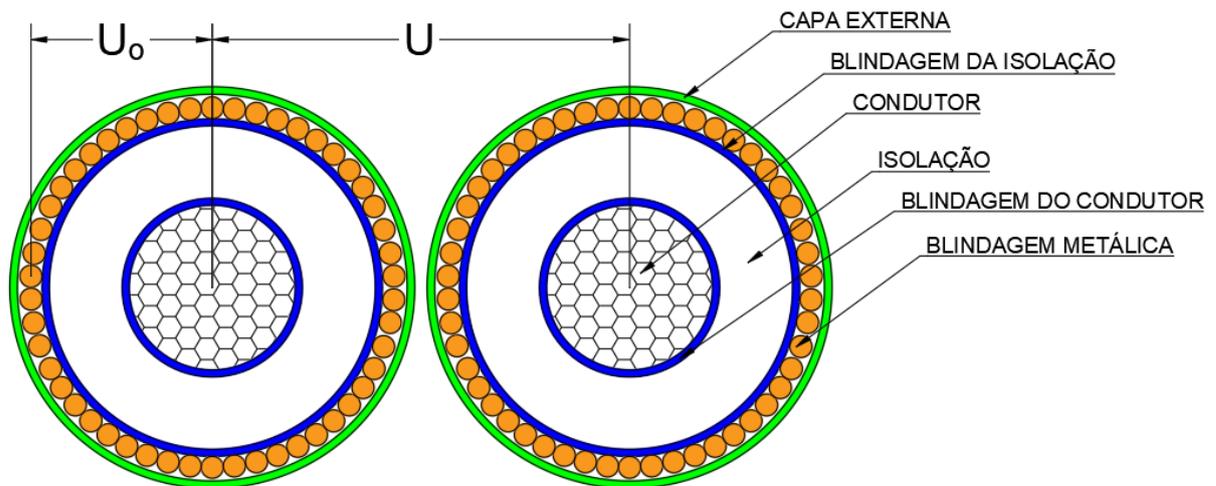
Cabos elétricos apresentam dois valores de tensão, na qual são utilizados para

identificação de sua classe de isolamento (ABNT, 2018). Os valores de tensão são representados da seguinte maneira:

$$U_0/U \text{ kV ou } U_0 \text{ kV}/U \text{ kV}$$

Sendo U_0 o valor de tensão de fase eficaz e U o valor de tensão de linha eficaz. Na Figura 15 é apresentada a demonstração de U_0 e U em um cabo unipolar de MT.

Figura 15 – Tensão de isolamento de cabos elétricos de média tensão.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Segundo a ABNT NBR 6251:2018, no Brasil as tensões de isolamento são:

$$U_0/U - 0,6/1 \text{ kV} - 1,8/3 \text{ kV} - 6/10 \text{ kV} - 8,7/15 \text{ kV} - 12/20 \text{ kV} - 15/25 \text{ kV} - 20/35 \text{ kV}$$

Em normas internacionais, é comum encontrar a seguinte representação para tensões de isolamento:

$$U_0/U (U_m) \text{ kV}$$

Neste caso, o termo U_m representa a tensão de linha eficaz máxima que o condutor pode operar de forma contínua (ABNT, 2018).

Segundo a ABNT NBR 6251:2018, a seleção da tensão de isolamento dos cabos elétricos depende do sistema de aterramento e do sistema de proteção dos cabos elétricos. Para a determinação da tensão de isolamento, é necessário conhecer o regime de operação do sistema em que os cabos estarão submetidos. Para isso, três possibilidades de operação são apresentadas pela norma, sendo elas:

- Categoria A: Em um possível contato do condutor de fase com o sistema de aterramento, a duração máxima é de um minuto (ABNT, 2018).
- Categoria B: Em um possível contato do condutor de fase com o sistema de aterramento,

a duração máxima é de uma hora e ao total de 12 meses não poderá ultrapassar 125 horas de contato (ABNT, 2018).

- c) Categoria C: Sistemas em que não há eliminação automática da falta a terra, e possibilidade da operação com falta a terra permanente (ABNT, 2018).

Com base na categoria escolhida, a seleção da tensão de isolamento é realizada de acordo com a Tabela 1.

Tabela 1 – Valores de tensão de isolamento para cabos elétricos.

Tensão máxima de operação do sistema - U_m (kV)	Tensão de Isolamento do cabo (U_0)	
	Categoria A e B	Categoria C
1,2	0,6	0,6
3,6	1,8	3,6
7,2	3,6	6
12,0	6,0	8,7
17,5	8,7	12,0
24,0	12,0	15,0
30,0	15,0	20,0
42,0	20,0	-

Fonte: ABNT (2018).

3.2.1.2 Condutor

Os condutores são os principais responsáveis por transmitir a energia elétrica entre uma fonte até um equipamento elétrico (FILHO, 2019). Os condutores são construídos por materiais de baixa resistividade elétrica, com o intuito de reduzir as perdas elétricas provocadas através do efeito Joule. No Brasil, os condutores são construídos por materiais de alumínio ou cobre (FILHO, 2019).

O alumínio é um material amplamente utilizado na RMT de distribuição das concessionárias de energia, o principal motivo está relacionado ao preço do material que é mais barato que o cobre (FILHO, 2019). Apesar disso, o alumínio apresenta uma resistividade elétrica maior, sendo necessário o uso de seções transversais maiores em relação ao condutor de cobre.

Os condutores de cobs apresentam resistividade menor, sendo possível utilizar

seções transversais inferiores ao de alumínio, entretanto apresenta um custo mais elevado. A principal área de aplicação dos condutores de cobre está em cabos de baixa tensão de instalações elétricas prediais (FILHO, 2019).

A norma brasileira ABNT NBR NM280:2011, apresenta as características físicas e elétricas dos condutores. Para os cabos de MT, é utilizada a classe 2 de encordoamento, na qual representa um condutor redondo e compacto, conforme apresentado na Figura 16 (FILHO, 2019). Na Tabela 2 é apresentado os valores máximos de resistência elétrica dos condutores de alumínio e cobre em C.C., para a classe 2 de encordoamento em uma temperatura de 20 °C.

Figura 16 – Condutor com classe 2 de encordoamento.



Fonte: Filho (2019).

Tabela 2 – Resistência elétrica de condutores para classe 2 de encordoamento.

Seção (mm ²)	Condutores de cobre	Condutores de alumínio
	Resistência elétrica máxima a 20°C (Ω/km)	Resistência elétrica máxima a 20°C (Ω/km)
35	0,5240	0,8680
50	0,3870	0,6410
70	0,2680	0,4430
95	0,1930	0,3200
120	0,1530	0,2530
150	0,1240	0,2060
185	0,0991	0,1640
240	0,0754	0,1250
300	0,0601	0,1000
400	0,0470	0,0778
500	0,0366	0,0605
630	0,0283	0,0469

Fonte: Adaptado de ABNT (2011a)

A ABNT NBR NM280:2011 também apresenta os diâmetros máximo permitidos. Importante ressaltar que os condutores de alumínio apresentam seção transversal normativa máxima de 630 mm², devido a limitação de tecnologia para compactação de alumínio para seções maiores (ABNT, 2011a). Na Tabela 3 são apresentados os valores de diâmetros máximos para a classe 2 de encordoamento.

Tabela 3 – Diâmetro máximo para condutores com classe 2 de encordoamento.

Seção (mm ²)	Condutores de cobre	Condutores de alumínio
	Diâmetro máximo (mm)	Diâmetro máximo (mm)
35	7,9	7,5
50	9,1	8,6
70	11,0	10,2
95	12,9	12,0
120	14,5	13,5
150	16,2	15,0
185	18,0	16,8
240	20,6	19,2
300	23,1	21,6
400	26,1	24,6
500	29,2	27,6
630	33,2	32,2

Fonte: Adaptado de ABNT (2011a).

3.2.1.3 Fitas semicondutoras

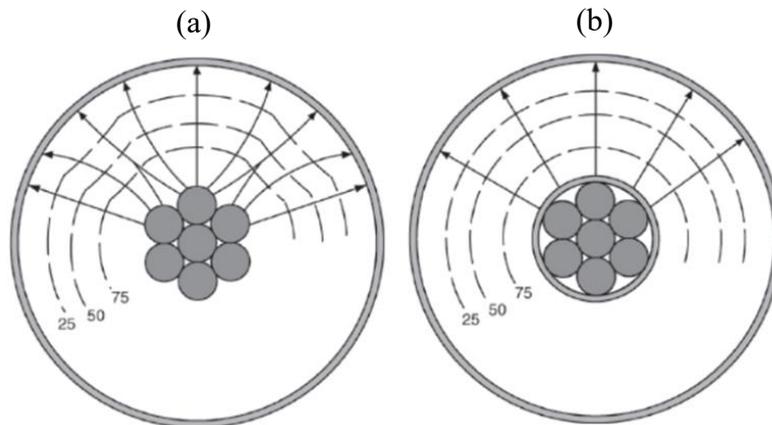
As fitas semicondutoras, também conhecidas por blindagem do condutor e blindagem da isolação, são utilizadas obrigatoriamente para cabos elétricos com tensão de isolamento maior que 6/10 kV (ABNT, 2018). A principal função das fitas semicondutoras é garantir que o campo elétrico do condutor seja uniforme, tanto de forma radial como longitudinal (FILHO, 2019). As irregularidades da superfície de um condutor podem criar campos elétricos não uniformes, que por sua vez podem causar elevados gradientes de tensão em determinados pontos da isolação (FILHO, 2019).

O material das fitas semicondutoras deve ser compatível química e termicamente com o material da isolação (ABNT, 2018). A espessura mínima da camada deverá ser 0,065 mm quando for composta por fitas e 0,40 mm quando for composta por camada extrudada junto com a isolação (ABNT, 2018).

A consequência dos campos elétricos não uniforme é a deterioração do material

condutor, em função de reações químicas de impurezas no material da isolação, provocadas pelo gradiente de tensão (FILHO, 2019). Na Figura 17 é apresentado o comportamento do campo elétrico do condutor e a influência das fitas semicondutoras do condutor.

Figura 17 – Comportamento das linhas do campo elétrico do condutor.
(a) sem o uso de fita semicondutora (b) com o uso de fita semicondutora.



Fonte: Adaptado de Filho (2019).

3.2.1.4 Isolação

A camada de isolação é responsável por garantir que a energia elétrica transmitida, seja percorrida pelo condutor elétrico, protegendo e isolando eletricamente o condutor do meio em que se encontra. Portanto, é necessário que o material da isolação apresente uma elevada resistividade elétrica. A isolação é importante para garantir a segurança das instalações elétricas e de seus usuários. No Brasil, os cabos elétricos apresentam isolações de materiais sólidos extrusado, compostos por polímeros do tipo termoplásticos ou termofixos (FILHO, 2019).

Os termoplásticos são bastante utilizados em cabos elétricos de baixa tensão para instalações elétricas prediais, sendo a aplicação mais comum de cloreto de polivinila, conhecido pela sigla PVC (FILHO, 2019). Segundo Filho (2019), algumas das principais características das isolações termoplásticas são:

- Baixa rigidez dielétrica;
- Péssimo condutor de chamas, mediante uso de aditivos;
- Alto valor de perdas dielétricas;
- Baixa temperatura de operação em regime permanente;
- Boa flexibilidade;
- Resistência regular a umidade e água.

Os termofixos são amplamente utilizados em rede subterrânea de MT, os principais

termofixos utilizados são: polietileno reticulado, conhecido pela sigla de XLPE, e a borracha etileno-propileno, também conhecido por EPR. Apesar do XLPE e EPR serem bastante difundidos nos projetos, há outras variações que buscam aprimorar algumas características desses produtos. A ABNT NBR 6251:2018 apresenta outros tipos de isolamento como o HEPR, TR XLPE e EPR 105. Segundo Filho (2019), as principais características das isolações termofixos XLPE e EPR são:

a) Polietileno reticulado (XLPE):

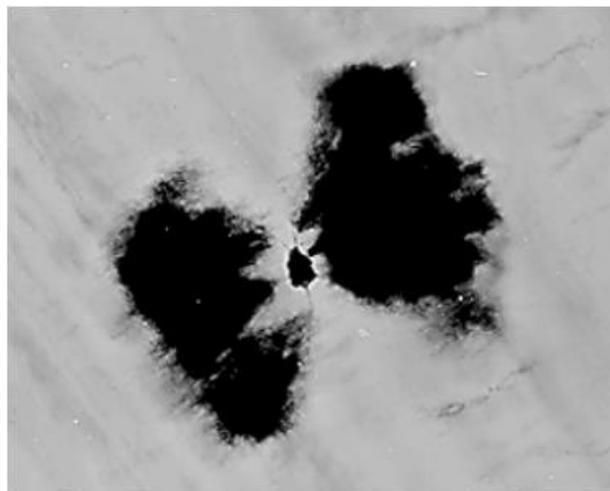
- Alta rigidez dielétrica;
- Baixas perdas dielétricas
- Alta temperatura de operação em regime permanente;
- Flexibilidade regular;
- Baixa resistência ao *treeing*.

b) Borracha etileno-propileno (EPR):

- Alta rigidez dielétrica;
- Baixas perdas dielétricas
- Alta temperatura de operação em regime permanente;
- Grande Flexibilidade;
- Alta resistência ao *treeing* e penetração de água.

O *treeing* ou arborescência, é um fenômeno que ocorre na isolação de cabos elétricos devido a penetração de água ou umidade, o que resulta em fissuras na isolação e a presença de descargas parciais (FILHO, 2019). Na Figura 18 é apresentado o efeito do *treeing* em um cabo com isolação XLPE.

Figura 18 – Fenômeno *treeing* em cabos com isolação XLPE.



Fonte: Boggs e Xu (2001).

A ABNT NBR 6251:2018 apresenta dois tipos espessuras de isolação utilizadas, sendo chamadas de espessura plena e espessura coordenada.

- a) Espessura plena da isolação: “Espessura convencional, normalmente especificada em Normas Internacionais ou estrangeiras (IEC, ICEA, BS etc.), baseada em gradiente médio na isolação e que, portanto, independe da seção do condutor” (ABNT, 2018).
- b) Espessura coordenada da isolação: “Espessura dimensionada em função do gradiente elétrico máximo no condutor, limitando-se também o gradiente mínimo na superfície externa da isolação, para cada seção de condutor” (ABNT, 2018).

A espessura coordenada é aplicada apenas em isolações termofixas do tipo HEPR ou EPR 105 (ABNT, 2018). Na Tabela 4 é apresentado a espessura plena utilizada com tensão de isolamento de cabos de MT com isolação EPR e XLPE.

Tabela 4 – Espessura plena XLPE e EPR para cabos de média tensão.

Seção nominal do condutor (mm ²)	Espessura da isolação plena EPR e XLPE (mm)			
	8,7/15 kV	12/20 kV	15/25 kV	20/35 kV
50 – 630	4,5	5,5	6,8	8,8

Fonte: ABNT (2018).

Um dos principais fatores que limitam a capacidade de condução de corrente elétrica de um cabo elétrico, é a temperatura alcançada pelo condutor em regime permanente (PAULA, 2021). Temperaturas elevadas causam degradação do material isolante, pois danificam suas características físicas (PAULA, 2021). Segundo a ABNT NBR 6251:2018, para os condutores com isolação de PVC são permitidas uma temperatura máxima de até 70 °C para regime permanente e 160 °C em regime transitório ou de curto-circuito. Já para termofixos, com exceção do EPR 105, apresentam temperatura máxima de regime permanente de 90 °C e para regime de curto-circuito de 250 °C.

O envelhecimento dos cabos elétricos é proveniente da degradação de seus materiais isolantes (CHOUDHARY *et al.*, 2022). A metodologia de estresse térmico, é uma metodologia utilizada para estipular o tempo de vida útil de um cabo elétrico, devido a degradação de sua isolação mediante sobrecargas (CHOUDHARY *et al.*, 2022). Utiliza-se o princípio de que as reações químicas irreversíveis, na qual degradam a isolação, são aceleradas mediante o aumento de temperatura do condutor, e isso afeta as propriedades dielétricas da

isolação (CHOUDHARY *et al.*, 2022). A equação de Arrhenius é utilizada para estipular a vida útil do cabo elétrico, representada por:

$$k = A \cdot e^{\frac{-E_a}{R \cdot T}} \quad (1)$$

Onde:

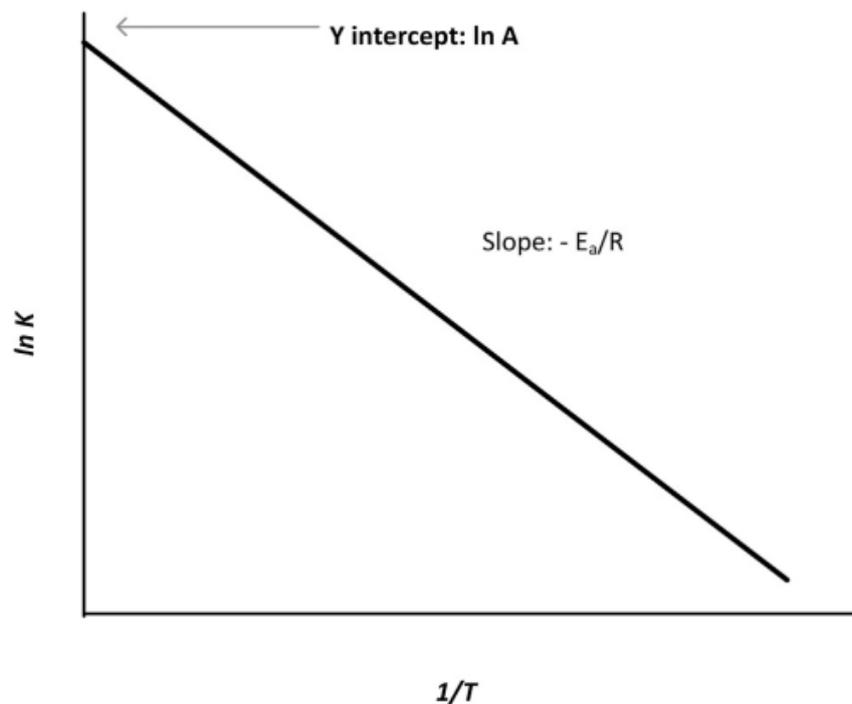
- k: Constante de velocidade da reação química;
- A: Constante pré-exponencial;
- E_a: Energia de ativação;
- R: Constante de Boltzmann;
- T: Temperatura absoluta, em K;

Utilizando a linearização exponencial, é possível obter a seguinte equação (CHOUDHARY *et al.*, 2022):

$$\ln(k) = \ln(A) - \frac{E_a}{R \cdot T} \quad (2)$$

Através da equação (2) é possível obter uma relação linear de Arrhenius, na qual é utilizada para estipular a vida útil de cabos elétricos para diversas temperaturas. Na Figura 19 é apresentado uma representação do comportamento linear da equação (2).

Figura 19 – Linearização exponencial da equação de Arrhenius.



Fonte: Alghamdi e Desuqi (2020).

As constantes da equação de Arrhenius podem ser obtidas através de ensaios experimentais. A série da ABNT NBRIEC 60216, apresenta a metodologia analítica utilizada para o ensaio de envelhecimento e durabilidade térmica em cabos elétricos. A determinação da vida útil consiste em um ensaio de tração, realizado numa amostra de isolamento aquecida para um alongamento máximo de 50% antes da ruptura, e com base nesses resultados é possível estimar a qualidade e vida útil da isolamento (ALGHAMDI; DESUQI, 2020).

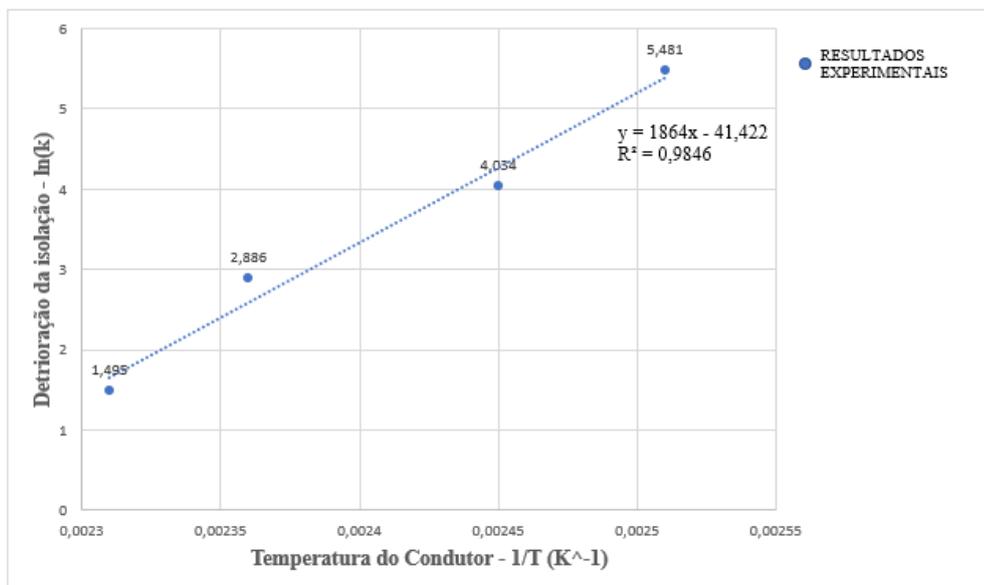
Alghamdi e Desuqi (2020) apresentaram um estudo de caso, na qual foi obtido a curva de deterioração da isolamento em função da temperatura, utilizando um cabo com isolamento de XLPE para classe de tensão com até 69 kV. No Gráfico 3 é apresentado os resultados experimentais obtidos após o ensaio de tração do cabo. Com base nos resultados obtidos, através da aplicação do método mínimos quadrados, obteve-se uma equação característica que possibilita a análise da vida útil da isolamento em função da temperatura desejada para o material ensaiado (ALGHAMDI; DESUQI, 2020). A equação obtida de forma experimental é dada por:

$$V_{\text{útil}} = e^{\frac{18641}{T_{\text{cond}} + 273,15} - 41,422} \quad (3)$$

Onde:

- $V_{\text{útil}}$: Vida útil da isolamento, em dias;
- T_{cond} : Temperatura do condutor, em °C.

Gráfico 3 – Resultados experimentais de envelhecimento dos cabos XLPE até 69 kV.



Fonte: Adaptado de Alghamdi e Desuqi (2020).

Uma regra simplificada amplamente adotada, indica que aumento de temperatura

de 8 a 10 °C na isolação, é capaz de reduzir a sua vida útil pela metade (MONTSINGER, 1930, *apud* CHOUDHARY *et al.*, 2022). É importante ressaltar que essa afirmação se baseia na equação de Arrhenius, que com o acréscimo de 10 °C é capaz de dobrar o valor da taxa de envelhecimento, reduzindo a expectativa de vida pela metade (WILCOXON, 2017).

3.2.1.5 Blindagem metálica

A blindagem metálica é um componente muito importante e essencial em cabos isolados de MT para redes subterrâneas. É composta por fios de cobre de forma helicoidal ou através de fitas metálicas (FILHO, 2019).

As principais funções da blindagem metálica são: Manter o campo elétrico uniforme entre o condutor e a blindagem metálica, a fim de evitar sejam induzidos potenciais elétricos perigosos no solo, e garantir um caminho de baixa impedâncias para eventuais curtos-circuitos desequilibrados, sensibilizando assim os dispositivos de proteção (FILHO, 2019).

A blindagem metálica é normalmente composta por material de cobre nú e sua resistividade máxima deverá ser de 0,018312 $\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$ a 20 °C. Entretanto, outros materiais também podem ser utilizados como alumínio, aço, chumbo ou bronze (ABNT, 2018). É necessário que o aterramento da blindagem metálica, seja realizado em ao menos uma de suas extremidades (FILHO, 2019). A blindagem metálica possui uma seção nominal em mm^2 , sendo determinada em função do nível máximo de curto-circuito monofásico e pode ser obtido através da seguinte equação (ABNT, 2018):

$$S_b = \frac{I_{cc_{1\phi}} \cdot \sqrt{t}}{K \cdot \sqrt{\ln \left(\frac{\theta_f + \beta}{\theta_i + \beta} \right)}} \quad (4)$$

Sendo:

$$K = \sqrt{\frac{\sigma \cdot (\beta + 20) \cdot 10^{-12}}{\rho_{20}}} \quad (5)$$

Onde:

- S_b : Seção nominal mínima da blindagem metálica, em mm^2 ;
- $I_{cc_{1\phi}}$: Curto-circuito monofásico máximo, em A;
- K: Constante obtida através de (2), em $\text{A} \cdot \text{s}^{1/2}/\text{mm}^2$;
- β : É uma constante que depende do material do condutor, em °C;

Cobre: $\beta = 234,5$ °C

- σ : Calor específico volumétrico a 20 °C, em J/K.m³;
Cobre: $\sigma = 3,45 \cdot 10^6$ J/K.m³
- ρ_{20} : Resistividade elétrica a 20 °C, em Ω .m;
Cobre: $\rho_{20} = 17,241 \cdot 10^{-9}$ Ω .m
- θ_f : Temperatura máxima da blindagem metálica durante o curto-circuito, em °C;
- θ_i : Temperatura da blindagem metálica em regime permanente, em °C.

Segundo a ABNT NBR 6251:2018, a temperatura da blindagem (θ_i) pode ser obtida através de uma premissa, em que o valor da temperatura da blindagem em regime permanente é 5 °C inferior a temperatura de regime permanente do condutor.

3.2.1.6 Capa externa

Por fim, a capa externa ou cobertura é a camada mais externa dos cabos elétricos de MT. É composta por materiais termoplásticos ou termofixos. As suas principais funções estão relacionadas com a proteção mecânica e proteção contra a corrosão dos materiais metálicos (OLIVEIRA, 2010).

A ABNT NBR 6251:2018 informa que as capas externas podem ser feitas de materiais termofixos (SE1/A, SE1/B e SHF2), polietileno (ST3, SHF1 e ST7) ou PVC (ST1 e ST2). As capas ST1, ST2, SE1/A e SE1/B não são recomendadas para cabos que possuem bloqueio contra migração de água longitudinal, exceto caso possua também o bloqueio contra migração de água transversal (ABNT, 2018). Na Tabela 5 é apresentado os valores de temperatura admissível para a capa externa, considerando um cabo com classe de isolamento 20/35 kV.

Tabela 5 – Temperaturas admissível para a capa externa de cabos 20/35 kV.

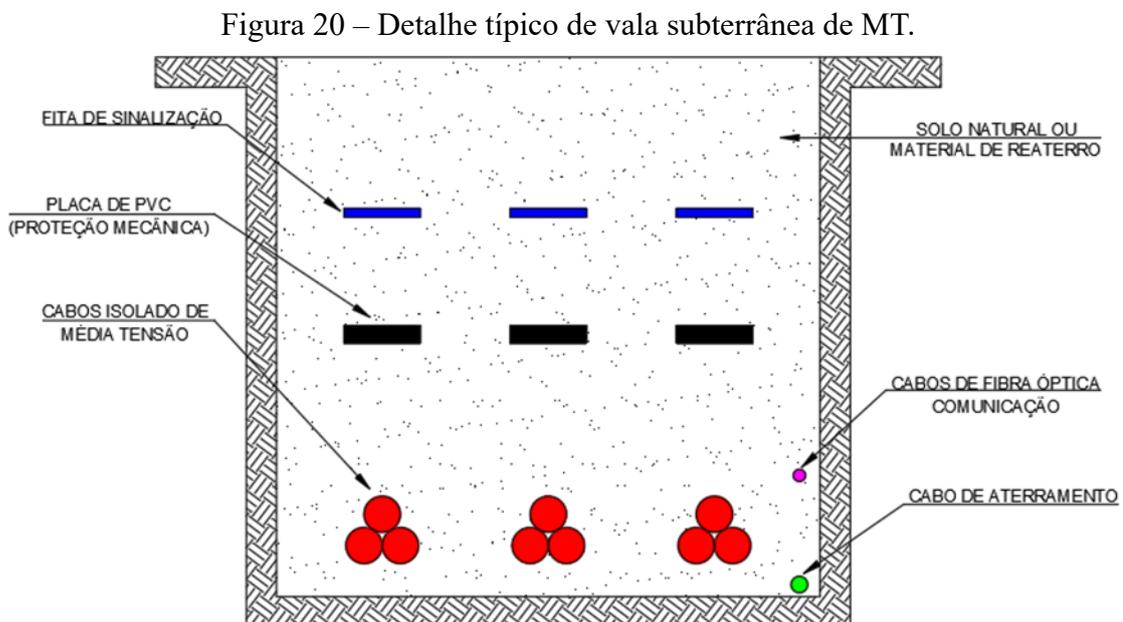
Máxima temperatura	ST1	ST2	ST3	ST7	SHF1	SHF2	SE1/A e SE1/B
Regime permanente do condutor 20/35 kV (°C)	80	105	85	105	90	90	90
Admissível na Blindagem metálica (°C)	200	200	150	180	180	220	220

Fonte: Adaptado de ABNT (2018).

3.2.2 Características das valas subterrâneas

Conforme discutido anteriormente, os cabos da RMT subterrânea em parques FV são instalados de forma diretamente enterrados, excetos em travessias de vias de acesso, na qual se utiliza dutos para proteção mecânica dos cabos. Na Figura 20 é apresentado um detalhe típico de valas subterrânea.

A ABNT NBR 14039:2021, é a norma brasileira para instalações elétrica de média tensão de 1 kV até 36,2 kV. Através do item 6.2.11.4.1, é necessário o uso de proteção mecânica adicional para linhas enterradas. Apesar de não especificar os tipos de proteção mecânica, é bem comum o emprego de placas de PVC e eletrodutos para proteções mecânicas adicionais. Além disso, a norma exige, através do item 6.2.11.4.6, que é obrigatório a instalação de fitas de sinalização para cabos enterrados, com o objetivo de sinalizar, para eventuais futuras escavações, a localização de cabos subterrâneos. A profundidade mínima para os cabos enterrados é de 90 cm, essa profundidade é aumentada para 120 cm em travessias de vias de acesso, considerando a profundidade a partir do eixo dos cabos ou eixo do trifólio.



Fonte: Adaptado de Bento *et al.* (2022).

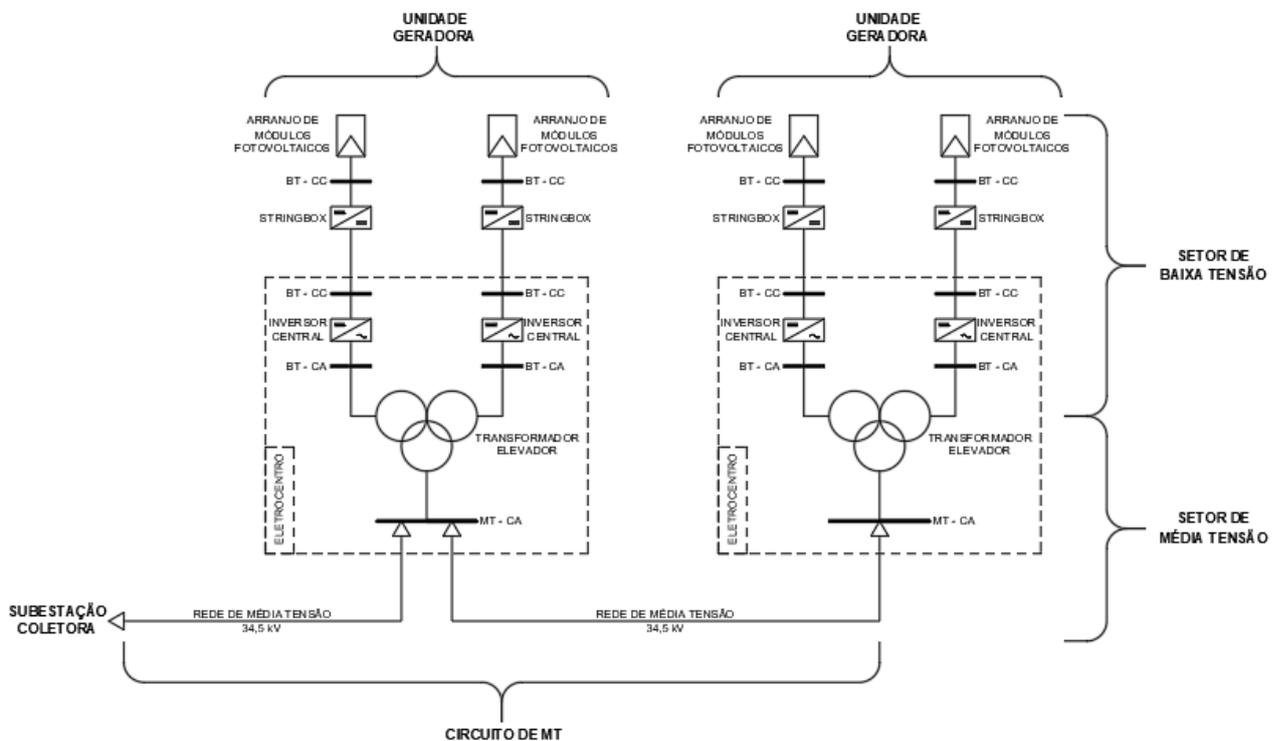
3.2.3 Arranjo da rede de média tensão subterrânea

Assim como as redes subterrâneas das concessionárias de energia elétrica, diversos arranjos de MT podem ser implementados na RMT do parque FV. Apesar disso, no Brasil a maior parte dos empreendimentos utilizam a configuração radial como arranjo das RMT, pois

é um arranjo simples e de menor custo de implementação (BENTO *et al.*, 2022). O arranjo radial é composto por uma interligação série entre as UG na RMT, com isso é possível utilizar uma menor quantidade de cabos até a subestação coletora, entretanto torna-se necessário o uso de seções transversais maiores devido a soma das potências das UG's em cada trecho.

O termo circuito é utilizado para descrever as UG's que estão interligadas através da RMT, sendo assim cada circuito do parque FV contém duas ou mais UG's que estão interligadas até a subestação coletora. Na Figura 21 é apresentado um diagrama com arranjo radial de circuitos de MT subterrâneos em um parque FV.

Figura 21 – Arranjo radial de MT em um parque FV com inversor central.



Fonte: Elaborado pelo autor.

3.2.4 Critérios para o dimensionamento de cabos elétricos de MT

O dimensionamento elétrico da RMT tem como objetivo principal a determinação da mínima seção transversal do condutor elétrico (ABNT, 2011b). Com esse fim, é necessário recorrer as normas nacionais e internacionais, além de livros técnico difundidos pelos profissionais da área, que buscam determinar a seção transversal do condutor e que atenda os critérios mínimos de projeto, além de levar em consideração a viabilidade econômica. Os principais critérios para seleção dos cabos de MT subterrâneos são:

- 1) Critério de curto-circuito;
- 2) Critério de capacidade de condução;
- 3) Critério de queda de tensão;
- 4) Critério de perdas elétricas.

3.2.4.1 Critério de curto-circuito

O critério de curto-circuito é utilizado para determinar se o condutor atingirá a máxima temperatura permitida pela isolação, mediante uma falta elétrica. Durante um curto-circuito há o surgimento de efeitos térmicos e dinâmicos sobre os cabos elétricos, o calor gerado pelo efeito térmico é capaz de danificar a isolação do cabo e reduzir sua vida útil (FILHO, 2019). Quanto maior a seção nominal do cabo elétricos, maior será o nível de suportabilidade diante de um curto-circuito. Esse critério é importante, pois determina a seção nominal mínima que o cabo elétrico poderá ter. Segundo a ABNT NBR 14039:2021, a capacidade de curto-circuito de um cabo elétrico é dada por:

$$I_{ccm\acute{a}x} = K \cdot S \cdot \sqrt{\frac{1}{T} \cdot \ln\left(\frac{\theta_f + \beta}{\theta_i + \beta}\right)} \quad (6)$$

Onde:

- $I_{ccm\acute{a}x}$: Máxima corrente de curto-circuito simétrico suportada pelo condutor, em A;
- S: Seção nominal do condutor elétrico, em mm²;
- K: Constante que depende do material do condutor, em A.s^{1/2}/mm²;
 Cobre: $K = 226 \text{ A.s}^{1/2}/\text{mm}^2$
 Alumínio: $K = 148 \text{ A.s}^{1/2}/\text{mm}^2$
- β : Constante que depende do material do condutor, em °C;
 Cobre: $\beta = 234,5 \text{ °C}$
 Alumínio: $\beta = 228 \text{ °C}$
- T: Tempo de duração do curto-circuito, em s;
- θ_f : Temperatura máxima admitida no condutor durante o curto-circuito, em °C;
- θ_i : Temperatura máxima admitida no condutor em regime permanente, em °C.

3.2.4.2 Critério de queda de tensão

O critério de queda de tensão é utilizado após a determinação da seção transversal, sendo utilizado como critério de validação. Instalações elétricas de MT possuem valor de queda

de tensão limitada por normas, com intuito de evitar que os equipamentos elétricos trabalhem submetidos a subtensão, além de evitar que seja sensibilizado os dispositivos de proteção contra subtensão. Segundo a ABNT NBR 14039:2021, através do item 6.2.7.1 da norma, é estabelecido que a queda de tensão máxima entre a fonte e o ponto de utilização é de 5%. Segundo Filho (2017), a queda de tensão em circuitos trifásicos pode ser calculada por:

$$\Delta V\% = \frac{\sqrt{3} \cdot i \cdot L \cdot (R \cdot \cos(\phi) + X_L \cdot \text{sen}(\phi))}{10 \cdot N_{cp} \cdot V_{ff}} \quad (7)$$

Onde:

- ΔV : Queda de tensão, em %;
- R: Resistência elétrica do condutor, em Ω/km ;
- X_L : Reatância indutiva do condutor, em Ω/km ;
- i : Corrente elétrica através do condutor, em A;
- L: Comprimento total do trecho analisado, em m;
- ϕ : Ângulo do fator de potência do sistema;
- N_{cp} : Número de cabos por fase;
- V_{ff} : Tensão elétrica nominal entre as fases, em V.

3.2.4.3 Critério de perdas elétricas

O critério das perdas elétricas tem o mesmo objetivo do critério da queda de tensão, que é validar a seção nominal escolhida. As perdas elétricas são causadas, principalmente, por meio do efeito Joule. O efeito Joule é um efeito térmico de dissipação de calor através da corrente elétrica em um condutor (PASSOS, 2009). Segundo Passos (2009), a energia térmica dissipada pelo efeito Joule é proporcional ao quadrado da corrente elétrica e a resistência elétrica do material, e pode ser calculada através da equação:

$$Q = R \cdot i^2 \cdot t \quad (8)$$

Onde:

- Q: Energia térmica dissipada, em J;
- R: Resistência elétrica do material, em Ω ;
- i : Corrente elétrica através do material, em A;
- t: Tempo de duração da corrente elétrica, em s.

Apesar da baixa resistência elétrica dos condutores, pois são feitos de materiais de baixa resistividade elétrica, a alta corrente percorrida pelo condutor e as grandes extensões da

RMT podem causar perdas significativas em empreendimento de geração de energia elétrica. Apesar de não existirem normas que limitem o percentual de perdas em empreendimentos FV, os limites de perdas são estabelecidos através de contratos entre os donos do empreendimento e as empresas construtoras, sendo previsto multas em caso de ultrapassagem durante a fase de operação do parque. É comum as perdas percentuais da RMT por circuito, serem por volta de 1,00% da potência nominal do circuito de MT. As perdas podem ser calculadas por:

$$P = 3 \cdot R_c \cdot i^2 \cdot L \quad (9)$$

Onde:

- P: Potência elétrica dissipada pelo condutor, em kW;
- L: Comprimento total do trecho analisado, em m;
- i: Corrente elétrica nominal do circuito, em A;
- R_c: Resistência elétrica do condutor na temperatura de operação, em Ω/km.

$$P_{\%} = \frac{\sum P}{P_{total}} \cdot 100 \quad (10)$$

Onde:

- P_%: Perda percentual do circuito de MT, em %;
- $\sum P$: Soma das perdas de todos os trechos de um circuito de MT, em kW;
- P_{total}: Potência nominal de todas as UG's que fazem parte do circuito de MT, em kW.

3.2.4.4 Critério de capacidade de condução

O critério de capacidade de condução é utilizado para determinar a seção nominal do condutor, que em regime permanente não excede a temperatura limite da isolação. Conforme será apresentado posteriormente, a capacidade de condução de cabos elétricos de uma rede subterrânea de MT vai depender de diversos fatores, que podem ser classificados por: fatores construtivos, fatores ambientais e fatores externos.

Os fatores construtivos estão relacionados com as características físicas dos cabos, como por exemplo o tipo de material do condutor, seção nominal e até mesmo a espessura da camada de isolação. Fatores ambientais, são os fatores físicos do meio em que o cabo está instalado, são eles: Temperatura do solo, resistividade térmica do solo, profundidade da instalação dos cabos e entre outros. Os fatores externos estão relacionados com a disposição físicas dos cabos e a proximidade com fontes de calor. Na RMT de parques FV, as principais fontes de calor são os próprios cabos elétricos adjacentes, que elevam a temperatura nas

proximidades dos cabos e reduzem a capacidade de condução.

Para se determinar a capacidade condução de cabos elétricos, podem ser utilizadas diversas normas nacionais e internacionais, amplamente discutidas em livros técnicos relacionados a área.

4 METODOLOGIAS PARA DETERMINAÇÃO DA AMPACIDADE DE REDES ELÉTRICAS SUBTERRÂNEA

No Brasil, apesar das normativas técnicas da ABNT não possuírem força de Lei, o seu uso é obrigatório, pois caso não seja utilizada, há uma infração do código de defesa do consumidor (BATTAGIN, 2014). Segundo o Código de Defesa do Consumidor, Lei nº 8.078, de 11 de setembro de 1990, em seu Art. 39 diz que são consideradas práticas infrativas colocar no mercado produtos ou serviços:

Em desacordo com as normas expedidas pelos órgãos oficiais competentes, ou, se normas específicas não existirem, pela Associação Brasileira de Normas Técnicas – ABNT ou outra entidade credenciada pelo Conselho Nacional de Metrologia, Normalização e Qualidade Industrial – CONMETRO; (BRASIL, 1990).

Portanto, é imprescindível a aplicação das metodologias encontradas das normas nacionais para os dimensionamentos de cabos elétricos.

4.1 Metodologia ABNT NBR 14039

A ABNT NBR 14039:2021, é a norma brasileira utilizada para as instalações elétrica de geração, distribuição e consumo com o nível de tensão em C.A. de 1 kV até 36,2 kV (ABNT, 2021). A norma apresenta os requisitos mínimos de segurança para as instalações de média tensão, tipos de aterramento e dimensionamento dos equipamentos que compõem as instalações de MT.

4.1.1 Cálculo de capacidade de condução

A ABNT NBR 14039:2021 é amplamente utilizada para o cálculo de capacidade de condução dos cabos elétricos. A metodologia utilizada é bem simplificada, sendo composta por tabelas de capacidade de condução para condutores de cobre e alumínio para diversos tipos de materiais de isolamento e métodos de instalação. A norma apresenta como premissa, o fator de carga de 100% e temperatura de máxima operação em regime permanente (ABNT, 2021).

A norma faz uso de tabelas com fatores de correção, que permitem o ajuste da capacidade de condução, de acordo com a temperatura ambiente, resistividade térmica do solo, agrupamento de circuitos e a profundidade da instalação. Portanto, a capacidade de condução dos cabos elétricos é dada através da seguinte equação:

$$I_c = I_n \cdot f_{ct} \cdot f_{cr} \cdot f_{cp} \cdot f_{ca} \quad (11)$$

Onde:

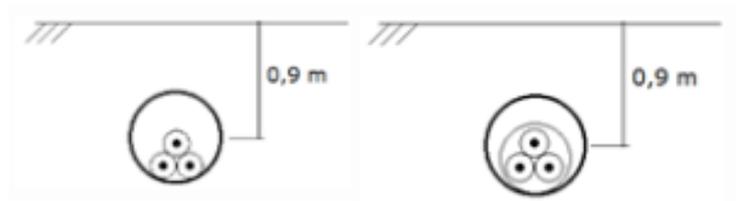
- I_c : Capacidade de condução do condutor corrigida, em A;
- I_n : Capacidade de condução do condutor nominal, obtida através de tabelas, em A;
- f_{ct} : Fator de correção de temperatura do ambiente;
- f_{cr} : Fator de correção de resistividade térmica do solo;
- f_{cp} : Fator de correção de profundidade do condutor;
- f_{ca} : Fator de correção de agrupamento dos circuitos;

4.1.1.1 Métodos de instalação

Para redes subterrâneas, a ABNT NBR 14039:2021 apresenta seis métodos de instalação ilustrados pelas Figuras 22 a 27, que podem ser utilizados para definir a ampacidade dos condutores, sendo:

- 1) Método F1: “Cabos unipolares justapostos (na horizontal ou em trifólio) e cabos tripolares em eletrodutos enterrados no solo;” (ABNT, 2021).

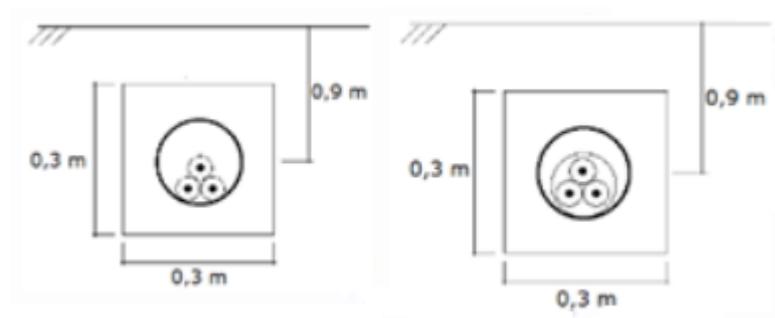
Figura 22 – Método de instalação F1.



Fonte: ABNT (2021).

- 2) Método F2: “Cabos unipolares justapostos (na horizontal ou em trifólio) e cabos tripolares em banco de dutos enterrados no solo” (ABNT, 2021). Neste método, é importante ressaltar que os eletrodutos estão enterrados através de um envelopamento de concreto.

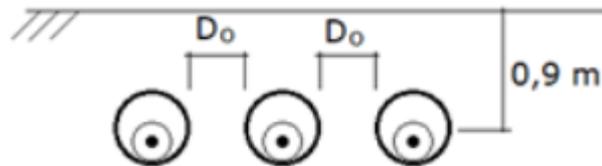
Figura 23 – Método de instalação F2.



Fonte: ABNT (2021).

- 3) Método G1: “Cabos unipolares em eletrodutos enterrados e espaçados - um cabo por duto ou eletroduto não condutor;” (ABNT, 2021).

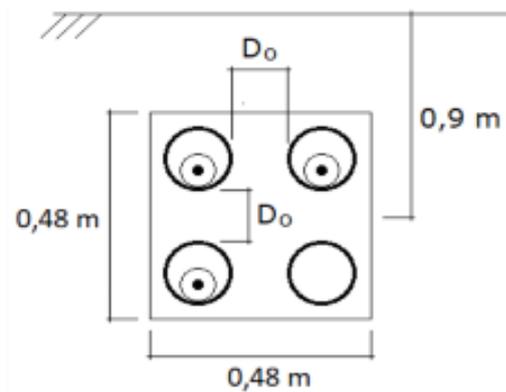
Figura 24 – Método de instalação G1.



Fonte: ABNT (2021).

- 4) Método G2: “Cabos unipolares em banco de dutos enterrados - um cabo por duto ou eletroduto não condutor;” (ABNT, 2021).

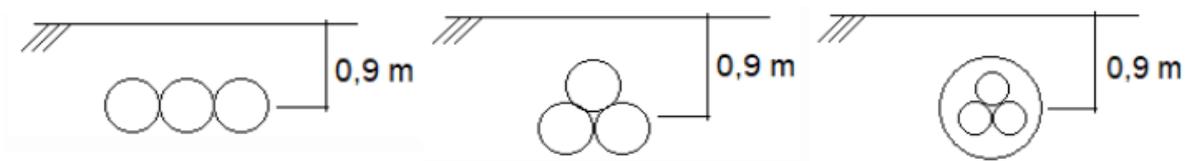
Figura 25 – Método de instalação G2.



Fonte: ABNT (2021).

- 5) Método H: “Cabos unipolares justapostos (na horizontal ou em trifólio) e cabos tripolares diretamente enterrados;” (ABNT, 2021).

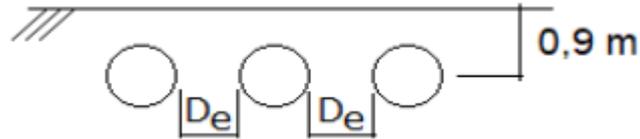
Figura 26 – Método de instalação H.



Fonte: ABNT (2021).

6) Método I: “Cabos unipolares espaçados, diretamente enterrados.” (ABNT, 2021)

Figura 27 – Método de instalação I.



Fonte: ABNT (2021).

4.1.1.2 Capacidade nominal de condução de corrente elétrica

A ABNT NBR 14039:2021 apresenta a capacidade de condução dos condutores através de tabelas, considerando as seguintes premissas:

- Temperatura do solo de 20 °C;
- Temperatura do ar de 30 °C;
- Profundidade da instalação dos cabos elétricos de 0,9 m;
- Resistividade térmica do solo de 2,5 K.m/W;
- Ausência de circuitos adjacentes.

Nas Tabelas 6 e 7 são apresentados os valores de ampacidade dos condutores de cobre e alumínio para isolação de XLPE e EPR.

Tabela 6 – Ampacidade de condutores de cobre para isolações de XLPE e EPR.

Seção nominal (mm ²)	Método de instalação					
	F1	F2	G1	G2	H	I
10	59	63	66	73	64	68
16	75	81	84	93	82	87
25	97	104	107	119	105	110
35	116	124	127	142	125	131
50	137	147	149	167	147	154
70	167	179	180	202	178	187
95	200	214	213	239	211	221
120	227	243	239	269	238	249
150	251	269	256	292	262	270
185	282	301	283	324	293	300
240	324	345	319	366	334	340
300	361	383	349	403	370	375
400	394	417	360	424	401	395
500	434	458	389	461	440	429
630	475	500	416	497	478	464

Fonte: ABNT (2021).

Tabela 7 – Ampacidade de condutores de alumínio para isolações de XLPE e EPR.

Seção nominal (mm ²)	Método de instalação					
	F1	F2	G1	G2	H	I
10	45	49	51	56	50	52
16	58	63	65	72	64	67
25	75	81	83	93	82	86
35	90	96	99	110	97	102
50	106	114	117	130	114	120
70	130	139	142	158	139	146
95	156	166	168	188	165	173
120	178	189	190	213	186	196
150	198	211	207	233	206	215
185	223	238	231	261	232	241
240	259	275	263	298	267	275
300	290	308	291	331	298	306
400	325	344	311	359	331	333
500	366	386	341	396	370	368
630	409	431	372	436	412	405

Fonte: ABNT (2021).

4.1.1.3 Fator de correção de temperatura solo

Conforme discutido anteriormente, a temperatura do solo utilizada para o cálculo de capacidade de condução é de 20 °C. Portanto, para utilização de outros valores de temperatura, torna-se necessário uma correção dos valores de ampacidade encontrados nas Tabelas 6 e 7. Na Tabela 8 é apresentado os fatores de correção de temperatura do solo, para cabos com isolação XLPE e EPR.

Tabela 8 – Fator de correção de temperatura do solo para cabos com isolação XLPE.

Temperatura do solo (°C)	Fator de correção de temperatura - f_{ct}
10	1,07
15	1,04
20	1,00
25	0,96
30	0,93
35	0,89
40	0,85
45	0,8
50	0,76
55	0,71

60	0,65
65	0,6
70	0,53
75	0,46
80	0,38

Fonte: ABNT (2021).

4.1.1.4 Fator de correção de resistividade térmica do solo

Semelhante ao fator de correção de temperatura do solo, o fator de correção resistividade térmica do solo é aplicado para valores de resistividade térmica diferente de 2,5 K.m/W. Caso não seja realizado nenhum estudo ou sondagem térmica do terreno, deverá considerar 2,5 K.m/W (ABNT, 2021). Na Tabela 9 é apresentado os valores do fator de correção de resistividade térmica do solo, em função do método de instalação.

Tabela 9 – Fator de correção de resistividade térmica do solo.

Resistividade térmica (K.m/W)	Fator de correção de resistividade térmica - f_{cr}					
	F1	F2	G1	G2	H	I
1	1,24	1,14	1,31	1,15	1,45	1,44
1,5	1,14	1,09	1,18	1,09	1,23	1,23
2	1,06	1,04	1,08	1,04	1,09	1,09
3	0,93	0,94	0,93	0,94	0,91	0,91
4	0,83	0,85	0,82	0,85	0,80	0,80

Fonte: ABNT (2021).

4.1.1.5 Fator de correção de profundidade

Para cabos elétricos enterrados a uma profundidade diferente de 0,90 m, torna-se necessário o uso de fator de correção de profundidade. A profundidade dos condutores a ser considerada, é referente ao centro do trifólio ou, no caso de disposição plana, o centro do condutor (ABNT, 2021). Para cabos enterrados em eletroduto, deve ser considerado o centro do eletroduto (ABNT, 2021). Na Tabela 10 é apresentado os fatores de correção de profundidade.

Tabela 10 – Fator de correção de resistividade térmica do solo.

Profundidade (m)	Fator de correção de profundidade- f_{cp}					
	F1	F2	G1	G2	H	I
0,7	1,02	1,02	1,02	1,03	1,01	1,02
1,2	0,97	0,96	0,96	0,95	0,97	0,96
1,5	0,94	0,94	0,93	0,92	0,94	0,93
2	0,91	0,91	0,90	0,88	0,92	0,90

Fonte: ABNT (2021).

4.1.1.6 Fator de correção de agrupamento

O fator de correção de agrupamento é utilizado quando se tem mais de um circuito de MT em uma mesma vala subterrânea. Esse fator leva a consideração o princípio de aquecimento mútuo, em que condutores carregados são capazes de causar aquecimento em cabos adjacentes, reduzindo assim a sua capacidade de condução de corrente elétrica. O fator de agrupamento leva em consideração a seção nominal do condutor, espaçamento e o método de instalação. Nas Tabelas 11 a 16 são apresentados os fatores de correção de agrupamento.

1) Método F1:

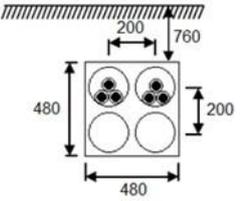
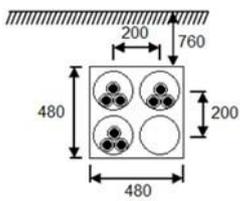
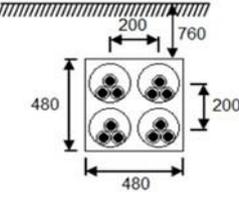
Tabela 11 – Fator de correção de agrupamento método F1.

Nº de dutos	Seção condutor (mm ²)	Fator de correção de agrupamento - f_{ca}				
		Encostados	200 (mm)	400 (mm)	600 (mm)	800 (mm)
2	10 a 150	0,80	0,84	0,88	0,91	0,93
	185 a 1000		0,8	0,85	0,88	0,9
3	10 a 150	0,68	0,74	0,8	0,84	0,87
	185 a 1000		0,69	0,75	0,8	0,83
4	10 a 150	0,62	0,69	0,76	0,81	0,84
	185 a 1000		0,64	0,71	0,76	0,80

Fonte: ABNT (2021).

2) Método F2:

Tabela 12 – Fator de correção de agrupamento método F2.

Seção do condutor (mm ²)	Fator de correção de agrupamento - f_{ca}		
			
10 a 150	0,84	0,73	0,65
185 a 1000	0,81	0,69	0,61

Fonte: ABNT (2021).

3) Método G1:

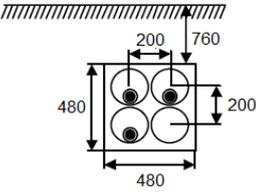
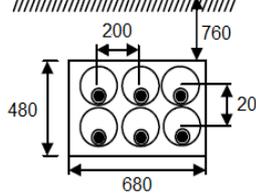
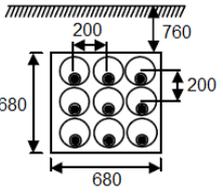
Tabela 13 – Fator de correção de agrupamento método G1.

Nº de dutos	Seção do condutor (mm ²)	Fator de correção de agrupamento - f_{ca}			
		200 (mm)	400 (mm)	600 (mm)	800 (mm)
3	10 a 50	1,06	1,10	1,12	1,14
	70 a 150	1,00	1,01	1,02	1,02
	185 a 400	0,97	0,93	0,92	0,92
	500 a 1000	0,97	0,92	0,89	0,88
6	10 a 50	0,92	1,00	1,05	1,09
	70 a 150	0,86	0,91	0,95	0,97
	185 a 400	0,82	0,83	0,85	0,86
	500 a 1000	0,82	0,81	0,81	0,82
9	10 a 50	0,85	0,95	1,02	1,07
	70 a 150	0,79	0,87	0,91	0,95
	185 a 400	0,75	0,79	0,82	0,84
	500 a 1000	0,74	0,76	0,78	0,80
12	10 a 50	0,81	0,93	1,00	1,05
	70 a 150	0,75	0,84	0,90	0,93
	185 a 400	0,71	0,77	0,80	0,83
	500 a 1000	0,70	0,74	0,77	0,78

Fonte: ABNT (2021).

4) Método G2:

Tabela 14 – Fator de correção de agrupamento método G2.

Seção do condutor (mm ²)	Fator de correção de agrupamento - <i>fca</i>		
			
10 a 120	0,99	0,78	0,67
150 a 300	0,95	0,71	0,61
400 a 1 000	0,94	0,67	0,57

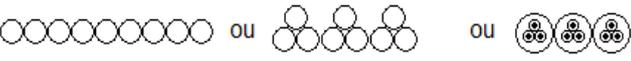
Fonte: ABNT (2021).

5) Método H:

Tabela 15 – Fator de correção de agrupamento método H.

Nº de condutores isolados	Fator de correção de agrupamento - <i>fca</i>
6	0,76
9	0,65
12	0,58

NOTA: Exemplo de cabos encostados para este método:



Fonte: ABNT (2021).

6) Método I:

Tabela 16 – Fator de correção de agrupamento método H.

Espaçamento entre centros dos cabos	Seção do condutor (mm ²)	Fator de correção de agrupamento - <i>fca</i>			
		Nº de cabos			
		3	6	9	12
2·D _c	Todas	1,00	0,78	0,68	0,61
200 mm	10 a 120	1,06	0,90	0,82	0,78
	150 a 300	0,97	0,81	0,74	0,70
	400 a 1 000	0,92	0,76	0,68	0,64

Fonte: ABNT (2021).

4.1.2 Limitações da norma

A ABNT NBR 14039:2021 aborda, de modo geral, diversos tipos de empreendimento com instalações elétricas de MT. Apesar disso, alguns empreendimentos que possuem particularidades, podem não conseguir utilizar a norma para o dimensionamento dos seus cabos de MT.

Parques FV de grande porte apresentam RMT com uma grande quantidade de circuitos, o que impossibilita a utilização das tabelas de fator de correção de agrupamento. Além disso, o método H, na qual é amplamente utilizado em parques FV, não apresenta nenhum tipo de flexibilidade quanto ao espaçamento entre circuitos adjacentes, o que reduz consideravelmente a capacidade de condução dos condutores.

Além disso, devido a quantidade de situações ou número de arranjos de cabos possíveis, em alguns casos os fatores de correção de agrupamento podem ter por consequência uma ampacidade reduzida de 10% em relação ao valor real (ABNT, 2021). Sendo assim, em algumas situações, os condutores ficam sobredimensionados, resultando em maiores custos de construção para os empreendimentos.

A fim de contornar essas situações, a ABNT NBR 14039:2021 recomenda que:

[...] Por isso, recomenda-se, preferencialmente, o cálculo conforme a série IEC 60287 para maior precisão, até porque não haverá alternativa em alguns casos: embora tenham sido tabelados valores para a maioria das disposições dos cabos nas instalações elétricas, não é possível tabelar valores para todas as disposições possíveis. (ABNT, 2021)

Portanto, a fim de contemplar as particularidades encontradas em parques FV de grande porte e para um dimensionamento econômico, torna-se necessário a utilização da série IEC 60287.

4.2 Metodologia IEC 60287

A série IEC 60287 é um conjunto de normas, que são amplamente utilizadas em diversos países, que apresentam metodologias para o cálculo de capacidade de condução ou ampacidade de cabos elétricos (ANDERS, 2005). A metodologia utilizada foi desenvolvida através de um artigo publicado por Neher e McGrath em 1957, que se utiliza o balanço térmico de energia para encontrar a capacidade máxima de um cabo elétrico dada uma determinada temperatura máxima de operação do condutor (ANDERS, 2005).

A metodologia IEC contém a premissa de que os cabos elétricos trabalham com

fator de carga de 100%, em solo homogêneo, com temperatura e resistividade térmica do solo uniforme. Além disso, é importante ressaltar que a metodologia IEC apresenta o cálculo de ampacidade para diversos tipos de cabos elétricos. Portanto, para este trabalho adotou-se os itens que correspondem aos cabos elétricos, que são amplamente difundidos em projetos de parques FV com rede de MT subterrânea, conforme descritos no item 3.2 deste trabalho.

As normas IEC 60287-1-1:2014 e IEC 60287-2-1:2015, são as principais normas da série e são complementares. A IEC 60287-1-1:2014 apresenta as equações para determinação da ampacidade dos cabos elétricos, perdas elétricas e dielétricas. Já a IEC 60287-2-1:2015 apresenta os cálculos de resistências térmicas, que são determinadas em função do tipo de instalação e das características construtivas dos cabos.

4.2.1 Ampacidade dos condutores subterrâneos

Segundo a IEC 60287-1-1:2014, a diferença de temperatura em regime permanente de um condutor, em C.A. e enterrado, e a temperatura do solo, pode ser obtido através da seguinte equação:

$$\Delta\theta = (I^2 \cdot R + 0,5 \cdot W_d) \cdot T_1 + [i^2 \cdot R \cdot (1 + \lambda_1) + W_d] \cdot n \cdot T_2 + [(I^2 \cdot R \cdot (1 + \lambda_1 + \lambda_2) + W_d)] \cdot n \cdot (T_3 + T_4) \quad (12)$$

Sendo:

$$\Delta\theta = \theta_c - \theta_a \quad (13)$$

Onde:

- $\Delta\theta$: Diferença de temperatura entre o condutor e o solo, em °C;
- θ_c : Temperatura de operação do condutor, em °C;
- θ_a : Temperatura do solo, em °C;
- I: Corrente elétrica através do condutor, em A;
- R: Resistência elétrica em corrente alternada do condutor, em Ω/m ;
- W_d : Perdas dielétricas na isolação, em W/m;
- λ_1 : Relação de perdas na blindagem metálica ou capa metálica e as perdas no condutor;
- λ_2 : Relação de perdas da armação metálica e as perdas no condutor;
- n: Número de condutores carregados no cabo;
- T_1 : Resistência térmica entre o condutor e a blindagem metálica, em K.m/W;
- T_2 : Resistência térmica entre a blindagem metálica e a armação metálica, em K.m/W;
- T_3 : Resistência térmica da capa externa, em K.m/W;

- T_4 : Resistência térmica entre a superfície do cabo e o ambiente, em K.m/W.

Com base na equação (12), é possível isolar o termo que representa a corrente elétrica através do condutor (I), em função das demais variáveis.

$$I = \sqrt{\frac{\Delta\theta - W_d \cdot (0,5 \cdot T_1 + n \cdot (T_2 + T_3 + T_4))}{R \cdot T_1 + n \cdot R \cdot (1 + \lambda_1) \cdot T_2 + n \cdot R \cdot (1 + \lambda_1 + \lambda_2) \cdot (T_3 + T_4)}} \quad (14)$$

A equação (14) permite obter a corrente elétrica nominal dos condutores, em função da temperatura máxima admissível no condutor, as características construtivas dos cabos elétricos e as características do meio externo.

4.2.2 Perdas dielétricas

As perdas dielétricas são as perdas decorrente da fuga de corrente pelo material isolante (FILHO, 2019). Isso ocorre porque nenhum material é perfeitamente isolante, sendo o valor das perdas obtido em função das características construtivas dos cabos e o nível de tensão de fase. As perdas dielétricas podem ser calculadas por:

$$W_d = 2\pi \cdot f \cdot V_o^2 \cdot C \cdot \tan(\delta) \quad (15)$$

Sendo:

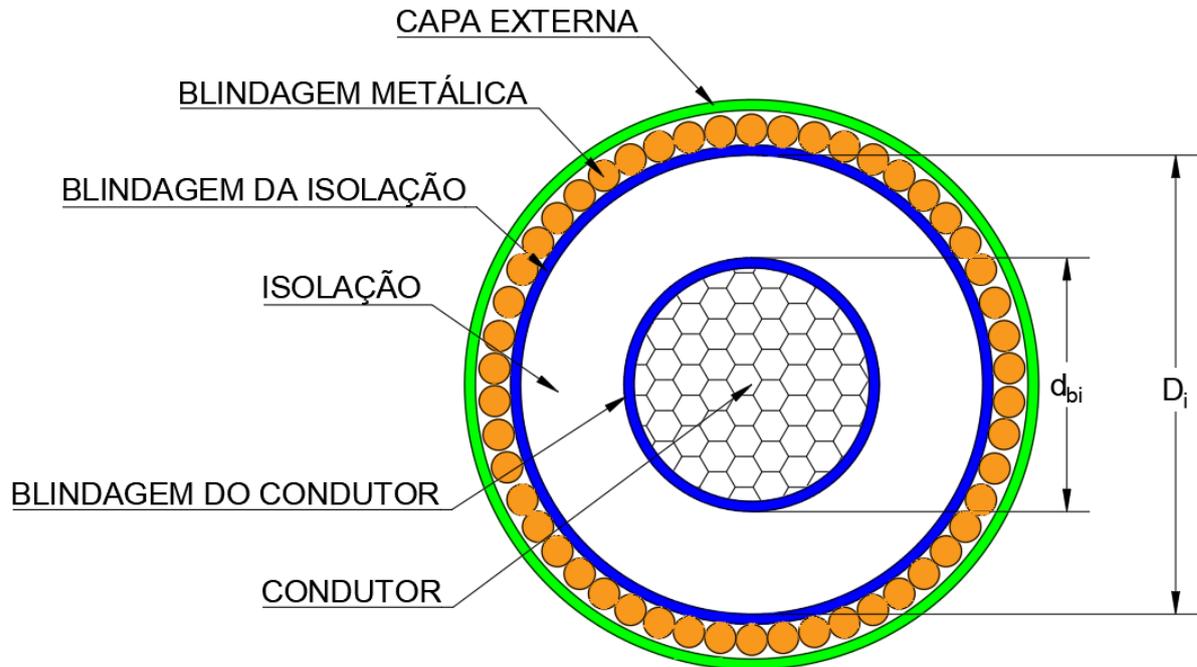
$$C = \frac{\varepsilon}{18 \cdot \ln\left(\frac{D_i}{d_c}\right)} \cdot 10^{-9} \quad (16)$$

Onde:

- W_d : Perdas dielétricas na isolação, em W/m;
- f : Frequência da rede elétrica, em Hz;
- C : Capacitância da isolação, em F/m;
- V_o : Valor eficaz da tensão de fase, em V;
- $\tan(\delta)$: Fator de perdas da isolação, obtido de acordo com a Tabela 17;
- ε : Permissividade relativa da isolação, obtido de acordo com a Tabela 17;
- D_i : Diâmetro externo da isolação, em mm;
- d_{bi} : Diâmetro sob a isolação, em mm.

Na Figura 28 é apresentado os diâmetros D_i e d_{bi} , na qual devem ser considerados para o cálculo de capacitância da isolação. O valor de ϵ é disponibilizado através da Tabela 17 e é obtido em função do material da isolação e da classe de tensão do condutor.

Figura 28 – Diâmetro a serem considerados para a capacitância da isolação.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Tabela 17 – Valores de permissividade e fator de perda da isolação.

Tipo de Isolação	ϵ	$\tan(\delta)$
PVC	8	0,1
XLPE – Nível de tensão até 18/30 (36) kV (Não Preenchido) ⁽¹⁾	2,5	0,004
XLPE – Nível de tensão maior que 18/30 (36) kV (Não Preenchido) ⁽¹⁾	2,5	0,001
XLPE – Nível de tensão maior que 18/30 (36) kV (Preenchido) ⁽¹⁾	3	0,005
EPR – Nível de tensão até 18/30 (36) kV	3	0,02
EPR – Nível de tensão maior que 18/30 (36) kV	3	0,005

Fonte: IEC (2014).

¹ O preenchimento do XLPE é a aplicação de aditivos no processo de fabricação da isolação, que tem por função evitar a penetração de água pelo material isolante (BOGGS; XU, 2001).

4.2.3 Perdas elétricas do condutor

4.2.3.1 Resistência elétrica do condutor

Conforme discutido anteriormente, os condutores elétricos causam perdas elétricas, devido a circulação de corrente elétrica através do material condutor. O efeito Joule o é responsável por elevar a temperatura do condutor (PASSOS, 2009). Segundo a IEC 60287-1-1:2014, a resistência elétrica em C.A. de um condutor pode ser calculada por:

$$R = R' \cdot (1 + \gamma_s + \gamma_p) \quad (17)$$

Onde:

- R: Resistência elétrica em C.A. do condutor, em Ω/m ;
- R': Resistência elétrica em C.C. para a temperatura de operação do condutor, em Ω/m ;
- γ_s : Fator do efeito pelicular ou *skin*;
- γ_p : Fator do efeito proximidade.

4.2.3.2 Resistência elétrica do condutor em corrente contínua

A resistência elétrica C.C. (R') corresponde a resistência elétrica de um condutor, mediante a circulação de corrente elétrica em C.C. Importante ressaltar que a circulação de C.A. em um condutor apresenta efeitos elétricos, na qual não são manifestados mediante a circulação de corrente C.C., sendo conhecidos por efeito pelicular e o efeito proximidade. Segundo a IEC 60287-1-1:2014, a resistência elétrica C.C. de um condutor pode ser obtida através da seguinte equação:

$$R' = R_o \cdot (1 + \alpha_{20} \cdot (\theta_c - 20)) \quad (18)$$

Onde:

- R': Resistência elétrica em C.C. para a temperatura de operação do condutor, em Ω/m ;
- R_o : Resistência elétrica em C.C. para a temperatura de 20 °C obtido de acordo com a Tabela 2, em Ω/m ;
- α_{20} : Coeficiente resistividade elétrica do condutor a 20 °C obtido de acordo com a Tabela 18, em $^{\circ}C^{-1}$;
- θ_c : Temperatura de operação do condutor, em $^{\circ}C$.

Tabela 18 – Resistividade elétrica e coeficiente de temperatura do cobre e alumínio.

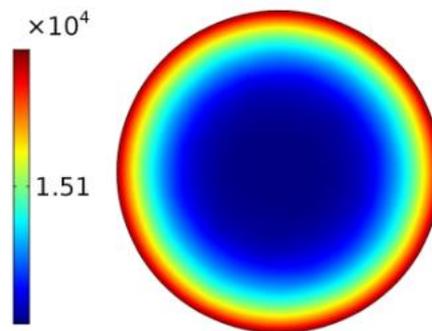
Material	Resistividade do material a 20 °C ($\Omega \cdot m$)	Coeficiente de temperatura a 20 °C ($^{\circ}C^{-1}$)
Cobre	$1,7241 \cdot 10^{-8}$	$3,93 \cdot 10^{-3}$
Alumínio	$2,8264 \cdot 10^{-8}$	$4,03 \cdot 10^{-3}$

Fonte: IEC (2014).

4.2.3.3 Efeito Pelicular

O efeito pelicular ou efeito *skin* é um fenômeno elétrico, que ocorre durante a transmissão de energia elétrica em C.A., devido a variação do sentido da corrente elétrica no condutor, o que resulta em uma variação no campo eletromagnético e uma distribuição não uniforme da corrente elétrica no condutor (ALZAMORA, 2020). Com isso, a corrente elétrica que percorre o condutor se concentra em área periféricas, o que aumenta a resistência elétrica aparente do condutor (ALZAMORA, 2020). Esse efeito é agravado mediante o aumento da frequência da rede elétrica (ALZAMORA, 2020). Na Figura 29 é apresentado a densidade de corrente elétrica em um condutor elétrico para uma frequência de 60 Hz.

Figura 29 – Densidade de corrente elétrica para a frequência de 60 Hz.



Fonte: Alzamora (2020).

A IEC 60287-1-1:2014 apresenta o fator de compensação do efeito pelicular para a resistência do condutor, que pode ser obtido através das equações:

- Para $x_s^2 \leq 2,8$:

$$y_s = \frac{x_s^4}{192 + 0,8 \cdot x_s^4} \quad (19)$$

- Para $2,8 < x_s^2 \leq 3,8$:

$$y_s = -0,136 - 0,0177 \cdot x_s + 0,0563 \cdot x_s^2 \quad (20)$$

- Para $x_s^2 > 3,8$:

$$y_s = 0,354 \cdot x_s - 0,733 \quad (21)$$

Sendo:

$$x_s^2 = \frac{8\pi \cdot f \cdot k_s \cdot 10^{-7}}{R'} \quad (22)$$

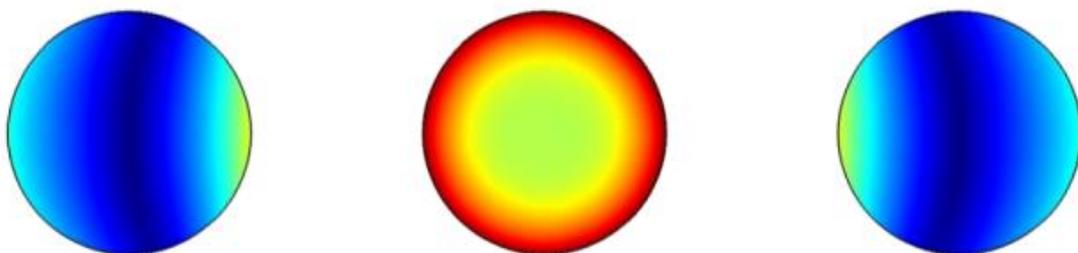
Onde:

- y_s : Fator do efeito pelicular ou *skin*;
- x_s : Argumento da função de Bessel para efeito pelicular;
- k_s : Coeficiente do condutor para efeito pelicular, sendo considerado $k_s = 1$ para condutores com fios entrelaçados de alumínio ou cobre;
- R' : Resistência elétrica em C.C. para a temperatura de operação do condutor, em Ω/m ;
- f : Frequência da rede elétrica, em Hz.

4.2.3.4 Efeito Proximidade

O efeito proximidade é um fenômeno elétrico em que há uma mudança na densidade de corrente elétrica no condutor, devido aos campos eletromagnéticos de outros condutores elétrico adjacentes (ALZAMORA, 2020). Os campos eletromagnéticos de condutores são capazes de induzir correntes em condutores adjacentes, essas correntes parasitas induzidas influenciam diretamente na densidade de corrente elétrica do condutor, por meio dos seus próprios campos (ALZAMORA, 2020). Semelhante ao efeito pelicular, o efeito proximidade também é responsável por causar um aumento na resistência aparente do condutor (ALZAMORA, 2020). Na Figura 30 é apresentado o efeito proximidade de um condutor elétrico carregado, em relação a condutores adjacentes.

Figura 30 – Efeito proximidade em condutores adjacentes.



Fonte: Alzamora (2020).

A IEC 60287-1-1:2014 apresenta o fator de compensação do efeito proximidade para a resistência do condutor, que pode ser obtido através das equações:

$$y_p = \frac{x_p^4}{192 + 0,8 \cdot x_p^4} \cdot \left(\frac{d_c}{s}\right)^2 \cdot \left[0,312 \cdot \left(\frac{d_c}{s}\right)^2 + \frac{1,18}{\frac{x_p^4}{192 + 0,8 \cdot x_p^4} + 0,27}\right] \quad (23)$$

Sendo:

$$x_p^2 = \frac{8\pi \cdot f \cdot k_p \cdot 10^{-7}}{R'} \quad (24)$$

Onde:

- y_p : Fator do efeito proximidade;
- x_p : Argumento da função de Bessel para efeito proximidade;
- k_p : Coeficiente do condutor para efeito proximidade, sendo considerado para os condutores com fios entrelaçados de:
 - Alumínio: $k_p = 0,8$;
 - Cobre: $k_p = 1$;
- R' : Resistência elétrica em C.C. para a temperatura de operação do condutor, em Ω/m ;
- d_c : Diâmetro do condutor elétrico, em mm;
- s : Distância entre o eixo dos condutores adjacentes⁽²⁾, em mm;
- f : Frequência da rede elétrica, em Hz.

4.2.4 Perdas na blindagem metálica

A blindagem metálica apresenta perdas elétricas que afetam a ampacidade do condutor. As perdas na blindagem metálica são obtidas em função da disposição física dos cabos nas valas subterrânea e do tipo de aterramento aplicado na blindagem.

4.2.4.1 Métodos de aterramento da blindagem metálica

As blindagens metálicas podem ser aterradas de diversas maneiras, os principais tipos são:

² Em cabos elétricos com formação em trifólio, a distância do eixo dos condutores é igual ao diâmetro externo do cabo. Em cabos elétricos com formação plana, é dada por $s = \sqrt{s_1 \cdot s_2}$. Sendo s_1 e s_2 as distâncias dos eixos dos condutores adjacentes.

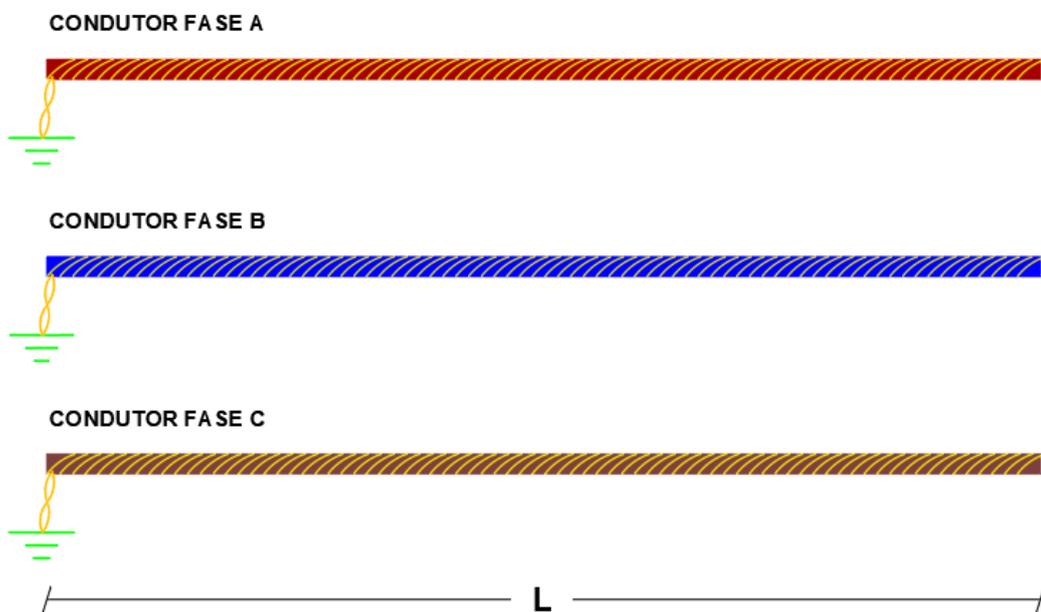
1) Aterramento em uma única extremidade:

É o método mais comum de aterramento da blindagem. É amplamente utilizado em diversos empreendimentos, pois apresenta menores perdas elétricas (OLIVEIRA, 2010).

O método consiste realizar apenas o aterramento da blindagem em uma única extremidade, mantendo a outra extremidade desconectada do sistema de aterramento. Na Figura 31 é demonstrado o aterramento da blindagem em uma única extremidade.

Para o aterramento da blindagem em uma única extremidade, se faz necessário uma análise da tensão elétrica induzida sobre o terminal não conectado ao aterramento. Devido ao acoplamento entre o condutor e a blindagem metálica, a corrente elétrica no condutor é capaz de induzir tensões elétricas na blindagem metálica (LEMAN; SCHUERMANN, 2019). As tensões induzidas, principalmente, devido a faltas elétricas monofásicas, podem danificar a capa externa do condutor, que possui tensão de ruptura da ordem de 20 a 100 kV/mm (LEMAN; SCHUERMANN, 2019). A IEEE 575:2014 pode ser utilizada para os cálculos de tensão e corrente elétrica em blindagens metálicas.

Figura 31 – Aterramento da blindagem metálica em uma única extremidade.



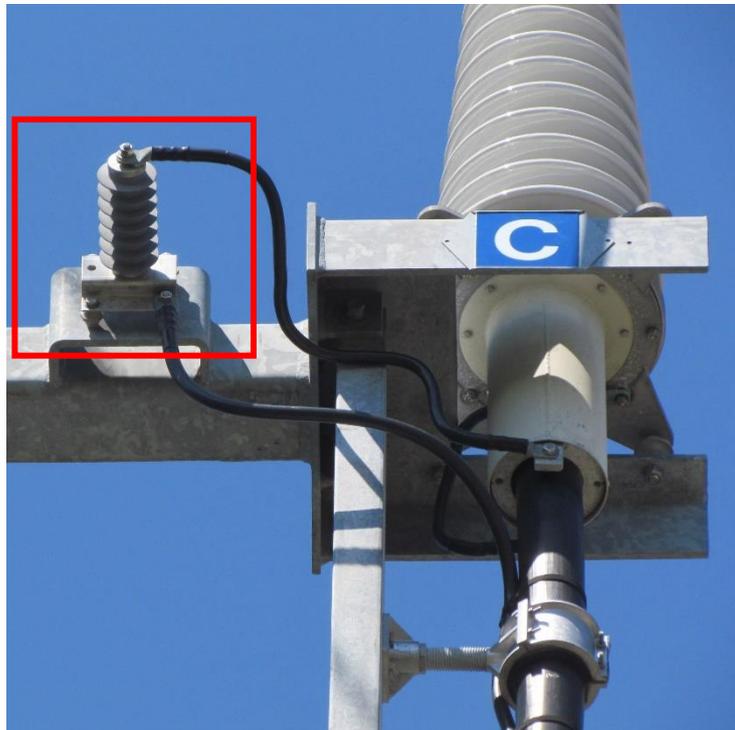
Fonte: Elaborado pelo autor.

A fim evitar que tensões induzidas possam danificar os cabos elétricos, pode ser necessário a utilização de dispositivos chamados de *Sheath Voltage Limites* (Limitador de Tensão na Blindagem), conhecidos também pela sigla de SLV (LEMAN; SCHUERMANN, 2019). O SLV é conectado diretamente no terminal da blindagem não aterrada, e seu princípio

de funcionamento é semelhante à de um para-raio de MT.

Durante condições normais de operação, onde as tensões induzidas são baixas, o SLV se comporta como chave aberta, mantendo o aterramento em apenas uma única extremidade. Já em condições transitórias, como por exemplos curtos-circuitos, o nível de tensão na blindagem é na ordem de kV, e com isso o SLV se comportar como chave fechada, tornando a blindagem aterrada em duas extremidades. Com isso, o surto é direcionado para o sistema de aterramento. Na Figura 32 é apresentado um SLV instalado em um poste de transição de rede aérea para rede subterrânea.

Figura 32 – SLV em estrutura de transição de rede aérea para rede subterrânea.



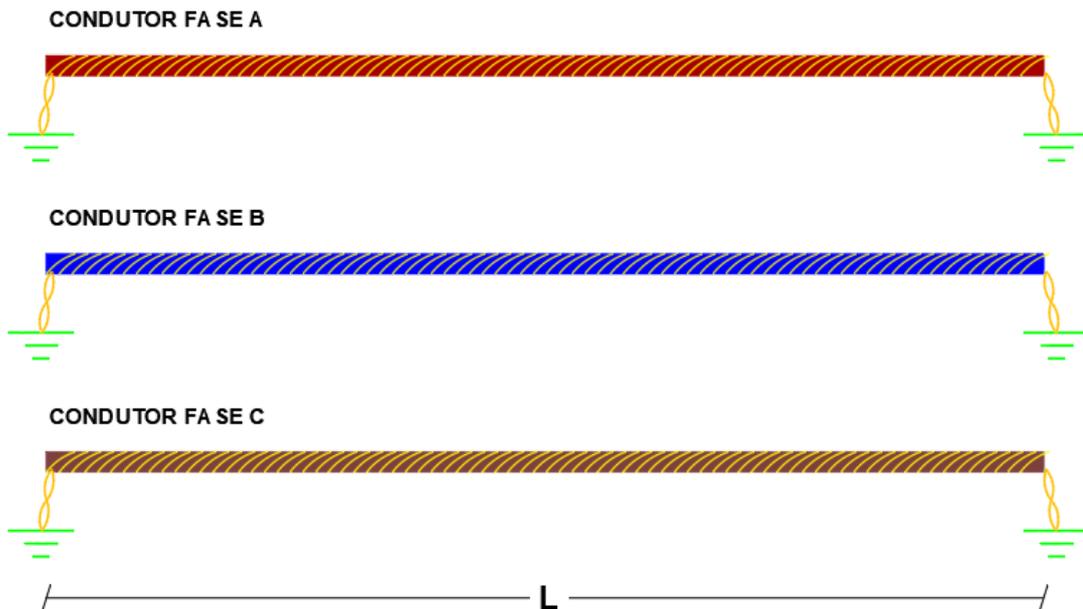
Fonte: Thorne & Derrick International (2019).

2) Aterramento em duas extremidades:

Consiste em conectar os dois terminais da blindagem metálica no sistema de aterramento. Diferente do método anterior, aterrar a blindagem nas duas extremidades evita que sobretensões possam danificar a capa externa do cabo, entretanto esse método causa uma circulação de corrente na blindagem metálica (OLIVEIRA, 2010). A corrente elétrica que percorre o condutor é capaz de induzir correntes elétricas na blindagem metálica, com isso há um aumento nas perdas elétricas (OLIVEIRA, 2010).

É importante ressaltar que a intensidade da corrente elétrica, que circula a blindagem metálica, depende da disposição física dos cabos (OLIVEIRA, 2010). A capacidade de condução de corrente é reduzida através deste método de aterramento. Na Figura 33 é demonstrado o aterramento da blindagem em duas extremidades.

Figura 33 – Aterramento da blindagem metálica em duas extremidades.

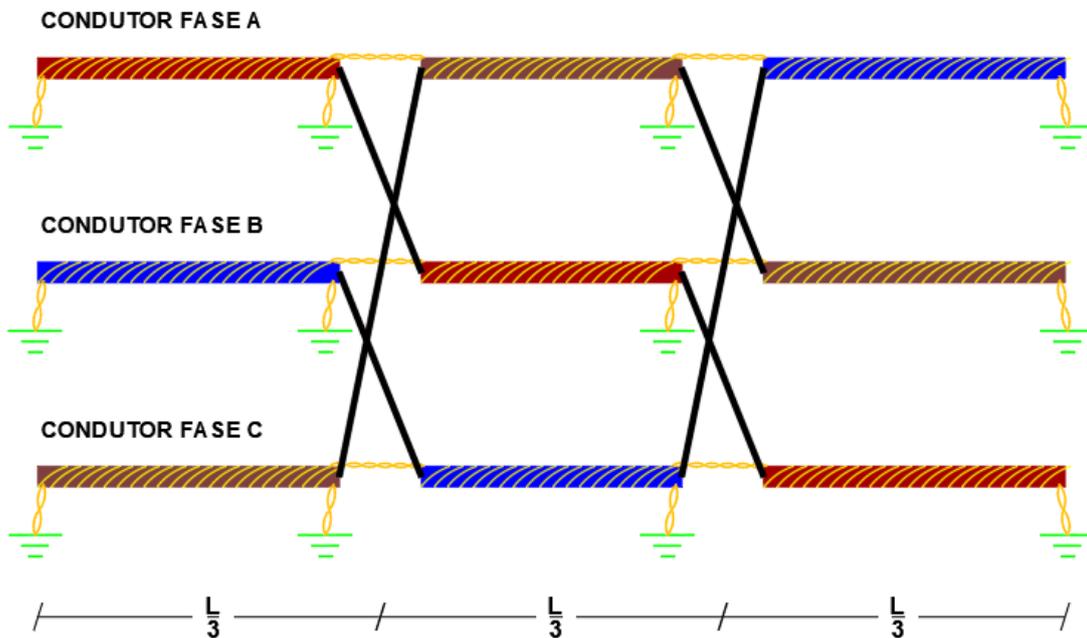


Fonte: Elaborado pelo autor.

3) Aterramento em *Cross-bonding*:

Esse método é utilizado para circuitos de MT com longas distâncias. Consiste em transpor as fases em comprimentos iguais e aterrar a blindagem metálica em cada ponto de transposição e nas extremidades (OLIVEIRA, 2010). Este método evita que sobretensões, oriundas de faltas elétricas, danifiquem o cabo e evita o surgimento de corrente elétricas na blindagem (OLIVEIRA, 2010). Isso ocorre por meio de uma soma vetorial, na qual são anuladas as correntes que circulam a blindagem metálica. Portanto, as perdas elétricas nesse método são reduzidas e há um aumento da ampacidade do condutor, de modo semelhante ao caso 01. Na Figura 34 é demonstrado o aterramento da blindagem através do método *cross-bonding*.

Figura 34 – Aterramento da blindagem metálica em *cross-bonding*.



Fonte: Elaborado pelo autor.

4.2.4.2 Fator de perdas na blindagem metálica

As perdas na blindagem metálica estão relacionadas com o método de aterramento e a disposição física dos cabos (IEC, 2014). As perdas são divididas em perdas da blindagem metálica ou capa metálica (λ_1) e perdas em armação metálica (λ_2). Além disso, é possível dividir as perdas na blindagem metálica em perdas por corrente circulante (λ_1') e perdas por corrente parasitas (λ_1''). Sendo assim, o fator de perdas da blindagem metálica é dado por:

$$\lambda_1 = \lambda_1' + \lambda_1'' \quad (25)$$

Onde:

- λ_1 : Relação de perdas na blindagem metálica ou capa metálica e as perdas no condutor;
- λ_1' : Fator de perdas devido a circulação de corrente na blindagem;
- λ_1'' : Fator de perdas devido a correntes parasitas na blindagem.

A armação metálica é uma cobertura metálica abaixo da capa externa, utilizada para proteção mecânica de cabos elétricos, evitando que os cabos subterrâneos sejam danificados em ambientes hostis. Assim como a blindagem metálica, a armação metálica também deve ser aterrada. Seu uso não é comum em parques FV, portanto neste trabalho não serão consideradas as perdas devido na armação metálica ($\lambda_2 = 0$).

Segundo a IEC 60287:2014, a resistência elétrica da blindagem metálica pode ser calculada por:

$$R_S = R_{S0} \cdot (1 + \alpha_{20} \cdot (\theta_{SC} - 20)) \quad (26)$$

Sendo:

$$R_{S0} = \frac{\rho_{20}}{S_p} \cdot 10^6 \quad (27)$$

Onde:

- R_S : Resistência elétrica da blindagem metálica na temperatura de operação, em Ω/m ;
- R_{S0} : Resistência elétrica da blindagem metálica para a temperatura de 20 °C, em Ω/m ;
- α_{20} : Coeficiente resistividade elétrica a 20 °C obtido pela Tabela 16, em $^{\circ}C^{-1}$;
- θ_{sc} : Temperatura da blindagem metálica, em $^{\circ}C$;
- ρ_{20} : Resistividade elétrica do material a 20 °C obtido de acordo com a Tabela 18, em $\Omega.m$;
- S_p : Seção nominal da blindagem metálica, em mm^2 .

Importante ressaltar que a equação (27) se trata de um acréscimo retirado da norma ABNT NBR 11301:1990, uma vez que a IEC 60287-1-1:2014 não fornece a metodologia do cálculo da resistência elétrica blindagem. Outro ponto importante a se destacar, conforme apresentado no item 3.2.1.5 deste trabalho, no Brasil a resistividade máxima da blindagem metálica é de $0,018312 \Omega.mm^2/m$ ou $1,18312 \cdot 10^{-8} \Omega.m$. A temperatura da blindagem, conforme será discutido posteriormente, é calculada em função da corrente elétrica no condutor, entretanto como premissa da ABNT NBR 6251:2018 pode-se adotar um salto térmico de 5 °C entre a temperatura do condutor para a blindagem metálica.

A IEC 60287-1-1:2014, apresenta diversas equações que possibilitam o cálculo do fator de perdas na blindagem, para diferentes tipos de disposição dos cabos e aterramentos da blindagem metálica. Os métodos mais utilizados são:

- 1) Três cabos unipolares em trifólio com blindagem aterrada em duas extremidades: Neste método as perdas por corrente parasitas são consideradas nulas ($\lambda_1'' = 0$).

$$\lambda_1' = \frac{R_S}{R} \cdot \frac{1}{1 + \left(\frac{R_S}{X}\right)^2} \quad (28)$$

Sendo:

$$X = 4\pi \cdot f \cdot 10^{-7} \cdot \ln\left(\frac{2 \cdot s}{d}\right) \quad (29)$$

Onde:

- λ_1' : Fator de perdas devido a circulação de corrente na blindagem;

- R_s : Resistência elétrica da blindagem metálica na temperatura de operação, em Ω/m ;
- R : Resistência elétrica em corrente alternada do condutor, em Ω/m ;
- X : Reatância da blindagem metálica, em Ω/m ;
- s : Distância entre o eixo dos condutores adjacentes, em mm;
- d : Diâmetro médio da blindagem, em mm;
- f : Frequência da rede elétrica, em Hz.

2) Três cabos unipolares em formação plana, com transposição regular e blindagem aterrada em duas extremidades: Neste método as perdas por corrente parasitas são consideradas nulas ($\lambda_1'' = 0$).

$$\lambda_1' = \frac{R_s}{R} \cdot \frac{1}{1 + \left(\frac{R_s}{X}\right)^2} \quad (30)$$

Sendo:

$$X_1 = 4\pi \cdot f \cdot 10^{-7} \cdot \text{Ln}\left(\frac{2\sqrt[3]{2} \cdot s}{d}\right) \quad (31)$$

Onde:

- λ_1' : Fator de perdas devido a circulação de corrente na blindagem;
- R_s : Resistência elétrica da blindagem metálica na temperatura de operação, em Ω/m ;
- R : Resistência elétrica em corrente alternada do condutor, em Ω/m ;
- X_1 : Reatância da blindagem metálica, em Ω/m ;
- s : Distância entre o eixo dos condutores adjacentes, em mm;
- d : Diâmetro médio da blindagem, em mm;
- f : Frequência da rede elétrica, em Hz.

3) Três cabos unipolares em formação plana, sem transposição regular e blindagem aterrada em duas extremidades: É considerado que o cabo central está equidistante dos cabos externos. Neste método as perdas por corrente parasitas são consideradas nulas ($\lambda_1'' = 0$).

- Para o cabo com fase em atraso:

$$\lambda_{11}' = \frac{R_s}{R} \cdot \left(\frac{0,75 \cdot P^2}{R_s^2 + P^2} + \frac{0,25 \cdot Q^2}{R_s^2 + Q^2} + \frac{2 \cdot R_s \cdot P \cdot Q \cdot X_m}{\sqrt{3} \cdot (R_s^2 + P^2) \cdot (R_s^2 + Q^2)} \right) \quad (32)$$

- Para o cabo com fase adiantada:

$$\lambda_{12}' = \frac{R_s}{R} \cdot \left(\frac{0,75 \cdot P^2}{R_s^2 + P^2} + \frac{0,25 \cdot Q^2}{R_s^2 + Q^2} - \frac{2 \cdot R_s \cdot P \cdot Q \cdot X_m}{\sqrt{3} \cdot (R_s^2 + P^2) \cdot (R_s^2 + Q^2)} \right) \quad (33)$$

- Para o cabo central:

$$\lambda'_{1m} = \frac{R_S}{R} \cdot \left(\frac{Q^2}{R_S^2 + Q^2} \right) \quad (34)$$

Sendo:

$$X_m = 4\pi \cdot f \cdot 10^{-7} \cdot \ln(2) \quad (35)$$

$$P = X + X_m \quad (36)$$

$$Q = X - \frac{X_m}{3} \quad (37)$$

Onde:

- λ_{11}' : Fator de perdas devido a circulação de corrente na blindagem no cabo de fase adiantada;
- λ_{12}' : Fator de perdas devido a circulação de corrente na blindagem no cabo de fase atrasada;
- λ_{1m}' : Fator de perdas devido a circulação de corrente na blindagem no cabo central;
- R_S : Resistência elétrica da blindagem metálica na temperatura de operação, em Ω/m ;
- R : Resistência elétrica em corrente alternada do condutor, em Ω/m ;
- X : Reatância da blindagem metálica de acordo com a equação (29), em Ω/m ;
- X_m : Reatância mútua da blindagem metálica, em Ω/m ;
- f : Frequência da rede elétrica, em Hz.

- 4) Três cabos unipolares em formação de trifólio com blindagem aterrada em uma única extremidade: Neste método as perdas por corrente circulante são consideradas nulas ($\lambda_1' = 0$).

$$\lambda_1'' = \frac{R_S}{R} \cdot (g_s \cdot \lambda_0 \cdot (1 + \Delta_1) + \frac{(\beta_1 \cdot t_s)^4}{12 \cdot 10^{12}}) \quad (38)$$

Sendo:

$$g_s = 1 + \left(\frac{t_s}{D_s} \right)^{1,74} \cdot (\beta_1 \cdot D_s \cdot 10^{-3} - 1,6) \quad (39)$$

$$\beta_1 = \sqrt{\frac{0,8\pi^2 \cdot f}{10^7 \cdot \rho_s}} \quad (40)$$

$$\lambda_0 = 3 \cdot \frac{m^2}{1 + m^2} \cdot \left(\frac{d}{2 \cdot s} \right)^2 \quad (41)$$

$$\Delta_1 = (1,14 \cdot m^{2,45} + 0,33) \cdot \left(\frac{d}{2 \cdot s} \right)^2 \quad (42)$$

$$m = \frac{2\pi \cdot f}{R_s} \cdot 10^{-7} \quad (43)$$

Onde:

- R_s : Resistência elétrica da blindagem metálica na temperatura de operação, em Ω/m ;
- R : Resistência elétrica em corrente alternada do condutor, em Ω/m ;
- f : Frequência da rede elétrica, em Hz;
- s : Distância entre o eixo dos condutores adjacentes, em mm;
- d : Diâmetro médio da blindagem metálica, em mm;
- t_s : Espessura da blindagem metálica, em mm;
- D_s : Diâmetro externo da blindagem metálica, em mm;
- m , Δ_1 , λ_0 , β_1 e g_s : Coeficientes do fator de perdas por corrente parasita.

5) Três cabos unipolares em formação plana com blindagem aterrada *cross-bonded*: Neste método as perdas por corrente circulante são consideradas nulas ($\lambda_1' = 0$).

$$\lambda_1'' = \frac{R_s}{R} \cdot (g_s \cdot \lambda_0 \cdot (1 + \Delta_1 + \Delta_2) + \frac{(\beta_1 \cdot t_s)^4}{12 \cdot 10^{12}}) \quad (44)$$

- Para o cabo central:

$$\lambda_0 = 6 \cdot \frac{m^2}{1 + m^2} \cdot \left(\frac{d}{2 \cdot s}\right)^2 \quad (45)$$

$$\Delta_1 = (0,86 \cdot m^{3,08}) \cdot \left(\frac{d}{2 \cdot s}\right)^{(1,4 \cdot m + 0,7)} \quad (46)$$

$$\Delta_2 = 0 \quad (47)$$

- Para o cabo externo com fase adiantada:

$$\lambda_0 = 1,5 \cdot \frac{m^2}{1 + m^2} \cdot \left(\frac{d}{2 \cdot s}\right)^2 \quad (48)$$

$$\Delta_1 = (4,7 \cdot m^{0,7}) \cdot \left(\frac{d}{2 \cdot s}\right)^{(0,16 \cdot m + 2)} \quad (49)$$

$$\Delta_2 = (21 \cdot m^{3,3}) \cdot \left(\frac{d}{2 \cdot s}\right)^{(1,47 \cdot m + 5,06)} \quad (50)$$

- Para o cabo externo com fase atrasada:

$$\lambda_0 = 1,5 \cdot \frac{m^2}{1 + m^2} \cdot \left(\frac{d}{2 \cdot s}\right)^2 \quad (51)$$

$$\Delta_1 = \left(\frac{0,74 \cdot (m + 2) \cdot m^{0,5}}{2 + (m - 0,3)^2} \right) \cdot \left(\frac{d}{2 \cdot s} \right)^{(m+1)} \quad (52)$$

$$\Delta_2 = (0,92 \cdot m^{3,7}) \cdot \left(\frac{d}{2 \cdot s} \right)^{(m+2)} \quad (53)$$

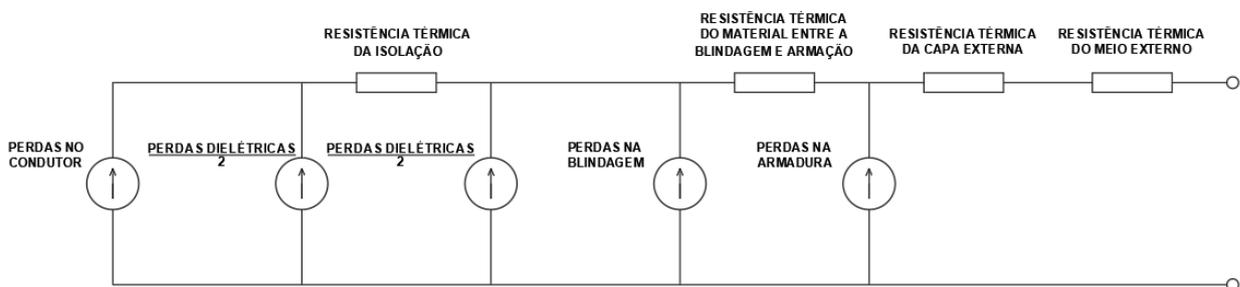
Onde:

- R_s : Resistência elétrica da blindagem metálica na temperatura de operação, em Ω/m ;
- R : Resistência elétrica em corrente alternada do condutor, em Ω/m ;
- f : Frequência da rede elétrica, em Hz;
- s : Distância entre o eixo dos condutores adjacentes, em mm;
- d : Diâmetro médio da blindagem metálica, em mm;
- t_s : Espessura da blindagem metálica, em mm;
- D_s : Diâmetro externo da blindagem metálica, em mm;
- m , Δ_1 , Δ_2 , λ_0 e β_1 : Coeficientes do fator de perdas por corrente parasita;
- g_s : Coeficiente do fator de perdas por corrente parasita, calculado através da equação (39).

4.2.5 Resistências térmicas

Os cabos elétricos podem ser modelados através de circuito térmicos, que se assemelham a circuitos elétricos (ANDERS, 2005). A IEC 60287-2-1:2015, apresenta as equações para o cálculo da resistência térmica de um cabo. Na Figura 35 é apresentado o circuito térmico de um cabo elétrico unipolar subterrâneo.

Figura 35 – Circuito térmico de um cabo elétrico unipolar subterrâneo.



Fonte: Adaptado de Anders (2005).

A resistividade térmica dos materiais que compõe os cabos elétricos é fornecida pela IEC 60287-2-1:2015, os principais materiais estão dispostos Na Tabela 19.

Tabela 19 – Resistividade térmica dos materiais.

Materiais	Resistividade térmica - ρ_t (K.m/W)
Materiais da Isolação	
XLPE	3,5
PE	3,5
PVC \leq 3 kV	5,0
PVC $>$ 3 kV	6,0
EPR \leq 3 kV	3,5
EPR $>$ 3 kV	5
Materiais da cobertura ou capa externa	
PVC \leq 35 kV	5,0
PVC $>$ 35 kV	6,0
PE	3,5
Materiais de dutos	
Fibra	4,8
PE	3,5
PVC	6,0
Concreto	1,0

Fonte: IEC (2015).

4.2.5.1 Resistência térmica da isolação

A resistência térmica da isolação para cabos unipolares, pode ser obtida através da equação:

$$T_1 = \frac{\rho_t}{2\pi} \cdot \ln \left(1 + \frac{2 \cdot t_1}{d_c} \right) \quad (54)$$

Onde:

- T₁: Resistência térmica da isolação, em K.m/W;
- ρ_t : Resistividade térmica do material, obtido de acordo com a Tabela 19, em K.m/W;
- t₁: Espessura da camada entre o condutor e a blindagem metálica, em mm;
- d_c: Diâmetro do condutor, em mm.

4.2.5.2 Resistência térmica entre a blindagem metálica e a armação

Conforme discutido anteriormente, a armação metálica não é comumente utilizada em cabos de MT de parques FV. Portanto, neste trabalho a resistência térmica entre a blindagem metálica e armação é considerada nula ($T_2 = 0$).

4.2.4.3 Resistência térmica da capa externa ou cobertura

A resistência térmica da capa externa para cabos unipolares, pode ser obtida através da equação:

$$T_3 = \frac{\rho_t}{2\pi} \cdot \ln \left(1 + \frac{2 \cdot t_3}{D_s} \right) \quad (55)$$

Onde:

- T_3 : Resistência térmica da capa externa, em K.m/W;
- ρ_t : Resistividade térmica do material, obtido de acordo com a Tabela 19, em K.m/W;
- t_3 : Espessura da capa externa, em mm;
- D_s : Diâmetro externo da blindagem metálica, em mm.

4.2.5.4 Resistência térmica do meio externo

A resistência térmica do meio externo depende do método de instalação, formação dos cabos e a presença de outros cabos adjacentes. Para cabos elétricos subterrâneo diretamente enterrados, a resistência térmica do meio externo é dada por:

1) Único cabo unipolar diretamente enterrado:

$$T_4 = \frac{\rho_t}{2\pi} \cdot \ln (u + \sqrt{u^2 - 1}) \quad (56)$$

Sendo:

$$u = \frac{2 \cdot L}{D_e} \quad (57)$$

Onde:

- T_4 : Resistência térmica do meio externo, em K.m/W;
- ρ_t : Resistividade térmica do solo, em K.m/W;
- L : Distância do eixo do condutor até a superfície, em mm;
- D_e : Diâmetro externo do cabo, em mm;
- u : Coeficiente da resistência térmica do meio externo.

A IEC 60287-2-1:2015 permite seja feita uma simplificação da equação (56), através da substituição do termo $u + \sqrt{u^2 - 1}$ por $2 \cdot u$, para valores de $u > 10$.

2) Três cabos unipolares com formação plana com cobertura não metálica:

$$T_4 = \rho_t \cdot (0,475 \cdot \ln(2 \cdot u) - 0,142) \quad (58)$$

Onde:

- T_4 : Resistência térmica do meio externo, em K.m/W;
- ρ_t : Resistividade térmica do solo, em K.m/W;
- L : Distância do eixo do condutor até a superfície, em mm;
- D_e : Diâmetro externo do cabo, em mm;
- u : Coeficiente da resistência térmica do meio externo, obtido através da equação (57).

Importante ressaltar que a equação (58) é utilizada para valores de $u \geq 5$.

3) Três cabos unipolares com formação em trifólio com cobertura não metálica:

$$T_4 = \frac{\rho_t}{2\pi} \cdot (\ln(2 \cdot u) + 2 \cdot \ln(u)) \quad (59)$$

Onde:

- T_4 : Resistência térmica do meio externo, em K.m/W;
- ρ_t : Resistividade térmica do solo, em K.m/W;
- L : Distância do eixo do condutor até a superfície, em mm;
- D_e : Diâmetro externo do cabo, em mm;
- u : Coeficiente da resistência térmica do meio externo, obtido através da equação (57).

4) Grupo de cabos diretamente enterrados igualmente carregados:

$$T_4 = \frac{\rho_t}{2\pi} \cdot \ln\left(\left(u + \sqrt{u^2 - 1}\right) \cdot F\right) \quad (60)$$

Sendo:

$$F = \prod_{k=1}^q \frac{d'_{pk}}{d_{pk}} = \frac{d'_{p1}}{d_{p1}} \cdot \frac{d'_{p2}}{d_{p2}} \cdot \dots \cdot \frac{d'_{pq}}{d_{pq}} \quad (61)$$

Onde:

- T_4 : Resistência térmica do meio externo, em K.m/W;
- ρ_t : Resistividade térmica do solo, em K.m/W;
- L : Distância do eixo do condutor até a superfície, em mm;
- D_e : Diâmetro externo do cabo, em mm;

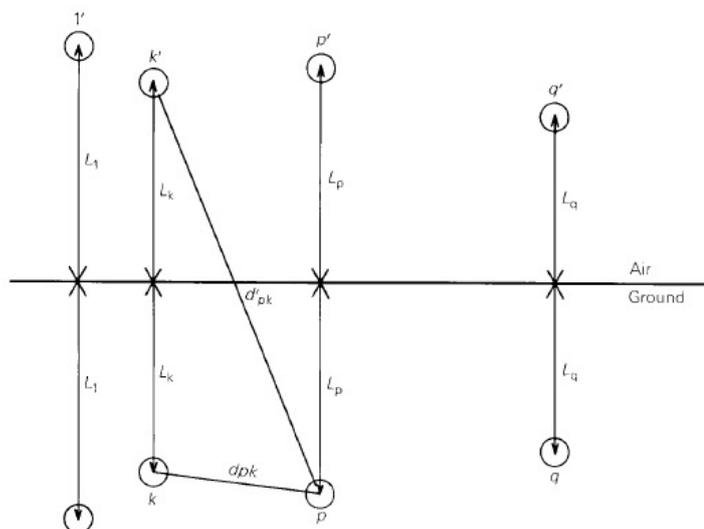
- F: Fator de aquecimento mútuo;
- d_{pk} : Distância do condutor de referência p até o condutor k, em mm;
- d'_{pk} : Distância do condutor de referência p até a imagem do condutor k, em mm;
- u: Coeficiente da resistência térmica do meio externo, obtido através da equação (57).

De modo semelhante a equação (56), o termo $u + \sqrt{u^2 - 1}$ por ser substituído por $2 \cdot u$. Na Figura 36 é apresentado as distâncias do condutor de referência aos cabos adjacentes e as suas respectivas imagens.

Importante ressaltar que a equação (60) tem como premissa que os cabos não possuem contato físico entre si. Entretanto, a série IEC 60287 não apresenta nenhuma alternativa que possibilite o cálculo da resistência térmica T_4 , aplicado a um grupo de cabos que tenham contato entre si. A equação utiliza o princípio da superposição, que consiste em classificar cada cabo como uma fonte térmica linear e que não apresenta nenhum tipo de distorção devido a presença de outras fontes térmicas (ABNT, 1990). Quando os cabos estão muito próximos entre si, há o surgimento de distorções térmicas que modificam o fluxo de calor dos cabos agrupados, por esse motivo a IEC 60287-2-1:2015 diferencia o cálculo para cabos em contato e sem contato.

Apesar disso, o artigo de Neher e McGrath, na qual a série IEC 60287 é baseada, não apresenta restrições para cabos em contato, ou seja, é independente do arranjo físico dos cabos (KOVAC; ANDERS; POLJAK, 2009). Por esse motivo, a equação (60) será utilizada, sendo desprezado o efeito de distorção térmica de cabos em contato.

Figura 36 – Representação das distâncias para o fator de aquecimento mútuo.



Fonte: IEC (2015).

4.2.6 Grupo de cabos com carregamento desigual

Para um grupo de cabos diretamente enterrados com carregamento desigual ou seções nominais diferentes, deve-se adequar o cálculo da resistência térmica T_4 e a equação (14). Segundo a IEC 60287-2-1:2015, a equação (14) deve ser adequada, através da equação:

$$I = \sqrt{\frac{(\Delta\theta - \Delta\theta_p) - W_d \cdot (0,5 \cdot T_1 + n \cdot (T_2 + T_3 + T_4))}{R \cdot T_1 + n \cdot R \cdot (1 + \lambda_1) \cdot T_2 + n \cdot R \cdot (1 + \lambda_1 + \lambda_2) \cdot (T_3 + T_4)}} \quad (62)$$

Sendo:

$$\Delta\theta_p = \sum_{k=1}^q \Delta\theta_{kp} = \Delta\theta_{1p} + \Delta\theta_{2p} + \dots + \Delta\theta_{qp} \quad (63)$$

$$\Delta\theta_{kp} = \frac{\rho_t}{2\pi} \cdot W_k \cdot \ln\left(\frac{d'_{pk}}{d_{pk}}\right) \quad (64)$$

$$W_k = I_k^2 \cdot R_k \cdot (1 + \lambda_{1k} + \lambda_{2k}) + W_{dk} \quad (65)$$

Onde:

- $\Delta\theta_p$: Aumento da temperatura do condutor referência p devido ao condutor k, em °C;
- ρ_t : Resistividade térmica do solo, em K.m/W;
- d_{pk} : Distância do condutor de referência p até o condutor k, em mm;
- d'_{pk} : Distância do condutor de referência p até a imagem do condutor k, em mm;
- W_k : Potência elétrica dissipada pelo condutor k, em W;
- I_k : Corrente elétrica através do condutor k, em A;
- R_k : Resistência elétrica em corrente alternada do condutor k, em Ω/m ;
- W_{dk} : Perdas dielétricas na isolação do condutor k, em W/m;
- λ_{1k} : Relação de perdas na blindagem metálica ou capa metálica e as perdas no condutor k;
- λ_{2k} : Relação de perdas da armação metálica e as perdas no condutor k;

Importante ressaltar que a equação (65) se trata de um acréscimo, obtido através da norma ABNT NBR 11301:1990. Além disso, é também importante ressaltar que a ABNT NBR 14039:2021 não diferencia o fator de agrupamento do método H por seção nominal do condutor.

Para a utilização da equação (65), é necessário conhecer a intensidade da corrente elétrica que vai percorrer o condutor k (I_k). Entretanto, quando se deseja conhecer a ampacidade máxima dos condutores agrupados, o valor de I_k é desconhecido, sendo necessário uma estimativa inicial e ajustes de acordo com várias interações na equação (62). Uma das maneiras

de encontrar uma estimativa inicial, é através da utilização das equações que considera o carregamento igual para todo o grupo, desprezando inicialmente que o grupo está carregado de maneira desigual.

4.2.6.1 Resistência térmicas para carregamento desigual

As resistências térmicas T1, T2 e T3 não dependem do carregamento dos cabos. Entretanto, a resistência térmica T4 deverá ser calculada considerando um único cabo isolado enterrado, sendo obtido através da equação (56).

4.2.7 Ampacidade dos condutores enterrados através de dutos

O procedimento para o cálculo de ampacidade dos condutores enterrados através de eletrodutos, é semelhante ao método diretamente enterrado que foi abordado anteriormente. Entretanto, a diferença entre os métodos está relacionada com o cálculo da resistência térmica do meio externo (T₄). O valor de T₄, utilizado na equação (14), é dado por:

$$T_4 = n_c \cdot (T_4' + T_4'' + T_4''') \quad (66)$$

Onde:

- T₄: Resistência térmica do meio externo, em K.m/W;
- T₄': Resistência térmica a superfície cabo e a superfície interna do eletroduto, em K.m/W;
- T₄'': Resistência térmica do eletroduto, em K.m/W;
- T₄''': Resistência térmica do meio externo do eletroduto, em K.m/W;
- n_c: Número de cabos no eletroduto.

- 1) Resistência térmica a superfície cabo e a superfície interna do eletroduto (T₄') : Importante ressaltar que a equação (67) é utilizada para cabos com diâmetro equivalente (D_{eq}) externo de 25 mm até 100 mm.

$$T_4' = \frac{U}{1 + 0,1 \cdot D_{eq} \cdot (V + Y \cdot \theta_m)} \quad (67)$$

Onde:

- T₄' : Resistência térmica a superfície cabo e a superfície interna do eletroduto, em K.m/W;
- U, V e Y: Constantes referente ao eletroduto, obtido de acordo com a Tabela 20;
- θ_m: Temperatura média no interior do eletroduto, em °C;

- D_{eq} : Diâmetro equivalente para grupo de cabos no eletroduto, em mm.

Para 1 cabo no eletroduto: $D_{eq} = D_e$

Para 2 cabos no eletroduto: $D_{eq} = 1,65 \cdot D_e$

Para 3 cabos no eletroduto: $D_{eq} = 2,15 \cdot D_e$

Para 4 cabos no eletroduto: $D_{eq} = 2,50 \cdot D_e$

A temperatura média no interior do eletroduto (θ_m) é dado em função da corrente elétrica dos condutores. Portanto, seu valor é inicialmente dado como uma premissa, sendo necessário recalculá-la de acordo com a corrente elétrica nominal que é obtida com a equação (14). A ABNT NBR 11301:1990, recomenda que o valor de θ_m , seja obtido através do valor médio entre a temperatura externa do cabo e a temperatura interna do eletroduto. Importante ressaltar que a equação (67), é válida para cabos com diâmetro equivalente (D_{eq}) de 25 mm até 100 mm, entretanto não é apresentada nenhuma outra equação, a fim abranger os cabos que possuem diâmetros maiores.

Tabela 20 – Constantes U, V e Y do eletroduto

Tipo de eletroduto	U	V	Y
Eletroduto metálico	5,20	1,400	0,0110
Eletroduto de fibra em concreto	5,20	0,910	0,0100
Eletroduto de materiais plásticos	1,87	0,312	0,0037
Eletroduto Cerâmico	1,87	0,280	0,0036

Fonte: IEC (2015).

2) Resistência térmica do eletroduto (T_4''):

$$T_4'' = \frac{\rho_t}{2\pi} \cdot \ln \left(\frac{D_o}{D_d} \right) \quad (68)$$

Onde:

- T_4'' : Resistência térmica do eletroduto, em K.m/W;
- ρ_t : Resistividade térmica do eletroduto obtido de acordo com a Tabela 19, em K.m/W;
- D_o : Diâmetro externo do eletroduto, em mm;
- D_d : Diâmetro interno do eletroduto, em mm.

3) Resistência térmica do meio externo do eletroduto (T_4'''):

A IEC 60287-2-1:2015 não fornece uma equação específica para o cálculo de T_4''' . Entretanto, a recomendação da norma é a utilização das equações (56), (58), (59) e (60). Os termos dessas equações devem ser ajustados, substituindo o termo referente ao diâmetro externo do cabo (D_e) e a distância do eixo do condutor até a superfície (L) por, respectivamente, diâmetro externo do eletroduto e distância do centro do eletroduto até a superfície. O fator de aquecimento mútuo é calculado considerando as distâncias entre o centro do eletroduto de referência em relação ao centro dos eletrodutos adjacentes e suas respectivas imagens.

4.2.8 Cálculo de temperatura dos cabos

A temperatura interna das camadas do cabo elétrico é de grande relevância, pois de acordo com o seu valor em regime permanente, os materiais isolantes podem ser degradados. Além disso, de acordo com a equação (18), a temperatura do condutor impacta diretamente nas perdas elétricas, porque a elevação de temperatura resulta em uma maior resistência do condutor.

4.2.8.1 Temperatura do condutor em regime permanente

$$\theta_c = \theta_a + I \cdot R^2 \cdot (1 + \lambda_1) \cdot (1 + T_1 + T_3 + n_c \cdot T_4) + W_d \cdot (1 + T_1 + T_3 + n_c \cdot T_4) \quad (69)$$

Onde:

- θ_c : Temperatura do condutor, em °C;
- θ_a : Temperatura do solo, em °C;
- I : Corrente elétrica através do condutor, em A;
- R : Resistência elétrica em corrente alternada do condutor, em Ω/m ;
- W_d : Perdas dielétricas na isolação, em W/m;
- λ_1 : Relação de perdas na blindagem metálica ou capa metálica e as perdas no condutor;
- T_1 : Resistência térmica entre o condutor e a blindagem metálica, em K.m/W;
- T_3 : Resistência térmica da capa externa, em K.m/W;
- T_4 : Resistência térmica entre a superfície do cabo e o ambiente, em K.m/W.

4.2.8.2 Temperatura da blindagem metálica em regime permanente

$$\theta_{sc} = \theta_a + I \cdot R^2 \cdot (1 + \lambda_1) \cdot (1 + T_3 + T_4) + W_d \cdot (1 + T_3 + T_4) \quad (70)$$

Onde:

- θ_{sc} : Temperatura da blindagem metálica, em °C;
- θ_a : Temperatura do solo, em °C;
- I : Corrente elétrica através do condutor, em A;
- R : Resistência elétrica em corrente alternada do condutor, em Ω/m ;
- W_d : Perdas dielétricas na isolação, em W/m;
- λ_1 : Relação de perdas na blindagem metálica ou capa metálica e as perdas no condutor;
- T_3 : Resistência térmica da capa externa, em K.m/W;
- T_4 : Resistência térmica entre a superfície do cabo e o ambiente, em K.m/W.

4.2.8.3 Temperatura externa ao cabo elétrico em regime permanente

$$\theta_{ext} = \theta_a + I \cdot R^2 \cdot (1 + \lambda_1) \cdot (1 + T_4) + W_d \cdot (1 + T_4) \quad (71)$$

Onde:

- θ_{ext} : Temperatura externa ao cabo elétrico, em °C;
- θ_a : Temperatura do solo, em °C;
- I : Corrente elétrica através do condutor, em A;
- R : Resistência elétrica em corrente alternada do condutor, em Ω/m ;
- W_d : Perdas dielétricas na isolação, em W/m;
- λ_1 : Relação de perdas na blindagem metálica ou capa metálica e as perdas no condutor;
- T_4 : Resistência térmica entre a superfície do cabo e o ambiente, em K.m/W.

4.2.8.4 Temperatura para cabos elétricos em eletroduto em regime permanente

São necessárias adequações nas equações (69), (70) e (71) para este cálculo. A temperatura é obtida por:

1) Temperatura do condutor:

$$\theta_c = \theta_a + I \cdot R^2 \cdot (1 + \lambda_1) \cdot (1 + T_1 + T_3 + n_c \cdot T_4) + W_d \cdot (1 + T_1 + T_3 + n_c \cdot T_4) \quad (72)$$

2) Temperatura da blindagem metálica:

$$\theta_{sc} = \theta_a + I \cdot R^2 \cdot (1 + \lambda_1) \cdot (1 + T_3 + n_c \cdot T_4) + W_d \cdot (1 + T_3 + n_c \cdot T_4) \quad (73)$$

3) Temperatura externa ao cabo:

$$\theta_{ext} = \theta_a + I \cdot R^2 \cdot (1 + \lambda_1) \cdot (1 + T_3 + n_c \cdot T_4) + W_d \cdot (1 + T_3 + n_c \cdot T_4) \quad (74)$$

4) Temperatura interna do eletroduto:

$$\theta_{ele} = \theta_a + I \cdot R^2 \cdot (1 + \lambda_1) \cdot (1 + n_c \cdot (T_4'' + T_4''')) + W_d \cdot (1 + n_c \cdot (T_4'' + T_4''')) \quad (75)$$

Onde:

- θ_c : Temperatura do condutor, em °C;
- θ_{ext} : Temperatura externa ao cabo elétrico, em °C;
- θ_{sc} : Temperatura da blindagem metálica, em °C;
- θ_{ele} : Temperatura da externa do eletroduto, em °C;
- θ_a : Temperatura do solo, em °C;
- n_c : Número de cabos no eletroduto;
- I : Corrente elétrica através do condutor, em A;
- R : Resistência elétrica em corrente alternada do condutor, em Ω/m ;
- W_d : Perdas dielétricas na isolação, em W/m;
- λ_1 : Relação de perdas na blindagem metálica ou capa metálica e as perdas no condutor;
- T_1 : Resistência térmica entre o condutor e a blindagem metálica, em K.m/W;
- T_3 : Resistência térmica da capa externa, em K.m/W;
- T_4 : Resistência térmica entre a superfície do cabo e o ambiente, em K.m/W.

4.3 Outras metodologias para o cálculo de capacidade de condução

Outras normas podem ser utilizadas para o cálculo de ampacidade dos condutores. No Brasil, a IEC 60502-2:2014 e a ABNT NBR 11301:1990 são utilizadas em projetos, a fim dimensionar os cabos subterrâneos de MT. Importante ressaltar que ambas as metodologias utilizam como base a série IEC 60287, o que confere a relevância as normas.

4.3.1 Metodologia IEC 60502-2:2014

A norma IEC 60502-2:2014 é uma norma que se se assemelha a ABNT NBR 6251:2018, no que se refere padronização das características construtivas dos cabos de potência aplicada para cabos de 1 kV até 30 kV com U_m de 36 kV.

Apesar de não tratar, de maneira exclusiva, sobre capacidade de condução dos cabos elétricos, em seu anexo B é apresentado uma metodologia de cálculo de ampacidade. A metodologia é semelhante ao que é apresentado pela ABNT NBR 14039:2021, que consiste em fornecer tabelas de capacidade de condução e fatores de correção de temperatura, resistividade

térmica do solo, profundidade e agrupamento.

Apesar disso, a IEC 60502-2:2014 apresenta algumas limitações, no que diz respeito ao cálculo de ampacidade dos condutores, o que dificulta a sua aplicação no cenário nacional. A norma só apresenta, em suas tabelas de capacidade de condução, os valores referentes a cabos de até 400 mm², impossibilitando o cálculo para seções transversais maiores. Importante ressaltar que a norma abrange cabos de 1 kV até 30 kV, o que também difere do cenário brasileiro, na qual apresenta valores de classe de isolamento de 1 kV até 35 kV. Portanto, por mais que autores como Bento *et al.* (2022), utilize a metodologia IEC 60502-2:2014, para o dimensionamento dos cabos de MT em redes subterrâneas, é importante a ciência de que a norma utiliza a série IEC 60287 para um cenário que difere das normas brasileiras.

4.3.2 Metodologia ABNT NBR 11301:1990

A ABNT NBR 11301:1990 é a norma brasileira para o cálculo de capacidade de condução para cabos isolados em regime permanente. A norma é uma tradução e adequação da metodologia encontrada na norma IEC 60287:1982.

Apesar da norma ABNT NBR 11301:1990 ainda está vigente no Brasil, a normativa técnica em que ela é baseada, se encontra desatualizada. Atualmente, as normas IEC 60287-1-1:2014 e a IEC 60287-2-1:2015, substituíram a norma IEC 60287:1982. Portanto, devido à falta de atualização da norma ABNT, essa metodologia não foi plenamente adotada neste trabalho.

Apesar disso, a norma apresenta poucas divergências quando comparadas a IEC 60287-1-1:2014 e a IEC 60287-2-1:2015, sendo necessário o ajuste de algumas tabelas e equações, a fim de que as normas se tornem idênticas. Portanto, os resultados obtidos pela ABNT pouco se diferem dos valores obtidos pela série IEC, sendo uma ótima introdução aos conceitos abordados pela IEC 60287-1-1:2014 e IEC 60287-2-1:2015.

5. ESTUDO DE CASO

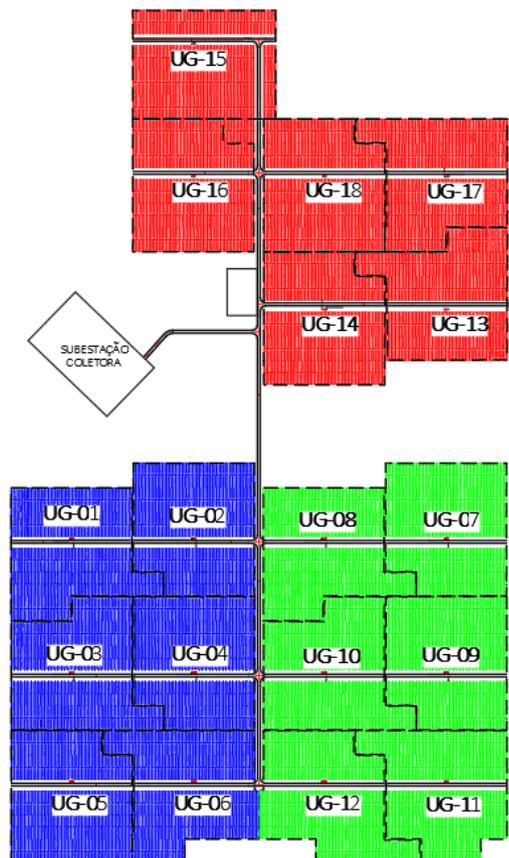
5.1 Introdução

5.1.1 Informações gerais do empreendimento

O empreendimento de geração analisado, trata-se de um complexo fotovoltaico (CFV) de grande porte. O CFV é composto por três UFV, que são compostas por seis UG's para cada UFV. O CFV apresenta ao todo uma potência nominal de 121,68 MVA. Na Figura 37 é apresentado o *layout* do empreendimento.

A RMT do empreendimento é composta por uma rede subterrânea, que é responsável por interligar as UG's até a subestação coletora. A subestação coletora tem como função principal, elevar o nível de tensão da geração para 230 kV, possibilitando assim a transmissão de energia a longas distâncias. Uma linha de transmissão é construída para interligar a subestação coletora até o *Bay* de conexão, que se trata de uma entrada de linha em uma outra subestação que está conectada ao SIN.

Figura 37 – Layout do complexo fotovoltaico analisado.



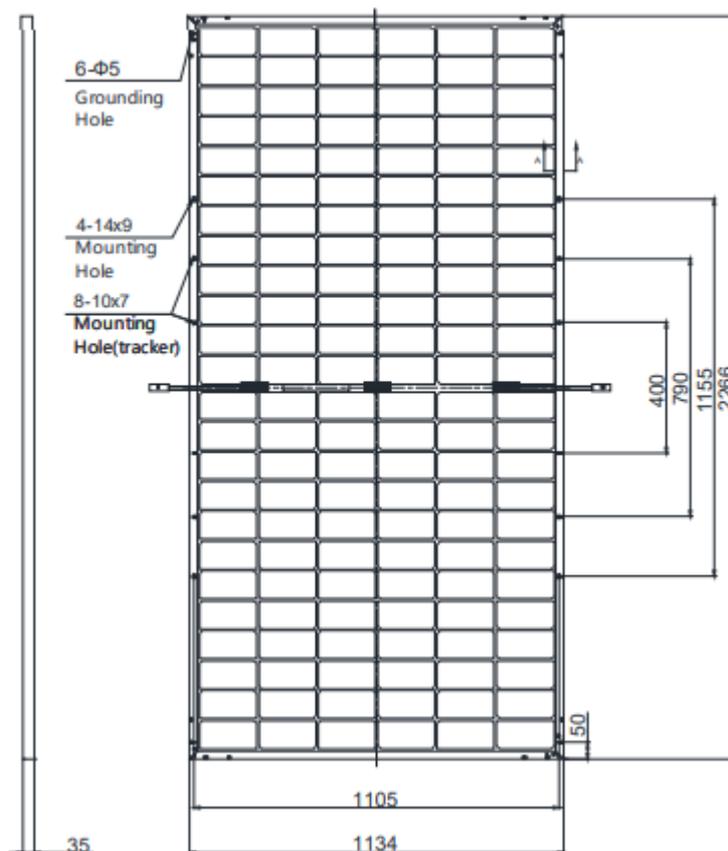
Fonte: Elaborado pelo autor.

5.1.2 Módulos fotovoltaicos

O módulo FV utilizado no projeto, é o modelo *BiHiKu 6* de 540 W. O *BiHiKu 6* é um módulo bifacial com células monocristalinas da fabricante *Canadian Solar*. Ao todo são utilizados cerca de 275.616 módulos FV. As principais características do módulo utilizado em *Standard Testing Conditions* (Condições Padrões de Teste), desconsiderando os ganhos de bifacialidade, são:

- Potência nominal: 540 W;
- Tensão de operação de máxima potência: 41,3 V;
- Corrente elétrica de máxima potência: 13,08 A;
- Tensão de circuito aberto: 49,2 V;
- Corrente de curto-circuito: 13,90 A;
- Eficiência máxima: 21%;
- Coeficiente de temperatura para corrente de curto-circuito: 0,05%/°C;
- Coeficiente de temperatura para tensão de circuito aberto: -0,26%/°C.

Figura 38 – Dimensões do módulo FV utilizado.

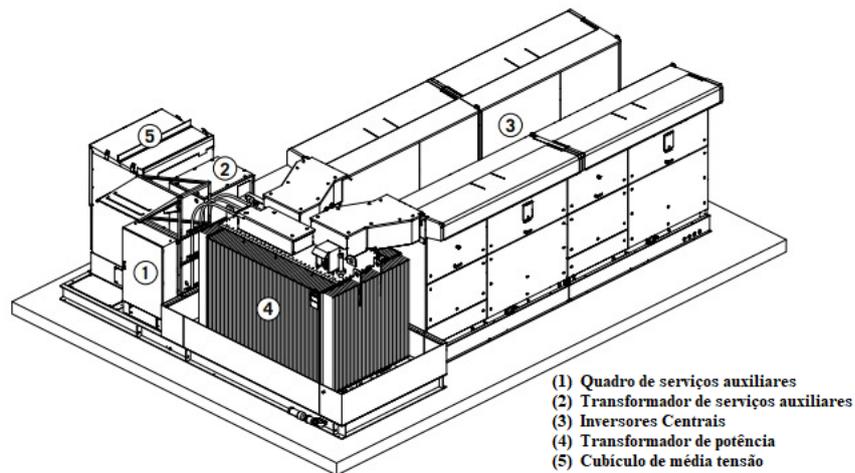


Fonte: Canadian Solar (2021).

5.1.3 Eletrocentros

O eletrocentro utilizado no empreendimento é da fabricante *Ingeteam*, composta por um transformador elevador, quatro inversores centrais e um cubículo de MT. Na Figura 39 é demonstrado o *layout* do eletrocentro utilizado. No empreendimento são utilizados cerca de 18 eletrocentros, com uma potência nominal unitária total de 6.760 kVA.

Figura 39 – Eletrocentro utilizado no empreendimento.



Fonte: Elaborado pelo autor.

5.1.3.1 Inversores

A solução escolhida pelo empreendimento, foi a utilização de inversores centrais. Cada eletrocentro possui cerca de quatro inversores centrais. No lado de C.C. estão conectadas as *stringboxes* e no lado C.A. o barramento de BT do transformador. Cada inversor recebe um total de 3.828 módulos FV, sendo um total de potência C.C. de 2.067,12 kWp por inversor. As principais características elétricas dos inversores são:

- Máxima potência de entrada C.C.: 2.196 kWp
- Máxima tensão de entrada C.C.: 1.500 V
- Máxima corrente elétrica de entrada C.C.: 1.850 A
- Máxima potência de saída C.A.: 1.689 kVA
- Máxima tensão de saída C.A.: 0,65 kV
- Máxima corrente de saída C.A.: 1.500 A
- Número de MPPT: 01

- Fator de potência: 1,00
- Distorção harmônica total: < 3%
- Máxima eficiência: 98,9%
- Frequência nominal: 60 Hz

5.1.3.2 Transformador

O transformador de potência utilizado no empreendimento, é um transformador elevador de três enrolamento com isolamento a óleo mineral. Cada eletrocentro possui um transformador elevador, na qual seus enrolamentos são destinados a conexão dos inversores centrais, sendo conectado dois inversores por enrolamento. As principais características elétricas do transformador são:

- Potência nominal do enrolamento primário: 6.760 kVA
- Tensão nominal do enrolamento primário: 34,5 kV
- Tensão nominal do enrolamento secundário: 0,65 kV
- Tensão nominal do enrolamento terciário: 0,65 kV
- Tipo de refrigeração: ONAN
- Grupo de ligação: Dd0y11
- Impedância: 8%
- Valor X/R: 11,85
- Frequência nominal: 60 Hz

5.1.4 Características da rede de média tensão

No CFV analisado, a RMT é composta por circuitos subterrâneos trifásico de 34,5 kV, o Apêndice A apresenta o diagrama unifilar simplificado do empreendimento. A RMT apresenta como principais características:

- Tipo de rede: Subterrânea
- Arranjo físicos dos cabos: Trifólio
- Tensão nominal: 34,5 kV
- Método de instalação dos condutores: Diretamente enterrado e eletrodutos enterrados ⁽³⁾

³ Em travessia de vias de acessos são utilizados eletrodutos corrugados enterrados.

- Método de aterramento da blindagem: Aterramento em uma única extremidade
- Espaçamento mínimo entre cabos adjacentes: 250 mm
- Profundidade da instalação: 900 cm
- Resistividade térmica do solo médio: 2,31 K.m/W
- Temperatura do solo: 40 °C

Conforme apresentado no Apêndice A, os condutores utilizados são de 120 mm² e 400 mm². As características físicas dos cabos elétricos utilizados são:

1) Conductor de 120 mm²:

- Material do condutor: Alumínio
- Material da isolação: XLPE
- Material da capa externa: ST7
- Classe de tensão: 20/35 kV
- Classe de encordoamento do condutor: 02
- Temperatura máxima em regime permanente: 90 °C
- Diâmetro do condutor: 13,2 mm
- Espessura das camadas semicondutoras: 0,4 mm
- Espessura da isolação: 8,8 mm
- Espessura da capa externa: 2,00 mm
- Seção nominal da blindagem metálica: 6 mm²
- Número de fios da blindagem metálica: 24
- Diâmetro dos fios da blindagem metálica: 0,57 mm

2) Conductor de 400 mm²:

- Material do condutor: Alumínio
- Material da isolação: XLPE
- Material da capa externa: ST7
- Classe de tensão: 20/35 kV
- Classe de encordoamento do condutor: 02
- Temperatura máxima em regime permanente: 90 °C
- Diâmetro do condutor: 23,3 mm
- Espessura das camadas semicondutoras: 0,4 mm
- Espessura da isolação: 8,8 mm

- Espessura da capa externa: 2,4 mm
- Seção nominal da blindagem metálica: 6 mm²
- Número de fios da blindagem metálica: 24
- Diâmetro dos fios da blindagem metálica: 0,57 mm

5.1.5 Casos analisados

Com base nessas informações, analisou-se quatro situações em que os cabos de MT estão submetidos. Para cada caso analisado, foi calculado a ampacidade do condutor e a temperatura de suas camadas. Importante ressaltar que, por se tratar de um empreendimento construído em 2021, a norma vigente para o dimensionamento de cabos de MT utilizada foi a ABNT NBR 14039:2005. As situações escolhidas se trata das piores condições térmicas encontradas no projeto, sendo elas:

- 1) Caso 1: Vala subterrânea com três circuitos de MT diretamente enterrados com seção nominal de 400 mm², com espaçamento de 250 mm.
- 2) Caso 2: Vala subterrânea com três circuitos de MT enterrado através de eletrodutos com seção nominal de 400 mm², com espaçamento de 250 mm.
- 3) Caso 3: Vala subterrânea com dois circuitos de MT diretamente enterrados com seções nominais de 120 mm² e 400 mm², com espaçamento de 250 mm.
- 4) Caso 4: Vala subterrânea com nove circuitos de MT diretamente enterrados com seção nominal de 400 mm², com espaçamento de 250 mm e 1000 mm.

A análise consiste na utilização da metodologia encontrada nas normas IEC 60287-1-1:2014 e IEC 60287-2-1:2015. A escolha dessa metodologia, conforme apresentado neste trabalho, foi devido à sua ampla adoção e reconhecimento internacional. Além disso, as principais normas brasileiras se baseiam e recomendam a adoção da metodologia IEC.

A máxima carga que os condutores de MT estarão submetidos, é dada de acordo com a quantidade de eletrocentro conectado no trecho. De acordo com o Apêndice A, cada circuito de MT contém ao máximo 2 eletrocentros. Na Tabela 21 são apresentadas as potências nominais em função da quantidade de eletrocentros no circuito, na qual os cabos elétricos de MT devem transmitir em regime permanente.

Tabela 21 – Potência nominal por trecho.

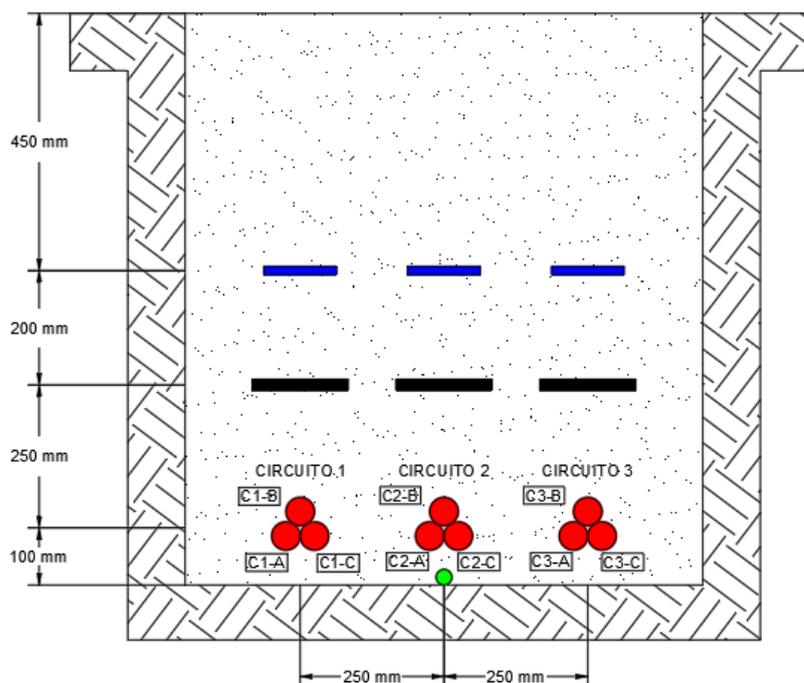
Quantidade de eletrocentro no trecho	Potência nominal (kVA)	Tensão de linha nominal (kV)	Corrente elétrica nominal (A)
01	6.760	34,5	113,13
02	13.520	34,5	226,25

Fonte: Elaborado pelo autor.

5.2 Estudo de caso 01

Nesta situação, três circuitos de MT com cabos de 400 mm² estão diretamente enterrados a uma profundidade de 900 mm e espaçados por 250 mm. A fim de reduzir a seção nominal dos condutores, a limitação do número de circuitos de MT em uma vala é comumente encontrada em projetos. Caso esse número seja ultrapassado, valas adjacentes são escavadas para esses cabos, conforme discutido no Caso 04.

Figura 40 – Detalhe de vala para o caso 01.



Fonte: Elaborado pelo autor.

5.2.1 Perdas Dielétricas – Caso 01

Tabela 22 – Perdas dielétricas aplicado ao caso 01.

Parâmetros	Circuito 01	Circuito 02	Circuito 03
Material isolante	XLPE	XLPE	XLPE
Classe de isolamento (kV)	$V \leq 18/30 (36)$	$V \leq 18/30 (36)$	$V \leq 18/30 (36)$
Tensão de fase eficaz - V_o (V)	19918,58	19918,58	19918,58
Frequência - f (Hz)	60	60	60
Diâmetro externo da isolação - D_i (mm)	41,7	41,7	41,7
Diâmetro sob a isolação - d_{bi} (mm)	24,1	24,1	24,1
Capacitância - C (F/m)	$2,53313 \cdot 10^{-10}$	$2,53313 \cdot 10^{-10}$	$2,53313 \cdot 10^{-10}$
Permissividade relativa - ϵ	2,5	2,5	2,5
Fator de Perdas da Isolação - $\tan(\delta)$	0,004	0,004	0,004
Perdas Dielétricas - W_d (W/m)	0,15155	0,15155	0,15155

Fonte: Elaborado pelo autor.

5.2.2 Perdas no condutor – Caso 01

Tabela 23 – Perdas no condutor aplicado ao caso 01.

Parâmetros	Circuito 01	Circuito 02	Circuito 03
Material do condutor	Alumínio	Alumínio	Alumínio
Seção nominal (mm ²)	400	400	400
Temperatura do condutor - θ_c (°C)	90	90	90
Frequência - f (Hz)	60	60	60
Coefficiente do efeito pelicular- k_s	1	1	1
Diâmetro do condutor - d_c (mm)	23,30	23,30	23,30
Distância entre os eixos dos condutores - s (mm)	48,44	48,44	48,44
Coefficiente do efeito proximidade - k_p	0,8	0,8	0,8
Coefficiente de temperatura - α_{20} (°C ⁻¹)	$4,03 \cdot 10^{-3}$	$4,03 \cdot 10^{-3}$	$4,03 \cdot 10^{-3}$
Resistência C.C. em 20 °C - R_0 (Ω/m)	$7,78 \cdot 10^{-5}$	$7,78 \cdot 10^{-5}$	$7,78 \cdot 10^{-5}$
Resistência do condutor em C.C. - R' (Ω/m)	$9,97474 \cdot 10^{-5}$	$9,97474 \cdot 10^{-5}$	$9,97474 \cdot 10^{-5}$

Argumento da função de Bessel - X_s^2	1,51178	1,51178	1,51178
Fator do efeito pelicular - Y_s	$1,17913 \cdot 10^{-2}$	$1,17913 \cdot 10^{-2}$	$1,17913 \cdot 10^{-2}$
Argumento da função de Bessel - X_p^2	1,20943	1,20943	1,20943
Fator do efeito proximidade - Y_p	$7,57428 \cdot 10^{-3}$	$7,57428 \cdot 10^{-3}$	$7,57428 \cdot 10^{-3}$
Resistência elétrica do condutor - R (Ω/m)	$1,01679 \cdot 10^{-4}$	$1,01679 \cdot 10^{-4}$	$1,01679 \cdot 10^{-4}$

Fonte: Elaborado pelo autor.

5.2.3 Perdas na blindagem metálica – Caso 01

Tabela 24 – Perdas na blindagem metálica aplicado ao caso 01.

Parâmetros	Circuito 01	Circuito 02	Circuito 03
Resistência elétrica do condutor - R_{ca} (Ω/m)	$1,01679 \cdot 10^{-4}$	$1,01679 \cdot 10^{-4}$	$1,01679 \cdot 10^{-4}$
Material da blindagem metálica	Cobre	Cobre	Cobre
Seção da blindagem - S_p (mm^2)	6,12	6,12	6,12
Temperatura da blindagem - θ_{sc} ($^{\circ}C$)	85	85	85
Formação dos Cabos	Trifólio	Trifólio	Trifólio
Diâmetro médio da blindagem - d (mm)	43,07	43,07	43,07
Diâmetro externo da blindagem - D_s (mm)	43,64	43,64	43,64
Espessura da blindagem - t_s (mm)	0,57	0,57	0,57
Distância entre o centro dos condutores - s (m)	48,44	48,44	48,44
Frequência - f (Hz)	60	60	60
Resistividade do material - ρ_{20} ($\Omega.m$)	$1,72410 \cdot 10^{-8}$	$1,72410 \cdot 10^{-8}$	$1,72410 \cdot 10^{-8}$
Coefficiente de temperatura - α_{20} ($^{\circ}C^{-1}$)	$3,93 \cdot 10^{-3}$	$3,93 \cdot 10^{-3}$	$3,93 \cdot 10^{-3}$
Resistência da blindagem metálica a 20 $^{\circ}C$ - R_{s0} (Ω/m)	$2,81522 \cdot 10^{-3}$	$2,81522 \cdot 10^{-3}$	$2,81522 \cdot 10^{-3}$
Resistência da blindagem metálica - R_s (Ω/m)	$3,53436 \cdot 10^{-3}$	$3,53436 \cdot 10^{-3}$	$3,53436 \cdot 10^{-3}$
Coefficiente - β_1	147,94134	147,94134	147,94134
Coefficiente - g_s	1,00256	1,00256	1,00256
Coefficiente - m	$1,06665 \cdot 10^{-2}$	$1,06665 \cdot 10^{-2}$	$1,06665 \cdot 10^{-2}$
Coefficiente - λ_0	$6,74518 \cdot 10^{-5}$	$6,74518 \cdot 10^{-5}$	$6,74518 \cdot 10^{-5}$
Coefficiente - Δ_1	$8,52438 \cdot 10^{-2}$	$8,52438 \cdot 10^{-2}$	$8,52438 \cdot 10^{-2}$
Coefficiente - Δ_2	0,00	0,00	0,00
Fator de perdas por corrente parasitas - λ''	$2,69747 \cdot 10^{-3}$	$2,69747 \cdot 10^{-3}$	$2,69747 \cdot 10^{-3}$

Fator de perdas por corrente circulante - λ'	0,00	0,00	0,00
--	------	------	------

Fator de perdas na blindagem metálica - λ_1	$2,69747 \cdot 10^{-3}$	$2,69747 \cdot 10^{-3}$	$2,69747 \cdot 10^{-3}$
---	-------------------------	-------------------------	-------------------------

Fonte: Elaborado pelo autor.

5.2.4 Resistências térmicas – Caso 01

Tabela 25 – Resistência térmica T_1 aplicado ao caso 01.

Parâmetros	Circuito 01	Circuito 02	Circuito 03
Material da isolação	XLPE	XLPE	XLPE
Espessura da camada entre o condutor e a blindagem metálica - t_1 (mm)	9,60	9,60	9,60
Diâmetro do condutor - d_c (mm)	23,30	23,30	23,30
Resistividade térmica da isolação - ρ_t (K.m/W)	3,5	3,5	3,5
Resistência térmica da isolação - T_1 (K.m/W)	$3,34811 \cdot 10^{-1}$	$3,34811 \cdot 10^{-1}$	$3,34811 \cdot 10^{-1}$

Fonte: Elaborado pelo autor.

Tabela 26 – Resistência térmica T_3 aplicado ao caso 01.

Parâmetros	Circuito 01	Circuito 02	Circuito 03
Material da capa	PE	PE	PE
Espessura da capa - t_3 [mm]	2,40	2,40	2,40
Diâmetro externo da blindagem metálica - D_s [mm]	43,64	43,64	43,64
Resistividade térmica da capa - ρ_t (K.m/W)	3,5	3,5	3,5
Resistência térmica da capa - T_3 (K.m/W)	$5,81283 \cdot 10^{-2}$	$5,81283 \cdot 10^{-2}$	$5,81283 \cdot 10^{-2}$

Fonte: Elaborado pelo autor.

Tabela 27 – Coeficiente de T_4 aplicado ao caso 01.

Parâmetros	Circuito 01	Circuito 02	Circuito 03
Diâmetro externo do cabo - D_e (mm)	48,44	48,44	48,44
Profundidade do centro do trifólio - L (mm)	900	900	900
Resistividade térmica do solo - ρ_t (K.m/W)	2,31	2,31	2,31

Coefficiente – u	37,15937	37,15937	37,15937
-------------------------	----------	----------	----------

Fonte: Elaborado pelo autor.

Tabela 28 – Resistência térmica T_4 aplicado ao caso 01.

Condutor	Distâncias (mm)		Fator de aquecimento - F	Resistência térmica do meio externo - T_4 (K.m/W)
	d_{pk}	d'_{pk}		
C1-A	$7,00369 \cdot 10^{18}$	$1,35773 \cdot 10^{26}$	19385941,82	7,75311
C1-B	$4,69336 \cdot 10^{18}$	$1,14135 \cdot 10^{26}$	24318479,72	7,83646
C1-C	$2,92807 \cdot 10^{18}$	$1,31582 \cdot 10^{26}$	44938227,43	8,06221
C2-A	$5,61989 \cdot 10^{17}$	$1,23190 \cdot 10^{26}$	219203876,93	8,64483
C2-B	$5,95174 \cdot 10^{17}$	$1,04798 \cdot 10^{26}$	176080353,08	8,56429
C2-C	$5,61989 \cdot 10^{17}$	$1,23190 \cdot 10^{26}$	219203876,93	8,64483
C3-A	$2,92807 \cdot 10^{18}$	$1,31582 \cdot 10^{26}$	44938227,43	8,06221
C3-B	$4,69336 \cdot 10^{18}$	$1,14135 \cdot 10^{26}$	24318479,72	7,83646
C3-C	$7,00369 \cdot 10^{18}$	$1,35773 \cdot 10^{26}$	19385941,82	7,75311

Fonte: Elaborado pelo autor.

5.2.5 Capacidade de condução – Caso 01

Tabela 29 – Resumo dos parâmetros para o cálculo de capacidade de condução.

Parâmetros	Circuito 01	Circuito 02	Circuito 03
Temperatura solo - T_a (°C)	40	40	40
Temperatura do condutor - T_c (°C)	90	90	90
Diferença de temperatura - $\Delta\theta$ (°C)	50	50	50
Perdas na isolação - W_d (W/m)	0,15155	0,15155	0,15155
Número de condutores no cabo - n	1	1	1
Resistência térmica da isolação - T_1 (K.m/W)	$3,34811 \cdot 10^{-1}$	$3,34811 \cdot 10^{-1}$	$3,34811 \cdot 10^{-1}$
Resistência térmica entre capa e armação - T_2 (K.m/W)	0,00	0,00	0,00
Resistência térmica da capa - T_3 (K.m/W)	$5,81283 \cdot 10^{-2}$	$5,81283 \cdot 10^{-2}$	$5,81283 \cdot 10^{-2}$
Resistência elétrica do condutor - R_{ca} (Ω /m)	$1,01679 \cdot 10^{-4}$	$1,01679 \cdot 10^{-4}$	$1,01679 \cdot 10^{-4}$
Relação de perdas na blindagem metálica - λ_1	$2,69747 \cdot 10^{-3}$	$2,69747 \cdot 10^{-3}$	$2,69747 \cdot 10^{-3}$

Fonte: Elaborado pelo autor.

Tabela 30 – Capacidade de condução aplicado ao caso 01.

Condutor	Capacidade de condução – I (A)
C1-A	242,39
C1-B	241,13
C1-C	237,81
C2-A	229,80
C2-B	230,86
C2-C	229,80
C3-A	237,81
C3-B	241,13
C3-C	242,39

Fonte: Elaborado pelo autor.

Para os cálculos de temperatura do cabo, adotou-se a corrente elétrica apresentada Na Tabela 21. Além disso, não foram realizadas múltiplas interações, a fim de corrigir os valores de temperatura no cálculo da resistência elétrica do condutor e da blindagem. Apesar disso, os valores são conservadores e apresentam pequenas variações, sendo utilizado apenas como uma estimativa inicial.

Tabela 31 – Temperatura das camadas do cabo aplicado ao caso 01.

Condutor	Corrente elétrica do trecho (A)	Temperatura do condutor – θ_c (°C)	Temperatura da blindagem metálica – θ_{sc} (°C)	Temperatura externa ao condutor – θ_{ext} (°C)
C1-A	226,25	83,75	81,95	81,64
C1-B	226,25	84,20	82,40	82,09
C1-C	226,25	85,41	83,61	83,30
C2-A	226,25	88,54	86,74	86,43
C2-B	226,25	88,10	86,31	85,99
C2-C	226,25	88,54	86,74	86,43
C3-A	226,25	85,41	83,61	83,30
C3-B	226,25	84,20	82,40	82,09
C3-C	226,25	83,75	81,95	81,64

Fonte: Elaborado pelo autor.

5.2.6 Conclusão do caso 01

Portanto, com base nos resultados obtidos, é possível concluir que o condutor de 400 mm², atende ao critério de capacidade de condução para o trecho analisado. Os valores de temperatura e ampacidade estão dentro dos limites aceitável, o que garante uma degradação mínima e uma alta expectativa de vida do cabo de MT, para o trecho analisado.

A maior taxa de carregamento, foi encontrada nos cabos C2-A e C2-C com 98,45% de carregamento, com uma estimativa de temperatura máxima do condutor de 88,54 °C. Importante ressaltar que não foram realizadas múltiplas interações, por isso os valores de ampacidade podem ser levemente divergentes caso as premissas de temperaturas forem corrigidas.

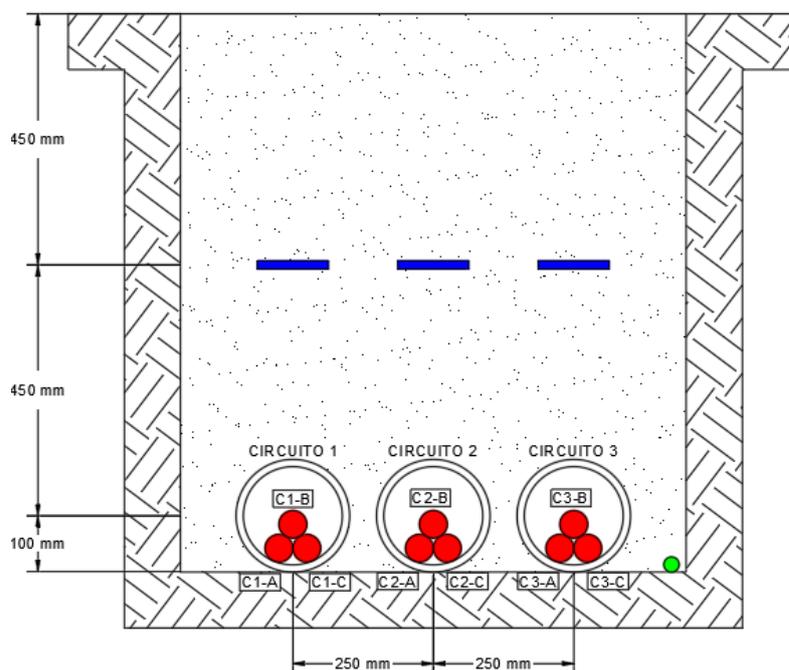
5.3 Estudo de caso 02

Nesta situação, três circuitos de MT com cabos de 400 mm² estão enterrados através de eletrodutos a uma profundidade de 900 mm e espaçados por 250 mm. Essa situação é encontrada em travessias de vias de acesso, na qual se utiliza dutos subterrâneas para reforçar a proteção mecânica em cabos de MT. As características dos dutos utilizados são:

- Material do duto: Polietileno de Alta Densidade (PEAD);
- Diâmetro externo: 202,00 mm;
- Diâmetro interno: 176,00 mm.

Conforme discutido no item 4.2.6 deste trabalho, a resistência térmica do meio externo (T_4) é o único fator que é alterado para o cálculo de ampacidade. Portanto, os resultados obtidos através das Tabelas 22 até 26 se aplicam a esse caso. Na Figura 41 é apresentado o detalhe de vala dos cabos, para a situação 04.

Figura 41 – Detalhe de vala para o caso 02.



Fonte: Elaborado pelo autor.

5.3.1 Resistência térmica do meio externo T_4 – Caso 02

Tabela 32 – Resistência térmica T_4' aplicado ao caso 02.

Parâmetros	Circuito 01	Circuito 02	Circuito 03
Material do eletroduto	PE	PE	PE
Número de cabos no eletroduto	3	3	3
Diâmetro externo do cabo - D_e (mm)	48,44	48,44	48,44
Temperatura média no eletroduto - θ_m (°C)	80 ⁽⁴⁾	80	80
Diâmetro equivalente - D_{eq} (mm)	104,146	104,146	104,146
Coefficiente - U	1,87	1,87	1,87
Coefficiente - V	0,312	0,312	0,312
Coefficiente - Y	0,0037	0,0037	0,0037
Resistência térmica no interior do eletroduto - T_4' (K.m/W)	$2,55044 \cdot 10^{-1}$	$2,55044 \cdot 10^{-1}$	$2,55044 \cdot 10^{-1}$

Fonte: Elaborado pelo autor.

⁴ O valor escolhido, trata-se de uma premissa considerando um salto térmico de 10 °C do condutor.

Tabela 33 – Resistência térmica T_4'' aplicado ao caso 02.

Parâmetros	Circuito 01	Circuito 02	Circuito 03
Material do eletroduto	PE	PE	PE
Diâmetro externo do eletroduto - D_o (mm)	202,00	202,00	202,00
Diâmetro interno do eletroduto - D_d (mm)	176,00	176,00	176,00
Resistividade térmica do eletroduto - ρ_t (K.m/W)	3,5	3,5	3,5
Resistência térmica do eletroduto - T_4'' (K.m/W)	$7,67514 \cdot 10^{-2}$	$7,67514 \cdot 10^{-2}$	$7,67514 \cdot 10^{-2}$

Fonte: Elaborado pelo autor.

Tabela 34 – Coeficiente de T_4'' aplicado ao caso 02.

Parâmetros	Circuito 01	Circuito 02	Circuito 03
Diâmetro externo do eletroduto - D_e (mm)	202,00	202,00	202,00
Profundidade do centro do eletroduto- L (mm)	900,00	900,00	900,00
Resistividade térmica do solo - ρ_t (K.m/W)	2,31	2,31	2,31
Coeficiente - u	8,91089	8,91089	8,91089

Fonte: Elaborado pelo autor.

Tabela 35 – Resistência térmica T_4'' aplicado ao caso 02.

Circuito	Distâncias (mm)		Fator de aquecimento - F	Resistência térmica do meio externo - T_4'' (K.m/W)
	d'_{pk}	d_{pk}		
Circuito 1	125000,00	3394955,16	27,15964	2,27169
Circuito 2	62500,00	3302499,33	52,83999	2,51638
Circuito 3	125000,00	3394955,16	27,15964	2,27169

Fonte: Elaborado pelo autor.

5.3.2 Capacidade de condução – Caso 02

Tabela 36 – Resumo dos parâmetros para o cálculo de capacidade de condução.

Parâmetros	Circuito 01	Circuito 02	Circuito 03
Temperatura solo - T_a (°C)	40	40	40

Temperatura do condutor - T_c (°C)	90	90	90
Diferença de temperatura - $\Delta\theta$ (°C)	50	50	50
Perdas na isolação - W_d (W/m)	0,15155	0,15155	0,15155
Número de condutores no cabo - n	1	1	1
Número de cabos no eletroduto - n_c	3	3	3
Resistência térmica da isolação - T_1 (K.m/W)	$3,34811 \cdot 10^{-1}$	$3,34811 \cdot 10^{-1}$	$3,34811 \cdot 10^{-1}$
Resistência térmica entre capa e armação - T_2 (K.m/W)	0,00	0,00	0,00
Resistência térmica da capa - T_3 (K.m/W)	$5,81283 \cdot 10^{-2}$	$5,81283 \cdot 10^{-2}$	$5,81283 \cdot 10^{-2}$
Resistência térmica do meio externo - T_4 (K.m/W)	2,60349	2,84817	2,60349
Resistência elétrica do condutor - R_{ca} (Ω /m)	$1,01679 \cdot 10^{-4}$	$1,01679 \cdot 10^{-4}$	$1,01679 \cdot 10^{-4}$
Relação de perdas na blindagem metálica - λ_1	$2,69747 \cdot 10^{-3}$	$2,69747 \cdot 10^{-3}$	$2,69747 \cdot 10^{-3}$

Fonte: Elaborado pelo autor.

Tabela 37 – Capacidade de condução aplicado ao caso 02.

Circuito	Capacidade de condução - I (A)
Circuito 1	241,52
Circuito 2	231,13
Circuito 3	241,52

Fonte: Elaborado pelo autor.

Tabela 38 – Temperatura das camadas do cabo aplicado ao caso 02.

Condutor	Corrente elétrica do trecho (A)	Temperatura do condutor - θ_c (°C)	Temperatura da blindagem metálica - θ_{sc} (°C)	Temperatura externa ao condutor - θ_{ext} (°C)	Temperatura interna do Eletroduto - θ_{ele} (°C)
Circuito 1	226,25	84,05	82,26	81,94	77,83
Circuito 2	226,25	88,00	86,20	85,89	77,83
Circuito 3	226,25	84,05	82,26	81,94	77,83

Fonte: Elaborado pelo autor.

5.3.3 Conclusão do caso 02

O caso 02 se assemelha bastante com o caso 01, devido as seções nominais dos cabos, a quantidade de circuitos enterrados e os seus espaçamentos. Esse caso se apresentou

ligeiramente melhor, em comparação ao caso 01. Isso ocorre porque o eletroduto se comporta como uma resistência térmica, e por isso a energia térmica provinda de cabos adjacentes é reduzida.

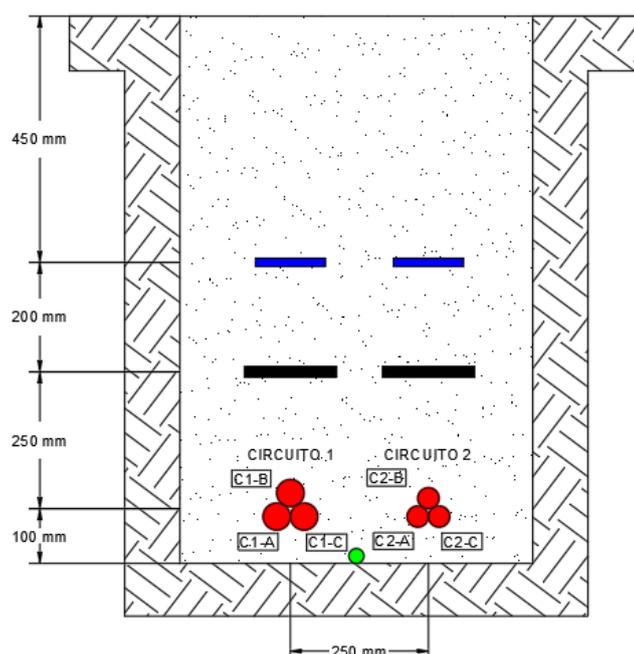
Assim como no caso anterior, o caso 02 também não apresentou sobrecargas em regime permanente. O maior percentual de carregamento ocorreu no circuito 02 com 97,88%, atingindo uma temperatura no condutor próxima a 88,00 °C. Importante ressaltar que não foram realizadas múltiplas interações, a fim de adequar os valores de temperatura das premissas iniciais. Sendo assim, os valores encontrados Na Tabela 38 podem ser melhorados, a partir das correções de temperatura.

5.4 Estudo de caso 03

Nesta situação, dois circuitos de MT com cabos de 400 mm² e 120 mm² estão diretamente enterrados a uma profundidade de 900 mm e espaçados por 250 mm. Essa situação é encontrada próximo aos cubículos de MT do tipo passante, na qual os cabos de MT com seções nominais diferentes compartilham a mesma vala para adentrar ao cubículo.

Importante ressaltar que, devido as seções nominais diferentes, o carregamento dos cabos é desigual. Conforme discutido anteriormente, o fator de aquecimento mútuo é calculado de maneira distinta ao apresentado nos casos 01 e 02.

Figura 42 – Detalhe de vala para o caso 03.



Fonte: Elaborado pelo autor.

5.4.1 Perdas Dielétricas – Caso 03

Tabela 39 – Perdas dielétricas aplicado ao caso 03.

Parâmetros	Circuito 01	Circuito 02
Material Isolante	XLPE	XLPE
Classe de Isolamento (kV)	$V \leq 18/30 (36)$	$V \leq 18/30 (36)$
Tensão de Fase Eficaz - V_o (V)	19918,58	19918,58
Frequência - f (Hz)	60	60
Diâmetro externo da isolação - D_i (mm)	41,7	31,6
Diâmetro sob a isolação - d_{bi} (mm)	24,1	14,0
Capacitância - C (F/m)	$2,53313 \cdot 10^{-10}$	$1,70604 \cdot 10^{-10}$
Permissividade relativa - ϵ	2,5	2,5
Fator de Perdas da Isolação - $\tan(\delta)$	0,004	0,004
Perdas Dielétricas - W_d (W/m)	0,15155	0,10207

Fonte: Elaborado pelo autor.

5.4.2 Perdas no condutor – Caso 03

Tabela 40 – Perdas no condutor aplicado ao caso 03.

Parâmetros	Circuito 01	Circuito 02
Material do condutor	Alumínio	Alumínio
Seção nominal (mm ²)	400	120
Temperatura do condutor - θ_c (°C)	90	90
Frequência - f (Hz)	60	60
Coefficiente do efeito pelicular- k_s	1	1
Diâmetro do condutor - d_c (mm)	23,30	13,20
Distância entre os eixos dos condutores - s (mm)	48,44	37,54
Coefficiente do efeito proximidade - k_p	0,8	0,8
Coefficiente de temperatura - α_{20} (°C ⁻¹)	$4,03 \cdot 10^{-3}$	$4,03 \cdot 10^{-3}$
Resistência CC em 20 °C - R_o (Ω/m)	$7,78 \cdot 10^{-5}$	$2,53 \cdot 10^{-4}$
Resistência do condutor em C.C. – R' (Ω/m)	$9,97474 \cdot 10^{-5}$	$3,24371 \cdot 10^{-4}$

Argumento da função de Bessel - X_s^2	1,51178	$4,64888 \cdot 10^{-1}$
Fator do efeito pelicular - Y_s	$1,17913 \cdot 10^{-2}$	$1,12462 \cdot 10^{-3}$
Argumento da função de Bessel - X_p^2	1,20943	$3,71911 \cdot 10^{-1}$
Fator do efeito proximidade - Y_p	$7,57428 \cdot 10^{-3}$	$3,91448 \cdot 10^{-4}$
Resistência elétrica do condutor - R (Ω/m)	$1,01679 \cdot 10^{-4}$	$3,24863 \cdot 10^{-4}$

Fonte: Elaborado pelo autor.

5.4.3 Perdas na blindagem metálica – Caso 03

Tabela 41 – Perdas na blindagem metálica aplicado ao caso 03.

Parâmetros	Circuito 01	Circuito 02
Resistência elétrica do condutor - R_{ca} (Ω/m)	$1,01679 \cdot 10^{-4}$	$3,24863 \cdot 10^{-4}$
Material da blindagem metálica	Cobre	Cobre
Seção da blindagem - S_p (mm^2)	6,12	6,12
Temperatura da blindagem - θ_{sc} ($^{\circ}C$)	85	85
Formação dos Cabos	Trifólio	Trifólio
Diâmetro médio da blindagem - d (mm)	43,07	32,97
Diâmetro externo da blindagem - D_s (mm)	43,64	33,54
Espessura da blindagem - t_s (mm)	0,57	0,57
Distância entre o centro dos condutores - s (m)	48,44	37,54
Frequência - f (Hz)	60	60
Resistividade do material - ρ_{20} ($\Omega \cdot m$)	$1,72410 \cdot 10^{-8}$	$1,72410 \cdot 10^{-8}$
Coefficiente de temperatura - α_{20} ($^{\circ}C^{-1}$)	$3,93 \cdot 10^{-3}$	$3,93 \cdot 10^{-3}$
Resistência da blindagem metálica a $20^{\circ}C$ - R_{s0} (Ω/m)	$2,81522 \cdot 10^{-3}$	$2,81522 \cdot 10^{-3}$
Resistência da blindagem metálica - R_s (Ω/m)	$3,53436 \cdot 10^{-3}$	$3,53436 \cdot 10^{-3}$
Coefficiente - β_1	147,94134	147,94134
Coefficiente - g_s	1,00256	1,00280
Coefficiente - m	$1,06665 \cdot 10^{-2}$	$1,06665 \cdot 10^{-2}$
Coefficiente - λ_0	$6,74518 \cdot 10^{-5}$	$6,58114 \cdot 10^{-5}$
Coefficiente - Δ_1	$8,52438 \cdot 10^{-2}$	$8,35095 \cdot 10^{-2}$
Coefficiente - Δ_2	0,00	0,00
Relação de perdas por corrente parasitas - λ''	$2,69747 \cdot 10^{-3}$	$8,23809 \cdot 10^{-4}$

Relação de perdas por corrente circulante - λ'	0,00	0,00
--	------	------

Fator de perdas na blindagem metálica - λ_1	$2,69747 \cdot 10^{-3}$	$8,23809 \cdot 10^{-4}$
---	-------------------------	-------------------------

Fonte: Elaborado pelo autor.

5.4.4 Resistência térmica – Caso 03

Tabela 42 – Resistência térmica T_1 aplicado ao caso 03.

Parâmetros	Circuito 01	Circuito 02
Material da isolação	XLPE	XLPE
Espessura da camada entre o condutor e a blindagem metálica - t_1 (mm)	9,60	9,60
Diâmetro do condutor - d_c (mm)	23,30	13,20
Resistividade térmica da isolação - ρ_t (K.m/W)	3,5	3,5
Resistência térmica da isolação - T_1 (K.m/W)	$3,34811 \cdot 10^{-1}$	$5,00191 \cdot 10^{-1}$

Fonte: Elaborado pelo autor.

Tabela 43 – Resistência térmica T_3 aplicado ao caso 03.

Parâmetros	Circuito 01	Circuito 02
Material da capa	PE	PE
Espessura da capa - t_3 [mm]	2,40	2,00
Diâmetro externo da blindagem metálica - D_s [mm]	43,64	33,54
Resistividade térmica da capa - ρ_t (K.m/W)	3,5	3,5
Resistência térmica da capa - T_3 (K.m/W)	$5,81283 \cdot 10^{-2}$	$6,27610 \cdot 10^{-2}$

Fonte: Elaborado pelo autor.

Tabela 44 – Resistência térmica T_4 aplicado ao caso 03.

Parâmetros	C1-A	C1-B	C1-C	C2-A	C2-B	C2-C
Diâmetro externo do cabo - D_e (mm)	48,44	48,44	48,44	37,54	37,54	37,54
Profundidade do centro do cabo - L (mm)	913,983	872,033	913,983	910,837	878,326	910,837

Resistividade térmica do solo - ρ_t (K.m/W)	2,31	2,31	2,31	2,31	2,31	2,31
Coeficiente - u	37,73671	36,00467	37,73671	48,52621	46,79414	48,52621
Resistência térmica do meio externo - T_4 (K.m/W)	1,58963	1,57236	1,58963	1,68208	1,66872	1,68208

Fonte: Elaborado pelo autor.

Tabela 45 – Perdas elétricas aplicado ao caso 03.

Parâmetros	C1-A	C1-B	C1-C	C2-A	C2-B	C2-C
Corrente elétrica através do condutor - I_k (A)	265,00 ⁽⁵⁾	265,00	265,00	144,00	144,00	144,00
Resistência elétrica do condutor - R_{cak} (Ω/m)	$1,01679 \cdot 10^{-4}$	$1,01679 \cdot 10^{-4}$	$1,01679 \cdot 10^{-4}$	$3,24863 \cdot 10^{-4}$	$3,24863 \cdot 10^{-4}$	$3,24863 \cdot 10^{-4}$
Perdas Dielétricas - Wd_k (W/m)	0,15155	0,15155	0,15155	0,10207	0,10207	0,10207
Fator de perdas na blindagem metálica - λ_{1k}	$2,69747 \cdot 10^{-3}$	$2,69747 \cdot 10^{-3}$	$2,69747 \cdot 10^{-3}$	$8,23809 \cdot 10^{-4}$	$8,23809 \cdot 10^{-4}$	$8,23809 \cdot 10^{-4}$
Fator de perdas na armadura - λ_{2k}	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Potência elétrica dissipada pelo condutor - W_k (W/m)	7,31122	7,31122	7,31122	6,84397	6,84397	6,84397

Fonte: Elaborado pelo autor.

Tabela 46 – Distância do condutor de referência aplicado ao caso 03.

Referência	Distâncias (mm)		Aumento da temperatura do condutor referência - $\Delta\theta_{kp}$ ($^{\circ}C$)
	d_{pk}	d'_{pk}	
$\Delta\theta_{21}$	48,44	1786,18	9,70
$\Delta\theta_{31}$	48,44	1828,61	9,76
$\Delta\theta_{41}$	255,47	1842,61	4,97
$\Delta\theta_{51}$	276,53	1813,17	4,73
$\Delta\theta_{61}$	293,01	1848,19	4,63
$\Delta\theta_{12}$	48,44	1786,18	9,70
$\Delta\theta_{32}$	48,44	1786,18	9,70

⁵ O valor da corrente elétrica para o cálculo de perdas, se trata de uma premissa inicial. O valor da premissa utilizado, corresponde ao valor da ampacidade considerando cabos com a mesma seção nominal, mantendo a disposição física na vala.

$\Delta\theta_{42}$	234,46	1797,80	5,13
$\Delta\theta_{52}$	250,08	1768,12	4,92
$\Delta\theta_{62}$	271,56	1803,01	4,76
$\Delta\theta_{13}$	48,44	1828,61	9,76
$\Delta\theta_{23}$	48,44	1786,18	9,70
$\Delta\theta_{43}$	207,03	1836,52	5,49
$\Delta\theta_{53}$	228,58	1806,47	5,20
$\Delta\theta_{63}$	244,57	1841,13	5,08
$\Delta\theta_{14}$	255,47	1842,61	5,31
$\Delta\theta_{24}$	234,46	1797,80	5,48
$\Delta\theta_{34}$	207,03	1836,52	5,87
$\Delta\theta_{54}$	37,54	1789,26	9,72
$\Delta\theta_{64}$	37,54	1822,06	9,77
$\Delta\theta_{15}$	276,53	1813,17	5,05
$\Delta\theta_{25}$	250,08	1768,12	5,26
$\Delta\theta_{35}$	228,58	1806,47	5,56
$\Delta\theta_{45}$	37,54	1789,26	9,72
$\Delta\theta_{65}$	37,54	1789,26	9,72
$\Delta\theta_{16}$	293,01	1848,19	4,95
$\Delta\theta_{26}$	271,56	1803,01	5,09
$\Delta\theta_{36}$	244,57	1841,13	5,43
$\Delta\theta_{46}$	37,54	1822,06	9,77
$\Delta\theta_{56}$	37,54	1789,26	9,72

Fonte: Elaborado pelo autor.

5.4.5 Capacidade de condução – Caso 03

Tabela 47 – Capacidade de condução aplicado ao caso 03.

Condutor	Capacidade de condução – I (A)
C1-A	280,80
C1-B	278,41
C1-C	267,85
C2-A	136,77

C2-B	141,30
C2-C	142,60

Fonte: Elaborado pelo autor.

Tabela 48 – Temperatura das camadas do cabo aplicado ao caso 03.

Condutor	Corrente elétrica do trecho (A)	Temperatura do condutor – θ_c (°C)	Temperatura da blindagem metálica – θ_{sc} (°C)	Temperatura externa ao condutor – θ_{ext} (°C)
C1-A	226,25	73,88	72,09	71,77
C1-B	226,25	74,04	72,24	71,93
C1-C	226,25	74,78	72,98	72,67
C2-A	113,13	73,98	71,85	71,58
C2-B	113,13	73,32	71,19	70,92
C2-C	113,13	73,11	70,97	70,71

Fonte: Elaborado pelo autor.

5.4.6 Conclusão do caso 03

Conforme apresentado Na Tabela 45 e discutido anteriormente, nesse método se faz necessário o uso de uma corrente elétrica inicial, para o cálculo de perdas do cabo (W_k). Esse valor de premissa pode ser obtido através de um cálculo preliminar, considerando que todos os cabos possuem a mesma seção nominal. O método para carregamento desigual, é muitas vezes desprezado, devido ao grau de complexidade e o número de interações necessárias.

Os cabos de MT não apresentam nenhum tipo de sobrecarga, sendo obtido uma taxa de carregamento máxima para os circuitos 01 e 02 de, respectivamente, 85,54% e 82,87%. Conforme apresentado Na Tabela 48, a máxima temperatura do condutor não acelera a degradação do material isolante, garantindo assim uma alta expectativa de vida no trecho analisado. Importante ressaltar que não foram realizadas múltiplas interações, a fim de corrigir os valores de temperatura. Apesar disso, os valores obtidos são conservadores sendo apresentado a estimativa máxima de temperatura e carregamento no trecho analisado.

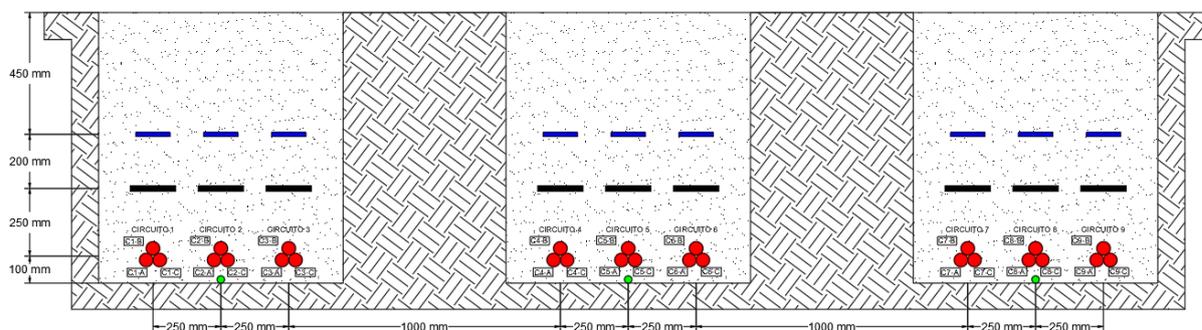
5.5 Estudo de caso 04

Nesta situação, nove circuitos de MT com cabos de 400 mm² estão diretamente enterrados a uma profundidade de 900 mm e divididos em três valas subterrâneas espaçadas por 1000 mm, com os cabos espaçados entre si por 250 mm. Devido a quantidade de cabos, essa situação é a pior condição térmica encontrada no CFV.

A situação se encontra próxima a subestação coletora, na qual todos os circuitos de MT devem ser conectados. A análise dessa situação é importante, pois conforme apresentado no caso 01, é comum limitar o número de circuitos de uma vala subterrânea. Entretanto, a análise do impacto de outras valas subterrâneas adjacente é comumente desprezada, sendo utilizado para o dimensionamento apenas com os circuitos que compartilham a mesma vala subterrânea.

Para esse caso, as Tabelas 22 a 27 e a Tabela 29 são aplicadas para todos os cabos de MT. Portanto, dentre os parâmetros necessários para o cálculo de ampacidade, somente a resistência térmica do meio externo deverá sofrer alteração.

Figura 43 – Detalhe de vala para o caso 04.



Fonte: Elaborado pelo autor.

5.5.1 Resistência térmica – Caso 04

Tabela 49 – Resistência térmica T_4 aplicado ao caso 04.

Condutor	Distâncias (mm)		Fator de aquecimento - F	Resistência térmica do meio externo - T_4 (K.m/W)
	d_{pk}	d'_{pk}		
C1-A	$4,88405 \cdot 10^{79}$	$8,48586 \cdot 10^{88}$	1.737.464.295,59	9,40592
C1-B	$2,70300 \cdot 10^{79}$	$5,45298 \cdot 10^{88}$	2.017.377.180,16	9,46084
C1-C	$1,38629 \cdot 10^{79}$	$6,58980 \cdot 10^{88}$	4.753.564.528,07	9,77595

C2-A	$4,76901 \cdot 10^{77}$	$2,44264 \cdot 10^{88}$	51.219.073.819,03	10,64993
C2-B	$4,06130 \cdot 10^{77}$	$1,55200 \cdot 10^{88}$	38214231132,53	10,54224
C2-C	$3,06475 \cdot 10^{77}$	$1,95404 \cdot 10^{88}$	63.758.512.127,04	10,73044
C3-A	$2,19072 \cdot 10^{77}$	$8,26786 \cdot 10^{87}$	37.740.438.933,85	10,53766
C3-B	$2,72231 \cdot 10^{77}$	$5,22892 \cdot 10^{87}$	19.207.634.151,26	10,28934
C3-C	$3,12194 \cdot 10^{77}$	$6,83954 \cdot 10^{87}$	21.907.994.092,16	10,33770
C4-A	$6,32450 \cdot 10^{75}$	$6,94757 \cdot 10^{86}$	109.851.690.394,66	10,93045
C4-B	$4,49313 \cdot 10^{75}$	$4,52534 \cdot 10^{86}$	100.717.013.816,04	10,89853
C4-C	$2,93942 \cdot 10^{75}$	$6,67547 \cdot 10^{86}$	227.101.564.727,54	11,19746
C5-A	$7,00235 \cdot 10^{74}$	$6,14188 \cdot 10^{86}$	877.116.828.805,27	11,69424
C5-B	$7,45279 \cdot 10^{74}$	$4,07269 \cdot 10^{86}$	546.466.095.649,24	11,52028
C5-C	$7,00235 \cdot 10^{74}$	$6,14188 \cdot 10^{86}$	877.116.828.805,27	11,69424
C6-A	$2,93942 \cdot 10^{75}$	$6,67547 \cdot 10^{86}$	227.101.564.727,54	11,19746
C6-B	$4,49313 \cdot 10^{75}$	$4,52534 \cdot 10^{86}$	100.717.013.816,04	10,89853
C6-C	$6,32450 \cdot 10^{75}$	$6,94757 \cdot 10^{86}$	109.851.690.394,66	10,93045
C7-A	$3,12194 \cdot 10^{77}$	$6,83954 \cdot 10^{87}$	21.907.994.092,16	10,33770
C7-B	$2,72231 \cdot 10^{77}$	$5,22892 \cdot 10^{87}$	19.207.634.151,26	10,28934
C7-C	$2,19072 \cdot 10^{77}$	$8,26786 \cdot 10^{87}$	37.740.438.933,85	10,53766
C8-A	$3,06475 \cdot 10^{77}$	$1,95404 \cdot 10^{88}$	63.758.512.127,04	10,73044
C8-B	$4,06130 \cdot 10^{77}$	$1,55200 \cdot 10^{88}$	38.214.231.132,53	10,54224
C8-C	$4,76901 \cdot 10^{77}$	$2,44264 \cdot 10^{88}$	51.219.073.819,03	10,64993
C9-A	$1,38629 \cdot 10^{79}$	$6,58980 \cdot 10^{88}$	4.753.564.528,07	9,77595
C9-B	$2,70300 \cdot 10^{79}$	$5,45298 \cdot 10^{88}$	2.017.377.180,16	9,46084
C9-C	$4,88405 \cdot 10^{79}$	$8,48586 \cdot 10^{88}$	1.737.464.295,59	9,40592

Fonte: Elaborado pelo autor.

5.5.2 Capacidade de condução – Caso 04

Tabela 50 – Capacidade de condução aplicado ao caso 04.

Condutor	Capacidade de condução – I (A)
C1-A	220,44
C1-B	219,80
C1-C	216,26
C2-A	207,24

C2-B	208,30
C2-C	206,47
C3-A	208,34
C3-B	210,83
C3-C	210,34
C4-A	204,57
C4-B	204,87
C4-C	202,12
C5-A	197,76
C5-B	199,26
C5-C	197,76
C6-A	202,12
C6-B	204,87
C6-C	204,57
C7-A	210,34
C7-B	210,83
C7-C	208,34
C8-A	206,47
C8-B	208,30
C8-C	207,24
C9-A	216,26
C9-B	219,80
C9-C	220,44

Fonte: Elaborado pelo autor.

Tabela 51 – Temperatura das camadas do cabo aplicado ao caso 04.

Condutor	Corrente elétrica do trecho (A)	Temperatura do condutor – θ_c (°C)	Temperatura da blindagem metálica – θ_{sc} (°C)	Temperatura externa ao condutor – θ_{ext} (°C)
C1-A	226,25	92,62	90,83	90,51
C1-B	226,25	92,92	91,12	90,81
C1-C	226,25	94,61	92,81	92,50
C2-A	226,25	99,31	97,51	97,19
C2-B	226,25	98,73	96,93	96,62
C2-C	226,25	99,74	97,94	97,63

C3-A	226,25	98,70	96,90	96,59
C3-B	226,25	97,37	95,57	95,26
C3-C	226,25	97,63	95,83	95,52
C4-A	226,25	100,81	99,01	98,70
C4-B	226,25	100,64	98,84	98,53
C4-C	226,25	102,25	100,45	100,14
C5-A	226,25	104,91	103,12	102,80
C5-B	226,25	103,98	102,18	101,87
C5-C	226,25	104,91	103,12	102,80
C6-A	226,25	102,25	100,45	100,14
C6-B	226,25	100,64	98,84	98,53
C6-C	226,25	100,81	99,01	98,70
C7-A	226,25	97,63	95,83	95,52
C7-B	226,25	97,37	95,57	95,26
C7-C	226,25	98,70	96,90	96,59
C8-A	226,25	99,74	97,94	97,63
C8-B	226,25	98,73	96,93	96,62
C8-C	226,25	99,31	97,51	97,19
C9-A	226,25	94,61	92,81	92,50
C9-B	226,25	92,92	91,12	90,81
C9-C	226,25	92,62	90,83	90,51

Fonte: Elaborado pelo autor.

5.5.3 Conclusão do caso 04

Para este caso, os valores de temperatura e ampacidade obtidos, estão fora dos limites aceitáveis para o cabo utilizado. A temperatura máxima da isolação de 90°C foi ultrapassada, resultando em uma degradação do material e redução da expectativa de vida do cabo durante a operação da CFV.

Conforme apresentado Na Tabela 48, todos os cabos de MT do trecho estão operando com sobrecarga no regime permanente. A maior taxa de carregamento e temperatura foram obtidos no circuito 05 de MT, sendo obtido uma taxa de 113,54% de carregamento e uma temperatura de 104,91 °C. Os efeitos da sobrecarga a longo e médio prazo reduzem a expectativa de vida útil do cabo, com a deterioração do material isolante os cabos serão

submetidos a faltas elétricas entre o condutor e a blindagem metálica, sendo necessário uso de emendas nos trechos danificados ou substituição completa dos cabos. Importante ressaltar que não foram realizadas múltiplas interações para a obtenção dos resultados, portanto o valor de temperatura e sobrecarga podem ser ligeiramente maiores do que os apresentados.

O caso 04 evidencia um problema que é muitas vezes encontrado em projetos, na qual se menospreza os efeitos térmicos provocados por valas subterrâneas adjacente. O Apêndice B apresenta uma análise no espaçamento de valas de MT do caso 04, com objetivo de encontrar uma menor interferência térmica entre dos circuitos. Conforme apresentado Na Tabela 53, apesar do aumento do espaçamento entre valas adjacentes, ainda houve situações de sobrecargas.

6. CONCLUSÃO E TRABALHOS FUTUROS

6.1 Conclusão

Com investimentos cada vez maiores e o crescimento no número de empreendimento de geração FV em operação, é de extrema importância a garantia da integridade dos cabos elétricos de MT, durante a vida útil do parque.

Portanto, com base nos tópicos abordados, é possível concluir que a metodologia apresentada na série IEC 60287, é a mais adequada para o cálculo de ampacidade dos condutores. As outras principais normas apresentadas, utilizam como base a própria metodologia da série IEC 60287, sendo assim é mais proveitoso a aplicação direta da série IEC.

A norma ABNT NBR 14039:2021 apresenta restrições parciais que dificultam a sua aplicação em parques FV de grande porte. A norma apresenta fatores de agrupamento limitados e com poucas flexibilidades, em destaque ao método para cabos diretamente enterrados. Conforme apresentado no caso 04, a pior situação em que os cabos de MT estarão submetidos, está localizado próximo a subestação elevadora. Essa situação não é possível de ser calculada através da norma, devido a quantidade de circuito de MT. Além disso, a utilização da ABNT NBR 14039:2021 pode resultar em uma seção nominal bastante conservadora, podendo não resultar em um dimensionamento econômico.

O cálculo de ampacidade do condutor, para os mais diversos tipos de cabos elétricos e situações, pode ser realizado através série IEC 60287. É necessário bastante cautela para a utilização da IEC, pois devido a quantidade de parâmetros necessários, há uma grande complexidade envolta do cálculo de capacidade de condução e as imprecisões podem resultar em sobrecargas nos cabos.

Apesar da metodologia da série IEC 60287 ser bastante completa, a metodologia ainda possui limitações para aplicação em parques FV. A principal limitação está relacionada com o fator de carga de 100%, pois empreendimento de geração FV apresentam geração de energia elétrica de maneira intermitente. Dessa maneira, um dimensionamento mais econômico dos cabos de MT pode ser realizado através da série IEC 60853, na qual apresenta o cálculo de ampacidade de cabos em regime cíclico. Apesar disso, a série IEC 60287 garante uma maior confiabilidade, por ser uma metodologia mais conservadora e com menor grau complexidade, quando comparada com a série IEC 60853.

No CFV analisado, somente o caso 04 apresentou uma condição de sobrecarga para todos os cabos do trecho mediante a máxima potência de geração. Essa situação foi bastante

importante, pois é possível destacar a necessidade da avaliação de valas subterrâneas adjacentes no cálculo do fator de agrupamento. A sobrecarga em cabos de MT ocasiona em uma redução da vida útil dos cabos. Portanto, ao longo do tempo eventuais falhas e curtos-circuitos entre o condutor e a blindagem metálica começam a ocorrer em determinados pontos mais enfraquecidos, sendo necessário a utilização de emendas nos cabos danificados. Com o passar do tempo, os mesmos defeitos começam a ocorrer com mais frequência sendo por fim necessário substituição completa do cabo (PAULA, 2021). Devido a geração FV ocorrer de maneira intermitente, não foi calculada a expectativa de vida útil do cabo, sendo necessário uma metodologia que considera um fator de carga diferente de 100%.

6.2 Sugestões de futuros trabalhos

Como sugestão para futuras pesquisas relacionadas ao tema, propõe-se os seguintes estudos:

- Análise de perdas, tensões e corrente elétrica para blindagem metálica de cabos de MT;
- Revisão bibliográfica da série IEC 60853, aplicado ao dimensionamento de cabos de MT em parques FV;
- Análise da capacidade de condução de cabos de BT em parques FV;
- Modelagem computacional da série IEC 60287 para empreendimentos de geração FV;
- Revisão bibliográfica da expectativa de vida útil de cabos, submetidos em regime de carga contínua e intermitente;

REFERÊNCIAS

INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY. **Renewable energy and jobs annual review 2022**. Abu Dhabi: [s.n.], 2022. Disponível em: <<https://www.irena.org/publications/2022/Sep/Renewable-Energy-and-Jobs-Annual-Review-2022>>. Acesso em: 22 abr. 2023.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Balanco Energético Nacional 2022**. Rio de Janeiro: [s.n.], 2022. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/balanco-energetico-nacional-2022>>. Acesso em: 11 abr. 2023.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Balanco Energético Nacional 2021**. Rio de Janeiro: [s.n.], 2021. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/balanco-energetico-nacional-2021>>. Acesso em: 11 abr. 2023.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2027**. Rio de Janeiro: [s.n.], 2018. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-2027>>. Acesso em: 11 abr. 2023.

GARCIA, D. A. A.; JUNIOR F. E. D. **Tópicos de sistemas de transmissão e de distribuição de energia elétrica**. [S.l.:s.n.], 2012. Disponível em: <<https://www.osetoreletrico.com.br/capitulo-ii-topicos-de-sistemas-de-transmissao-e-de-distribuicao-de-energia-eletrica/>>. Acesso em: 28 abr. 2023.

BENTO, D. *et al.* **Redes de média tensão em usinas eólicas e solares: projeto e gestão de redes subterrâneas para fontes renováveis**. 1. ed. São Paulo: [s.n.], 2022.

INSTITUTO BRASILEIRO DE GEOGRAFIA E ESTATÍSTICA. **Áreas territoriais**. [S.l.:s.n.], 2022. Disponível em: <<https://www.ibge.gov.br/geociencias/organizacao-do-territorio/estrutura-territorial/15761-areas-dos-municipios.html?t=acesso-ao-produto&c=1>>. Acesso em: 18 abr. 2023.

LIMA, A. A. *et al.* Uma revisão dos princípios da conversão fotovoltaica de energia. **Revista Brasileira de Ensino de Física**. São Paulo, v. 42, 2020.

PINHO, J. T.; GALDINO, M. A. **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos**. 3. ed. Rio de Janeiro: CEPTEL - CRESESB, 2014.

RAUSCHMAYER, H. Configuração do arranjo fotovoltaico com o inversor. **Revista o setor elétrico**. São Paulo, v. 160, p. 42-47, 2019.

RAMPINELLI, G. A. **Estudo de características elétricas e térmicas de inversores para sistemas fotovoltaicos conectados à rede**. 2010. Tese (Doutorado em Engenharia) – Escola de Engenharia, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2010.

ARAÚJO, A. L. P. L.; LOPES, A. V. S.; MOREIRA, A. B. Topologias em traçador de curva i-v para módulos fotovoltaicos. *In*: CONGRESSO BRASILEIRO DE ENERGIA SOLAR, 8., 2020, Fortaleza. **Anais CBENS 2020**. Fortaleza: CBENS, 2020. p. 1-11.

BRASIL. **Lei nº 14.300, de 6 de janeiro de 2022.** Diário Oficial da República Federativa do Brasil, Poder Executivo, Brasília, DF, 6 jan. 2022. Disponível em: <<https://in.gov.br/en/web/dou/-/lei-n-14.300-de-6-de-janeiro-de-2022-372467821>>. Acesso em: 22 abr. 2023.

BRASIL. **Lei nº 8.078, de 11 de setembro de 1990.** Diário Oficial da República Federativa do Brasil, Poder Executivo, Brasília, DF, 11 set. 1990. Disponível em: <https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/18078compilado.htm>. Acesso em: 15 mai. 2023.

BRASIL. **Comissão aprova projeto que define áreas para substituição de postes e fios por redes subterrâneas.** Brasília: Agência Câmara de Notícias, 2022 Disponível em: <<https://www.camara.leg.br/noticias/919287-comissao-aprova-projeto-que-define-areas-para-substituicao-de-postes-e-fios-por-redes-subterraneas/>>. Acesso em: 10 abr. 2023.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Micro e minigeração distribuída: sistema de compensação de energia elétrica.** 2. ed. Brasília: [s.n.], 2016.

RUIZ, E. T. N. F. *et al.* **Análise de investimento em projetos de energia solar fotovoltaica: geração centralizada.** 2. ed. Campinas: Alínea Editora, 2021.

RI, F. D. **Estudo sobre comercializador varejista.** 2016. Monografia (Graduação em Engenharia Elétrica) – Escola de Engenharia, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2016.

RABAÇA, S. A. C. **Comparação técnico-econômica entre sistemas com inversores centrais e sistemas com inversores string.** 2014. Dissertação (Mestrado em Energias Renováveis e Eficiência Energética) – Escola Superior de Tecnologia e de Gestão, Instituto Politécnico de Bragança, Bragança, 2014.

FILHO, J. M. **Manual de equipamentos elétricos.** 5. ed. Rio de Janeiro: LTC, 2019.

FILHO, J. M. **Instalações elétricas industriais.** 9. ed. Rio de Janeiro: LTC, 2017.

ALMEIDA, M. P. *et al.* Projeto "Desenvolvimento de competências e avaliação de arranjos técnicos e comerciais em geração distribuída com sistemas fotovoltaicos conectados à rede". *In: CONGRESSO BRASILEIRO DE ENERGIA SOLAR*, 6., 2016, Belo Horizonte. **Anais CBENS 2016.** Belo Horizonte: CBENS, 2016. p. 1-8.

MARTINS, B. A.; ARANGO, L. G.; KUBOTA, L. C. **Análise sobre o enterramento de infraestrutura de redes dos setores de distribuição de energia e telecomunicações.** Rio de Janeiro: Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada, 2022. Disponível em: <<https://repositorio.ipea.gov.br/handle/11058/11058>>. Acesso em: 17 abr. 2023.

BRUNHEROTTO, P. A.; OLIVEIRA, J. J. S. **Redes subterrâneas no mundo: história e números.** [S.l.:s.n.], 2013. Disponível em: <<https://www.osestoreletrico.com.br/capitulo-i-redes-subterraneas-no-mundo-historias-e-numeros/>>. Acesso em: 17 abr. 2023.

MIRANDA, F. C.; JUNIOR, J. T. P. **Estudo da viabilidade de implementação de rede subterrânea de distribuição para melhoria nos indicadores DEC e FEC do alimentador**

mau1-2 do conjunto manhuaçu. 2013. Monografia (Graduação em Engenharia Elétrica) – Instituto Doctum de Educação e Tecnologia, Caratinga, 2013.

LOPES, R. Os exemplos de rede elétrica subterrânea que vêm do Brasil e do Exterior. **Zero Hora**, Porto Alegre, 07 mai. 2020. Disponível em: <<https://gauchazh.clicrbs.com.br/porto-alegre/noticia/2020/02/os-exemplos-de-rede-eletrica-subterranea-que-vem-do-brasil-e-do-exterior-ck6bgk5k70h2s01qd9wqowee5.html>>. Acesso em: 20 abr. 2023.

CPFL ENERGIA. **CPFL Energia registra mais de 2000 colisões contra postes nas cidades da sua área de concessão de janeiro e abril deste ano.** [S.l.:s.n], 2022. Disponível em: <<https://www.grupocpfl.com.br/noticia/cpfl-energia-registra-mais-de-2000-colisoes-contra-postes-nas-cidades-da-sua-area-de>>. Acesso em: 15 abr. 2023.

GILLET, C.; TARALLI, C; ALMEIDA, G. G. **O início da transmissão subterrânea no Brasil.** Rio de Janeiro: O Setor Elétrico, 2009.

RAMPINELLI, G. A., KRENZINGER, A. Efeito do sombreamento em células de uma associação de módulos fotovoltaicos conectados à rede. **Avances en Energías Renovables y Medio Ambiente.** [S.l.], v. 10, 2006.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **ABNT NBR 14039: Instalações elétricas de média tensão de 1,0 kV a 36,2 kV.** 3. ed. Rio de Janeiro: ABNT, 2021.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **ABNT NBR NM280: Condutores de cabos isolados.** 2. ed. Rio de Janeiro: ABNT, 2011a.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **ABNT NBR 15920: Cabos elétricos – cálculo da corrente nominal – condições de operação:** Otimização econômica das seções dos cabos de potência. 1. ed. Rio de Janeiro: ABNT, 2011b.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **ABNT NBR 6251 Cabos de potência com isolamento extrudada para tensões de 1 kV a 35 kV:** Requisitos Construtivos. 3. ed. Rio de Janeiro: ABNT, 2018.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **ABNT NBR 11301 Cálculo da capacidade de condução de corrente de cabos isolados em regime permanente (fator de carga 100%).** 1. ed. Rio de Janeiro: ABNT, 1990.

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. **IEC 60287-1-1 Calculation of the current rating - Part 1-1:** Current rating equations (100 % load factor) and calculation of losses – General. 2.1 ed. Geneva: IEC, 2014.

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. **IEC 60287-2-1 Calculation of the current rating - Part 2-1:** Thermal resistance - Calculation of the thermal resistance. 2 ed. Geneva: IEC, 2015.

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. **IEC 60502-2 Power cables with extruded insulation and their accessories for rated voltages from 1 kV ($U_m = 1,2$ kV) up to 30 kV ($U_m = 36$ kV) - Part 2:** Cables for rated voltages from 6 kV ($U_m = 7,2$ kV) up to 30 kV ($U_m = 36$ kV). 3 ed. Geneva: IEC, 2014.

BOGGS, S.; XU, J. Water treeing - filled versus unfilled cable insulation. *In: IEEE Electrical Insulation Magazine*, [S.l.], v. 17, n. 1, p. 23-29, 2001. Disponível em: <<https://ieeexplore.ieee.org/document/901616>>. Acesso em: 03 mai. 2023.

PAULA, J. J. A. **Dimensionamento do condutor de cabos de média tensão enterrados: imprecisões e consequências do uso de tabelas de capacidade de condução de corrente.** Santo André: Revista Potência, 2021. Disponível em: <<https://revistapotencia.com.br/eletricista-consciente/artigos-tecnicos/dimensionamento-do-condutor-de-cabos-de-media-tensao-enterrados-impresicoes-e-consequencias-do-uso-de-tabelas-de-capacidade-de-conducao-de-corrente/>>. Acesso em: 18 mar. 2023.

CHOUDHARY, M. *et al.* A review of aging models for electrical insulation in power cables. **Energies** 2022. [S.l.], v. 15, n. 9, 2022. Disponível em: <<https://www.mdpi.com/1996-1073/15/9/3408>>. Acesso em: 07 mar. 2023.

ALGHAMDI, A. S.; DESUQI, R. K. A study of expected lifetime of XLPE insulation cables working at elevated temperatures by applying accelerated thermal ageing. **Heliyon**. [S.l.], v. 6, n. 1, 2020. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.heliyon.2019.e03120> >. Acesso em: 06 mai. 2023.

OLIVEIRA, F. G. **Estudo de instalações de linhas subterrâneas de alta tensão com relação a campos magnéticos.** 2010. Dissertação (Mestrado em Engenharia) – Escola Politécnica, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2010.

PASSOS, J. C. Os experimentos de Joule e a primeira lei da termodinâmica. **Revista Brasileira de Ensino de Física**. São Paulo, v. 31, n. 3, 2009.

BATTAGIN, I. L. S. **Norma não é lei, mas por força da lei é obrigatória.** [S.l.], CREA-SC, 2014. Disponível em: <<https://www.crea-sc.org.br/portal/index.php?cmd=artigos-detalle&id=3077>>. Acesso em: 07 mar. 2023.

ANDERS, G. J. **Rating of Electric Power Cables in Unfavorable Thermal Environment.** 1. ed. New Jersey: John Wiley & Sons, 2005.

ALZAMORA, A. M. **Cálculo de parâmetros de cabos isolados através do método de elementos finitos em três dimensões.** 2020. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Faculdade de Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Uberlândia, Uberlândia, 2020.

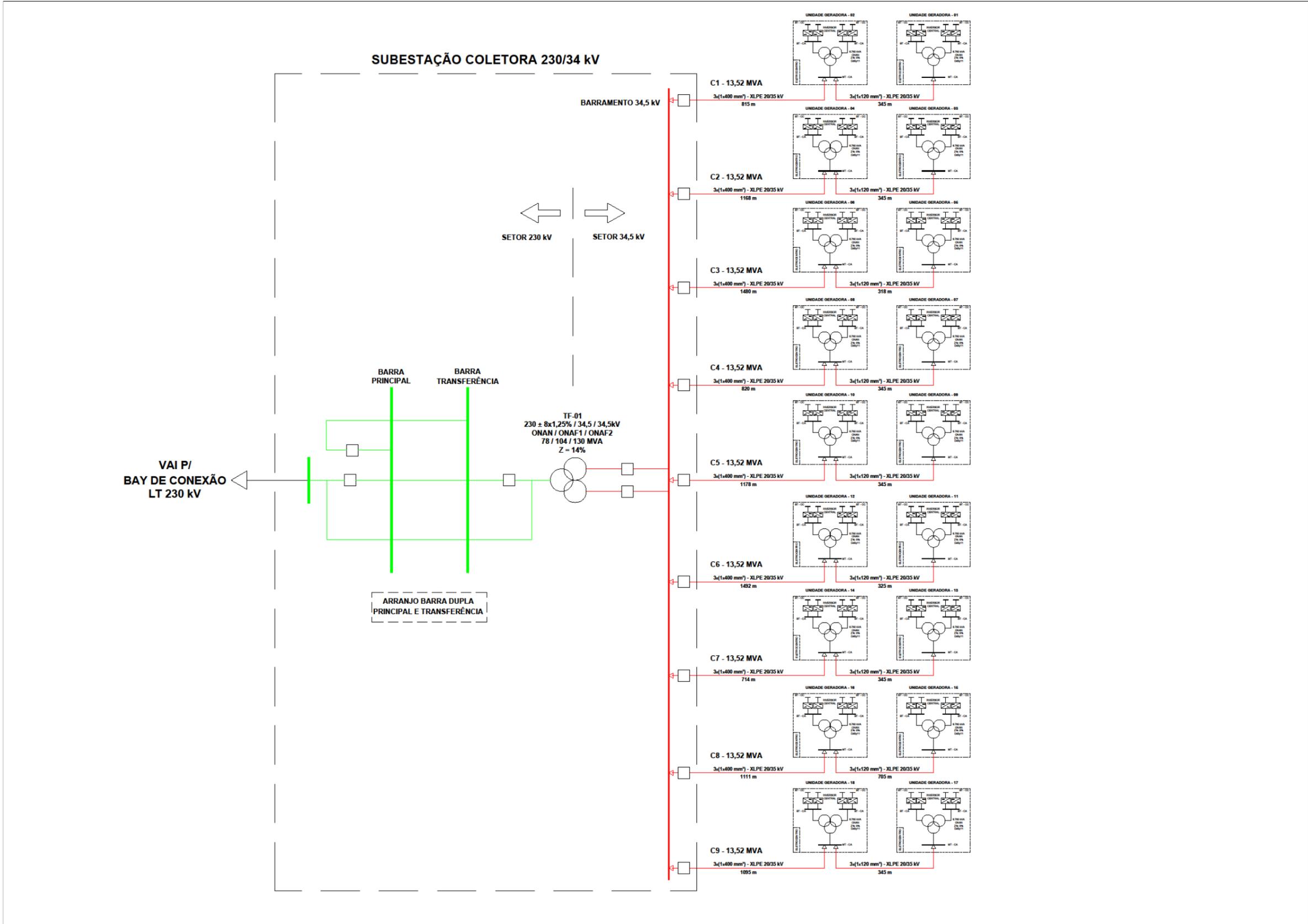
LEMAN, J.; SCHUERMAN, C. **Assessing sheath voltage limiter failure caused by improper bonding of cable sheaths.** [S.l.], INMR WORLD CONGRESS, 2019. Disponível em: <<https://www.inmr.com/sheath-voltage-limiter-failure-improper-bonding-cable-sheaths-video/>>. Acesso em: 11 mar. 2023.

THORNE & DERRICK INTERNATIONAL. **SVL's sheath voltage limiters for protection of MV HV cables.** [S.l.:s.n], 2019. Disponível em: <<https://www.powerandcables.com/svls-sheath-voltage-limiters-for-protection-of-mv-hv-cables/>>. Acesso em: 11 mar. 2023.

WILCOXON, R. **Does a 10° C Increase in Temperature Really Reduce the Life of Electronics by Half.** [S.l.:s.n], 2017. Disponível em: < <https://www.electronics-cooling.com/2017/08/10c-increase-temperature-really-reduce-life-electronics-half/>>. Acesso em: 17 jul. 2023.

KOVAC, N.; ANDERS, G. J.; POLJAK, D. An improved formula for external thermal resistance of three buried single-core metal-sheathed touching cables in flat formation, *In: IEEE Transactions on Power Delivery*, [S.l.], v. 24, n. 1, p. 3-11, 2009, Disponível em: < <https://ieeexplore.ieee.org/document/4711316>>. Acesso em: 28 mai. 2023.

APÊNDICE A – DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO



APÊNDICE B – ANÁLISE DO ESPAÇAMENTO ENTRE VALAS ADJACENTES

Para a análise da capacidade de condução em função do espaçamento entre valas adjacentes, se faz necessário o uso das Tabelas 22 a 27 e a Tabela 29. Através disso, foi possível ajustar o espaçamento inicial de 1,00 m e recalcular a capacidade de condução para todos os condutores.

Tabela 52 – Resistência térmica T_4 com ajuste de espaçamento.

Condutor	Resistência térmica do meio externo - T_4 (K.m/W)				
	Espaçamento entre valas adjacentes				
	1,00 m	2,00 m	3,00 m	4,00 m	5,00 m
C1-A	9,40592	8,53415	8,19934	8,03945	7,95167
C1-B	9,46084	8,59651	8,26836	8,11270	8,02761
C1-C	9,77595	8,86456	8,51796	8,35352	8,26366
C2-A	10,64993	9,54580	9,14370	8,95834	8,85909
C2-B	10,54224	9,44278	9,04769	8,86698	8,77067
C2-C	10,73044	9,57218	9,15498	8,96407	8,86235
C3-A	10,53766	9,11252	8,62374	8,40709	8,29419
C3-B	10,28934	8,86291	8,38128	8,16968	8,06001
C3-C	10,33770	8,83653	8,32816	8,10463	7,98879
C4-A	10,93045	9,20342	8,55790	8,25866	8,09831
C4-B	10,89853	9,22724	8,60648	8,31965	8,16620
C4-C	11,19746	9,50176	8,86331	8,56621	8,40667
C5-A	11,69424	10,06223	9,43829	9,14564	8,98775
C5-B	11,52028	9,92815	9,32513	9,04366	8,89220
C5-C	11,69424	10,06223	9,43829	9,14564	8,98775
C6-A	11,19746	9,50176	8,86331	8,56621	8,40667
C6-B	10,89853	9,22724	8,60648	8,31965	8,16620
C6-C	10,93045	9,20342	8,55790	8,25866	8,09831
C7-A	10,33770	8,83653	8,32816	8,10463	7,98879
C7-B	10,28934	8,86291	8,38128	8,16968	8,06001
C7-C	10,53766	9,11252	8,62374	8,40709	8,29419
C8-A	10,73044	9,57218	9,15498	8,96407	8,86235

C8-B	10,54224	9,44278	9,04769	8,86698	8,77067
C8-C	10,64993	9,54580	9,14370	8,95834	8,85909
C9-A	9,77595	8,86456	8,51796	8,35352	8,26366
C9-B	9,46084	8,59651	8,26836	8,11270	8,02761
C9-C	9,40592	8,53415	8,19934	8,03945	7,95167

Fonte: Elaborado pelo autor.

Tabela 53 – Capacidade de condução com ajuste de espaçamento.

Condutor	Capacidade de condução de corrente elétrica (A)				
	Espaçamento entre valas adjacentes				
	1,00 m	2,00 m	3,00 m	4,00 m	5,00 m
C1-A	220,44	231,27	235,85	238,14	239,42
C1-B	219,80	230,44	234,89	237,08	238,31
C1-C	216,27	226,98	231,48	233,71	234,95
C2-A	207,25	218,83	223,54	225,81	227,05
C2-B	208,30	220,01	224,71	226,95	228,18
C2-C	206,47	218,53	223,40	225,74	227,01
C3-A	208,34	223,92	230,08	232,98	234,53
C3-B	210,83	227,01	233,33	236,27	237,84
C3-C	210,34	227,34	234,06	237,20	238,87
C4-A	204,57	222,82	230,95	235,02	237,29
C4-B	204,87	222,54	230,31	234,17	236,32
C4-C	202,12	219,34	227,00	230,84	232,98
C5-A	197,77	213,19	220,06	223,52	225,45
C5-B	199,26	214,61	221,38	224,76	226,64
C5-C	197,77	213,19	220,06	223,52	225,45
C6-A	202,12	219,34	227,00	230,84	232,98
C6-B	204,87	222,54	230,31	234,17	236,32
C6-C	204,57	222,82	230,95	235,02	237,29
C7-A	210,34	227,34	234,06	237,20	238,87
C7-B	210,83	227,01	233,33	236,27	237,84
C7-C	208,34	223,92	230,08	232,98	234,53
C8-A	206,47	218,53	223,40	225,74	227,01

C8-B	208,30	220,01	224,71	226,95	228,18
C8-C	207,25	218,83	223,54	225,81	227,05
C9-A	216,27	226,98	231,48	233,71	234,95
C9-B	219,80	230,44	234,89	237,08	238,31
C9-C	220,44	231,27	235,85	238,14	239,42

Fonte: Elaborado pelo autor.

Os resultados da capacidade de condução obtidos pelo Caso 01 e disponibilizados através Tabela 31, serão utilizados como base para a verificação da redução da ampacidade devido a presença de valas adjacentes. Para análise, utilizou-se a comparação do condutor de maior e menor ampacidades dentre os valores encontrados Na Tabela 31 e Tabela 53. Portanto, foram comparados a ampacidade dos condutores C1-A e C2-A do caso 01 com os condutores C1-A e C5-A do caso 04.

Tabela 54 – Redução da ampacidade em função do espaçamento entre as valas.

Condutor	Capacidade de condução nominal caso 01 (A)	Percentual de ampacidade do caso 04 em comparação ao valor nominal do caso 01 (%)				
		Espaçamento entre valas adjacentes				
		1,00 m	2,00 m	3,00 m	4,00 m	5,00 m
C1-A	242,39	90,94%	95,41%	97,30%	98,24%	98,77%
C2-A	229,81	86,05%	92,76%	95,75%	97,26%	98,10%

Fonte: Elaborado pelo autor.