



**UNIVERSIDADE DA INTEGRAÇÃO INTERNACIONAL DA LUSOFONIA AFRO-
BRASILEIRA
INSTITUTO DE ENGENHARIA E DESENVOLVIMENTO SUSTENTÁVEL
CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA DE ENERGIAS**

BRUNA COELHO DE MESQUITA

**IMPACTOS DAS PERDAS ÔHMICAS NA RMT DE UMA CENTRAL GERADORA
FOTOVOLTAICA: ESTUDO DE CASO DE UM COMPLEXO SOLAR
FOTOVOLTAICO**

**REDENÇÃO
2023**

BRUNA COELHO DE MESQUITA

**IMPACTOS DAS PERDAS ÔHMICAS NA RMT DE UMA CENTRAL GERADORA
FOTOVOLTAICA: ESTUDO DE CASO DE UM COMPLEXO SOLAR
FOTOVOLTAICO**

Trabalho de conclusão de curso apresentado ao Instituto de Engenharia e Desenvolvimento Sustentável da Universidade da Integração Internacional da Lusofonia Afro-brasileira (UNILAB) como requisito parcial para obtenção do título de Bacharel em Engenharia de Energias.

Orientador: Prof. Dr Gustavo Alves De Lima Henn

**REDENÇÃO
2023**

Universidade da Integração Internacional da Lusofonia Afro-Brasileira
Sistema de Bibliotecas da UNILAB
Catalogação de Publicação na Fonte.

Mesquita, Bruna Coelho de.

M582i

Impactos das perdas ôhmicas na RMT de uma central geradora fotovoltaica: Estudo de caso de um complexo solar fotovoltaico / Bruna Coelho de Mesquita. - Redenção, 2023.
75f: il.

Monografia - Curso de Engenharia De Energias, Instituto De Engenharias E Desenvolvimento Sustentável, Universidade da Integração Internacional da Lusofonia Afro-Brasileira, Redenção, 2023.

Orientador: Prof. Dr. Gustavo Alves De Lima Henn.

1. Energia solar. 2. Rede de Média Tensão. 3. Perdas ôhmicas.
I. Título

CE/UF/Dsibiuni

CDD 621.47

BRUNA COELHO DE MESQUITA

Trabalho de conclusão de curso apresentado ao Instituto de Engenharia e Desenvolvimento Sustentável da Universidade da Integração Internacional da Lusofonia Afro-brasileira (UNILAB) como requisito parcial para obtenção do título de Bacharel em Engenharia de Energias.

Aprovado em: 30 / 11 / 2023 .

Prof. Dr. Gustavo Alves De Lima Henn (Orientador)

Universidade da Integração Internacional da Lusofonia Afro-Brasileira – UNILAB

Prof. Dr. Francisco Olimpio Moura Carneiro

Universidade da Integração Internacional da Lusofonia Afro-Brasileira – UNILAB

Prof. M. Humberto Icaro Pinto Fontinele

Universidade da Integração Internacional da Lusofonia Afro-Brasileira – UNILAB

Dedico este trabalho à trindade de apoio que sustentou cada etapa da minha jornada acadêmica: Deus, minha amada família e meu dedicado esposo.

AGRADECIMENTOS

À Deus, que por sua graça e sabedoria derramadas sobre mim, foram meu farol guia pela escuridão de dias incertos, carregados de dúvidas e anseios, a Ele agradeço humildemente. Sola Gratia.

À minha querida família, fonte inesgotável de amor, alento e compreensão em tudo que vivi, que nunca me deixaram só e sempre me motivaram pelo caminho certo, expresso minha eterna gratidão. Cada conquista aqui registrada é também de vocês, pois caminhamos juntos por esta trajetória desafiadora.

Ao meu esposo, meu amor da faculdade, que compartilhou dessa jornada e me apoiou em todas as etapas, compartilhando dos momentos bons e enfrentando os desafios juntos. Sua parceria e incentivo foram a maior força por trás deste trabalho. A caminhada se tornou mais significativa com você ao meu lado.

Aos meus amigos, Lizandra, Marisabel, Marlo e Vitória que compartilharam deste percurso comigo, saibam que cada esforço não foi em vão. Cada desafio superado, cada noite de estudo e cada sacrifício valeram a pena. Este trabalho é mais do que uma conclusão acadêmica; é a realização de um compromisso perseverante.

Aos amigos de trabalho, verdadeiros companheiros de jornada, juntos, superamos desafios, celebramos sucessos e construímos um ambiente de aprendizado contínuo. Vocês são parte integrante desta conquista. Agradeço pela colaboração, pela troca de ideias e pelo incentivo constante. Em especial a Andreza, Lorena e José Neto.

À AMP, que não foi apenas um local de trabalho, mas uma comunidade que me desafiou a crescer e contribuir de maneiras que eu nunca imaginaria. Agradeço pela oportunidade de aplicar o que aprendi, enriquecendo não apenas minha experiência profissional, mas também este trabalho.

Ao meu respeitado orientador, Prof. Dr. Gustavo Alves De Lima Henn cuja orientação e sabedoria foram luzes orientadoras neste percurso acadêmico. Suas contribuições críticas e conselhos valiosos moldaram o sucesso deste trabalho.

Neste dia, que cada pessoa que me ajudou, sejam conhecidos, desconhecidos, pessoas amadas e/ou próximas saibam que todo zelo pelo meu sucesso em minha jornada para chegar até aqui foi mais do que honrado.

RESUMO

A produção de energia por meio de uma Central Geradora Fotovoltaica (UFV) requer o emprego de equipamentos capazes de eficientemente transformar e conduzir a energia, a fim de integrá-la ao Sistema Interligado Nacional (SIN). No caso de grandes usinas, onde a energia percorre uma extensa distância até alcançar a subestação coletora, torna-se essencial a implementação de uma Rede de Média Tensão (RMT). Esta rede desempenha um papel crucial na redução de perdas, contribuindo significativamente para a eficiência global do sistema. Sendo assim, o objetivo deste trabalho consiste na elaboração de um estudo de caso do Complexo Solar Jaíba, baseado na análise comparativa das topologias aérea e subterrânea, as quais podem ser implementadas em uma RMT. O presente trabalho teve como motivação mitigar os questionamentos acerca da utilização da topologia aérea em UFVs, já que esta pode afetar a geração de energia a partir de perdas pelo sombreamento ocasionado pelas estruturas presentes. Para isto, foi realizada uma análise comparativa das perdas *ôhmicas* x geração e as perdas por sombreamento presentes nas topologias aérea e subterrânea. Como metodologia foram definidos o dimensionamento de condutores e o estudo de geração de energia através do *software Pvsyst*. Por fim, seu desenvolvimento se deu através do estudo de caso, sendo analisadas as UFVs 1 e 2.

Palavras-chave: Energia solar. Rede de Média Tensão. Perdas ôhmicas. Geração de energia.

ABSTRACT

The production of energy through a Photovoltaic Generating Plant (PVGP) requires the use of equipment capable of efficiently transforming and conducting energy to integrate it into the National Interconnected System (NIS). In the case of large plants, where energy travels a long distance to reach the collecting substation, the implementation of a Medium Voltage Network (MVN) becomes essential. This network plays a crucial role in reducing losses, contributing significantly to the overall efficiency of the system. Therefore, the objective of this work is to develop a case study of the Jaíba Solar Complex, based on the comparative analysis of aerial and underground topologies that can be implemented in an MVN. The motivation behind this work is to address concerns about the use of aerial topology in PVGPs, as it can affect energy generation due to losses caused by shading from existing structures. For this purpose, a comparative analysis of ohmic losses vs. generation and shading losses present in aerial and underground topologies was conducted. The methodology involved defining conductor sizing and studying energy generation using the Pvsyst software. Finally, the development of the study was carried out through the case study, analyzing PVGP 1 and 2.

Keywords: Solar energy. Medium Voltage Network. Ohmic losses. Energy generation.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Central Geradora Fotovoltaica	19
Figura 2 - Módulo Solar Fotovoltaico	20
Figura 3 - <i>Trackers</i> instalados em uma usina	21
Figura 4 - Inversor central	22
Figura 5 - Inversor <i>string</i>	23
Figura 6 - <i>Skid</i>	24
Figura 7 - Esquema da distribuição dos cabos condutores em UFVs.....	25
Figura 8 - Características construtivas de um cabo de média tensão subterrâneo.....	26
Figura 9 - Características construtivas de um cabo de média tensão aéreo.....	26
Figura 10 - Vala MT em solo natural.....	28
Figura 11 - RMT Aérea.....	29
Figura 12 - Curva característica IxV para um módulo fotovoltaico.....	31
Figura 13 - Dados de entrada para planilha de cálculos RMT subterrâneo.....	35
Figura 14 - Dados de entrada para planilha de cálculos RMT aéreo.....	36
Figura 15 - Etapas de configuração do <i>software</i> PVsyst.....	44
Figura 16 - Perdas previstas no <i>software</i> PVsyst.....	45
Figura 17 - Localização do Município de Jaíba.....	47
Figura 18 – Diagrama unifilar MT.....	51
Figura 19 - Diagrama de perdas (Cenário 1)	63
Figura 20 - Diagrama de perdas (Cenário 2)	64

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Comprimentos lineares dos circuitos.....	52
Tabela 2 - Características RMT subterrânea.....	52
Tabela 3 - Resultados dos cálculos de capacidade de corrente corrigida (cenário 1)	54
Tabela 4 - Resultados dos cálculos de queda de tensão (cenário 1)	55
Tabela 5 - Resultados dos cálculos de perdas ôhmicas (cenário 1)	55
Tabela 6 - Características RMT aérea	56
Tabela 7 – Dados de entrada para capacidade de corrente corrigida	54
Tabela 8 - Resultados dos cálculos de corrente corrigida (cenário 2)	57
Tabela 9 - Resultados dos cálculos de queda de tensão (cenário 2)	58
Tabela 10 – Resultados dos cálculos de perdas ôhmicas (cenário 2)	59
Tabela 11 - Quantitativos de cabos	60
Tabela 12 - Custos da RMT sub	61
Tabela 13 - Custos de cabos RMT aérea + sub	62
Tabela 14 - Perdas ôhmicas MT	62
Tabela 15 – Perdas x Geração	65
Tabela 16 – Resultados Pvsyst (Cenário 1)	65
Tabela 17 – Resultados Pvsyst (Cenário 2)	66
Tabela 18 – Comparativo do Performance Ratio - PR [%]	66
Tabela 19 – Comparativo dos custos em R\$ para os dois cenários	67
Tabela 20 – Comparativo dos custos do Wp para os dois cenários	67

LISTA DE QUADROS

Quadro 1 - Configuração eletromecânica (Parte I)	48
Quadro 2 - Configuração eletromecânica (Parte II)	48
Quadro 3 – Características dos condutores subterrâneos.....	53
Quadro 4 – Características dos condutores aéreos.....	57

LISTA DE SIGLAS E ABREVIATURAS

ABSOLAR - Associação Brasileira de Energia Solar

ACL - Ambiente de Contratação Livre

ACR - Ambiente de Contratação Regulada

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica

BT - Baixa Tensão

CA - Corrente Alternada

CC - Corrente Contínua

CCEE - Câmara de Comercialização de Energia Elétrica

CRESESB – Centro de Referência para as Energias Solar e Eólica Sérgio de S. Brito

GC - Geração Centralizada

GD - Geração Distribuída

MT - Média Tensão

ONS - Operador Nacional do Sistema

PAC - Ponto de Acoplamento Comum

RMT - Rede de Média Tensão

SIN - Sistema Interligado Nacional

UFV - Central Geradora Fotovoltaica

UGs - Unidades Geradoras

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	15
1.1 Apresentação da temática	15
1.2 Metodologia	17
1.3 Justificativa	17
1.4 Objetivos	17
1.4.1 Objetivo Geral	17
1.4.2 Objetivos Específicos	18
2 ENERGIA SOLAR: ASPECTOS E CARACTERÍSTICAS DE USINAS CENTRALIZADAS	19
2.1 Central Geradora Fotovoltaica (UFV)	19
2.2 Principais equipamentos e materiais	20
2.2.1 Módulos fotovoltaicos	20
2.2.2 Estruturas de sustentação	21
2.2.3 Inversores	22
2.2.4 Transformadores	24
2.2.5 Cabos condutores	25
2.3 Arranjos de parques de geração solar fotovoltaica	26
2.3.1 Rede de Média Tensão Subterrânea	27
2.3.2 Rede de Média Tensão Aérea	28
2.3.3 Comparação entre as RMTs	30
2.4 Perdas gerais no sistema	31
2.4.1 Perdas por temperatura	31
2.4.2 Perdas por sombreamento	32
2.4.3 Perdas do inversor	32
2.4.4 Perdas nos Cabos	32
2.5 Considerações Finais	33
3 DIMENSIONAMENTO DE RMT PARA USINAS SOLARES	34
3.1 Definição do <i>Layout</i> e encaminhamento da RMT	34
3.2 Dimensionamento dos condutores	35
3.2.1 Dimensionamento dos condutores: RMT subterrânea	36
3.2.1.1 <i>Método de instalação</i>	36
3.2.1.2 <i>Critério de capacidade de condução corrigida</i>	37

3.2.1.3 Critério de corrente de curto-circuito	38
3.2.1.4 Critério de queda de tensão	38
3.2.1.5 Critério de perdas ôhmicas	39
3.2.2 Dimensionamento dos condutores: RMT aérea	40
3.2.2.1 Método de instalação	40
3.2.2.2 Critério de capacidade de condução corrigida	40
3.2.2.3 Critério de corrente de curto-circuito	42
3.2.2.4 Critério de queda de tensão	43
3.2.2.5 Critério de perdas ôhmicas	43
3.3 Análise de Perdas x Geração (PVsyst)	44
3.4 Considerações Finais	46
4. ESTUDO DE CASO: Complexo Fotovoltaico Jaíba	47
4.1 Caracterização do Complexo	47
4.1.1 Localização	47
4.1.2 Principais equipamentos	48
4.2 Dimensionamento da RMT	50
4.2.1 Cenário 1: RMT subterrânea	52
4.2.1.1 Critério de capacidade de corrente corrigida	53
4.2.1.2 Critério de curto-circuito	54
4.2.1.3 Critério de queda de tensão	55
4.2.1.4 Critério de perdas ôhmicas	55
4.2.2 Cenário 2: RMT aérea	56
4.2.2.1 Critério de capacidade de corrente corrigida	57
4.2.2.2 Critério de curto-circuito	58
4.2.2.3 Critério de queda de tensão	59
4.2.2.4 Critério de perdas ôhmicas	60
4.2.3 Análise de Custos	61
4.3 Análise de Geração (PVsyst)	62
4.4 Resultados e Discussões	64
4.4.1 Análise de Perdas x geração	64
4.4.2 Análise de Custos	66
5. CONCLUSÃO	68
REFERÊNCIAS	70

1 INTRODUÇÃO

1.1 Apresentação da temática

A importância da eletricidade nas diferentes atividades de produção e consumo confere-lhe o estatuto de insumo de infraestrutura constituído por produtos e serviços como transportes, comunicações, saneamento e energia. Além disso, os seus níveis de consumo podem servir como indicadores importantes do bem-estar social e das diferenças socioeconômicas e tecnológicas entre os diferentes países (Barbosa, Mattos, 2019; Brambilla, Mueller, 2004).

Destaca-se que em 2022, o Brasil alcançou o maior consumo de energia elétrica ao registrar uma média de 67.265 MWh (*megawatt-hora*), estabelecendo assim o valor mais elevado dos últimos 10 anos e sendo 1,5% maior em relação ao ano anterior, de acordo com os dados da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE, 2023). Diante disto, no âmbito da geração de energia surgem desafios para acompanhar tal crescimento, como a falta de disponibilidade de recursos energéticos e suas utilizações eficientes, além de impactos ambientais como a redução da emissão de gases causadores do efeito estufa (Bento *et al*, 2022).

Na busca por solucionar as dificuldades encontradas, o Brasil tem apresentado um aumento significativo na utilização de fontes renováveis, alcançando o recorde de 92% de geração através de fontes mais sustentáveis (CCEE, 2023). Assim, as fontes renováveis incluem a hidráulica, solar, eólica, biomassa e geotérmica, onde a geração de energia hidráulica se destaca ocupando 61,9% da geração. Em contrapartida, observa-se um crescimento nas fontes de energia eólica e solar, no qual, a exploração e implementação bem-sucedida dessas fontes de energia podem ajudar a elevar o modo como o Brasil produz e consome energia (EPE, 2023).

Diante disso, este estudo é voltado para o debate da fonte de energia solar, dado o grande potencial referente a disponibilidade de sol e a necessidade de ampliação da geração, para atender o crescimento do consumo. Segundo a Associação Brasileira de Energia Solar (ABSOLAR) e o Operador Nacional do Sistema (ONS, 2023) a energia solar já representa 15% de toda a matriz elétrica do país, atingindo a marca de 32 GW (*gigawatts*) em potência instalada em agosto deste ano. Essa capacidade resulta de fontes geradoras, desde usinas de grande porte até módulos em telhados, fachadas e pequenos terrenos.

A geração através de energia solar no Brasil é dividida em dois tipos, sendo elas a geração distribuída (GD) e centralizada (GC). A GD é caracterizada por pequenas usinas geradoras de energia para o consumo próprio, com potência instalada de até 3 MW (*megawatts*), sendo instaladas no local de consumo ou próximo a ele. Já a GC é caracterizada por grandes centrais de geração de energia elétrica, com grandes capacidades instaladas. Além disso, é composta por projetos acima de 3 MW. O segmento é voltado para comercialização de

eletricidade no Ambiente de Contratação Livre (ACL) e o Ambiente de Contratação Regulada (ACR). (ABSOLAR, 2023).

Nesse contexto, a conversão de energia solar em energia elétrica é realizada através das usinas geradoras que podem ser de diversos tamanhos. As geradoras são formadas pelos módulos fotovoltaicos responsáveis pela captação da radiação solar, gerando energia em Corrente Contínua (CC). Esta energia é convertida em Corrente Alternada (CA) através dos inversores (Arias, 2022).

Nas usinas centralizadas existe um diferencial relacionado às redes elétricas após a conversão de corrente CC para CA, diferente de outras fontes como hidrelétricas e geotérmicas presentes no mercado a mais tempo. Na GC fotovoltaica o parque é formado por várias unidades geradoras que precisam se interligar para transportar a energia até a subestação, onde ocorre a junção dessa energia para conexão ao sistema elétrico nacional. Acerca disso, Bento *et al.*, (2022) afirma que por conta das longas distâncias para interligação entre geradoras, observa-se possíveis perdas elétricas significativas no percurso, além de potências elevadas, sendo necessário a utilização da Rede de Média Tensão (RMT) nesses empreendimentos, onde a RMT pode ser feita em duas configurações diferentes, sendo elas subterrânea e aérea, com tensão que pode variar entre 1,0 kV a 36,2 kV no Brasil.

Sobre as perdas *ôhmicas*, estas são referentes às perdas de energia ocasionadas a partir da resistência elétrica presente pela passagem de corrente em condutores reais, conforme pontua Vinturini (2020). A área da seção transversal, o comprimento e a resistividade do material que forma o condutor são parâmetros que afetam diretamente a perda de energia no circuito, pois definem a resistência deste. A partir dessas perdas, podemos definir o efeito Joule, que é a energia (ou calor) dissipada por um material quando uma corrente elétrica passa por ele (Oliveira, 2021).

Conforme sinalizam Mondoc e Pop (2010), o desempenho das tecnologias fotovoltaicas é geralmente previsto em condições de teste padrão. Estas condições raramente são encontradas em sistemas fotovoltaicos em instalações externas. Sendo assim, o cálculo das perdas dos condutores em sistemas fotovoltaicos não é fácil de resolver manualmente, pois a corrente que passa pelo condutor em cada instante depende da hora do dia, das condições climáticas e do sombreamento (Vinturini, 2020).

Neste cenário, fica evidente que um estudo de dimensionamento e topologia desta rede pode representar uma redução significativa de perdas na transferência da energia entre os geradores e a subestação coletora. Este trabalho busca avaliar o impacto das perdas ôhmicas nas RMT em usinas fotovoltaicas, através de um estudo de caso.

1.2 Metodologia

A metodologia utilizada para este trabalho compreende uma pesquisa descritiva, onde será realizada uma pesquisa bibliográfica em teses, periódicos, revistas e congressos referentes a fatores de perdas na RMT em sistemas fotovoltaicos e sobre os principais conceitos associados à geração de energia fotovoltaica.

A etapa seguinte é constituída de um estudo de caso referente à usina solar fotovoltaica Jaíba, que possui potência de 153,86 MWp a ser implantada na localização de Jaíba - MG. A usina solar possui nome fictício e pertence a uma empresa investidora no qual seu nome não é exposto neste trabalho, respeitando seu direito de confidencialidade.

Neste trabalho foi feita uma análise comparativa entre os dois principais tipos construtivos de RMT, sendo eles aéreo e subterrâneo. Como principais pontos, foram avaliados: as perdas *ôhmicas* em contraponto a geração de energia e as perdas por sombreamento. Sendo assim, busca-se observar, através de simulações computacionais, os impactos que estas perdas causam no desempenho dessa planta.

1.3 Justificativa

A eficiência de um sistema fotovoltaico depende do desempenho de seus componentes individuais, que podem ser influenciados por vários fatores, dentre estes, uns são relacionados ao clima e outros relacionados a perdas associadas. Dado que as necessidades de cada sistema são distintas, é fundamental antecipar e projetar o sistema para responder a quaisquer potenciais desafios que possam surgir no local, de forma a alcançar o melhor desempenho possível (Mondoc; Pop, 2010). Dessa forma, este trabalho se justifica devido a importância da análise de perdas *ôhmicas* existentes na RMT, com o objetivo de determinar o cenário mais eficiente de uma usina centralizada.

A escolha desta temática se deu pela objeção da utilização de RMT aérea em UFVs, por existir grande questionamento com relação as perdas por sombreamento causadas principalmente pelos postes locados.

1.4 Objetivos

1.4.1 Objetivo Geral

O objetivo geral deste trabalho consiste em realizar uma análise comparativa entre possíveis cenários para a RMT de uma usina solar fotovoltaica centralizada, visando identificar

qual dos cenários reduz as perdas *ôhmicas*, sem gerar redução de geração, resultando num aumento de geração de energia.

1.4.2 Objetivos Específicos

Para alcançar o objetivo geral, se estabeleceu os seguintes objetivos específicos:

- Apresentar a configuração eletromecânica da usina em estudo;
- Apresentar os projetos de rede de média tensão e implantação para os 2 cenários em análise;
- Dimensionar os condutores de média tensão presentes da RMT;
- Avaliar a performance dos cenários, por meio de simulações computacionais realizadas no *software PVsyst*.

2 ENERGIA SOLAR: ASPECTOS E CARACTERÍSTICAS DE USINAS CENTRALIZADAS

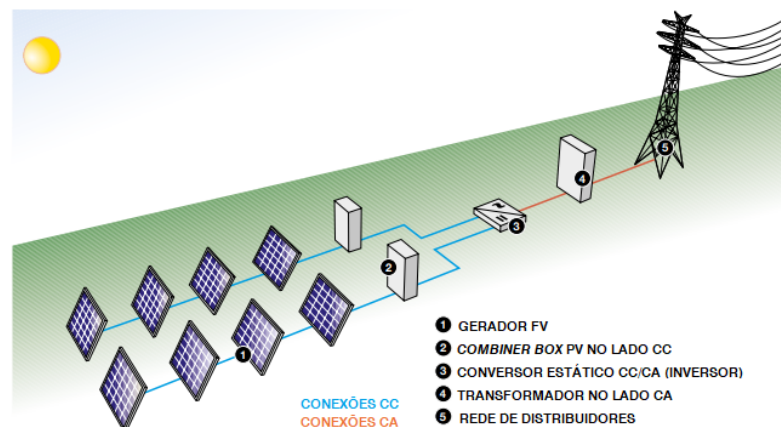
2.1 Central Geradora Fotovoltaica (UFV)

A conversão direta da energia solar em eletricidade é possível por meio do fenômeno conhecido como efeito fotovoltaico, e o dispositivo responsável por essa conversão é a célula fotovoltaica. Nos sistemas de usinas solares fotovoltaicas, os módulos são constituídos pelas células fotovoltaicas, sendo o silício (Si) o material mais utilizado na composição desses dispositivos (CRESESB, 2008).

Uma Central Geradora Fotovoltaica (UFV) é definida pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) (2023, pg. 3) como “Instalação de produção de energia elétrica a partir do aproveitamento da radiação solar sob a aplicação do efeito fotovoltaico”. Sendo assim, a geração centralizada refere-se a um modelo de produção de energia solar que implanta estações ou dispositivos fotovoltaicos em locais estratégicos para gerar eletricidade em escala comercial ou industrial.

A configuração de uma UFV inclui componentes essenciais, como os módulos fotovoltaicos, os inversores, os transformadores e o sistema de transferência da energia produzida. De acordo com Arias (2022, pg. 12) “Os módulos farão a conversão dos fótons em corrente contínua, os inversores farão a conversão da corrente contínua para corrente alternada e os transformadores elevarão a tensão para que a transferência apresente menores valores de perdas”. A seguir, na Figura 01, é apresentada uma figura esquemática de simplificada de uma UFV.

Figura 1 - Central Geradora Fotovoltaica.



Fonte: Adaptado de ABB (2014).

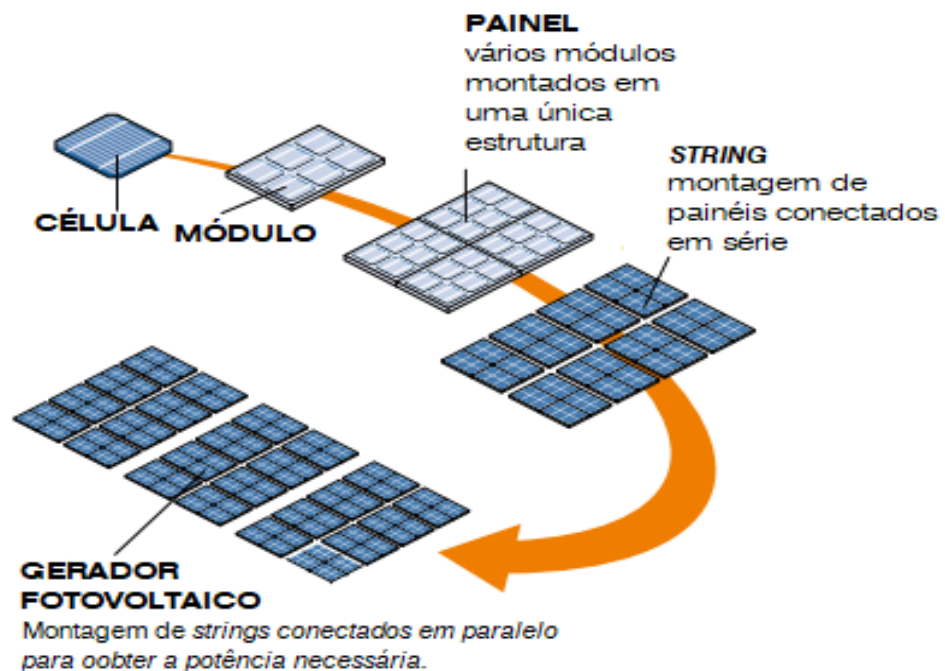
2.2 Principais equipamentos

2.2.1 Módulos fotovoltaicos

O módulo fotovoltaico é o elemento central do subsistema de geração de eletricidade. Este é composto por conexões em série e paralelo de células fotovoltaicas, para proporcionar a utilização prática da energia gerada. Esses módulos possuem encapsulamento para proteger as células fotovoltaicas da ação do tempo e dos eventuais impactos. As células são cobertas, do lado exposto ao sol, por uma cobertura transparente, que pode ser de vidro, plástico ou resina de silicone, mais um encapsulante de EVA. Por fim, é formado de uma estrutura montada, de alumínio (Alvarenga, 2014).

Os tipos mais comuns de módulos fotovoltaicos são os de silício monocristalino, policristalino e filme fino. Porém, nas usinas centralizadas, os módulos mais comumente usados são os monocristalinos. Sabe-se que o módulo fotovoltaico possui uma tensão de operação e uma tensão de circuito aberto inferior à tensão de operação dos inversores, com isso, torna-se necessário a utilização de determinada quantidade de módulos conectados em série, as *strings*, para que se chegue a valores próximos à tensão máxima do inversor (Arias, 2022). Assim, na Figura 02, será exemplificado acerca do módulo solar fotovoltaico.

Figura 2 - Módulo Solar Fotovoltaico.



Fonte: Adaptado de ABB (2014).

2.2.2 Estruturas de sustentação

Os módulos são apoiados em estruturas de sustentação, para garantir a inclinação adequada e a orientação correta em relação à luz solar, além do distanciamento do solo. Nos módulos existem dois terminais de saída que têm o papel de coletar e transferir a corrente gerada para os sistemas de gerenciamento da usina solar (ENEL, 2023). Na configuração de usina centralizada, os painéis são fixos ao solo, sendo que nesse tipo de montagem, facilita um melhor ajuste da orientação e uma maior flexibilidade, comparado aos sistemas montados em telhados. Outro ponto positivo é o acesso mais seguro para instalação e manutenção (Pinho; Galdino, 2014).

Além disso, nessas usinas podem ou não ser utilizados os seguidores solares, conhecidos como *trackers*. Estes são desenvolvidos para acompanhar a direção do sol, corrigindo as mudanças que ocorrem durante o dia, otimizando ao máximo a geração de energia dos módulos fotovoltaicos (Bofinger, 2018). Ainda podem ser divididos de acordo com a quantidade de fileiras presentes em uma mesma estrutura, sendo eles mono-linhas ou bi-linhas. Na figura 3 pode-se observar *trackers* instalados em campo.

Figura 3 - *Trackers* instalados em uma usina.



Fonte: Empresa Construtora (2023).

2.2.3 Inversores

Um inversor é o dispositivo eletrônico que fornece energia CA, a partir de uma fonte de energia CC. Segundo Pinho e Galdino (2014), a tensão CA de saída deve ter amplitude, frequência e conteúdo harmônico adequados às cargas a serem alimentadas da rede. Assim, a escolha do inversor solar é realizada levando em conta a potência nominal fotovoltaica que ele deve suportar.

Em projetos de usinas centralizadas podem ser encontradas duas configurações usuais de inversores solares, os centrais e *strings*. Sendo assim, os inversores centrais são grandes dispositivos que oferecem uma distribuição integrada entre CC e CA. Eles geralmente são instalados ao ar livre em poucas quantidades e são projetados para suportar altas potências, na ordem de MW. O funcionamento do inversor central é projetado para operar com tensão e frequência fixas. Eles usam componentes eletrônicos como MOSFETs, IGBTs e diodos para converter correntes contínuas em alternadas (Novergy, 2017). Na Figura 4 é apresentado um inversor central.

Figura 4 - Inversor central.



Fonte: Sungrow (2023).

Com a aplicabilidade do inversor central nas UFVs se faz necessário a utilização de caixas de junção, conhecidas como *combiner boxes*, nas quais a corrente contínua produzida pelos módulos fotovoltaicos é primeiro alimentada a uma *combiner box*, onde várias *strings* são

conectadas em paralelo (Arias, 2022). Assim, a saída CC combinada da caixa de junção é então interligada aos inversores centrais.

Já os inversores *strings*, em usinas centralizadas, são aplicados em grandes quantidades, chegando a centenas ou milhares de unidades, cada uma com nível de potência na ordem de alguns kW, distribuídos no interior da usina. Os inversores *string* são agregados em paralelo e conectados a um transformador elevador (Alves, 2023).

Adicionalmente, o inversor *string* processa de maneira individual o desempenho de um conjunto de módulos fotovoltaicos, buscando o MPPT (ponto de máxima transferência de potência) de cada módulo. Isso facilita o monitoramento do sistema, e a avaliação do desempenho de cada componente, tendo como principal vantagem otimizar a geração. Por outro lado, a grande quantidade necessária de inversores *strings* pode tornar a topologia negativa financeiramente (Alves, 2023 apud V. M. Phap, 2019). Exposto abaixo, na Figura 5, é visto um inversor *string* instalado em campo.

Figura 5 - Inversor *string*.



Fonte: Empresa Construtora (2023).

2.2.4 Transformadores

A energia convertida após os inversores é transportada aos pontos de consumo através de linhas de alta tensão, necessitando passar antes pelos transformadores, que irão elevar a tensão que vem dos inversores, que usualmente vão de 13.800 volts até 230.000 volts. (Bofinger, 2018). Sendo assim, segundo (Sánchez, 2022), a tensão que sai dos inversores em baixa tensão (BT), sofrerá dois processos: primeiramente passará pelo transformador, elevando-a para média tensão (MT). Em seguida, essa tensão será elevada para Alta tensão (AT), através de uma subestação elevadora, sendo possível a conexão da usina a rede de transporte e distribuição.

Com o objetivo de simplificar o processo, o setor ultimamente tem optado por uma solução que unifica dispositivos como transformador de potência, o cubículo de média tensão, o quadro geral de baixa tensão, o painel de comando e o tanque ou caixa de contenção, podendo contar ainda com a integração de inversores (centrais) ou não, sendo conhecido como *Skid* ou eletrocentro (Sánchez, 2022; Guimarães, 2022).

O *Skid* é uma subestação unitária, sendo uma plataforma completa, que respeita as faixas de potências de 500 a 8000 kVA. Sua montagem pode ser customizada, podendo integrar ou não os dispositivos citados acima. Essa solução pode ser implementada tanto com transformadores à óleo quanto a seco. Como visto na Figura 6, estes são instalados ao ar livre em uma plataforma de alvenaria, sendo construídos de forma compacta em aço galvanizado, garantindo alta resistência (Guimarães, 2022).

Figura 6 - Skid.

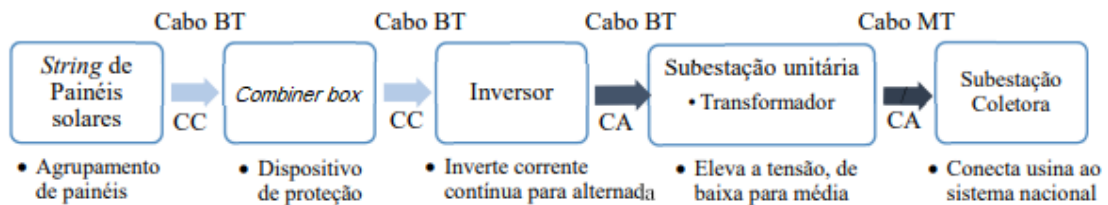


Fonte: Empresa Construtora, 2023.

2.2.4 Cabos de Força

Os cabos de força em usinas centralizadas são divididos em dois tipos, de acordo com os equipamentos que serão interligados, sendo eles Baixa Tensão (BT) e Média Tensão (MT). A conexão entre os módulos à *combiner box* (ou diretamente ao inversor, de acordo com o tipo de topologia escolhido) é realizada por meio dos cabos solares, que conduzem energia em corrente CC. Já a conexão entre *combiner box*, inversores, transformador e subestação é feita através de cabos não-solares, que conduzem energia em corrente CA. Sendo os cabos solares usualmente energizados em BT e os não-solares em MT. Na Figura 7 é mostrado como ocorre a distribuição dos cabos condutores, de acordo com os equipamentos conectados (Eccel, 2018).

Figura 7 - Esquema da distribuição dos cabos condutores em UFVs.



Fonte: Adaptado de Eccel (2018).

Ademais, os cabos de energia são formados por quatro elementos, sendo eles: o condutor; sistema dielétrico, blindagem metálica e proteção externa. Segundo Teixeira Junior (2004), o condutor é responsável pelo transporte da energia elétrica, podendo ser este do tipo unipolar ou multipolar. Já o sistema dielétrico, em condutores de baixa tensão, é constituído apenas da isolamento, enquanto para cabos de média ou alta tensão são compostos pelas blindagens do condutor, além da isolamento.

Teixeira Junior (2004, p.22), também afirma que:

A blindagem metálica pode ser utilizada objetivando proteger os condutores contra interferências, principalmente eletromagnéticas, ou servir como um condutor para o transporte das correntes de carga capacitiva e de curto-circuito do sistema, no caso de cabos de média ou alta tensão. A proteção externa pode ser simples, constituída apenas por uma camada extrudada, ou por uma combinação de reforços mecânicos, seja por fios, fitas metálicas ou mesmo por capas metálicas (armaduras).

Seguindo a NBR 6251, a blindagem pode ser não-metálica ou metálica, sendo constituídas por materiais compatíveis química e termicamente, com o do condutor e da isolamento, no qual os mais utilizados são: EPR - compostos isolantes à base de copolímero etilenopropileno (EPM) e XLPE - composto isolante à base de polietileno reticulado

quimicamente (ABNT, 2018). Na Figura 8 são apresentados todos os elementos que podem estar presentes em um cabo de média tensão.

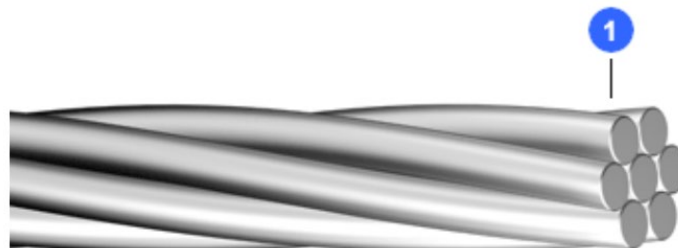
Figura 8 - Características construtivas de um cabo de média tensão subterrâneo.



- 1 **Condutor:** Alumínio nu, liga 1350, encordoado circular compactado (Classe 2), bloqueado contra penetração longitudinal de água.
- 2 **Blindagem do condutor:** Camada de composto termofixo semicondutor.
- 3 **Isolação:** Composto termofixo de polietileno reticulado XLPE 90 °C.
- 4 **Blindagem da isolação:** Camada de composto termofixo semicondutor de fácil remoção a frio.
- 5 **Blindagem metálica:** Fios de cobre nu, bloqueada contra penetração longitudinal de água.
- 6 **Separador:** Fita não higroscópica de poliéster, aplicada em hélice cobrindo 100 % do cabo.
- 7 **Cobertura:** Composto de polietileno termoplástico PE ST7

Fonte: Induscabos (2023).

Figura 9 - Características construtivas de um cabo de média tensão aérea.



CONSTRUÇÃO

1	Fio de alumínio nu, têmpera H-19 com encordoamento concêntrico.
---	---

Fonte: Induscabos (2023).

A escolha desses materiais depende dos padrões de projeto definidos pela contratante. Conforme observado por Grigolletto Neto (2022), a adesão de requisitos é fundamental para o bom funcionamento dos cabos de energia, já que esses materiais apresentam variações em características como resistência mecânica, impermeabilidade, inflamabilidade, bem como emissão de fumaça e gases, estabilidade térmica, resistência à agentes químicos e flexibilidade. Além dos requisitos construtivos previstos na NBR 6251, os cabos também devem atender aos requisitos de desempenho especificados na NBR 7287.

2.3 Arranjos de parques de geração solar fotovoltaica e sua RMT

Os arranjos fotovoltaicos são especificados de acordo com a norma NBR 16690. Nesta são estabelecidos os requisitos de projeto para instalações elétricas dos arranjos, incluindo os condutores, componentes fotovoltaicos, dispositivos de proteção e dispositivos de aterramento (ABNT, 2019).

A partir dos equipamentos expostos anteriormente, nas usinas centralizadas, a conversão de energia primária em energia elétrica é realizada através das Unidades Geradoras (UGs). Cada unidade é formada por um grupo de módulos que se conectam a um inversor e em seguida a um transformador. O posicionamento das UGs é definido na fase inicial do projeto, visando maximizar a captação do potencial energético do local. (Bento *et al.*, 2022; Sánchez, 2022).

Além das UGs, uma usina solar fotovoltaica centralizada pode ser dividida em parques, que consiste em um grupo de UGs reunidas, e por fim é chamado por complexo fotovoltaico a soma de todos os parques presentes no mesmo terreno de instalação.

Uma vez estabelecidas a localização de cada UG, o parque deverá ser conectado ao sistema elétrico. Essa ligação é feita de forma que a energia elétrica gerada por um conjunto de UGs da usina centralizada seja transmitida até o ponto de conexão, onde o complexo está vinculado ao Sistema Interligado Nacional (SIN) (Moraes, 2022).

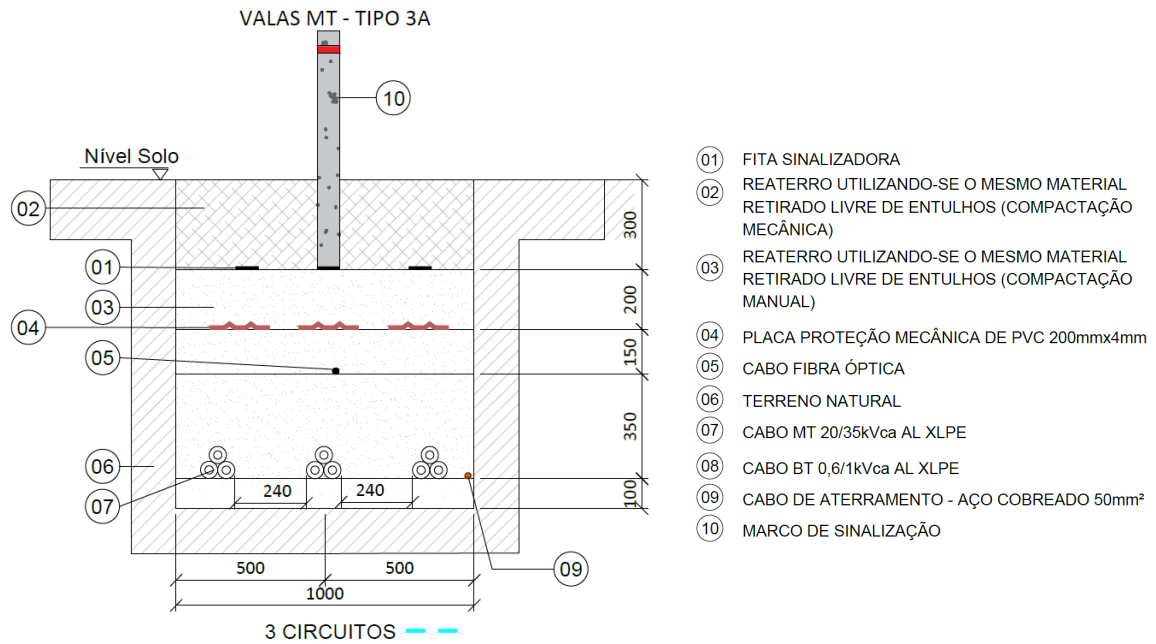
Para isto, é necessária a construção de uma rede de média tensão (RMT) que interligue todas as unidades e as conecte ao ponto de acoplamento comum, o PAC. O PAC é composto pelo barramento de média tensão da subestação coletora da usina, onde cada circuito da RMT é conectado através de alimentadores aéreos isolados a ar ou cubículos de média tensão subterrânea isolados a gás ou a ar (Moraes, 2022). Em sequência, Bento *et al.* (2022) descrevem a RMT, sendo esta uma rede trifásica com o nível de tensão de até 34,5 kV, podendo ser construída em rede aérea, subterrânea ou híbrida.

2.3.1 Rede de Média Tensão Subterrânea

A rede de média tensão subterrânea é construída com cabos isolados, diretamente enterrados. Porém, em pontos de travessia das vias, os cabos são instalados em bancos de dutos, pois é preciso suportar grandes esforços mecânicos devido à passagem de veículos. Para a instalação dos cabos enterrados, escava-se uma vala com aproximadamente 1 metro de profundidade. No fundo da vala é instalado um cabo de cobre para aterramento, logo acima, são instalados os cabos de média tensão, que são cobertos por uma camada de proteção

mecânica. Além disso, na vala também são instalados cabos de fibra óptica, utilizados para comunicação e a camada superior é composta por elementos de sinalização (Bento *et al.*, 2022). A seguir, na Figura 9 uma representação de uma vala subterrânea.

Figura 10 - Vala MT em solo natural.



Fonte: Empresa Construtora (2023).

Ao projetar redes subterrâneas, é importante considerar os fatores de correção de capacidade de condução de corrente definidos pelas normas, incluindo por exemplo a temperatura do solo, resistividade térmica do solo e o agrupamento. Estes são necessários para a escolha do condutor adequado, visando permitir o fluxo de toda a energia produzida pela usina. Além disso, a rede de média tensão também deve ser protegida contra a sobrecarga e curto-circuito (Ferreira, 2020).

2.3.2 Rede de Média Tensão Aérea

As redes aéreas convencionais são definidas por possuírem condutores flexíveis sustentados por cadeias de isoladores, que podem ser feitos de porcelana, vidro ou poliméricos. Estes são instalados em cruzetas no topo de postes, que são de concreto. Dependendo da quantidade de circuitos fixados na estrutura, podem ser classificados ainda como circuitos simples ou duplos (Kawabata, 2018).

Os condutores de alumínio utilizados para este tipo de rede podem ser com alma de aço, CAA, ou sem alma de aço, CA, além de serem nus ou protegidos. Os cabos protegidos são

formados por uma camada externa isolante com intuito de proteger contra contatos ocasionais de objetos (Kagan *et al.*, 2005). Além disso, fazem parte da rede aérea equipamentos como seccionadores e para raios, além dos isoladores tipo pilar. Conforme observado por Kawabata (2018), essa rede fica totalmente desprotegida contra fatores ambientais, podendo apresentar falhas constantes, e assim, manutenções frequentes. Pode ser visto abaixo na Figura 10 um exemplo de estruturas de rede aérea.

Figura 11 - RMT Aérea.



Fonte: Empresa Construtora (2023).

Apesar do alto índice de intervenção, possui um baixo custo de implantação, por se tratar de um modelo de rede já saturado tecnologicamente. Teve sua criação a aproximadamente 60 anos, e assim, por ser o mais antigo e de menor custo de implantação, é um dos tipos mais encontrado e utilizado no Brasil em redes de distribuição e parques de geração de energia (Kawabata, 2018).

As redes de média tensão ainda podem ser consideradas mistas, o que pode acontecer em casos diversos. Isso ocorre quando em RMTs subterrâneas se faz necessário trechos de rede aérea para travessias de riachos e regiões ambientais protegidas. O mesmo pode acontecer no

caso contrário, ao utilizar RMT aérea, quando se faz necessário trechos subterrâneos na saída do *skids* e trechos de travessias presentes nos acessos da usina.

2.3.3 Comparação entre as RMTs

É possível realizar uma análise comparativa para decidir qual a RMT mais viável a ser instalada na usina em estudo. As configurações subterrânea e aérea podem ser comparadas entre si através de quatro custos, nos quais: construção; manutenção; perdas e disponibilidade. Sendo que esses custos variam para cada usina, necessitando de um estudo individualizado para cada, pois dependem de localização, época de construção, entre outros. Vale destacar que essa escolha deve ser baseada em aspectos financeiros e técnicos, tendo como consideração que a usina deve ter um bom desempenho nas suas décadas de operação (Bento *et al.*, 2022).

No geral, para Bento *et al.*, (2022) os custos por construção são mais elevados na RMT subterrânea, já que o item de maior valor, é o cabo de média tensão isolado, é formado de várias camadas e conta com a especificação de blindagem metálica que varia o preço do condutor tornando-os mais caros que os cabos aéreos, que são formados apenas do condutor e uma cobertura de proteção. Outro ponto a se avaliar é o tipo de instalação, pois os cabos subterrâneos nesse tipo de usina são diretamente enterrados no solo, sendo necessário um dimensionamento adequado, avaliando a dissipação de calor presente ali, sendo assim em muitos casos a seção necessária para cabos subterrâneos é maior, elevando o preço para esse tipo de configuração.

Ademais, Bento *et al.*, (2022) ainda afirma que se pode considerar os custos de manutenção existentes como as manutenções preventivas, preditivas e corretivas. Avaliando este ponto, tem-se que a RMT aérea se torna mais suscetível às manutenções, visto que estão expostas ao tempo. Porém quando necessário manutenções corretivas, a RMT subterrânea tem uma desvantagem, já que se torna difícil localizar o local de falha.

Do ponto de vista dos custos por perdas e disponibilidade, estes têm grande variação, pois as perdas dependem do tamanho da seção dos cabos e distância que os circuitos presentes na usina terão até a subestação e da configuração de agrupamento dos cabos. Já no quesito disponibilidade, na presença de falhas e falta de entrega de energia, o proprietário da usina deverá repor essa energia comprando no mercado atacadista, para cumprir com o acordo de entrega de energia estabelecido em contrato. Sendo assim, as duas configurações são suscetíveis a falha, sendo necessário uma análise financeira e técnica de acordo com os requisitos da empresa contratante (Bento *et al.*, 2022).

2.4 Perdas gerais no sistema

A viabilidade econômica/financeira de uma UFV é estudada de acordo com o custo de energia gerada pela usina solar, sendo este um dos principais pontos avaliados. Essa geração de energia pode ser afetada pelo rendimento dos componentes de conversão do sistema apresentados neste capítulo (Oliveira, 2017).

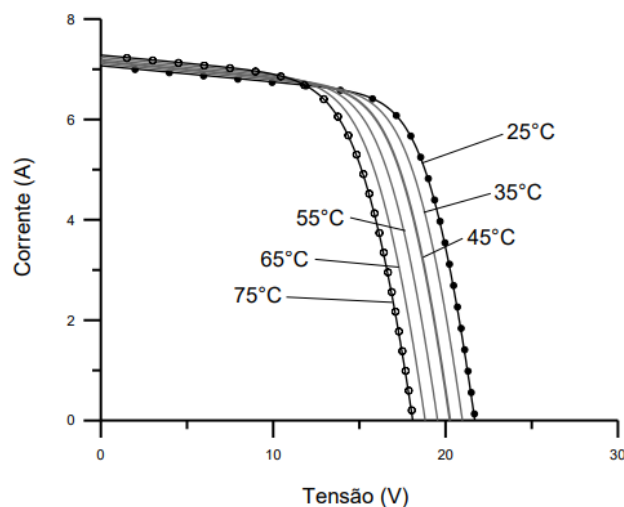
Assim, o estudo das perdas na usina deve ser considerado de grande valia, já que as perdas podem ser encontradas basicamente em todos os componentes presentes, e por se tratar de usinas de grande porte essas perdas podem ser aumentadas de acordo com a magnitude do sistema, fazendo assim com que a energia gerada pela UFV não seja a mesma entregue ao ponto de conexão.

2.4.1 Perdas por temperatura

Segundo afirmam Pinho e Galdino (2014, p.149) “A incidência de radiação solar e a variação da temperatura ambiente implicam em uma variação de temperatura nas células que compõem os módulos.” Esse fato ocorre pois o aumento da temperatura ambiente irá elevar a temperatura da célula, como consequência ocorre uma redução de eficiência.

Na figura 11, exposta a seguir, observa-se que quanto maior a temperatura, menor será a tensão da célula, enquanto a corrente aumentará (uma elevação quase desprezível), que não compensa a perda de potência existente pela queda da tensão (Pinho; Galdino, 2014)

Figura 12 - Curva característica IxV para um módulo fotovoltaico.



Fonte: Pinho; Galdino (2014).

2.4.2 Perdas por sombreamento

De acordo com Villalva (2012, p.91) “O efeito do sombreamento acontece quando uma ou mais células recebem pouca ou nenhuma luz, impedindo a passagem da corrente elétrica das outras células.” Sendo assim, minimizar o sombreamento em grandes usinas solares é uma atividade difícil, pois um dos primeiros casos é o sombreamento causado por diversas *strings* de módulos dispostas em fileiras, com espaçamento definido pelo *pitch* (distância entre um *tracker* e outro).

No entanto, esse sombreamento pode ser diminuído de acordo com maior espaçamento entre as *strings* e ângulos de inclinação dos módulos menores. Sendo assim, a partir da utilização de *softwares* específicos, o sombreamento em uma usina solar pode ser estimado de forma adequada, antes mesmo da instalação dos equipamentos. Neste estudo é abordado o *software PV Syst* (Oliveira, 2017).

Outros dispositivos presentes nessas usinas também podem causar sombreamento nos módulos, como por exemplo, árvores, *skids*, postes e placas de sinalização. Porém, um dos que é mais mitigado, é a utilização da RMT aérea, na qual os postes utilizados são considerados o que causam mais impactos no quesito de sombras.

2.4.3 Perdas do inversor

Segundo Silva (2018, p. 11) “A eficiência do inversor está diretamente ligada ao aproveitamento da energia gerada, mesmo em *standby* o equipamento apresenta perdas que devem ser consideradas”. Considerando isto, Pinho e Galdino (2014) afirmam que uma das perdas presentes no inversor é a utilização de capacitores e indutores que atuam como filtro para proteção do sistema, causando perdas na eficiência dos inversores, isso ocorre, pois, a produção da onda senoidal pura obtida na saída do inversor é realizada pela comutação de semicondutores que bloqueiam e conduzem o sinal, no entanto gera-se uma forte componente harmônica, necessitando do uso desses filtros.

2.4.4 Perdas ôhmicas

As perdas *ôhmicas* são referentes às perdas de energia ocasionadas a partir da resistência elétrica presente pela passagem de corrente em condutores reais, conforme pontua Vinturini (2020). A área da seção transversal, o comprimento e a resistividade do material que forma o condutor são parâmetros que afetam diretamente a perda de energia no circuito. A partir dessas

perdas, podemos definir o efeito *Joule*, que é a energia (ou calor) dissipada por um material quando uma corrente elétrica passa por ele (Oliveira, 2021).

Pode-se avaliar que quanto maior a tensão de um circuito, menor será a corrente elétrica necessária para transmitir uma determinada quantidade de energia, o que significa que menos calor será gerado pelo efeito joule e haverá menos perdas durante a transmissão (Prana, 2022). Além disso, as perdas ôhmicas não ocorrem apenas em cabos de força, mas também dentro dos equipamentos que convertem a energia. Nas palavras de Oliveira (2017, p. 44) se extrai que:

As perdas no transformador são divididas em duas partes: perdas no núcleo (*core*, em inglês) e perdas *ôhmicas* (*wiring*, em inglês). As perdas no núcleo são constantes e dependem primeiramente do material magnético e da geometria do núcleo, enquanto as perdas *ôhmicas* são proporcionais ao carregamento do transformador e dependem das especificações dos condutores dos enrolamentos. As perdas nominais no núcleo e ôhmicas podem ser estimadas a partir das especificações do fabricante, porém sujeitas a incertezas devido à variabilidade existente entre uma mesma classe de transformadores.

Assim tem-se que, as perdas *ôhmicas* são encontradas tanto nos cabos que percorrem toda usina quanto nos transformadores e inversores. Buscar diminuir essas perdas é fundamental para a viabilidade da usina, sendo necessário a realização de estudos nessa área antes mesmo da fase de projeto. Em usinas centralizadas, as perdas ôhmicas são definidas ainda na fase de estudo de viabilidade, de acordo com Thevenard e Pelland (2013), para condutores, considerando as temperaturas entre 20°C à 90°C, e que a queda máxima de tensão seja de 5%, as perdas irão variar entre 2% e 3,5%. Salienta-se que esse valor pode ser dividido de acordo com a usabilidade dos condutores, sendo aproximadamente 1,5% para baixa tensão e 0,5% para média tensão. Os valores a serem seguidos são definidos pela empresa contratante.

Outras perdas podem ser encontradas no sistema, como sujeira, *mismatch* (descasamento dos módulos), degradação dos equipamentos, entre outros. Portanto, de acordo com as perdas apresentadas, temos que diversos fatores podem interferir na energia entregue ao SIN, se fazendo necessário uma análise detalhada do impacto dessas perdas em cada projeto específico para viabilidade do projeto.

2.5 Considerações finais

Neste capítulo foram apresentados os principais aspectos acerca de usinas centralizadas e suas RMTs, sendo expostos os equipamentos pertencentes a essas usinas e suas propriedades. Logo após foi debatido sobre os tipos de RMTs, sendo realizada uma análise comparativa entre as redes subterrâneas e aéreas. Por fim são apresentadas, de forma geral, as perdas de geração que podem estar presentes nessas usinas. Estes pontos serão mais bem detalhados no capítulo seguinte.

3 DIMENSIONAMENTO DE RMT PARA USINAS SOLARES

Para desenvolver um projeto de rede de média tensão de uma usina solar de geração centralizada, deve-se seguir uma sequência de passos definidos para esse tipo de instalação elétrica, levando em consideração as particularidades de cada projeto.

De acordo com os tópicos discutidos no capítulo 2, podem ser definidos três passos para fazer uma análise e tomada de decisão assertiva sobre a RMT adequada para o projeto do ponto de vista técnico. O primeiro passo será a definição do *layout* que se dá através da escolha de localização dos equipamentos das UGs, o segundo é o dimensionamento dos circuitos e qual tipo de rede a ser executada e por fim é realizada uma análise de perdas x geração, tendo como premissas as perdas ôhmicas e por sombreamento.

3.1 Definição do *Layout* e encaminhamento da RMT

Para iniciar a construção de uma UFV é necessário a realização de estudos básicos para definir as bases para a idealização do projeto. O ponto de partida deve ser um estudo de potencial energético, realizado no local de interesse de instalação da usina. A partir desse estudo pode ser definida a quantidade de equipamentos necessários, com suas devidas potências e características técnicas. Esses dados geralmente são especificados pela empresa contratante e representante da usina.

Com esses pontos definidos, pode-se avaliar a escolha do *layout* mais adequado para a usina. Este pode ser desenvolvido através de *softwares* de desenho como o *Autocad*, *Civil 3d*, *Revit*, entre outros. Assim, o *layout* deve indicar a localização dos módulos fotovoltaicos, *trackers*, inversores, *skids*, subestação, e os componentes pertinentes.

É importante destacar alguns pontos de análise para melhor definição de *layout*, como a distância (*pitch*) entre os *trackers*. Esta deve ser adequada para evitar o máximo de sombreamento entre as fileiras. Além disso, deve-se analisar o posicionamento dos inversores x *skids* x subestação, no qual, dependendo da localização destes, pode interferir de maneira significativa nas perdas ôhmicas, pois o comprimento das distâncias entre estes é diretamente proporcional às perdas.

Ademais, após o posicionamento das UGs, deve ser analisado o encaminhamento da RMT. Sabe-se que esta é responsável por interligar os *skids* à subestação coletora. Porém as potências somadas presentes em usinas centralizadas podem chegar a valores elevados, invalidando o projeto. Para que isto não ocorra é realizada uma divisão nas UGs presentes,

sendo a potência usualmente destas somadas contanto que não ultrapasse 30 MW. Este valor se obtém ao analisar os cabos disponíveis no mercado e a máxima corrente suportada por estes.

Sendo assim, é realizada uma configuração eletromecânica que contém uma divisão entre as UGs, na qual é apresentada a quantidade de UGs que serão conectadas em um mesmo circuito e a quantidade de equipamentos para cada uma delas. Geralmente os *skids* que devem estar mais próximos entre si, são conectados facilitando o caminho do circuito e evitando possíveis interferências.

3.2 Dimensionamento dos condutores

Os condutores presentes na RMT são dimensionados de acordo com as normas vigentes para atender principalmente aos seguintes critérios: capacidade de corrente; corrente de curto-circuito; queda de tensão e perdas elétricas. A maior seção calculada entre os quatro critérios deverá ser a utilizada no projeto.

Para realização dos cálculos de dimensionamento dos condutores foi elaborada uma planilha, responsável por conter os cálculos necessários para atender os quatro critérios de projeto. As equações relacionadas a cada critério serão mais detalhadas nos itens subsequentes.

A utilização da planilha se dá após finalização do *layout*, no qual são utilizados os comprimentos lineares que foram determinados no encaminhamento da RMT. Estes são somados a folgas necessárias, sendo estas: 15 metros quando interligados ao *skid* e 40 metros quando interligados a SE, para se aproximarem de valores reais presentes em campo. Ademais, são inseridos os dados de entrada necessários e o tamanho de seções desejadas para o projeto, que podem ser vistos exemplos nas Figuras 12 e 13 abaixo.

Figura 13 - Dados de entrada para planilha de cálculos RMT subterrâneo.

1. DADOS DE ENTRADA:

Tensão	34,5	kV	Outorga			
FP	0,95	-	Potência do inversor	1000,00	kW	
Resistividade térmica do solo	2,5	K.m/W	Potência skid tipo 1 - 8 inv.	6,00	MW	
Temperatura do solo	35	°C	Potência skid tipo 2 - 4 inv.	4,00	MW	
Tipo de agrupamento	Trifólio	-		0,00	MW	
Aterramento	1 lado	-	Potência AC total	60.000	kWn	
Seção da blindagem	6	mm ²	Máxima			
Queda de tensão limitada?	Sim		Potência do inversor	1100,00	kVA	Qtde
Limite de queda de tensão	5,00%		Potência skid tipo 1 - 8 inv.	6,60	MVA	8 SKIDS
Perdas limitadas?	Não		Potência skid tipo 2 - 4 inv.	4,40	MVA	3 SKIDS
Limite de perdas	0,50%				MVA	
Profundidade	0,8	m	Potência AC total	66.000	kVA	

Fonte: Adaptado da Empresa Construtora (2023).

Figura 14 - Dados de entrada para planilha de cálculos RMT aéreo.**1. DADOS DE ENTRADA:**

Tensão	34,5	kV	Outorga			
FP	0,95		Potência do inversor	1000,00	kW	
Frequência	60	Hz	Potência skid tipo 1 - 8 inv.	6,00	MW	
Temperatura do condutor	75	°C	Potência skid tipo 2 - 4 inv.	4,00	MW	
Temperatura ambiente	40	°C	Potência AC total	60.000	kWn	
Velocidade do vento	0,8	m/s	Máxima			
Altitude	486	m	Potência do inversor	1100,00	kVA	Qtde
Ângulo vento-condutor	45	°	Potência skid tipo 1 - 8 inv.	6,60	MVA	8 SKIDS
Queda de tensão limitada?	Sim		Potência skid tipo 2 - 4 inv.	4,40	MVA	3 SKIDS
Limite de queda de tensão	5,00%		Potência AC total	66.000	kVA	
Perdas limitadas?	Não					
Limite de perdas	0,50%					

Fonte: Adaptado da Empresa Construtora (2023).

A partir dos dados inseridos, a planilha mostra os resultados e confirma se estão de acordo com as normas aplicáveis, sendo necessário ou não a mudança das seções de condutores escolhidas para se adequar aos critérios. É importante que os quatro critérios estejam sendo aceitos para validação das seções, no qual é adotada a maior seção entre os quatro métodos. Sendo que a depender das perdas estipuladas pela contratante do projeto, estas seções podem ser aumentadas, mesmo que seções menores atendam aos requisitos das normas.

O dimensionamento dos cabos subterrâneos é determinado obedecendo aos critérios e condições descritos na NBR 14039:2021 e NBR NM 280:2011 da ABNT. Já os cabos aéreos também devem atender às normas estabelecidas nas normas NBR 15688:2013, NBR 5422:1985 e NBR 7271:2009 da ABNT. Além disso, de acordo com as normas citadas pode se fazer uso das normas e padrões geridos pelas IEEE - *Institute of Electrical and Electronics Engineers* e IEC - *International Electrotechnical Commission* para cálculos com precisão adequados.

3.2.2 Dimensionamento dos condutores: RMT subterrânea

3.2.2.1 Método de instalação

Os cabos de média tensão subterrâneos em sua maioria são instalados diretamente enterrados, entretanto nos trechos em que há cruzamentos com acessos, os cabos devem ser instalados em eletrodutos enterrados em uma profundidade de 1,2m ou eletrodutos envelopados em concreto na profundidade da vala. Nos trechos de chegada nos *skids* (caixa de passagem-*skid*), os cabos devem ser instalados em eletroduto enterrado.

De acordo com a NBR 14039:2021, o método de instalação de cabos unipolares em trifólio diretamente enterrados no solo, corresponde ao método de referência H. Já para os trechos em que os condutores estão em eletrodutos enterrados ou envelopados em concreto, os métodos de referência correspondem aos métodos F1 e F2, respectivamente.

3.2.2.2 Critério de capacidade de condução corrigida

A capacidade de condução de corrente dos cabos de média tensão utilizados nos circuitos que interligam os *skids* deve ser corrigida por fatores de correção relativos ao método de instalação e aplicando-se os valores de capacidade de condução de corrente da tabela 29 da NBR 14039. Em resumo, os fatores de correção aplicáveis à capacidade de condução dos cabos para o método de instalação H são:

- Fator de correção por temperatura do solo (FT), de acordo com a tabela 32 da NBR 14039:2021;
- Fator de correção por resistividade térmica do solo (FR), de acordo com a tabela 33 da NBR 14039:2021;
- Fator de correção por agrupamento de cabos (FN), de acordo com a tabela 37 da NBR 14039:2021.

O critério a ser seguido para o dimensionamento dos cabos é que a corrente nominal que circula pelo cabo não supere a corrente máxima admissível corrigida do condutor, após a aplicação dos fatores de correção.

A capacidade de condução dos cabos de Média Tensão é corrigida de acordo com os fatores de correção citados acima, conforme é mostrado na Equação 1:

$$I_{Corrigida} = I_{max} \times F_R \times F_T \times F_N \quad (1)$$

Sendo:

$I_{Corrigida}$: Capacidade de condução do cabo corrigida;

I_{max} : Corrente máxima admissível, sem aplicar os fatores de correção;

F_R : Fator de correção por resistividade térmica do solo;

F_T : Fator de correção por temperatura do solo;

F_N : Fator de correção por agrupamento.

3.2.2.3 Critério de corrente de curto-circuito

O fator que limita a capacidade de condução de corrente de um cabo em regime de curto-circuito é a máxima temperatura que o condutor pode atingir durante o curto, sem causar danos à isolamento e às conexões.

A seção mínima do condutor pelo critério de curto-circuito deve ser calculada conforme

equação (2):

$$S_c = \frac{\sqrt{t} \cdot I_{cc}}{K \cdot \sqrt{\ln \ln \left(\frac{\beta + T_f}{\beta + T_i} \right)}} \quad (2)$$

Segundo a tabela 27 da norma NBR 14039:2021, para cabos com isolamento de XLPE, $T_i=90^\circ\text{C}$ e $T_f=250^\circ\text{C}$, em alumínio, tem-se (3) e (4):

$$S_c = \frac{\sqrt{t} \cdot I_{cc}}{148 \cdot \sqrt{\ln \ln \left(\frac{228 + 250}{228 + 90} \right)}} = \frac{\sqrt{t} \cdot I_{cc}}{94,48} \quad (3)$$

$$I_{cc} = \frac{94,48 \cdot S_c}{\sqrt{t}} \quad (4)$$

Onde:

S = seção do condutor (mm^2)

I_{cc} = corrente de curto-circuito trifásico (A)

t = tempo de eliminação da corrente de curto-circuito (s)

T_i = temperatura máxima do condutor durante o curto-circuito ($^\circ\text{C}$)

T_F = temperatura máxima do condutor em regime permanente ($^\circ\text{C}$)

X = constante referente ao tipo de material do condutor (0,2207 Alumínio)

Y = constante referente ao tipo de material do condutor (228,1 Alumínio)

3.2.2.2.4 Critério de queda de tensão

A queda de tensão deve ser analisada com atenção para os cabos condutores da UFV, já que esta é maximizada tendo como consideração que quanto maior a distância percorrida pelo condutor maior será a queda de tensão. Conforme a NBR 14039:2021, a queda de tensão máxima para a escolha das seções não deve ultrapassar 5% em cada trecho da rede de média tensão. A queda de tensão nos cabos de média tensão é calculada através da Equação (5).

$$\Delta V(\%) = 100 * \frac{\sqrt{3} * I_{max} * d * (R_{ca} * \cos \varphi + X_l * \sin \varphi)}{U_n} \quad (5)$$

Sendo:

ΔV = Queda de tensão (%);

I_{max} = Corrente máxima (A);

d = Comprimento do circuito (km);

X_l = Reatância indutiva (Ω/km);

$\cos \varphi$ = fator de potência;

R_{ca} = Resistência elétrica do condutor em corrente alternada para temperatura de operação do condutor (Ω/km);

U_n = Tensão entre fases (V).

A corrente máxima para os circuitos de média tensão, é dada pela seguinte Equação (6):

$$I_{m\acute{a}x} = \frac{P_{m\acute{a}x}}{\sqrt{3} \times U} \quad (6)$$

Onde:

$P_{m\acute{a}x}$ = Potência máxima, em kW;

U = Tensão nominal do circuito, em kV;

3.2.2.5 Perdas ôhmicas

Para verificação dos cabos condutores foi calculada a variação de comprimento referente aos comprimentos de cabo. O cálculo de perdas ôhmicas para RMT subterrânea é calculado de acordo com a distância linear entre os *skids* e subestação.

As perdas ôhmicas máxima nos condutores de Média Tensão em circuitos trifásicos serão calculadas de acordo com a seguinte Equação (7):

$$P_{perd} = 3 \times R \times L \times I^2 \quad (7)$$

Sendo:

P_{perd} = Potência máxima perdida, em W;

R = Resistência por unidade de comprimento, em Ω/km ;

I = Corrente nominal, em A;

L = Comprimento do cabo, em km.

O valor das perdas ôhmicas em porcentagem é definido por (8):

$$\Delta P(\%) = \frac{P_{perd}}{P_{trans}} \times 100 \quad (8)$$

Sendo:

P_{perd} = Potência máxima perdida;

P_{trans} = Potência transmitida do circuito.

A corrente nominal para os circuitos de média tensão é dada pela seguinte Equação (9):

$$I_{nom} = \frac{P_{outorga}}{\sqrt{3} \times \cos\phi \times U} \quad (9)$$

Onde:

P_{outorga} = Potência de outorga, em kW;

$\text{Cos}\varphi$ = Fator de potência;

U = Tensão nominal do circuito, em kV;

3.2.3 Dimensionamento dos condutores: RMT aérea

3.2.3.1 Método de instalação

O método de instalação para os cabos de alumínio nú, de acordo com a NBR 14039, deve ser do tipo aéreo autossustentado, para cabos unipolares dispostos horizontalmente, a uma distância mínima de 0,7 metros entre as fases mais próximas e 1,5 metros entre as mais afastadas.

3.2.3.2 Critério de capacidade de condução corrigida

A capacidade de condução de corrente dos cabos de média tensão utilizados nos circuitos que interligam os *skids* será determinada aplicando os fundamentos da metodologia do IEEE 738-2006 – *Standard for Calculating the Current – Temperature of Bare Overhead Conductors*. O critério a ser seguido para o dimensionamento dos cabos é que a corrente nominal que circula pelo cabo não supere a ampacidade máxima admissível do condutor.

Para determinação da ampacidade de um condutor, em regime normal, deve-se considerar o equilíbrio térmico entre o aquecimento gerado por Efeito Joule e o calor perdido por convecção e radiação no cabo. A temperatura do condutor não deverá exceder a temperatura de 75° C.

O aquecimento no condutor gerado pela luz solar (W_s) pode ser desprezado devido a sua pequena contribuição ao aquecimento em comparação com o calor gerado pelo Efeito Joule.

Para os cálculos da capacidade de corrente são utilizadas as seguintes equações (10), (11) e (12):

$$I_m = \sqrt{\frac{W_R + W_C - W_S}{R_{ca}}} \quad (10)$$

Sendo:

$$W_R = 0,0178 * D * \varepsilon * \left[\left(\frac{T_C + 273}{1000} \right)^4 - \left(\frac{T_O + 273}{1000} \right)^4 \right] \quad (11)$$

$$W_c = (1,01 + 0,0372 * \left(\frac{D * p_f * Vw}{\mu_f} \right)^{0,52}) * K_f * K_\theta * (T_c - T_a) \quad (12)$$

Sendo:

I_m = Capacidade máxima de corrente do condutor, em A;

W_R = Perda de calor por radiação, em W/m;

W_C = Perda de calor por convecção, em W/m;

W_S = Absorção de calor por radiação solar, em W/m;

D_c = Diâmetro externo do condutor, em mm;

R_{CA} = Resistência CA do condutor a 75° C [Ω/m];

ε = Emissividade dos condutores;

T_c = Temperatura máxima de operação do condutor, em °C;

T_o = Temperatura ambiente, em °C;

T_a = Temperatura média tubo-ar, em °C;

Vw = Velocidade do vento, em m/s;

K_f = condutividade térmica do ar, em W/(m.°C);

K_θ = fator de direção do vento;

μ_f = viscosidade absoluta do ar, em Pa.s;

p_f = densidade do ar, em kg/m³.

A viscosidade absoluta do ar pode ser obtida por (13):

$$\mu_f = \left(\frac{1,458 * 10^{-6} * (T_a + 273)^{1,5}}{T_a + 383,4} \right) \quad (13)$$

Sendo:

T_a = Temperatura média o ambiente e o condutor, em °C;

A densidade do ar pode ser obtida por (14):

$$p_f = \left(\frac{1,293 - 1,525 * 10^{-4} * He + 6,379 * 10^{-9} * He^2}{1 + 0,00367 * T_a} \right) \quad (14)$$

Sendo:

T_a = Temperatura média o ambiente e o condutor, em °C;

He = Altitude em relação ao nível do mar, em m.

A condutividade térmica do ar pode ser obtida por (15):

$$K_f = 2,424 * 10^{-2} + 7,477 * 10^{-5} * T_a - 4,407 * 10^{-9} * T_a^2 \quad (15)$$

Sendo:

T_a = Temperatura média o ambiente e o condutor, em °C;

O fator de direção do vento pode ser obtido por (16):

$$K_\theta = 1,194 - \cos \cos(\theta) + 0,194 \cos(2\theta) + 0,368 \sin(2\theta) \quad (16)$$

Sendo:

θ = Ângulo de direção do vento, em °;

3.2.3.3 Critério de corrente de curto-circuito

O fator que limita a capacidade de condução de corrente de um cabo em regime de curto-circuito é a máxima temperatura que o condutor pode atingir durante o curto, sem causar danos à isolamento dos suportes e às conexões.

Os condutores da rede de média tensão devem ser projetados para suportar durante o tempo de meio segundo a corrente de curto-circuito. Com a passagem da corrente de curto-circuito, o condutor tende a aumentar sua temperatura durante o efeito do mesmo. Assim, a capacidade de dissipação térmica do material condutor deve ser maior que seu acúmulo de energia térmica, para que a temperatura não exceda o limite máximo.

O limite máximo de corrente suportado pelo condutor pode ser determinado de acordo com a Equação (17):

$$I = S \times \sqrt{\frac{4,184 \times \frac{E \times \rho_d}{\alpha_{20} \times \rho_c} \times \ln \ln [1 + \alpha_{20} \times (T_{max} - T_i)]}{1000 \times \sqrt{t}}} \quad (17)$$

Sendo:

S = Seção do cabo, em mm²;

t = Tempo de operação da proteção, em s;

I = Corrente de curto-circuito trifásica simétrica, valor eficaz, em kA;

E = Calor específico (Cu: 0,0925; Al: 0,217), em cal.g⁻¹.°C;

ρ_d = Densidade do material (Cu: 8,9; Al: 2,7), em g.cm⁻³;

ρ_c = Resistividade, em Ω .mm²/m (à temperatura T_i);

$T_{\text{máx}}$ = Temperatura máxima permitida para o material;

T_i = Temperatura inicial antes do defeito, em °C;

α_{20} = coeficiente térmico de resistividade para temperatura de referência em (Cu:0,00381; Al:0,00403);

Em regime de curto-circuito, a temperatura final do condutor não deve ultrapassar a 200°C, conforme recomendação da IEEE std 738-2006, por ser um valor que não traz deformações mecânicas permanentes para os condutores de alumínio, adotados para o barramento aéreo da rede de média tensão.

3.2.3.4 Critério de queda de tensão

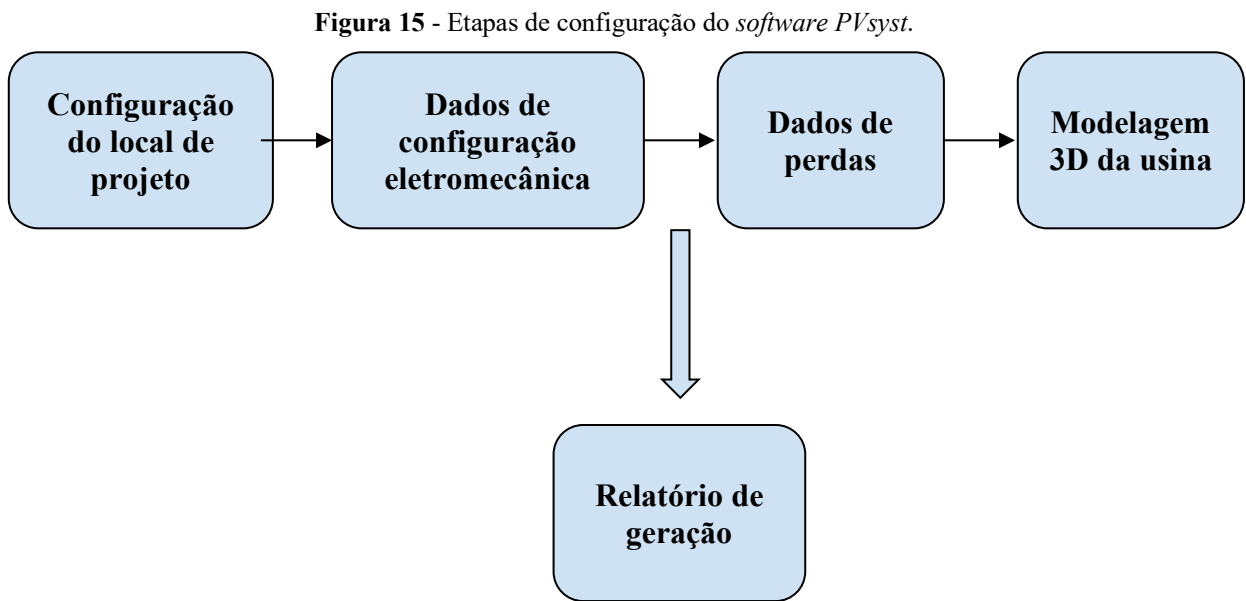
O cálculo para queda de tensão da RMT aérea é considerado o mesmo apresentado para RMT subterrânea como consta nas equações (5) e (6). Este deve seguir conforme a NBR 14039:2021, no qual a queda de tensão máxima para a escolha das seções não deve ultrapassar 5% em cada trecho da rede de média tensão.

3.2.3.5 Critério de Perdas ôhmicas

O cálculo de perdas *ôhmicas* é utilizado igualmente para as duas configurações de RMT, sendo que para rede aérea é considerado o comprimento de cabos de descida até as chaves seccionadoras e ao comprimento da catenária, e não a distância linear. Sendo assim os cálculos pertinentes são de acordo com as equações (7), (8) e (9).

3.3 Análise de perdas x geração (*PVsyst*)

Após finalizar o dimensionamento dos condutores e obter as perdas *ôhmicas*, tem-se todos os dados necessários para estimar a geração da UFV. Neste trabalho o *software* utilizado é o *PVsyst*. Que permite realizar análises de geração considerando a localização da usina, características elétricas e físicas dos equipamentos, e percentuais de perdas presentes. Na figura 14 observa-se as etapas que devem ser seguidas para obtenção do relatório gerado pelo *PVsyst*.



Fonte: Autor (2023)

Para configuração do local de projeto se faz necessário inserir as coordenadas geográficas da usina estudada, sendo possível analisar os dados climáticos da região. O *software* disponibiliza bases de dados para importação desses dados e a base utilizada a *Meteonorm*.

A etapa seguinte é formada pelos dados de configuração eletromecânica. Esses dados serão inseridos de acordo com o exposto no tópico 3.1, no qual deve-se inserir no *PVsyst* os dados dos *trackers*, módulos e inversores utilizados, além da quantidade de *strings* e MPPTs formadas. Faz-se necessária a utilização de dados precisos, sendo importante para que se chegue mais próximo do desempenho real da usina em operação.

Com os dados de equipamentos definidos, pode-se configurar as perdas presentes no sistema. As perdas que o *PVsyst* considera são: perdas por temperatura; perdas *ôhmicas* no cabo CC e no cabo CA; perdas por sombreamento; perdas por envelhecimento do módulo; perdas por eficiência do módulo; perdas por degradação do módulo; perdas por *mismatch*, entre outras. Na figura 15 a seguir é apresentada a tela do *PVsyst* na qual são inseridas as perdas citadas.

Figura 16 - Perdas previstas no *software PVsyst*.

The screenshot displays the 'PV field detailed losses parameter' window in PVsyst. The 'Ohmic Losses' tab is selected, showing the following configuration:

- DC circuit: ohmic losses for the array:**
 - Specified by: Loss fraction at STC (0.63 %), Global wiring resistance (0.1302 mΩ), Calculated, Default.
 - Voltage Drop across series diode: 0.0 V, Default.
- AC losses after the inverter:**
 - AC Wire loss Inverter to transfo (whole system):**
 - Uses AC circuit ohmic loss, per inverter, Whole system.
 - Length Inverter to Transformer: 120.1 m, Wire section: 100000 mm².
 - Loss fraction at STC: 0.80 %.
 - STC: Pac = 75615 kW, Vac = 630 V Tri, I = 72949 A.
 - Voltage drop at STC: 4.5 V (0.72%).
 - Copper, Alu.
 - Uses one or several MV transformers, Uses a HV transformer.
 - Medium Voltage line (each transfo) - highlighted with a red box:**
 - MV line voltage: 34.5 kV.
 - Length MV Transfo to injection: 20450 m, Wire section: 300 mm².
 - Loss fraction at STC: 1.38 %.
 - STC: Pac = 6874 kW, Vac = 34.5 kV Tri, I = 121.1 A.
 - Voltage drop at STC: 427.8 V (1.24%).
 - Copper, Alu.
 - Medium Voltage external transformer:**
 - MV Transformer(s), full system: 11, night disconnect.
 - Generic values: Reference Pac(STC) 6.87 MW, Iron loss (constant value) 0.13 % (8.94 kW), Copper (resistive) loss 0.90 % at STC, Transfo equivalent resistance 3 x 0.52 mΩ/transfo.
 - Transformer from Datasheets: Uses datasheets data.
 - Nominal power: N/A MVA, Iron losses (no load loss): N/A MVA, Copper (resistive) loss at PNom: N/A MVA, Global loss at PNom: N/A MVA, Global efficiency at PNom: N/A %.

At the bottom, there are buttons for 'System overview', 'Single-line diagram', 'Losses graph', 'Cancel', and 'OK'.

Fonte: Autora (2023)

Tendo como premissa neste trabalho a avaliação e análise na RMT da usina em questão, as perdas *ôhmicas* CA inseridas são as calculadas seguindo os itens 3.2.2.5 e 3.2.3.5. Já as perdas presentes até o *skid* (estas consideradas perdas no sistema de baixa tensão) serão configuradas seguindo os projetos da empresa construtora ou definidas de acordo com o padrão do *software PVsyst*.

A última etapa é composta pela realização de uma modelagem 3D da usina, que trata de uma simulação de sombreamento. Esta etapa é importante para se obter as perdas por sombreamento presentes na usina, devendo ser considerada principalmente para o cenário de RMT aérea, no qual deve ser analisada com cautela a localização ideal para os postes da RMT, visando mitigar as sombras causadas por estes.

As modelagens 3D devem ser elaboradas no *software Sketch Up* e importadas para o *PVsyst* com formato de arquivo *.3ds*. Para o desenvolvimento desses desenhos são considerados os *trackers* e postes com posições conforme o *layout* definido no item 3.1.

Finalizando todas as configurações pertinentes, o *PVsyst* gera um relatório que apresenta um gráfico para as perdas, e como o sistema irá se comportar analisando a geração deste. Neste trabalho, a partir dos relatórios concluídos para os dois cenários distintos de RMT, é feita uma análise comparativa entre estes.

3.4 Considerações finais

No capítulo 3 foi desenvolvida uma metodologia para elaboração e comparação de RMTs presentes em projetos de usinas fotovoltaicas centralizadas. O capítulo está dividido em três passos, sendo eles: definição do *layout* e encaminhamento da RMT; dimensionamento dos condutores e análise de perdas através do *PVsyst*. Através desses passos pode-se tomar uma decisão técnica assertiva de qual RMT deve ser utilizada para a UFV em estudo que é apresentada no capítulo seguinte.

4. ESTUDO DE CASO: Complexo Fotovoltaico Jaíba

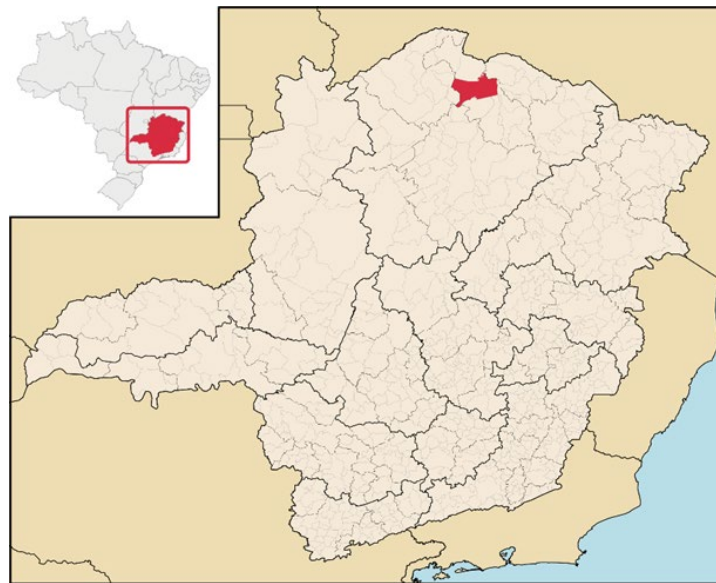
4.1 Caracterização do Complexo

O presente estudo de caso tem por objetivo descrever os requisitos técnicos adotados e analisar a elaboração da RMT para o projeto do complexo Jaíba (UFVs Jaíba 1 à 4), localizado no município de Jaíba - MG. A usina irá se conectar à Subestação Jaíba 230 kV por meio de uma LT de 230 kV, com aproximadamente 4,2 km de extensão. O complexo fotovoltaico tem área total de 4.685.856,42 m², perímetro de 13.225,3734 m, potência nominal de 120 MWn e potência de pico de 153,86 MWp. O estudo será realizado com base nas UFVs 1 e 2 para análise de dados.

4.1.1 Localização

A área de implantação do Complexo Fotovoltaico é situada no município de Jaíba (Figura 16), estado de Minas Gerais, distante aproximadamente 600 km da capital Belo Horizonte.

Figura 17 - Localização do Município de Jaíba.



Fonte: Empresa Construtora (2023).

4.1.2 Principais Equipamentos e Materiais

As UFVs 1 e 2 contemplam um total de 11 *skids*, 60 inversores, 110.784 módulos fotovoltaicos e 1.154 trackers. A rede de média tensão (34,5kV) chega à subestação coletora (34,5/138 kV), totalizando 3 circuitos de MT, que irão ser conectados nos cubículos MT da subestação coletora. Abaixo pode-se observar nas tabelas 1 e 2, a configuração eletromecânica da UFV.

Quadro 1 - Configuração eletromecânica (Parte I).

PARQUE	CIRCUITO	SKID	POTÊNCIA (MVA)	INVERSOR/ SKID	QUANTIDADE COMBINER BOX
JAÍBA 1	CIRCUITO 1	SKID 1.1	6,6	6	28
		SKID 1.2	6,6	6	28
		SKID 1.3	6,6	6	28
		SKID 1.4	4,4	4	18
	CIRCUITO 2	SKID 1.5	6,6	6	28
		SKID 1.6	6,6	6	28
		SKID 1.7	6,6	6	28
JAÍBA 2	CIRCUITO 3	SKID 2.1	6,6	6	28
		SKID 2.2	6,6	6	28
		SKID 2.3	4,4	4	18
		SKID 2.4	4,4	4	18
TOTAL	3 CIRCUITOS	11 SKIDS	66 MVA	60 INVERSORES	278 CBX

Fonte: Adaptado de empresa construtora (2023).

Quadro 2 - Configuração eletromecânica (Parte II).

PARQUE	CIRCUITO	SKID	TRACKER/ SKID	STRINGS/ SKID	MÓDULOS/ SKID
JAÍBA 1	CIRCUITO 1	SKID 1.1	116	348	11.136
		SKID 1.2	116	348	11.136
		SKID 1.3	116	348	11.136
		SKID 1.4	76	228	7.296
	CIRCUITO 2	SKID 1.5	116	348	11.136
		SKID 1.6	116	348	11.136
		SKID 1.7	114	342	10.944
JAÍBA 2	CIRCUITO 3	SKID 2.1	116	348	11.136
		SKID 2.2	116	348	11.136
		SKID 2.3	76	228	7.296
		SKID 2.4	76	228	7.296
TOTAL	3 CIRCUITOS	11 SKIDS	1154 TRACKERS	3.462 STRNGS	110.784 MÓDULOS

Fonte: Adaptado de Empresa Construtora (2023).

Os módulos são instalados em estruturas com seguimento Leste-Oeste disposto no sentido Norte-Sul, colocados sobre o terreno. A corrente contínua produzida pelo gerador fotovoltaico é convertida em corrente alternada através dos inversores fotovoltaicos. Esta corrente é conduzida até os transformadores onde é elevada a média tensão e transportada pela rede de média tensão até a subestação elevadora da usina. Nos tópicos a seguir serão descritos os equipamentos utilizados para o complexo fotovoltaico Jaíba.

a) Módulos fotovoltaicos

O gerador fotovoltaico será composto por módulos de silício monocristalino, bifaciais, modelo TOPBiHiKu7, do fabricante Canadian Solar, interligados entre si em grupos de 32 módulos por *strings*. O número de módulos e sua potência máxima unitária estabelecem a potência máxima da instalação, temos uma instalação de:

- 110.784 módulos de 695 Wp. Além disso, possui 3.462 strings e 278 *combiner boxes*, sendo 236 de 12 *strings* e 42 de 15 *strings*.

b) Trackers

Para um aproveitamento adequado de toda a instalação, os módulos fotovoltaicos serão instalados em *trackers* da STInorland, modelo STI-H250, comunicação *Zigbee*, com seguimento automático da posição do Sol com um ângulo de rotação +/- 55° e com *backtracking*. O sistema de orientação terá a automação necessária para otimizar o seguimento do Sol todos os dias do ano e ainda um sistema de controle de segurança frente a adversidades climatológicas, que os coloca em posição de *Stow* contra o vento que varia de 30° a 60° para evitar problemas estruturais. O modelo de fixação dos módulos com a estrutura deverá garantir as dilatações necessárias, sem transmitir cargas que possam afetar a integridade dos módulos.

c) Inversores

Todos os 60 inversores dos parques 1 e 2, são do modelo SG1100UD da fabricante SUNGROW. Estes inversores possuem eficiência máxima de 99%, protetores contra surtos de tensão do lado CA e CC e Grau de proteção IP65.

d) Transformadores/Skids

Os *skids* são compostos por transformadores elevadores de 6,60 MVA ou 4,40 MVA. Estes são compostos conforme a seguir:

- 8 x *Skids* de 6,6 MVA (1 transformador tem potência de 6,60 MVA – 0,63/0,63 kV, 6 inversores de 1100kVA, 1 painel de média tensão de 36 kV e 1 painel de serviços auxiliares);
- 3 x *Skids* de 4,4 MVA (1 transformador tem potência de 4,40 MVA – 0,63/0,63 kV, 4 inversores de 1100kVA, 1 painel de média tensão de 36 kV e 1 painel de serviços auxiliares);

e) Cabos condutores de baixa tensão

Os cabos CA de Baixa Tensão são de alumínio com isolamento para 1,8 kV CC em XLPE, possuem seções de 400 mm², e em sua maioria são instalados diretamente enterrados. No entanto, existem trechos em que há cruzamentos com acessos e os cabos devem ser instalados em eletrodutos envelopados em concreto.

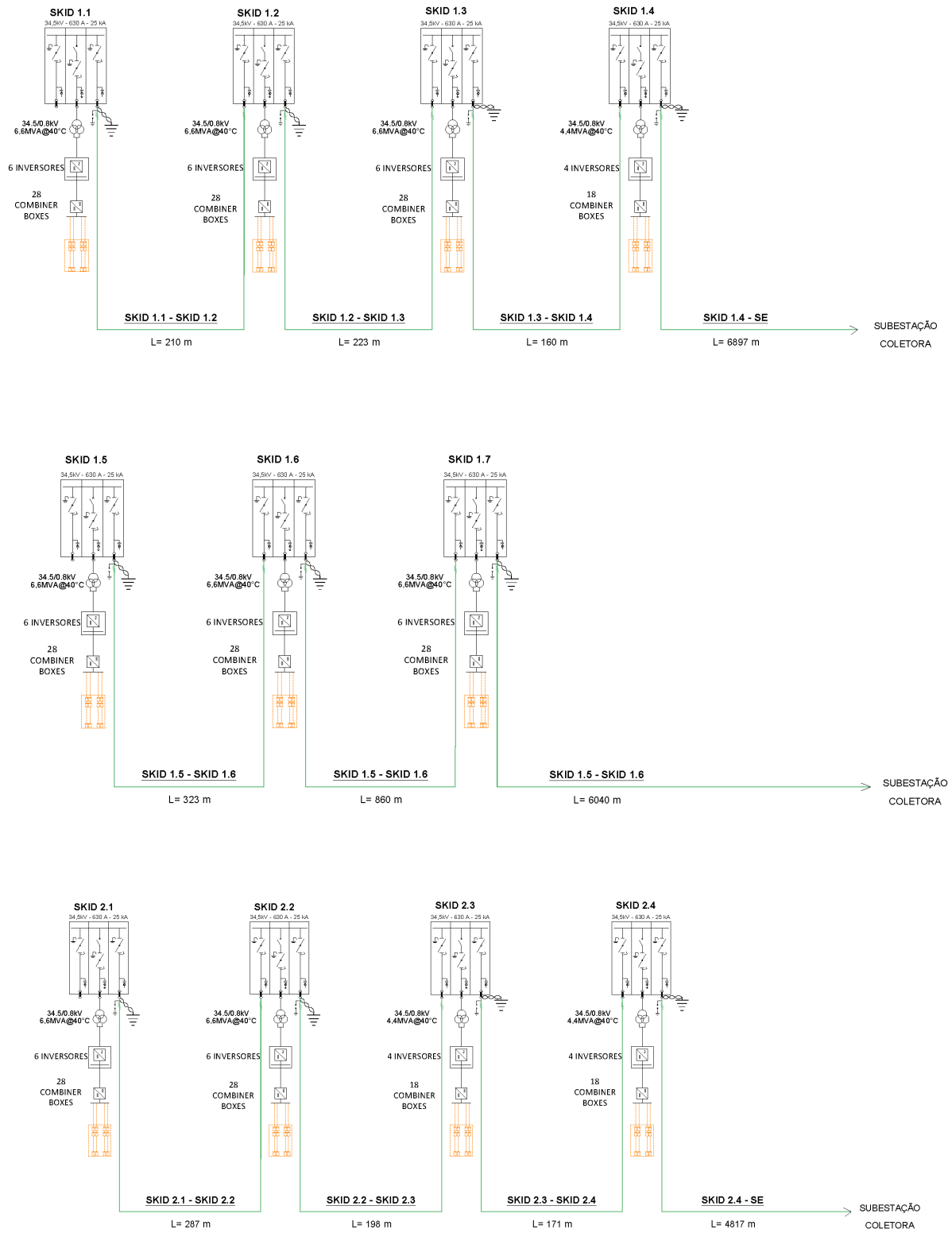
Os cabos CC de Baixa Tensão são de 6 mm² de cobre com isolamento para 1,8 kV CC em EPR, possuem dois métodos de instalação, sendo o primeiro em cabos em eletroduto enterrado no trecho do *tracker* até o inversor, enquanto o segundo ocorre no encaminhamento dos cabos no *tracker* e está exposto a radiação solar sendo necessário proteção UV.

A perda de potência máxima admissível por calor é de 0,8815% nos cabos do lado da baixa tensão CC, 0,6949% nos cabos PV(CC). A queda de tensão máxima admissível é de 5% para cada circuito de Baixa Tensão e 3% nos circuitos CC. Estes valores estão conforme cálculos da empresa construtora por se tratar de uma área de estudo não abordada neste estudo.

4.2 Dimensionamento da RMT

De acordo com a configuração eletromecânica, se tem que a RMT será dividida em três circuitos, compostos por 4, 3 e 3 *skids* respectivamente. Os circuitos da RMT são apresentados esquematicamente na Figura 17.

Figura 18 – Diagrama unifilar MT.



Fonte: Adaptado de Empresa Construtora (2023).

Pode-se observar que os *skids* foram posicionados de forma que as distâncias entre eles sejam próximas. As maiores distâncias são encontradas saindo do último *skid* de cada circuito para a subestação coletora, sendo que a maior distância encontrada no *layout* é igual 6.897 m. Na Tabela 1 a seguir são apresentados os comprimentos lineares totais de cada circuito.

Tabela 1 - Comprimentos lineares dos circuitos.

DESCRIÇÃO	Comp. [m]
Circuito 1	8.038
Circuito 2	7.721
Circuito 3	5.920
Total	21.678

Fonte: Autora (2023).

4.2.1 Cenário 1: RMT subterrânea

A rede de média tensão subterrânea que conecta os *skids* das UFV com a subestação coletora de 138 kV/34,5 kV é composta pelas principais características que estão expostas na Tabela 2 abaixo:

Tabela 2 - Características RMT subterrânea.

DESCRIÇÃO	#
Tensão nominal [kV]	34,5
Cos(φ)	0,95
Frequência [Hz]	60
Disposição da instalação	Diretamente enterrado
Material condutor	Alumínio
Configuração	Trifólio
Número máximo do agrupamento	6
Profundidade dos condutores [m]	0,9
Conexão das blindagens	1 extremo aterrado

Fonte: Adaptado de Empresa Construtora (2023).

Para dimensionamento das seções dos condutores dos circuitos de média tensão subterrâneas foi considerado cabos do tipo unipolares, com condutores de alumínio, com seções nominais de 185, 400 e 630 mm², isolados com borracha de polietileno reticulado (XLPE), com blindagem de seção equivalente a 6mm² e capa exterior.

As seções dos condutores foram selecionadas para cada circuito atendendo às cargas máximas previstas e suas características construtivas particulares foram obtidas a partir do catálogo do fabricante, conforme dados a seguir:

Quadro 3 – Características dos condutores subterrâneos.

DESCRIÇÃO	#
Cabo	Unipolar 20/35 kV
Seções	630, 400, 185 mm ²
Condutor	Alumínio
Tensão mínima a ruptura	105 Mpa
Encordoamento do condutor	classe 2
Blindagem do condutor	Camada semicondutora de composto termofixo por extrusão
Isolação	XLPE
Blindagem da Isolação	8 mm ²
Instalação	Circuitos em trifólio diretamente enterrados no solo
Aterramento da blindagem	1 ponto

Fonte: Adaptado de Empresa Construtora (2023).

4.2.1.1 Critério de capacidade de corrente corrigida

Para as simulações foram considerados os seguintes dados de entrada:

- **Resistividade térmica do solo (FR):** 2,5 K.m/W, valor conservador em conformidade com a NBR 14039:2021
- **Temperatura do solo (FT):** 35°C, valor conservador em conformidade com a NBR 14039:2021
- **Agrupamento de Circuitos (FN):** As valas estão projetadas para a colocação de até 6 trifólios de cabos diretamente enterrados e 4 trifólios em dutos enterrados. Conforme as tabelas 37 e 38 da NBR 14039:20.

Na Tabela 3 abaixo são apresentados os resultados dos cálculos para corrente corrigida da RMT subterrânea, no qual:

I_n = Corrente nominal;

I_{cabo} = Corrente suportada no cabo;

I_z = Corrente corrigida.

Tabela 3 - Resultados cálculos de capacidade de corrente corrigida (Cenário 1).

Circuito	De	Para	I_n [A]	Condutores	Nº de Cabos por Fase	I_{cabo} [A]	F_N	F_R	F_T	I_z [A]	Carga no Cabo [%]	$I_z > I_n$
C1	SKID 1.1	SKID 1.2	105,69	185 mm ²	1	317	1	0,8	0,89	225,70	48,94%	aprovado
C1	SKID 1.2	SKID 1.3	211,39	400 mm ²	1	470	0,83	0,79	0,89	274,28	80,54%	aprovado
C1	SKID 1.3	SKID 1.4	281,85	630 mm ²	1	675	0,83	0,79	0,89	393,78	74,80%	aprovado
C1	SKID 1.4	SE	387,54	400 mm ²	2	940	0,68	0,79	0,89	449,42	90,11%	aprovado
C2	SKID 1.5	SKID 1.6	105,69	185 mm ²	1	317	1	0,8	0,89	225,70	48,94%	aprovado
C2	SKID 1.6	SKID 1.7	211,39	400 mm ²	1	470	0,83	0,79	0,89	274,28	80,54%	aprovado
C2	SKID 1.7	SE	281,85	630 mm ²	1	675	0,83	0,79	0,89	393,78	74,80%	aprovado
C3	SKID 2.1	SKID 2.2	105,69	185 mm ²	1	317	1	0,8	0,89	225,70	48,94%	aprovado
C3	SKID 2.2	SKID 2.3	211,39	400 mm ²	1	470	0,83	0,79	0,89	274,28	80,54%	aprovado
C3	SKID 2.3	SKID 2.4	281,85	630 mm ²	1	675	0,73	0,79	0,89	346,34	85,04%	aprovado
C3	SKID 2.4	SE	387,54	400 mm ²	2	940	0,68	0,79	0,89	449,42	90,11%	aprovado

Fonte: Adaptado de Empresa Construtora (2023).

Pode-se observar que os condutores escolhidos foram aprovados no critério da capacidade de corrente corrigida, no qual todos os circuitos obedecem ao $I_z > I_n$. Em dois circuitos se fez necessário a utilização de dois cabos por fase para que fossem aprovados neste critério.

4.2.1.2 Curto-circuito

A corrente de curto-circuito máxima adotada neste estudo de caso será de 20 kA, que corresponde ao nível de curto-circuito na SE Coletora, conforme dados repassados pela empresa construtora.

4.2.1.3 Critério de queda de tensão

A Tabela 4 abaixo apresenta os resultados dos cálculos para o critério de queda de tensão da RMT subterrânea:

Tabela 4 - Resultados cálculos de queda de tensão (Cenário 1).

Circuito	De	Para	Imáx [A]	Nº de Cabos por Fase	Comp. [m]	Resistência CA 90°C [Ω/km]	Reatância [Ω/km]	ΔV [V]	ΔV [%]
C1	SKID 1.1	SKID 1.2	110,45	1	257	0,2112	0,1441	12,1	0,035%
C1	SKID 1.2	SKID 1.3	220,90	1	271	0,1020	0,1286	14,2	0,041%
C1	SKID 1.3	SKID 1.4	294,53	1	205	0,0641	0,1193	10,3	0,030%
C1	SKID 1.4	SE	404,98	2	7305	0,1020	0,1286	351,1	1,018%
C2	SKID 1.5	SKID 1.6	110,45	1	376	0,2112	0,1441	17,7	0,051%
C2	SKID 1.6	SKID 1.7	220,90	1	940	0,1020	0,1286	49,3	0,143%
C2	SKID 1.7	SE	294,53	1	6405	0,0641	0,1193	320,8	0,930%
C3	SKID 2.1	SKID 2.2	110,45	1	338	0,2112	0,1441	15,9	0,046%
C3	SKID 2.2	SKID 2.3	220,90	1	245	0,1020	0,1286	12,8	0,037%
C3	SKID 2.3	SKID 2.4	294,53	1	216	0,0641	0,1193	10,8	0,031%
C3	SKID 2.4	SE	404,98	2	5121	0,1020	0,1286	246,1	0,713%

Fonte: Adaptado Empresa Construtora (2023).

A queda de tensão para os circuitos de MT do cenário 1 não ultrapassou 5%, respeitando o critério imposto pela NBR 14039.

4.2.1.4 Critério de perdas ôhmicas

A Tabela 5 abaixo apresenta os resultados dos cálculos para perdas ôhmicas da RMT subterrânea:

Tabela 5 - Resultados cálculos de perdas ôhmicas (Cenário 1).

Circuito	De	Para	In [A]	Nº de Cabos por Fase	Comp. [m]	Resistência CA 90°C [Ω/km]	Perdas [kW]	Perdas [%]
C1	SKID 1.1	SKID 1.2	105,69	1	257	0,2112	1,8206	0,030%
C1	SKID 1.2	SKID 1.3	211,39	1	271	0,1020	3,7037	0,031%
C1	SKID 1.3	SKID 1.4	281,85	1	205	0,0641	3,1300	0,020%
C1	SKID 1.4	SE	387,54	2	7305	0,1020	167,8388	0,763%
C2	SKID 1.5	SKID 1.6	105,69	1	376	0,2112	2,6603	0,044%
C2	SKID 1.6	SKID 1.7	211,39	1	940	0,1020	12,8481	0,107%
C2	SKID 1.7	SE	281,85	1	6405	0,0641	97,9131	0,612%
C3	SKID 2.1	SKID 2.2	105,69	1	338	0,2112	2,3927	0,040%
C3	SKID 2.2	SKID 2.3	211,39	1	245	0,1020	3,3448	0,028%
C3	SKID 2.3	SKID 2.4	281,85	1	216	0,0641	3,3066	0,021%
C3	SKID 2.4	SE	387,54	2	5121	0,1020	117,6584	0,535%

Fonte: Adaptado de Empresa Construtora (2023).

Para o cálculo de perdas do cenário 1 foi obedecido o critério de perdas máximas limite de 0,7%, de acordo com a empresa contratante.

4.2.2 Cenário 2: RMT aérea

A rede de média tensão aérea que conecta os *skids* das UFV com a subestação coletora de 138 kV/34,5 kV é composta pelas principais características que estão expostas na tabela 6 abaixo:

Tabela 6 - Características RMT aérea.

DESCRIÇÃO	#
Tensão nominal [kV]	34,5
Cos(φ)	0,95
Frequência [Hz]	60
Disposição da instalação	Aéreo
Material condutor	Alumínio (CA)
Configuração	Horizontal
Número máximo de circuitos poste	2
Tipo de estrutura	Concreto Duplo T

Fonte: Adaptado de Empresa Construtora (2023).

A rede de média tensão possui trechos subterrâneo e aéreo, sendo composta ao todo por 3 circuitos. Os trechos subterrâneos são referentes ao percurso de encontro da saída do *skid* ao poste mais próximo, e um trecho do percurso dos circuitos finais que atravessam um terreno de propriedade particular externa. Além da chegada da rede na SE Jaíba que também deve ser feita através de circuitos subterrâneos distribuídos em 2 valas, distanciadas de 1 m.

Para dimensionamento da seção dos condutores dos circuitos subterrâneos foram adotadas as mesmas premissas expostas no item 4.2.1. Já os condutores aéreos de média tensão foram considerados cabos do tipo unipolar, com condutor de alumínio nú, NARCISSUS (1272 MCM), de acordo com a norma ABNT NBR 7271 / *ASTM B231M – All Aluminium Conductors AAC*. A seção do condutor foi selecionada para cada circuito, atendendo às cargas máximas previstas. As características particulares do condutor da rede aérea foram obtidas a partir do catálogo do fabricante, conforme os dados a seguir:

Quadro 4 – Características dos condutores aéreos.

DESCRIÇÃO	#
Cabo	Narcissus 1272 MCM
Seção	645,29 mm ²
Condutor	Alumínio
Número de fios	61
Carga de ruptura	98,73 kN
Massa	1793 kg/km
Instalação	autossustentado em postes

Fonte: Adaptado de Empresa Construtora (2023).

4.2.2.1 Critério de capacidade de corrente corrigida

Para as simulações de capacidade de corrente corrigida foram considerados os mesmos dados apresentados para a parte subterrânea apresentadas no tópico 4.2.1.1. Já o encaminhamento aéreo tem os seguintes dados de entrada apresentados na tabela 7:

Tabela 7 – Dados de entrada para capacidade de corrente corrigida.

Descrição	#
Tensão	34,5 kV
FP	0,95
Frequência	60 Hz
Temperatura do condutor	75 °C
Temperatura ambiente	40 °C
Velocidade do vento	0,8 m/s
Altitude	486 m
Ângulo vento-condutor	45 °

Fonte: Autora (2023).

O critério a ser seguido para o dimensionamento dos cabos é que a corrente nominal que circula pelo cabo não supere a ampacidade máxima admissível do condutor. Na Tabela 8 abaixo são apresentados os resultados dos cálculos para ampacidade da RMT aérea + subterrânea:

Tabela 8 - Resultados cálculos de corrente corrigida (Cenário 2).

Circuito	De	Para	In [A]	Condutores	Nº de Cabos por Fase	Iz [A]	Carga no Cabo [%]	Iz > In
C1	SKID 1.1	TSA 01	105,69	185 mm ²	1	225,70	48,94%	aprovado
C1	TAS 01	TSA 02	105,69	Narcissus	1	1066,35	10,36%	aprovado
C1	TAS 02	SKID 1.2	105,69	185 mm ²	1	187,33	58,96%	aprovado
C1	SKID 1.2	TSA 03	211,39	400 mm ²	1	274,28	80,54%	aprovado
C1	TAS 03	TSA 04	211,39	Narcissus	1	1066,35	20,72%	aprovado
C1	TAS 04	SKID 1.3	211,39	630 mm ²	1	322,61	68,47%	aprovado
C1	SKID 1.3	TSA 05	317,08	400 mm ²	2	449,42	73,73%	aprovado
C1	TAS 05	TSA 06	317,08	Narcissus	1	1066,35	31,07%	aprovado
C1	TAS 06	SKID 1.4	317,08	400 mm ²	2	416,38	79,58%	aprovado
C1	SKID 1.4	TSA 07	387,54	500 mm ²	2	487,10	83,14%	aprovado
C1	TAS 07	TSA 08	387,54	Narcissus	1	1066,35	37,98%	aprovado
C1	TAS 08	TSA 09	387,54	500 mm ²	2	543,00	74,58%	aprovado
C1	TAS 09	TSA 10	387,54	Narcissus	1	1066,35	37,98%	aprovado
C1	TAS 10	SE	387,54	500 mm ²	2	543,00	74,58%	aprovado
C2	SKID 1.5	TSA 01	105,69	185 mm ²	1	225,70	48,94%	aprovado
C2	TAS 01	TSA 02	105,69	Narcissus	1	1066,35	10,36%	aprovado
C2	TAS 02	SKID 1.6	105,69	185 mm ²	1	187,33	58,96%	aprovado
C2	SKID 1.6	TSA 03	211,39	400 mm ²	1	274,28	80,54%	aprovado
C2	TAS 03	TSA 04	211,39	Narcissus	1	1066,35	20,72%	aprovado
C2	TAS 04	SKID 1.7	211,39	630 mm ²	1	346,34	63,78%	aprovado
C2	SKID 1.7	TSA 05	317,08	400 mm ²	2	482,47	68,68%	aprovado
C2	TAS 05	TSA 06	317,08	Narcissus	1	1066,35	31,07%	aprovado
C2	TAS 06	TSA 07	317,08	400 mm ²	2	449,42	73,73%	aprovado
C2	TAS 07	TSA 08	317,08	Narcissus	1	1066,35	31,07%	aprovado
C2	TAS 08	SE	317,08	400 mm ²	2	449,42	73,73%	aprovado
C3	SKID 2.1	TSA 01	105,69	185 mm ²	1	225,70	48,94%	aprovado
C3	TAS 01	TSA 02	105,69	Narcissus	1	1066,35	10,36%	aprovado
C3	TAS 02	SKID 2.2	105,69	185 mm ²	1	187,33	58,96%	aprovado
C3	SKID 2.2	TSA 03	211,39	400 mm ²	1	274,28	80,54%	aprovado
C3	TAS 03	TSA 04	211,39	Narcissus	1	1066,35	20,72%	aprovado
C3	TAS 04	SKID 2.3	211,39	400 mm ²	1	241,23	91,57%	aprovado
C3	SKID 2.3	TSA 05	281,85	630 mm ²	1	346,34	85,04%	aprovado
C3	TAS 05	TSA 06	281,85	Narcissus	1	1066,35	27,62%	aprovado
C3	TAS 06	SKID 2.4	281,85	400 mm ²	2	449,42	65,54%	aprovado
C3	SKID 2.4	TSA 07	352,31	400 mm ²	2	449,42	81,92%	aprovado
C3	TAS 07	TSA 08	352,31	Narcissus	1	1066,35	34,53%	aprovado
C3	TAS 08	TSA 09	352,31	500 mm ²	2	543,00	67,80%	aprovado
C3	TAS 09	TSA 10	352,31	Narcissus	1	1066,35	34,53%	aprovado
C3	TAS 10	SE	352,31	500 mm ²	2	543,00	67,80%	aprovado

Fonte: Adaptado de empresa construtora (2023).

Pode-se observar que as cargas no condutor aéreo selecionado chegam no máximo a 37,98%, porém esse condutor foi escolhido baseado no critério de perdas estipuladas pela contratante.

4.2.2.2 Critério de curto-circuito

A corrente de curto-circuito máxima adotada nesse estudo de caso será de 20 kA, que corresponde ao nível de curto-circuito na SE Coletora, conforme dados repassados pela empresa construtora.

4.2.2.3 Critério de queda de tensão

A tabela 9 abaixo apresenta os resultados dos cálculos para queda de tensão da RMT subterrânea:

Tabela 9 - Resultados cálculos de queda de tensão (Cenário 2).

Circuito	De	Para	Imáx [A]	Nº de Cabos por Fase	Comp. [m]	Resistência CA 90°C [Ω/km]	Reatância [Ω/km]	ΔV [V]	ΔV [%]
C1	SKID 1.1	TSA 01	110,45	1	48	0,2112	0,1441	2,2	0,006%
C1	TAS 01	TSA 02	110,45	1	210	0,0576	0,3290	6,3	0,018%
C1	TAS 02	SKID 1.2	110,45	1	48	0,2112	0,1441	2,2	0,006%
C1	SKID 1.2	TSA 03	220,90	1	48	0,1020	0,1286	2,5	0,007%
C1	TAS 03	TSA 04	220,90	1	225	0,0576	0,3290	13,5	0,039%
C1	TAS 04	SKID 1.3	220,90	1	48	0,0641	0,1193	1,8	0,005%
C1	SKID 1.3	TSA 05	331,35	2	48	0,1020	0,1286	1,9	0,005%
C1	TAS 05	TSA 06	331,35	1	157	0,0576	0,3290	14,2	0,041%
C1	TAS 06	SKID 1.4	331,35	2	48	0,1020	0,1286	1,9	0,005%
C1	SKID 1.4	TSA 07	404,98	2	48	0,0805	0,1246	1,9	0,006%
C1	TAS 07	TSA 08	404,98	1	2659	0,0576	0,3290	293,6	0,851%
C1	TAS 08	TSA 09	404,98	2	2190	0,0805	0,1246	88,7	0,257%
C1	TAS 09	TSA 10	404,98	1	2498	0,0576	0,3290	275,9	0,800%
C1	TAS 10	SE	404,98	2	98	0,0805	0,1246	4,0	0,011%
C2	SKID 1.5	TSA 01	110,45	1	48	0,2112	0,1441	2,2	0,006%
C2	TAS 01	TSA 02	110,45	1	332	0,0576	0,3290	10,0	0,029%
C2	TAS 02	SKID 1.6	110,45	1	48	0,2112	0,1441	2,2	0,006%
C2	SKID 1.6	TSA 03	220,90	1	48	0,1020	0,1286	2,5	0,007%
C2	TAS 03	TSA 04	220,90	1	907	0,0576	0,3290	54,6	0,158%
C2	TAS 04	SKID 1.7	220,90	1	48	0,0641	0,1193	1,8	0,005%
C2	SKID 1.7	TSA 05	331,35	2	48	0,1020	0,1286	1,9	0,005%
C2	TAS 05	TSA 06	331,35	1	1742	0,0576	0,3290	157,4	0,456%
C2	TAS 06	TSA 07	331,35	2	2190	0,1020	0,1286	86,1	0,250%
C2	TAS 07	TSA 08	331,35	1	2498	0,0576	0,3290	225,7	0,654%
C2	TAS 08	SE	331,35	2	98	0,1020	0,1286	3,8	0,011%
C3	SKID 2.1	TSA 01	110,45	1	48	0,2112	0,1441	2,2	0,006%
C3	TAS 01	TSA 02	110,45	1	293	0,0576	0,3290	8,8	0,026%
C3	TAS 02	SKID 2.2	110,45	1	48	0,2112	0,1441	2,2	0,006%
C3	SKID 2.2	TSA 03	220,90	1	48	0,1020	0,1286	2,5	0,007%
C3	TAS 03	TSA 04	220,90	1	198	0,0576	0,3290	11,9	0,035%
C3	TAS 04	SKID 2.3	220,90	1	48	0,1020	0,1286	2,5	0,007%
C3	SKID 2.3	TSA 05	294,53	1	48	0,0641	0,1193	2,4	0,007%
C3	TAS 05	TSA 06	294,53	1	169	0,0576	0,3290	13,6	0,039%
C3	TAS 06	SKID 2.4	294,53	2	48	0,1020	0,1286	1,7	0,005%
C3	SKID 2.4	TSA 07	368,17	2	48	0,1020	0,1286	2,1	0,006%
C3	TAS 07	TSA 08	368,17	1	442	0,0576	0,3290	44,3	0,129%
C3	TAS 08	TSA 09	368,17	2	2192	0,0805	0,1246	80,7	0,234%
C3	TAS 09	TSA 10	368,17	1	2496	0,0576	0,3290	250,6	0,726%
C3	TAS 10	SE	368,17	2	98	0,0805	0,1246	3,6	0,010%

Fonte: Adaptado de Empresa Construtora (2023).

A queda de tensão para os circuitos de MT do cenário 2 não ultrapassou 5%, respeitando o critério imposto pela NBR 14039.

4.2.2.4 Critério de perdas ôhmicas

A Tabela 10 abaixo apresenta os resultados dos cálculos para perdas ôhmicas da RMT aérea + sub.:

Tabela 10 - Resultados cálculos de perdas ôhmicas (Cenário 2).

Circuito	De	Para	In [A]	Nº de Cabos por Fase	Comp. [m]	Resistência CA 90°C [Ω/km]	Perdas [kW]	Perdas [%]
C1	SKID 1.1	TSA 01	105,69	1	48	0,2112	0,3374	0,006%
C1	TAS 01	TSA 02	105,69	1	210	0,0576	0,4052	0,007%
C1	TAS 02	SKID 1.2	105,69	1	48	0,2112	0,3374	0,006%
C1	SKID 1.2	TSA 03	211,39	1	48	0,1020	0,6518	0,005%
C1	TAS 03	TSA 04	211,39	1	225	0,0576	1,7346	0,014%
C1	TAS 04	SKID 1.3	211,39	1	48	0,0641	0,4100	0,003%
C1	SKID 1.3	TSA 05	317,08	2	48	0,1020	0,7333	0,004%
C1	TAS 05	TSA 06	317,08	1	157	0,0576	2,7208	0,015%
C1	TAS 06	SKID 1.4	317,08	2	48	0,1020	0,7333	0,004%
C1	SKID 1.4	TSA 07	387,54	2	48	0,0805	0,8652	0,004%
C1	TAS 07	TSA 08	387,54	1	2659	0,0576	68,9759	0,314%
C1	TAS 08	TSA 09	387,54	2	2190	0,0805	39,7456	0,181%
C1	TAS 09	TSA 10	387,54	1	2498	0,0576	64,8215	0,295%
C1	TAS 10	SE	387,54	2	98	0,0805	1,7720	0,008%
C2	SKID 1.5	TSA 01	105,69	1	48	0,2112	0,3374	0,006%
C2	TAS 01	TSA 02	105,69	1	332	0,0576	0,6404	0,011%
C2	TAS 02	SKID 1.6	105,69	1	48	0,2112	0,3374	0,006%
C2	SKID 1.6	TSA 03	211,39	1	48	0,1020	0,6518	0,005%
C2	TAS 03	TSA 04	211,39	1	907	0,0576	7,0009	0,058%
C2	TAS 04	SKID 1.7	211,39	1	48	0,0641	0,4100	0,003%
C2	SKID 1.7	TSA 05	317,08	2	48	0,1020	0,7333	0,004%
C2	TAS 05	TSA 06	317,08	1	1742	0,0576	30,2537	0,168%
C2	TAS 06	TSA 07	317,08	2	2190	0,1020	33,6885	0,187%
C2	TAS 07	TSA 08	317,08	1	2498	0,0576	43,3929	0,241%
C2	TAS 08	SE	317,08	2	98	0,1020	1,5019	0,008%
C3	SKID 2.1	TSA 01	105,69	1	48	0,2112	0,3374	0,006%
C3	TAS 01	TSA 02	105,69	1	293	0,0576	0,5653	0,009%
C3	TAS 02	SKID 2.2	105,69	1	48	0,2112	0,3374	0,006%
C3	SKID 2.2	TSA 03	211,39	1	48	0,1020	0,6518	0,005%
C3	TAS 03	TSA 04	211,39	1	198	0,0576	1,5265	0,013%
C3	TAS 04	SKID 2.3	211,39	1	48	0,1020	0,6518	0,005%
C3	SKID 2.3	TSA 05	281,85	1	48	0,0641	0,7288	0,005%
C3	TAS 05	TSA 06	281,85	1	169	0,0576	2,3200	0,014%
C3	TAS 06	SKID 2.4	281,85	2	48	0,1020	0,5794	0,004%
C3	SKID 2.4	TSA 07	352,31	2	48	0,1020	0,9053	0,005%
C3	TAS 07	TSA 08	352,31	1	442	0,0576	9,4708	0,047%
C3	TAS 08	TSA 09	352,31	2	2192	0,0805	32,8696	0,164%
C3	TAS 09	TSA 10	352,31	1	2496	0,0576	53,5256	0,268%
C3	TAS 10	SE	352,31	2	98	0,0805	1,4644	0,007%

Fonte: Adaptado de Empresa Construtora (2023).

Para o cálculo de perdas do cenário 2 foi obedecido o critério de perdas máximas limite de 0,7%, de acordo com a empresa contratante.

4.2.3 Análise de custos

Os quantitativos de cabos são compostos pelos comprimentos lineares adicionados de escoltas, folgas e emendas, além de ser multiplicado pela quantidade de cabos por circuito. A tabela 11 abaixo mostra os quantitativos para os dois cenários abordados, dos quais pode-se observar que o cenário para RMT aérea apresenta um quantitativo menor. Esse fato ocorre, pois, ao utilizar os cabos aéreos se tem mais liberdade de escolha por cabos de seções maiores, pois estes têm custos menores comparados aos cabos subterrâneos, evitando assim a utilização de mais de um cabo por circuito.

Tabela 11 - Quantitativos de cabos.

DESCRIÇÃO	RMT sub	RMT aérea+sub
185 mm²	2.914 m	858 m
400 mm²	80.750 m	15.970 m
500 mm²	-	28.230 m
630 mm²	20.718 m	430 m
Narcissus	-	44.476 m
Total	104.382 m	89.964 m

Fonte: Autora (2023).

Realizando uma análise de custos com premissa de alteração apenas dos custos dos cabos utilizados e custos impactados pela mudança de RMT. Os custos de cabo estão de acordo com uma base de dados de propostas comerciais, já os custos para valas e estruturas de concreto foram obtidos através das tabelas de custos, com desoneração da Secretaria de Infraestrutura do Ceará (SEINFRA), dados de outro estado visando apenas validar a comparação entre cenários.

As valas foram consideradas de acordo com o item 2.5.23 da tabela: C2796 - Escavação mecânica solo de 2a. categoria com profundidade de até 2.00m. O total de m³ foi obtido utilizando dados da empresa construtora. Assim, obtém-se a tabela 12 a seguir:

Tabela 12 - Custos totais da RMT sub.

DESCRIÇÃO	RMT sub	R\$ unitário	R\$ total
185 mm²	2.914 m	R\$ 58,49	R\$ 170.439,86
400 mm²	80.750 m	R\$ 84,00	R\$ 6.783.000,00
630 mm²	20.718 m	R\$ 110,98	R\$ 2.299.283,64
Valas	10.021 m ³	R\$ 22,05	R\$ 220.955,82
Total	-	-	R\$ 9.473.679,32

Fonte: Autora (2023).

Já as estruturas de concreto estão de acordo com o item 18.15.21 da tabela: C4975 - Poste de concreto duplo T, resistência nominal 1000kg, h=12,00m, peso aproximado 1.585kg. O total de postes foi obtido utilizando dados da empresa construtora, no qual é locado uma estrutura a cada 60 m de comprimento linear. Assim, obtém-se a tabela 13 a seguir:

Tabela 13 - Custos totais RMT aérea+sub.

DESCRIÇÃO	RMT aérea	R\$ unitário	R\$ total
185 mm ²	858 m	R\$ 58,49	R\$ 50.184,42
400 mm ²	15.970 m	R\$ 84,00	R\$ 1.341.480,00
500 mm ²	28.230 m	R\$ 95,09	R\$ 2.684.390,70
630 mm ²	430 m	R\$ 110,98	R\$ 47.721,40
Narcissus	44.476 m	R\$ 36,81	R\$ 1.637.161,56
Valas	4.367 m ³	R\$ 22,05	R\$ 96.298,00
Estruturas	178 un	R\$ 3.636	R\$ 647.208,00
Total	-	-	R\$ 6.504.444,08

Fonte: Autora (2023).

4.3 Análise de geração (*PVsys*)

A análise de geração através do *Pvsys* teve como *input* a configuração eletromecânica igualmente para os dois cenários analisados, tendo como principal alteração as perdas *ôhmicas* na RMT, que se diferenciam pelos comprimentos e resistências de cada circuito. Na tabela 14 são apresentadas as perdas totais para os dois cenários. Essas foram calculadas para que não ultrapassasse 0,7%, valor máximo imposto pela empresa contratante.

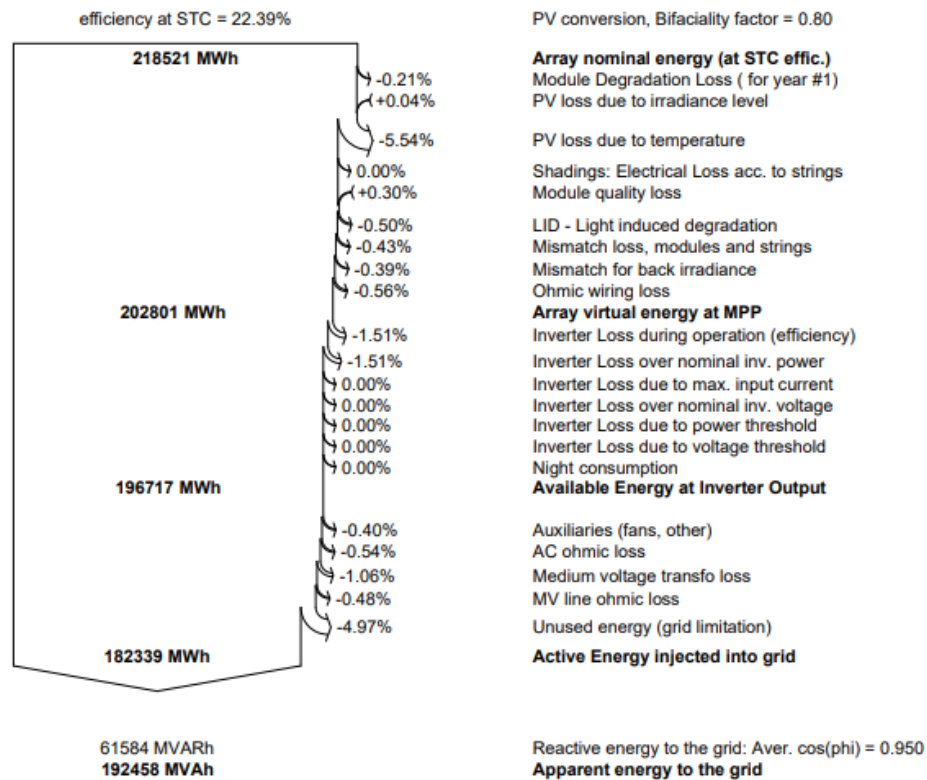
Tabela 14 - Perdas *ôhmicas* MT.

DESCRIÇÃO	RMT sub	RMT aérea+sub
Circuito 1	0,8022%	0,8375%
Circuito 2	0,7089%	0,6608%
Circuito 3	0,5759%	0,5297%
Total	0,6944%	0,6819%

Fonte: Autora (2023).

Sendo assim, de acordo com o valor total de perdas para cada cenário, pode-se obter os relatórios de simulação do sistema que serão apresentados nas figuras 20 e 21.

Figura 19 - Diagrama de perdas (Cenário 1).

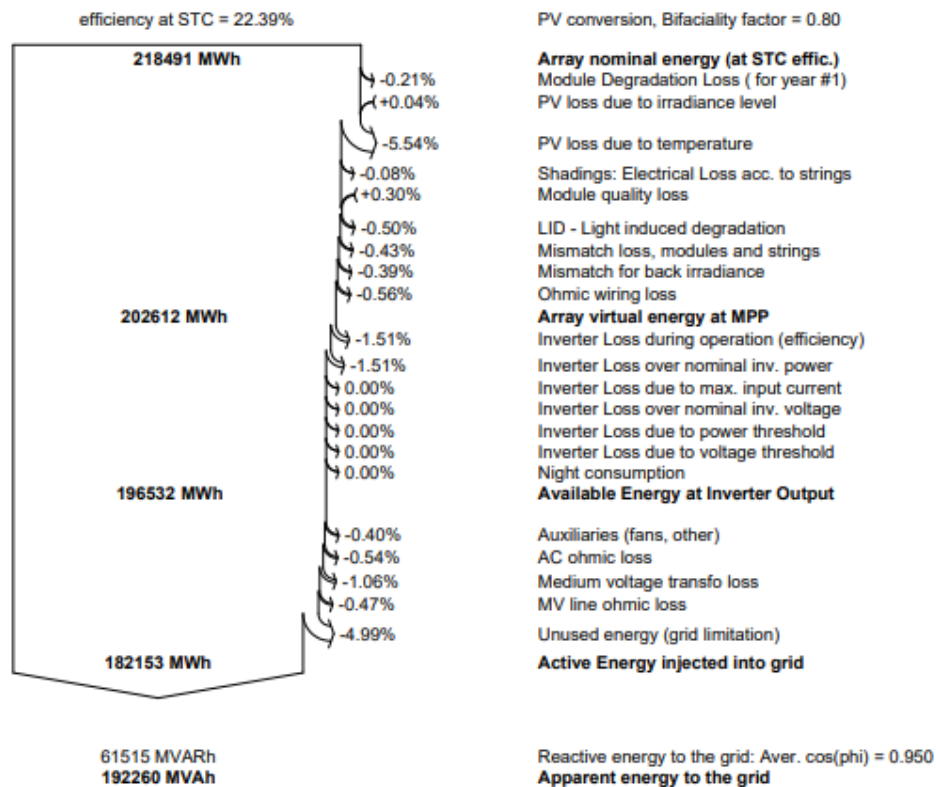


Fonte: Pvsyst (2023).

No diagrama de perdas acima, são apresentados os decréscimos no valor de geração de energia, decorrentes das perdas presentes em toda configuração da usina. Resultando uma geração de 182.339 MWh anual.

Analisando as perdas ôhmicas (*AC ohmic loss*) se tem uma diminuição de geração de – 0,48%. Já as perdas por sombreamento (*Shadings: Electrical Loss acc. to strings*) representam 0,0% pois não existem elementos próximos que causem sombras nos módulos fotovoltaicos.

Figura 20 - Diagrama de perdas (Cenário 2).



Fonte: Pvsyst (2023).

No diagrama de perdas acima, são apresentados os decréscimos no valor de geração de energia decorrentes das perdas presentes em toda configuração da usina para o cenário 2. Resultando uma geração de 182.153 MWh anual.

Analisando as perdas ôhmicas (*AC ohmic loss*) se tem uma diminuição de geração de - 0,47%. Já as perdas por sombreamento (*Shadings: Electrical Loss acc. to strings*) representam - 0,08%, valor este representado pelos postes presentes na UFV que causam sombras nos módulos fotovoltaicos em determinadas horas do dia.

4.4 Resultados e Discussões

4.4.1 Análise de Geração

Analisando os dados expostos nos tópicos acima, se tem os parâmetros necessários para escolha de qual cenário RMT é mais viável para a usina estudada. Desses dados informados pode-se retirar informações que facilitam essa escolha, que serão expostos a seguir.

Utilizando dos valores de perdas, de acordo com os relatórios de geração, pode-se analisar a relação de perdas x geração para os dois cenários. A tabela 15 a seguir apresenta os resultados.

Tabela 15 – Perdas x Geração

DESCRIÇÃO	RMT sub	RMT aérea+sub
Perdas <i>ôhmicas</i> [%]	0,6944%	0,6819%
Perdas por sombras [%]	0,0%	0,08%
Geração [MWh]	182.339	182.153

Fonte: Autora (2023).

Os valores apresentados acima mostram que a geração para o cenário 1 é superior, apesar das perdas *ôhmicas* terem um valor maior. Sendo assim, tecnicamente o melhor cenário.

A geração do cenário 2 é afetada pelas perdas por sombreamento dos postes tendo uma redução de 186 MWh. Tal redução de energia pode ser compensada quando se trata da viabilidade financeira do projeto, já que para esse cenário se tem uma redução nos quantitativos de cabos, além da utilização de um cabo com estrutura menos robusta e assim mais baratos.

Nas tabelas 16 e 17 são apresentados os resultados gerais de acordo com o *Pvsyst*.

Tabela 16 – Resultados *Pvsyst* (Cenário 1).

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR ratio
Janeiro	208,9	83,94	28,41	255,3	251,4	17197	16429	0,836
Fevereiro	183,0	71,66	26,70	223,5	220,0	14873	14200	0,825
Março	186,5	81,25	28,36	234,4	229,9	16285	15569	0,863
Abril	177,4	62,26	27,25	231,9	227,6	16458	15725	0,881
Mai	163,7	49,01	26,18	214,8	209,4	15736	15072	0,911
Junho	147,7	37,95	25,02	198,3	189,2	14355	13777	0,902
Julho	160,5	42,21	24,87	212,8	198,0	15032	14426	0,881
Agosto	187,1	43,73	25,39	247,9	239,1	17471	16687	0,874
Setembro	202,2	40,31	27,35	260,4	245,6	17184	16401	0,818
Outubro	194,4	50,07	28,41	248,2	244,8	15911	15172	0,794
Novembro	178,7	78,88	25,69	215,6	211,9	14063	13449	0,810
Dezembro	197,2	79,26	26,25	239,7	236,1	16153	15432	0,836
Ano	2187,2	720,53	26,66	2782,8	2702,9	190718	182339	0,851

Fonte: *Pvsyst* (2023).

Legendas

GlobHor = Irradiação horizontal total

EArray = Energia efetiva na saída do sistema

DiffHor = Irradiação difusa horizontal

E_Grid = Energia injetada na rede

T_Amb = Temperatura ambiente

PR ratio = Índice de desempenho

GlobInc = Incidência global no plano dos sensores

GlobEff = Global efetivo, corrigido para IAM e sombras

E_Grid = Energia injetada na rede

Tabela 17 – Resultados *Pvsyst* (Cenário 2).

	GlobHor kWh/m2	DiffHor kWh/m2	T_Amb °C	GlobInc kWh/m2	GlobEff kWh/m2	EArray MWh	E_Grid MWh	PR ratio
Janeiro	208,9	83,94	28,41	255,3	251,3	17174	16410	0,835
Fevereiro	183,0	71,66	26,70	223,5	219,9	14862	14191	0,825
Março	186,5	81,25	28,36	234,4	229,8	16271	15556	0,862
Abril	177,4	62,26	27,25	231,9	227,6	16446	15715	0,880
Mai	163,7	49,01	26,18	214,8	209,4	15718	15056	0,910
Junho	147,7	37,95	25,02	198,3	189,2	14338	13762	0,901
Julho	160,5	42,21	24,87	212,8	197,9	15012	14408	0,879
Agosto	187,1	43,73	25,39	247,9	239,0	17453	16672	0,873
Setembro	202,2	40,31	27,35	260,4	245,5	17178	16396	0,818
Outubro	194,4	50,07	28,41	248,2	244,8	15885	15149	0,793
Novembro	178,7	78,88	25,69	215,6	211,8	14045	13432	0,809
Dezembro	197,2	79,26	26,25	239,7	236,1	16125	15407	0,835
Ano	2187,2	720,53	26,66	2782,8	2702,5	190506	182153	0,850

Fonte: *Pvsyst* (2023).

De acordo com *Pvsyst* (2023) “O Índice de Desempenho (*Performance Ratio*) é a relação entre a energia efetivamente produzida (usada), em relação à energia que seria produzida se o sistema funcionasse continuamente com sua eficiência STC nominal. O PR está definido na norma IEC EN 61724”. Este índice considera a qualidade do sistema, incluindo as perdas presentes, sendo um indicador definido por $PR = E_Grid / (GlobInc * PnomPV)$. Na tabela 16 a seguir são expostos os valores de PR para os dois cenários.

Tabela 18 – Comparativo do *Performance Ratio* - PR [%]

DESCRIÇÃO	RMT sub	RMT aérea+sub
Geração MWh	182.339	182.153
GlobInc [kWh/m²]	2782,8	2782,8
<i>Performance Ratio PR</i> [%]	85,1	85,0

Fonte: Autora (2023).

4.4.2 Análise de custos

De acordo com os valores de custos apresentados, pode-se obter que sob o olhar econômico a utilização dos cabos aéreos é mais vantajosa apresentando uma economia de 31,34% comparada aos custos com cabos totalmente subterrâneos. Vale salientar que os cabos são um dos principais componentes para o custo total da RMT, logo, a economia apresentada

pode ser observada justamente pela troca dos cabos. A tabela 17 mostra os custos para os dois cenários.

Tabela 19 – Comparativo dos custos em R\$ para os dois cenários.

DESCRIÇÃO	RMT sub	RMT aérea+sub
Custos R\$	R\$ 9.473.679,32	R\$ 6.504.444,08

Fonte: Autora (2023).

Com os custos para os dois cenários, pode-se obter o valor pago pelo Wp. Sendo relacionado o custo de implantação com a potência pico da usina em estudo. Esse dado é comumente utilizado pelo mercado para comparação financeira entre cenários. A tabela 18 mostra os custos do Wp para os dois cenários.

Tabela 20 – Comparativo dos custos do Wp para os dois cenários.

DESCRIÇÃO	RMT sub	RMT aérea+sub
Custos R\$/Wp	0,123	0,084

Fonte: Autora (2023).

Os custos apresentados acima mostram uma economia na utilização da rede aérea, no qual deve ser analisado o benefício econômico desse tipo de RMT. Ponderando que as perdas apresentadas representam uma porcentagem mínima, a depender dos critérios da empresa contratante a utilização da mesma pode ser considerada de grande valia.

Vale salientar que os custos apresentados nesse estudo apresentam valores apenas para a construção da RMT de uma usina. Tendo a construção de uma UFV outros custos globais que englobam os custos com equipamentos e rede de baixa tensão. Estes devem ser considerados para uma análise econômica mais assertiva da usina por completo.

5 CONCLUSÃO

Neste trabalho, foram abordados os conceitos fundamentais de uma Central Geradora Fotovoltaica (UFV), destacando-se os principais equipamentos integrantes do sistema, acompanhados de suas respectivas características. O entendimento aprofundado desses componentes torna-se crucial para a avaliação precisa da capacidade de geração de energia que a UFV pode disponibilizar ao Sistema Interligado Nacional (SIN).

Após a determinação dos equipamentos, realizou-se uma análise minuciosa de como estes se interconectam para viabilizar o transporte da energia gerada. Nesse contexto, o estudo abordou especificamente a ligação entre *skids* e a subestação coletora. Nesta fase, a energia é transferida por meio de uma Rede de Média Tensão (RMT), cuja construção pode assumir diversas configurações. Diante disso, conduziu-se uma análise comparativa entre dois cenários potenciais para a RMT: o totalmente subterrâneo e o aéreo com uma parte subterrânea.

Como critério de análise, foram contempladas as perdas inerentes a uma UFV, manifestando-se em cada fase de transformação e transporte da energia gerada. Focando especificamente na RMT da usina como objeto de estudo, a pesquisa abordou minuciosamente em duas perdas presentes nessa etapa, que são perdas *ôhmicas* de Média Tensão (MT) e perdas decorrentes de sombreamento.

Nesse contexto, o estudo de caso foi conduzido para ambos os cenários, proporcionando insights valiosos para orientar a escolha da RMT. A rede subterrânea, embora tenha registrado maiores perdas ôhmicas e sombreamento nulo, surpreendeu ao exibir uma geração superior em comparação ao cenário 2. Em contrapartida, a rede predominantemente aérea revelou menores perdas *ôhmicas*, com apenas 0,08% de perdas por sombreamento, resultando em uma geração de energia inferior, cerca de 186 MWh, quando comparada ao cenário 1.

Dessa forma, esses resultados destacam a complexidade da decisão, enfatizando a necessidade de ponderar cuidadosamente entre diferentes tipos de perdas e a quantidade total de energia gerada ao tomar decisões sobre a infraestrutura de transporte de energia em uma Usina Fotovoltaica.

Além disso, conforme destacado no relatório de geração de energia, o cenário 2 revelou um índice de desempenho inferior, marcando apenas 0,1%. Este resultado sugere que, para o estudo de caso em foco, o impacto gerado pelo sombreamento pode ser reavaliado, levando em consideração outros parâmetros de análise, tais como os custos associados à construção. Essa constatação sublinha a importância de uma abordagem detalhada na tomada de decisões, na

qual fatores diversos, como eficiência energética e viabilidade econômica, são cuidadosamente ponderados.

Conforme indicado pelos custos apresentados, a adoção da rede aérea implica uma redução significativa de 31,34% no custo global, considerando apenas as RMTs. Além disso, essa opção se destaca ao apresentar um custo por *Watt*-pico (*Wp*) inferior, fixado em 0,084 R\$/*Wp*. Esses dados ressaltam não apenas a eficiência financeira da opção aérea, mas também sua atratividade econômica ao proporcionar uma alternativa mais econômica em comparação com a rede subterrânea. Essas conclusões são valiosas para embasar decisões informadas na implementação de infraestrutura em UFVs.

Em conclusão, a decisão sobre RMT adotar não é uma tarefa trivial. No entanto, esta análise destaca a viabilidade da utilização de ambos os cenários apresentados, superando questionamentos que anteriormente poderiam impedir a implementação de RMTs aéreas em UFVs. Essa consideração ampliada abre novas perspectivas que possibilita uma escolha mais flexível, permitindo a seleção da infraestrutura mais adequada com base em critérios específicos, considerando tanto os aspectos técnicos quanto os econômicos.

Sugestões de trabalhos futuros

- Análise de viabilidade técnica-financeira de um complexo solar fotovoltaico, analisando todas as perdas presentes no sistema;
- Análise de perdas *ôhmicas* x geração de energia considerado um complexo solar fotovoltaico em operação plena.

REFERÊNCIAS

ABB. *Technical Application Papers* N°10 – **Photovoltaic plants**. Zurique: ABB, 2014. Disponível em: <https://library.e.abb.com/public/9b867d77d5e0da7fc1257ca60057221b/QT10%20EN%202013.pdf>. Acesso em 23 set. 2023.

ABSOLAR. Energia solar já representa 15% da matriz elétrica do país. **ABSOLAR, 2023**. Disponível em: <https://www.absolar.org.br/noticia/energia-solar-ja-representa-15-da-matriz-eletrica-do-pais/>. Acesso em 10 set. 2023.

ABSOLAR. Entenda como funciona a energia solar fotovoltaica. **ABSOLAR, 2023**. Disponível em: <https://www.absolar.org.br/mercado/o-que-e-energia-solar-fotovoltaica/>. Acesso em 10 set. 2023.

ALVARENGA, Carlos. O MÓDULO FOTOVOLTAICO PARA GERADOR SOLAR DE ELETRICIDADE. **Solenerg engenharia, 2014**. Disponível em: <https://www.solenerg.com.br/wp-content/uploads/2014/10/modulo-fotovoltaico-para-gerador-solar-de-eletricidade-solenerg-out14.pdf>. Acesso em 15 set. 2023.

ALVES, M. R.; FERNANDES, A. B.; LIRA, G.R.S.; DANTAS, K.M.C.; SOBRAL, M.S.M. **Estudos de Qualidade da Energia Elétrica: Fator de Agregação Aplicado a Usinas Fotovoltaicas com Inversores String**. XIX ERIAC DÉCIMO NONO ENCONTRO REGIONAL IBERO-AMERICANO DO CIGRE ISBN 978-65-00-63038-1. Foz do Iguaçu, 2023. Disponível em: https://www.researchgate.net/publication/371960149_ESTUDOS_DE_QUALIDADE_DA_ENERGIA_ELETRICA_FATOR_DE_AGREGACAO_APLICADO_A_USINAS_FOTOVOLTAICAS_COM_INVERSORES_STRING. Acesso em 21 out. 2023.

ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução Normativa ANEEL nº 1.071 de 29 de agosto de 2023**. Estabelece os requisitos e procedimentos necessários à obtenção de outorga de autorização e alteração da capacidade instalada de centrais geradoras Eólicas, Fotovoltaicas, Termelétricas, Híbridas e outras fontes alternativas, bem como à associação de centrais geradoras que contemplem essas tecnologias de geração, e à comunicação de implantação de centrais geradoras com capacidade instalada reduzida. Rio de Janeiro, 2023. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren20231071.pdf>. Acesso em 01 out 2023.

ARAÚJO, Ana Júlia Nunes De; RANK, Narah Iuata; BUENO, Talita Bezerra De Araujo. **Análise dos fatores de perdas nos sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica em Curitiba.** Trabalho de Conclusão de Curso de Graduação em Engenharia Elétrica, do Departamento Acadêmico de Eletrotécnica (DAELT) da Universidade Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR). Curitiba, 2016. Disponível em: http://repositorio.roca.utfpr.edu.br/jspui/bitstream/1/11997/1/CT_COELE_2016_2_21.pdf. Acesso em 10 de set. 2023.

ARIAS, Vitor Coutinho. **Comparação Entre a Aplicação de Inversores Centrais e *Strings* Em Uma Usina Fotovoltaica: Análise Técnica e Financeira.** Trabalho de Conclusão de Curso de Graduação em Engenharia Elétrica, da Universidade Federal, do Rio de Janeiro, Niterói (UTFPR). Niterói, 2022. Disponível em: <https://app.uff.br/riuff/handle/1/27456>. Acesso em 2 set. 2023.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 16690: Instalações elétricas de arranjos fotovoltaicos — Requisitos de projeto.** Rio de Janeiro, 2019.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 14039: Instalações elétricas de média tensão de 1,0 kV a 36,2 kV.** Rio de Janeiro, 2005.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 6251: Cabos de Potência com Isolação Extrudada para Tensões de 1 kV a 35 kV - Requisitos Construtivos.** Rio de Janeiro, 2018.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR NM 280: Condutores de cabos isolados (IEC 60228, MOD).** Rio de Janeiro, 2011.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 7271: Cabos de alumínio nus para linhas aéreas - Especificação.** Rio de Janeiro, 2009.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 5422: Projeto de linhas aéreas de transmissão de energia elétrica.** Rio de Janeiro, 1985.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 15688: Redes de distribuição aérea de energia elétrica com condutores nus.** Rio de Janeiro, 2013.

BARBOSA, Paulo; MATTOS, Leonardo. **Relação entre consumo de energia elétrica e crescimento econômico no Brasil: uma análise a nível setorial**. Disponível em: https://www.anpec.org.br/sul/2021/submissao/files_I/i24cdb96673194f50a0e68b021b119b3fa.pdf. Acesso em: 2 set. 2023.

BENTO, Daniel; FORNER, Fábio; BRUNHEROTO, Plácido; MORGADO, Rafael. **Redes de Média Tensão em Usinas Eólicas e Solares**. Editora Própria, 2022.

BOFINGER, G. Inversores de frequência – O coração do sistema FV. **EcoBrasil Energy, 2018**. Disponível em: <https://ecobrasilenergy.com.br/site/2018/11/28/usinas-fotovoltaicas-geracao-centralizada-e-principais-usinas-do-brasil/>. Acesso em: 1 out. 2023.

BRAMBILLA, P. H. M.; MUELLER, B. M. P. Impacto da energia elétrica no crescimento econômico. **Revista de Ciências Jurídicas e Empresariais**, [S. l.], v. 5, n. 1, 2015.

Cabos de média tensão indulink (12/20 kv). **INDUSCABOS, 2023**. Disponível em: <https://www.induscabos.com.br/portfolio-item/cabo-indulink-12-20-kv/>. Acesso em: 15 set. 2023.

CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA (CCEE). **Balanco 2022**. Disponível em: https://www.ccee.org.br/o/ccee/documentos/CCEE_1068101. Acesso em: 15 set. 2023.

CRESESB. Tutorial de Energia Solar. **Cresesb, 2008**. Disponível em: http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=com_content&lang=pt&cid=321. Acesso em: 10 set. 2023.

ECCEL, J. V.; HAITO, R. J. J. O. **Métodos alternativos para escavação e lançamento de cabos em usinas fotovoltaicas**. In: SIMPÓSIO BRASILEIRO DE GESTÃO E ECONOMIA DA CONSTRUÇÃO, 11., 2019. Anais [...]. Porto Alegre: ANTAC, 2019. p. 1–12. DOI: 10.46421/sibragec.v11i00.40. Disponível em: <https://eventos.antac.org.br/index.php/sibragec/article/view/40>. Acesso em: 1 out. 2023.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Balanco energético nacional**. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/balanco-energetico-nacional-2023>. Acesso em: 15 set. 2023.

FERREIRA, D.J. **Conceitos de produção em projeto FV e cabine primária de média tensão.** Canal solar, 2020. Disponível em: <https://canalsolar.com.br/conceitos-de-protecao-em-projeto-fv-e-cabine-primaria-de-media-tensao/> Acesso em: 01 out. 2023.

GUIMARÃES, J. **A melhor solução para a sua usina solar.** Romagnole, 2022. Disponível em: <https://www.romagnole.com.br/noticias/a-melhor-solucao-para-a-sua-usina-solar>. Acesso em: 01 out. 2023.

GRIGOLETTO NETO, Danilo. **Avaliação da Viabilidade Técnica e Financeira Do Uso De Diferentes Seções De Contadores De Baixa Tensão Em Usina Solar Fotovoltaica.** Trabalho de Conclusão de Curso de Graduação em Engenharia Elétrica do Centro Tecnológico da Universidade Federal de Santa Catarina. Florianópolis, Santa Catarina, 2022. Disponível em: <https://repositorio.ufsc.br/handle/123456789/238009> Acesso em 14 de set. 2023.

"IEEE Standard for Calculating the Current-Temperature of Bare Overhead Conductors," in IEEE Std 738-2006 (Revision of IEEE Std 738-1993) , vol., no., pp.1-58, 30 Jan. 2007, doi: 10.1109/IEEESTD.2007.301349. Disponível em: <https://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?tp=&arnumber=4085389&isnumber=4085388>. Acesso em: 17 out. 2023.

KAGAN, Nelson; DE OLIVEIRA, Carlos César Barioni; ROBBA, Ernesto João. **Introdução aos sistemas de distribuição de energia elétrica.** Editora Blucher, 2021.

KAWABATA, Daniela. **Avaliação de custos para implantação de redes coletoras de energia para centrais eólicas.** Monografia de especialização submetida ao Departamento Acadêmico de Eletrotécnica da Universidade Tecnológica Federal do Paraná 2017. Disponível em: https://repositorio.utfpr.edu.br/jspui/bitstream/1/18581/1/CT_CEER_IV_2018_02.pdf. Acesso em 10 de out. 2023.

Módulo fotovoltaico. **Enel, 2023.** Disponível em: <https://www.enelgreenpower.com/pt/learning-hub/energias-renoveveis/energia-solar/modulo-fotovoltaico>. Acesso em: 23 set. 2023.

MONDOC, B.; POP, F. *Factors Influencing the Performance of a Photovoltaic Power Plant.* **3rd International conference on modern power systems**, Cluj-Napoca, p.271- 276, 2010.

MORAES, Ana Paula Grassini. **Análise de viabilidade técnico-financeira de dimensionamento de redes de média tensão de parques eólicos no nordeste do Brasil**. 2022. 101 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal Fluminense, Niterói, 2022. Disponível em: <https://app.uff.br/riuff/handle/1/25550>. Acesso em 14 set. 2023.

OLIVEIRA, Luís Guilherme Monteiro. **Avaliação de fatores que influenciam na estimativa da geração e operação de sistemas fotovoltaicos e conectados à rede elétrica**. Tese de Doutorado submetida à Escola de Engenharia da Universidade Federal de Minas Gerais. 2017. Disponível em: <https://www.ppgee.ufmg.br/defesas/1119D.PDF>. Acesso em 10 out. 2023.

OLIVEIRA, Thiago. Resistência elétrica – o que é um resistor. **Eletrônica geral, 2021**. Disponível em: <https://eltgeral.com.br/resistencia-eletrica-o-que-e-um-resistor/>. Acesso em 14 set. 2023.

OPERADOR NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ONS). **Balanco de energia**. Disponível em: <https://www.ons.org.br/paginas/energia-agora/balanco-de-energia>. Acesso em: 15 set. 2023.

O que é considerado rede de média tensão? Quantos kW? **Blog Prana, 2022**. Disponível em: <https://blog.prana.tec.br/o-que-e-considerado-rede-de-media-tensao-quantos-kw/>. Acesso em: 10 out. 2023

Performance Ratio. **Pvsyst, 2022**. Disponível em: https://www.pvsyst.com/help/performance_ratio.htm. Acesso em: 20 nov. 2023.

PHAP, Vu Minh. Le Thi Thuy Hang. **“Comparison of Central Inverter and String Inverter for Solar Power Plant: Case Study in Vietnam”**. Journal of Nuclear Engineering & Technology, v. 9, n. 3, p. 11-23p, 2019.

PINHO, João Tavares; GALDINO, Marco Antonio. **Manual de Engenharia para sistemas fotovoltaicos**. 2014. Citado, v. 3, p. 40-42, 2018. Igarss 2014. Rio de Janeiro: CEPEL - CRESESB, 2014. Disponível em:

http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/Manual_de_Engenharia_FV_2014.pdf. Acesso em 10 de out. 2023.

SÁNCHEZ, Giráldez M. Carrero. **Gestión Y Desarrollo Del Proyecto De Una Planta Fotovoltaica De 50 MW**. Trabalho de Conclusão de Curso de Engenharia de Organização Industrial do Dpto. ingeniería Energética Escuela Técnica Superior de Ingeniería Universidad de Sevilla, 2022. Disponível em: <https://idus.us.es/handle/11441/140776>. Acesso em 12 de out. 2023.

SILVA, Pedro Henrique Tronco; FLORIAN, Fabiana; PESTANA, Fernando Augusto Baptistini. **Sistema fotovoltaico: estudo de perdas**. Revista Semana Acadêmica, 2018. Disponível em: <https://semanaacademica.org.br/artigo/sistema-fotovoltaico-estudo-de-perdas>. Acesso em: 10 de out. 2023.

TEIXEIRA JUNIOR, M. D. R. **Cabos de energia**. São Paulo: Artliber Editora, 2004.

THEVENARD, D.; PELLAND, S., 2013. Estimating the uncertainty in long-term photovoltaic yield predictions. **Solar Energy**, v. 91, p. 432–445. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0038092X11001757>. Acesso em: 12 out. 2023

VILLALVA, Marcelo. **Energia Solar Fotovoltaica – Conceitos e Aplicações - Conceitos Isolados e Conectados à Rede**. São Paulo: Erica Editora, 2012. Disponível em: <https://pdfcoffee.com/energia-solar-fotovoltaica-conceitos-e-aplicacoes-1-edicao-marcelo-gradella-villalva-2012-recognized-5-pdf-free.html> Acesso em 12 out. 2023

VINTURINI, Mateus. **Comparativo de perdas nos cabos CC e CA nas instalações fotovoltaicas**. Canal Solar, 2020. Disponível em: <https://semanaacademica.org.br/artigo/sistema-fotovoltaico-estudo-de-perdas>. Acesso em 17 out. 2023.

Which is Better – Solar String Inverter VS Central Inverter. **Novergy Solar, 2017**. Disponível em: <https://www.novergysolar.com/solar-string-inverter-vs-central-inverter/#:~:text=Solar%20string%20inverters%20are%20best,with%2015%20or%20more%20panels>. Acesso em: 01 out. 2023.