UNILAVRAS

Centro Universitário de Lavras

www.unilavras.edu.br

UNILAVRAS

CENTRO UNIVERSITÁRIO DE LAVRAS

CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

SUSTENTABILIDADE ENERGÉTICA: UM ESTUDO DE CASO SOBRE A IMPLEMENTAÇÃO DE UMA USINA FOTOVOLTAICA EM LAVRAS, MG

ANTÔNIO SANTOS FERREIRA JUNIOR

JOÃO PAULO MOURA DA SILVA

MACGYVER JOSÉ DE OLIVEIRA ARAÚJO

OSEIAS FERREIRA BARROS

LAVRAS-MG

2024

UNILAVRAS

Centro Universitário de Lavras

www.unilavras.edu.br

ANTÔNIO SANTOS FERREIRA JUNIOR

JOÃO PAULO MOURA DA SILVA

MACGYVER JOSÉ DE OLIVEIRA ARAÚJO

OSEIAS FERREIRA BARROS

SUSTENTABILIDADE ENERGÉTICA: UM ESTUDO DE CASO SOBRE A IMPLEMENTAÇÃO DE UMA USINA FOTOVOLTAICA EM LAVRAS, MG

Trabalho de conclusão de curso apresentado ao Centro Universitário de Lavras, como parte das exigências da disciplina Trabalho de Conclusão de Curso, curso de graduação em Engenharia Elétrica.

PROFESSORA

Profª. Drª. Isadora Cota Carvalho

ORIENTADOR

Me. Janilson Godinho Carvalho

LAVRAS-MG

2024

Ficha Catalográfica preparada pelo Setor de Processamento
Técnico da Biblioteca Central do UNILAVRAS

Ferreira Junior, Antônio Santos.
F383s Sustentabilidade energética: um estudo de caso sobre a implementação de uma usina fotovoltaica em Lavras, MG / Antônio Santos Ferreira Junior, João Paulo Moura da Silva, Macgyver José de Oliveira Araújo, Oseias Ferreira Barros. – Lavras: Unilavras, 2024.

74f.: il.

Portfólio acadêmico (Graduação em Engenharia Elétrica) – Unilavras, Lavras, 2024.

Orientador: Prof. Janílson Godinho Carvalho.

1. Energia solar. 2. Usina fotovoltaica. 3. Sustentabilidade energética. 4. Geração distribuída. I. Silva, João Paulo Moura da. II. Araújo, Macgyver José de Oliveira. III. Barros, Oseias Ferreira. IV. Carvalho, Janílson Godinho. (Orient.). V. Título.

Centro Universitário de Lavras – UNILAVRAS

Trabalho de Conclusão de Curso intitulado "**SUSTENTABILIDADE ENERGÉTICA: UM ESTUDO DE CASO SOBRE A IMPLEMENTAÇÃO DE UMA USINA FOTOVOLTAICA EM LAVRAS, MG**", de autoria dos graduandos Antônio Santos Ferreira Junior, João Paulo Moura da Silva, Macgyver José de Oliveira Araújo e Oseias Ferreira Barros, aprovado pela banca examinadora constituída pelos seguintes professores:

Prof. Ms. Janilson Godinho Carvalho - UNILAVRAS (Orientador)

Prof. Dr. Evandro Pereira da Silva - UNILAVRAS (Convidado)

Profa. Drª Isadora Cota Carvalho – UNILAVRAS (Presidente da Banca)

Aprovado em 16 de novembro de 2024

Scanned with CamScanner Digitalizado com CamScanner

O que sabemos é uma gota.

O que ignoramos é um oceano.

Isaac Newton (1643-1727)

Resumo

Este trabalho apresenta um estudo de caso sobre a implementação de uma usina fotovoltaica on-grid de pequeno porte no município de Lavras, Minas Gerais, destinada a atender o consumo energético da Estação de Tratamento de Efluentes (ETE) da empresa Verde Campo, com o objetivo de promover a sustentabilidade energética local. A pesquisa aborda o crescimento da energia solar no Brasil, destacando seu papel na matriz elétrica do país e as vantagens dessa tecnologia em um contexto de alta incidência solar. A usina foi projetada para atender à demanda energética de forma eficiente e econômica, levando em conta o potencial de radiação solar da região e as normas técnicas da ABNT e da ANEEL para sistemas fotovoltaicos. Foram analisados aspectos técnicos, como dimensionamento dos módulos, inversores e cabeamento, além de realizar uma análise de viabilidade econômica que demonstrou o potencial de retorno do investimento a longo prazo

Palavras-Chave: Energia Solar. Usina Fotovoltaica. Sustentabilidade Energética. Geração Distribuída. Viabilidade Econômica. Sistemas On-Grid

Abstract

This work presents a case study on the implementation of a small-scale on-grid photovoltaic power plant in the municipality of Lavras, Minas Gerais (MG), aiming to promote local energy sustainability. The research addresses the growth of solar energy in Brazil, highlighting its role in the country's electrical grid and the advantages of this technology in a context of high solar incidence. The plant was designed to meet energy demand efficiently and economically, taking into account the region's solar radiation potential and the technical standards of ABNT and ANEEL for photovoltaic systems. Technical aspects were analyzed, such as the sizing of modules, inverters, and cabling, in addition to conducting an economic viability analysis that demonstrated the potential for long-term return on investment.

Keywords: Solar Energy. Photovoltaic Power Plant. Energy Sustainability. Distributed Generation. Economic Viability. On-Grid Systems.

LISTAS DE ABREVIATURAS

ABNT - Associação Brasileira de Normas Técnicas
ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica
CA - Corrente Alternada
CC - Corrente Contínua
CEMIG - Companhia Energética de Minas Gerais
GC - Geração Centralizada
GD - Geração Distribuída
IEC - International Electrotechnical Commission
INPE - Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais
MPPT - Maximum Power Point Tracking
QD - Quadro de Distribuição
QGBT - Quadro Geral de Baixa Tensão
STC - Standard Test Conditions
TMA - Taxa Mínima de Atratividade
TUSD - Tarifa de Uso dos Sistemas de Distribuição
UC - Unidade Consumidora

LISTA DE IMAGENS OU FIGURAS

Figura 1: Potência instalada total da fonte fotovoltaica (GC+GD) 2
Figura 2: Comparativo entre as capacidade instaladas para 2022x2023 5
Figura 3: *A geometria Sol-Terra* 8
Figura 4: Representação dos ângulos formados entre o Sol e a superfície....10
Figura 5: (a) Corrente*Tensão para célula sombreada e não sombreada e Potência*Tensão com a célula parcialmente sombreada e não sombreada 12
Figura 6: Circuito equivalente da célula fotovoltaica 16
Figura 7: Esquema dos componentes de um módulo fotovoltaico com células de silício cristalino 17
Figura 8: Formato das células de silício mono e policristalinos. 18
Figura 9: Células, módulos, string e arranjo 20
Figura 10: Consumo da unidade nos últimos 12 meses em kWh 30
Figura 11: Entrada CC do inversor.....34
Figura 12: Saída CA do inversor 39
Figura 13: Disposição dos módulos 45
Figura 14: Estimativa geração média mensal 46
Figura 15: Fluxo esquemático do sistema fotovoltaico conectado à rede.....48
Figura 16: Diagrama unifilar usina FV.....49
Figura 17: Gráfico fluxos de caixa descontados x Tempo.....56

LISTA DE TABELAS

Tabela 1: Classificação dos sistemas Fotovoltaicos 14
Tabela 2: coordenadas geográficas 29
Tabela 3: Irradiância no município de Lavras.....29
Tabela 4: Comparação entre as saídas das strings e as entradas do inversor 36
Tabela 5: custos estimados da usina fotovoltaica 51
Tabela 6: custos de manutenção e operação 52
Tabela 7: taxas consideradas para os cálculos.....52
Tabela 8: fluxo de caixa simples e descontado.....55

LISTA DE SIGLAS

ABNT - Associação Brasileira de Normas Técnicas
ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica
CA - Corrente Alternada
CC - Corrente Contínua
CEMIG - Companhia Energética de Minas Gerais
GC - Geração Centralizada
GD - Geração Distribuída
IEC - International Electrotechnical Commission
INPE - Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais
MPPT - Maximum Power Point Tracking
QGBT - Quadro Geral de Baixa Tensão
QD - Quadro de Distribuição
STC - Standard Test Conditions
TMA - Taxa Mínima de Atratividade
TUSD - Tarifa de Uso dos Sistemas de Distribuição
UC - Unidade Consumidora

SUMÁRIO

1.Introdução 1
1.1 Motivação 1
1.2 Objetivos 5
1.3 Estrutura do Trabalho 6
2. Fundamentação teórica 7
2.1 Introdução à energia solar 7
2.2 Parâmetros para o dimensionamento de sistemas fotovoltaicos 9
2.3 Tecnologias de geração fotovoltaica 12
2.3.1 Classificação dos sistemas 13
2.3.2 Componentes 14
2.3.2.1 Módulo fotovoltaico 15
2.3.2.2 Inversor 20
2.3.2.3 Quadro de distribuição 21
2.3.2.4 Medidor bidirecional 22
2.3.2.5 Estrutura de suporte 22
2.3.2.6 Cabeamento 23
2.3.2.7 String Box 24
3.Normas 25
4. desenvolvimento do Projeto 29
4.1 Módulos fotovoltaicos 30
4.2 Inversor 33
4.3 Dimensionamento dos cabos CC 36

4.4 Dimensionamento dos cabos CA 38
4.5 Dispositivos de proteção CC 41
4.6 Dispositivos de proteção CA 42
4.7 Aterramento 43
4.8 Autotransformador 44
4.9 Estrutura suporte para os módulos 44
4.10 Disposição do módulos no solo 45
4.11 Geração mensal 45
4.12 Organização dos componentes 47
4.12 Diagrama unifilar 49
5. Análise da viabilidade 51
5.1 Análise das despesas relacionadas ao projeto 51
5.2 Análise Fluxo de Caixa 53
6. Conclusões 57
Referência Bibliográficas 59

1.INTRODUÇÃO

1.1 Motivação

A energia elétrica se tornou um item de necessidade básica na contemporaneidade. Não é possível pensar em qualidade de vida sem eletricidade, pois a maioria dos avanços na medicina, engenharia e lazer estão associados a ela. Porém, a eletricidade não pode ser gerada a qualquer custo, ela deve estar associada a fontes não poluidoras, fontes que não emitam dióxido de carbono CO_2 e que tenham capacidade de se regenerar, em outras palavras, fontes renováveis.

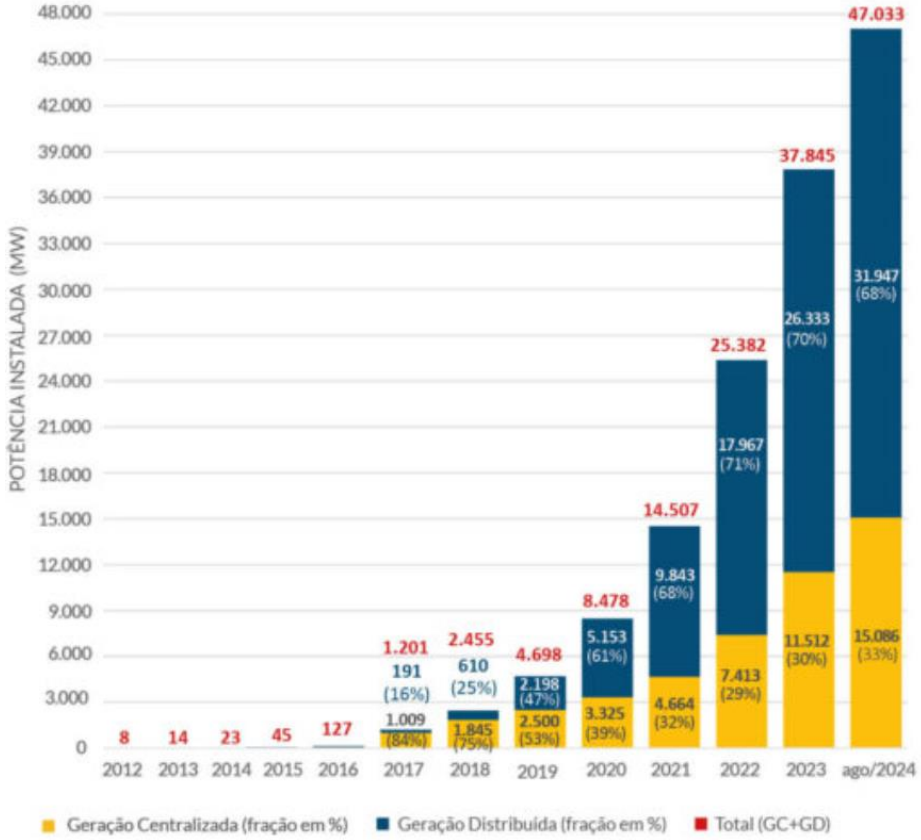
Nesse sentido, o Brasil, nas últimas décadas, tornou-se uma potência em termos de geração de eletricidade através de fontes sustentáveis, pois sua matriz elétrica é composta em grande parte das fontes hidráulica, solar, nuclear e eólica. Segundo a Empresa de Pesquisa Energética (2024a), em 2023, as fontes renováveis representaram 89,2% da matriz elétrica. A fonte fotovoltaica teve um papel de destaque neste resultado por conta de seu crescimento nos últimos anos. Como pode ser visto na Figura 1, houve um crescimento de 16.626% para a geração distribuída e 1.395% para a geração centralizada, estes resultados são obtidos a parir da comparação entre o ano de 2017 até agosto de 2024.

Entre as dez maiores economias mundiais. O Brasil tem uma das matrizes energéticas mais limpas. Isso se dá, em grande medida, por conta das hidrelétricas que são a principal fonte de eletricidade no Brasil. Segundo INPE (2017), a presença das hidrelétricas na matriz elétrica brasileira faz com que o sistema elétrico do Brasil se destaque, especialmente em relação aos impactos ambientais e às emissões de gases de efeito estufa.

É importante destacar a diferença entre matriz energética e matriz elétrica. A matriz energética abrange todas as fontes de energia utilizadas no país, incluindo petróleo, gás natural, biocombustíveis, carvão, energia elétrica, entre outras. Já a matriz elétrica refere-se especificamente às fontes utilizadas para a geração de energia elétrica (EPE, 2023). No caso do Brasil, a matriz elétrica é predominantemente

composta por fontes renováveis, enquanto a matriz energética, embora também tenha participação significativa de fontes renováveis, ainda inclui uma parcela relevante de combustíveis fósseis.

Figura 1: Potência instalada total da fonte fotovoltaica (GC+GD)



Fonte: (ABSOLAR, 2024b)

Apesar de ser sustentável, a fonte hídrica tem a desvantagem de depender do nível dos reservatórios, isso faz com que, em períodos de estiagem, a eletricidade fique mais cara por conta do aumento na bandeira tarifária. Além disso, podem ocorrer apagões causados pela diminuição no nível dos reservatórios como aqueles ocorridos no ano de 2001, que obrigaram o governo a criar campanhas para redução do consumo de eletricidade e para o racionamento de água. Foi naquele período que o governo viu a necessidade de se investir em fontes além da hídrica, naquela época o número de termoelétricas cresceu, isso foi um ponto negativo a partir da perspectiva

ambiental, pois essa fonte se baseia na queima de combustíveis fosseis (carvão mineral, derivados de petróleo e gás natural) que são notórios emissores de CO_2.

Naquele período, a geração fotovoltaica era uma tecnologia que mal havia chegado ao Brasil e era de difícil acesso. Somente a partir de 2012 essa fonte foi melhor explorada por conta da Resolução Normativa 482/2012 da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL,2012). Essa resolução foi fundamental, uma vez que permitiu ao consumidor gerar sua própria energia elétrica. De acordo com Alves (2019), esse foi um importante marco, pois os sistemas de geração solar, eólica, hídrica e biomassa puderam ser usados para injetar energia na rede em paralelismo com as concessionárias.

No Brasil, a escolha foi promover a disseminação da tecnologia utilizando o sistema de compensação de energia elétrica, conhecido como *net metering*, que permite a manutenção de tarifas baseadas nesse modelo(Nunes, 2017). Trata-se de um modelo compensativo, em outras palavras, o consumidor cuja produção de energia elétrica for maior do que o consumo ganha créditos que podem ser usados em instalações que estejam registradas com o mesmo CNPJ/CPF e estejam na mesma área de atuação da instalação da concessionária que gerou os créditos. Conforme as regras estabelecidas, os créditos de energia têm validade de 60 meses (ANEEL, 2023). Ainda de acordo com Nunes (2017, p. 5) a diferença entre consumo e geração “[...] é contabilizada por um medidor bidirecional, que contabiliza negativamente o consumo de energia e positivamente a geração de energia”. Esse método de compensação é muito vantajoso, na medida em que proporciona descontos àqueles que produzirem mais do que consomem. Entretanto, ele não permite a venda direta da eletricidade para as concessionárias para outros consumidores (mercado *peer-to-peer*), como ocorre em outros países, como a Alemanha que adota a tarifa *feed-in*.

A fonte solar é muito vantajosa no contexto brasileiro, o Brasil, por ser um país tropical, dispõe de sol o ano inteiro e, portanto, tem uma grande vantagem em relação aos países do hemisfério norte, como Canadá, Dinamarca e até mesmo a Alemanha. De acordo com o Atlas Brasileiro de Energia Solar, o Brasil é beneficiado por mais de 3 mil horas de sol ao longo do ano, o que equivale a uma radiação solar diária variando

entre 4.500 e 6.300 Wh/m² (Boreal Solar, 2016). A região Sul do Brasil é a região que menos recebe radiação ao longo do ano. Apesar disso no estado de Santa Catarina (SC) a radiação solar é 40% mais alta do que no ponto de captação máxima na Alemanha (SC-energia, 2017) que é referência mundial na geração fotovoltaica.

De acordo com a Agência Internacional de Energias Renováveis (IRENA), o Brasil fechou o ano de 2023 na sexta posição em capacidade instalada para a fonte solar (térmica e fotovoltaica). Ainda de acordo com essa agência, os países com as maiores capacidades instaladas no ano de 2023 classificam-se na seguinte ordem: China (609,3 GW), Estados Unidos (137,7 GW), Japão (87,1 GW), Alemanha (81,7 GW), Índia (72,7 GW) e Brasil com 37,4 GW (ABSOLAR, 2024a). Ou seja, mesmo com um dos maiores potenciais para a produção de energia por meio dessa fonte, o Brasil não está entre os cinco primeiros em termos de capacidade instalada.

Embora o Brasil não esteja atualmente aproveitando todo o seu potencial solar, houve, no último ano (2023), um aumento de 68,1% na geração fotovoltaica. De acordo com o Balanço Energético Nacional (BEN), em 2022 foram gerados 30.126 GWh, enquanto em 2023 a geração alcançou 50.622 GWh. A energia solar foi a fonte com o maior avanço no ano, tanto em geração de energia quanto em aumento da capacidade instalada, tornando-se responsável por 1,7% da matriz energética brasileira (EPE, 2024b).

O Balanço Energético Nacional (BEN) de 2023 também apresenta a variação nas capacidades instaladas das principais fontes de energia. Como pode ser visto na Figura 2, a fonte que teve o maior aumento em sua capacidade foi a solar, totalizando 54,8% — incluindo fotovoltaica e heliotérmica — enquanto a que teve o menor aumento foi a hídrica, com apenas 0,1% de variação.

Figura 2: Comparativo entre as capacidade instaladas para 2022x2023

Fonte	2022	2023	Δ%23/22
Hidrelétrica	109.807	109.922	0,1%
Térmica[2]	46.440	47.515	2,3%
Nuclear	1.990	1.990	0,0%
Eólica	23.761	28.682	20,7%
Solar	24.453	37.843	54,8%
Capacidade disponível	206.451	225.952	9,4%

Fonte: (EPE, 2024b, p.48)

Diante do cenário energético brasileiro e das vantagens da geração de energia solar, o presente trabalho propõe o projeto de uma pequena usina fotovoltaica na cidade de Lavras, localizada no sul de Minas Gerais. Lavras, como muitas outras cidades brasileiras, apresenta condições climáticas favoráveis à captação de energia solar ao longo do ano, com altos índices de radiação solar. O objetivo do projeto é demonstrar a viabilidade técnica e econômica da instalação de um sistema fotovoltaico de pequena escala, que possa atender à demanda local de energia de forma sustentável, contribuindo para a diversificação da matriz elétrica da região e para a redução da emissão de gases de efeito estufa. A usina fotovoltaica será dimensionada de acordo com as especificidades climáticas e geográficas de Lavras, considerando aspectos como o potencial de geração de energia e os incentivos regulatórios disponíveis para projetos de geração distribuída no Brasil.

1.2 Objetivos

O principal objetivo deste trabalho é analisar a viabilidade técnica e econômica da implementação de uma usina fotovoltaica de pequeno porte conectada à rede, que compensará o consumo da Estação de Tratamento de Efluentes (ETE) da Verde Campo, um laticínio localizado em Lavras, Minas Gerais. O projeto busca fornecer energia de forma sustentável, contribuindo para a diversificação da matriz elétrica

local e a redução de emissões de gases de efeito estufa. Além disso, o trabalho visa avaliar o impacto econômico da geração distribuída sobre o consumidor final, através da análise de retorno financeiro a longo prazo, levando em consideração os incentivos regulatórios e os custos de instalação e manutenção do sistema fotovoltaico.

1.3 Estrutura do Trabalho

O presente trabalho está dividido em cinco capítulos, conforme descrito a seguir:

Capítulo 2: Fundamentação Teórica

Nesta seção, é discutida a base teórica que sustenta o desenvolvimento do projeto, abordando conceitos relacionados à energia solar, suas tecnologias, e o panorama da energia solar no Brasil. Serão apresentados também dados sobre radiação solar, horas de sol e índices de irradiação no país, com foco na cidade de Lavras.

Capítulo 3: Trata das normas relacionadas a geração fotovoltaica

Capítulo 4: Desenvolvimento do Projeto

Este capítulo descreve o processo de elaboração do projeto da usina fotovoltaica. Inclui o dimensionamento dos componentes, tais como módulos solares, inversores e o sistema de conexão à rede elétrica. Serão detalhados os cálculos e as premissas adotadas para garantir a eficiência do sistema.

Capítulo 5: Análise de Viabilidade Econômica

Aqui, será realizada uma análise econômica do projeto, avaliando os custos envolvidos na instalação e manutenção do sistema, além de simulações de retorno do investimento (*payback*) e indicadores financeiros. Essa seção visa demonstrar a viabilidade ou não do projeto proposto.

Capítulo 6: Conclusões

O capítulo final apresentará as conclusões do trabalho, destacando os principais resultados obtidos e sugerindo possíveis melhorias ou estudos futuros que possam aprimorar o projeto de usinas fotovoltaicas.

2. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

2.1 Introdução à energia solar

O sol é uma estrela de tamanho médio cujo raio é de 696.340 km e está em média a 150 milhões de quilômetros de distância da Terra, sendo que essa distância varia de $1,47*10^8$ km a $1,52*10^8$ km. Embora tecnicamente a energia proveniente do Sol não seja considerada renovável, ela pode ser vista como uma fonte inesgotável quando pensamos na escala de tempo da vida no planeta Terra (INPE, 2017). O Sol disponibiliza anualmente para a atmosfera terrestre uma quantidade de energia equivalente a $5,445*10^{24}$ joules ou $1,5125*10^{18}$kWh de potência afirma Fadigas (2012). Em relação a sua composição ela é de: 75% Hidrogênio e 25% Hélio. A energia irradiada por ele é consequência das reações nucleares que acontecem entre os átomos de hidrogênio, mais especificamente “dois núcleos hidrogênio leve reagem formando o deutério, liberando 0,42 Mev de energia por reação” (Firmo de Souza et al., 1989, p.62). As reações de fusão liberam grandes quantidades de energia na forma de calor é de ondas eletromagnéticas que viajam pelo espaço e chegam até o nosso planeta, a radiação leva aproximadamente oito minutos para chegar à superfície do planeta Terra.

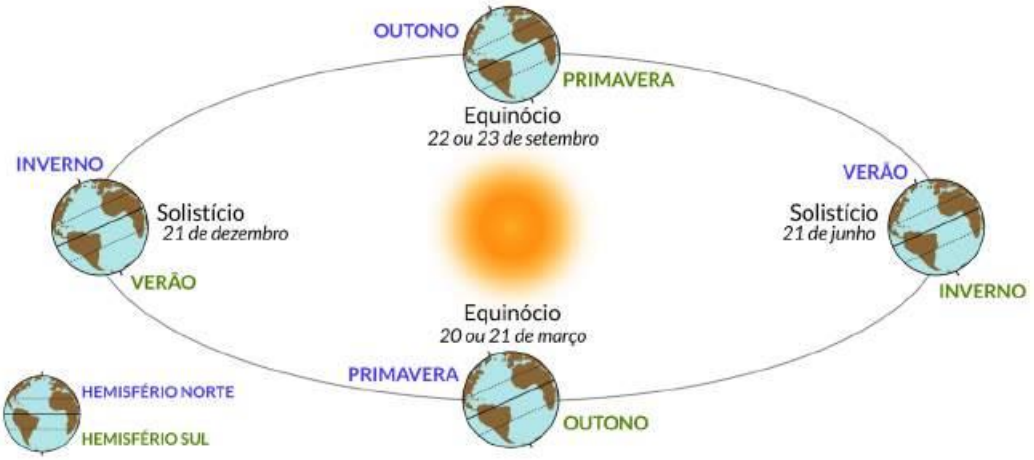
A energia proveniente do Sol é fundamental para a vida na Terra, sendo responsável por muitos processos naturais essenciais. A fotossíntese, através da qual as plantas convertem a luz solar em energia química, o ciclo hidrológico (evaporação e precipitação) e a dinâmica atmosférica, que influencia os ventos e o clima, são alguns exemplos de fenômenos que dependem diretamente da energia solar. Além disso, essa energia também é vital para a manutenção dos ecossistemas e para a regulação das temperaturas no planeta.

O desenvolvimento tecnológico permitiu que a humanidade utilizasse a energia solar de diversas maneiras. Nas últimas décadas, foram criadas tecnologias que possibilitaram a conversão da energia solar em eletricidade, seja por meio de painéis fotovoltaicos, que transformam diretamente a luz solar em eletricidade, ou através da

geração heliotérmica, que utiliza o calor do Sol para gerar eletricidade em grandes usinas. Além disso, o calor solar pode ser aproveitado diretamente em aquecedores solares, usados tanto em residências quanto em processos industriais.

A quantidade de energia solar que atinge a superfície terrestre varia de acordo com fatores como a posição da Terra em relação ao Sol, especialmente devido aos ciclos diários e anuais isso pode ser visto na Figura 3. O ciclo diário está relacionado à rotação da Terra em torno de seu próprio eixo, enquanto o ciclo anual ocorre em razão da inclinação do eixo terrestre em 23,45 graus, em relação ao plano orbital (NASA, 2014). Essa inclinação, combinada com o movimento de translação, é a responsável pela variação nas estações do ano e pela duração dos dias e noites em diferentes latitudes. Nos solstícios, o Sol atinge sua maior ou menor inclinação em relação ao Equador, determinando o verão ou inverno. Já nos equinócios, que ocorrem em 21 de março e 22 de setembro, os dias e as noites têm a mesma duração em ambos os hemisférios, marcando o início do outono e da primavera no hemisfério Sul, respectivamente. Essas variações afetam diretamente a quantidade de radiação solar disponível em diferentes épocas do ano, especialmente em regiões de altas latitudes, onde os dias são longos no verão e curtos no inverno (INPE, 2017).

Figura 3: *A geometria Sol-Terra*



Fonte: INPE, 2017

O foco deste trabalho é o desenvolvimento de um projeto fotovoltaico. As informações geográficas do local é fundamental, pois é graças a ela que podemos dimensionar os módulos fotovoltaicos. A geração fotovoltaica é baseada na formulação teórica do efeito fotoelétrico feito por Albert Einstein, em 1905. De acordo com Valadares & Moreira (1998) efeito fotoelétrico ocorre quando uma superfície metálica ou semicondutora é exposta a luz de determinadas frequências, fazendo com que os elétrons ligados aos átomos sejam liberados, transformando-se em elétrons livres que podem conduzir corrente elétrica. Segundo Alves (2019), as células fotovoltaicas possuem duas ou mais camadas de silício, que é o semicondutor mais utilizado, carregadas positivamente e negativamente. O silício usado nestas células é do tipo extrínseco, ou seja, ele é dopado com átomos de fosforo formando o semicondutor do tipo N. Também é adicionada Boro na rede cristalina de silício formando o semicondutor do tipo P. As letras N e P decorrem do fato de que nestes materiais a maioria dos portadores de cargas são negativos para o tipo N e positivos para o tipo P. Estes materiais apresentam condutividades maiores que a do silício intrínseco. No entanto, conforme Carneiro (2010), quando aplicados isoladamente, não apresentam grande relevância para a utilização comercial na fabricação de células fotovoltaicas. Após o semicondutor ser atingido pela luz solar, os fótons transferem energia suficiente para que os elétrons do material semicondutor sejam excitados e liberados, gerando pares elétron-lacuna. Em seguida, o campo elétrico presente na junção entre as camadas tipo P e tipo N direciona os elétrons livres para o lado N e as lacunas para o lado P, criando um fluxo de cargas. Esse movimento de cargas gera a corrente elétrica contínua (DC), que pode ser utilizada ou convertida para corrente alternada (AC) por meio de um inversor.

2.2 Parâmetros para o dimensionamento de sistemas fotovoltaicos

Alguns conceitos são essenciais para o correto dimensionamento de qualquer sistema fotovoltaico, tais como irradiação, irradiância e horas de sol pleno, por isso foi dedicada uma subseção específica neste trabalho para sua apresentação e análise.

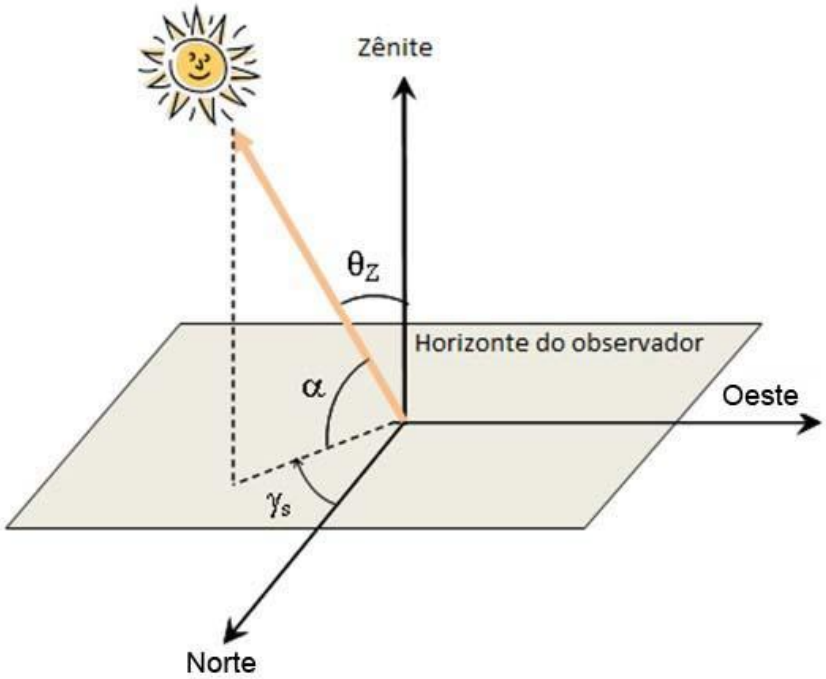
Irradiância: é a potência por unidade de área da radiação solar que incide em uma determinada superfície, sua unidade é de W/m. Seu valor é medido em um instante específico e por conta disso ele varia ao longo do dia e depende de vários fatores como sombras, nuvens e o horário.

Irradiação: é a energia incidente em um plano ao longo de um determinado período, sua unidade é Wh ou kWh.

As Horas de Sol Pleno (HSP): refere-se ao número de horas, ao longo do dia, em que a irradiância fica em 1000 W/m^2. Este valor depende do tempo e pode representar a quantidade total de radiação solar que chega a uma determinada superfície por dia, mês ou ano. O HSP está diretamente relacionado com a localização geográfica (latitude e longitude) e com os ângulos de azimute e da altura solar. O ângulo de azimute é aquele formado entre a projeção dos raios solares no plano é o eixo Norte-Sul.

A Figura 4 ilustra a relação entre o plano do observador e o Sol. Estes ângulos definirão a forma de posicionamento dos módulos fotovoltaicos para conseguir a máxima produção de energia.

Figura 4: Representação dos ângulos formados entre o Sol e a superfície.



Fonte: (Pinho & Galdino, 2014)

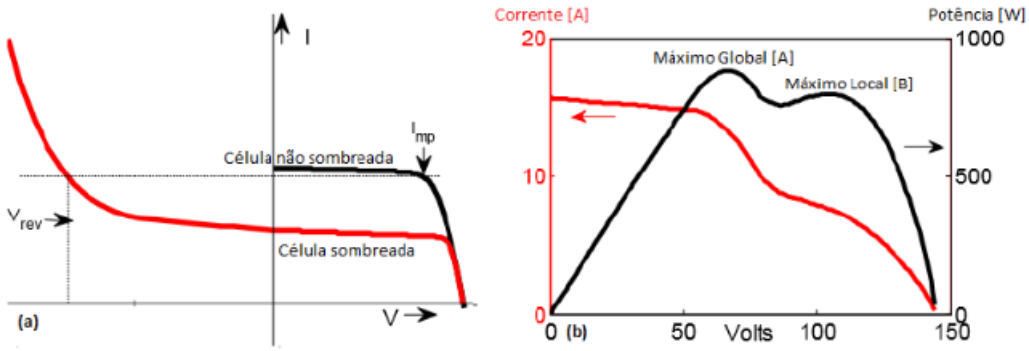
O posicionamento dos módulos depende do hemisfério onde eles serão instalados, no hemisfério sul os módulos devem ser posicionados apontando para o Norte geográfico e com a inclinação equivalente a latitude do ponto de instalação. Ser posicionado apontando para o Norte é o mesmo que ter o ângulo de azimute igual a zero, esta informação é fundamental na fase de projeto, *softwares* como PVSyst permitem escolher o ângulo de azimute e inclinação, ele também fornece dados importantes como o fator de transposição e a irradiação global no plano dos módulos de acordo com estes ângulos. Em relação ao posicionamento no hemisfério norte, ele segue a mesma lógica, os módulos devem apontar para o Sul e ter a mesma inclinação da latitude do local em que serão instalados, ou seja, azimute igual a zero. É importante ressaltar que esta forma de se posicionar os módulos é recomendada para projetos que queiram obter uma geração aproximadamente constante ao longo do ano, isto ocorre segundo M. Villalva (2020a) porque essa forma de posicionar os módulo garante "[...] produção de energia aproximadamente constante ao longo do ano, sem privilegiar nenhuma época do ano em particular". Pereira (2019, p.9) afirma: "O posicionamento de um arranjo fotovoltaico é diretamente responsável pelas perdas da energia dos módulos". Isso mostra que a eficiência da geração fotovoltaica está diretamente relacionada com o posicionamento dos módulos.

Há duas outras formas de se posicionar os módulos, a primeira garante a máxima produção no verão e a segunda garante a máxima produção no inverno. Para ambos os casos os módulos devem ser posicionados com azimute igual a zero, o que muda é a inclinação. M. Villalva (2020a) explica que para "produzir mais energia no verão, uma boa ideia é subtrair 15 graus da sua latitude". O autor continua dizendo: "para produzir mais energia no inverno, uma opção seria somar 15 graus da sua latitude".

Outro fator importante na fase de projeto é o sombreamento que os módulos ficarão sujeitos. A organização das células em série nos módulos faz com que em situações de sombreamento sua corrente seja limitada. Pinho & Galdino (2014, p.159) afirmam que "quando uma ou mais destas células recebe menos radiação solar do que as outras da mesma associação, sua corrente vai limitar a corrente de todo o conjunto série". Isso causa o aparecimento dos chamados pontos quentes ou *hotspots*

que são prejudiciais aos módulos por conta do sobreaquecimento que pode danifica-los. Pereira (2019, p.11) alerta que os *hotspots* podem "[...] provocar a queima de circuitos impressos nas células ou do encapsulamento que protege o painel". Por conta disto, são usados os diodos *by-pass* "que oferecem um caminho alternativo para a corrente e, assim, limitam a dissipação de potência no conjunto de células sombreadas" (Pinho & Galdino, 2014, p.160). Além disso o sombreamento tem efeitos significativos na corrente e na tensão dos módulos como pode ser visto na Figura 5.

Figura 5: (a) Corrente*Tensão para célula sombreada e não sombreada e Potência*Tensão com a célula parcialmente sombreada e não sombreada



Referência: (Deline, 2010)

2.3 Tecnologias de geração fotovoltaica

A geração de energia fotovoltaica utiliza tecnologias diversas que evoluíram ao longo dos anos para aumentar a eficiência e a acessibilidade dos sistemas solares. Essas tecnologias variam em termos de materiais e métodos de conversão da energia solar em eletricidade, atendendo a diferentes necessidades e contextos de instalação. Nesta seção, serão exploradas as principais tecnologias de geração fotovoltaica, as classificações dos sistemas e os componentes dos sistemas *on-grid* com foco em suas características, vantagens e limitações.

2.3.1 Classificação dos sistemas

Existem diferentes tipos de sistemas fotovoltaicos, variando desde sistemas totalmente isolados até sistemas que injetam potência ativa diretamente na rede elétrica quando a geração é maior que o consumo. Cada tipo de sistema tem aplicações específicas. Em locais onde há grande dificuldade de atendimento pela rede elétrica das concessionárias, os sistemas *off-grid* são ideais do ponto de vista energético. No entanto, apresentam desvantagens financeiras devido ao alto investimento necessário na compra de baterias para armazenamento de energia. Em regiões com boas taxas de irradiação solar e áreas disponíveis para a instalação dos painéis, os sistemas híbridos e *on-grid* podem ser opções vantajosas. Embora a geração solar proporcione descontos nas faturas de energia, isso nem sempre significa uma solução financeiramente viável. Mesmo os sistemas *on-grid*, que são mais acessíveis, podem não ser rentáveis dependendo do contexto. Portanto, é crucial realizar uma análise de viabilidade financeira detalhada antes de implementar qualquer projeto de usina fotovoltaica.

A Tabela 1 apresenta as classificações dos sistemas fotovoltaicos conforme a NBR 11704:2008. Além dessa norma, alguns autores propõem outras formas de classificar os sistemas fotovoltaicos. Balfow et al. (2019) propõe a seguinte categorização:

- Sistemas Fotovoltaicos de Uso Diurno;
- Sistemas Independentes (off-grid) com Armazenamento em Baterias;
- Sistemas Fotovoltaicos DC/AC;
- Sistemas Fotovoltaicos Híbridos;
- Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede (on-grid).

Tabela 1: Classificação dos sistemas Fotovoltaicos

Tipo de sistema		Alimentação dos consumidores	Acumulação de energia elétrica	Componentes básicos	Aplicações típicas
Sistemas isolados	Puros	Tensão contínua	Não	Seguidor de potência máxima (desejável)	Bombeamento, produção de hidrogênio etc.
			Sim	Controlador de carga e acumulador	Iluminação, telecomunicações, sinalização náutica, cerca elétrica, proteção catódica etc.
		Tensão alternada	Não	Inversor	Bombeamento, uso industrial etc.
			Sim	Controlador de carga, acumulador e inversor	Eletrificação rural, bombeamento, telecomunicações, uso industrial, iluminação etc.
	Híbridos	Tensão contínua	Sim	Controlador de carga, acumulador e gerador complementar	Telecomunicações, iluminação, sinalização rodoviária e ferroviária etc.
		Tensão alternada	Opcional	Controlador de carga, acumulador opcional e gerador complementar	Iluminação, uso industrial etc.
Sistemas conectados à rede elétrica	Puros	Tensão alternada	Não	Inversor	Aplicações residenciais, comerciais e industriais, produção de energia para a rede pública etc.
	Híbridos	Tensão alternada	Não	Inversor e gerador complementar	Aplicações residenciais, comerciais e industriais, produção de energia para a rede pública etc.
			Sim	Inversor, gerador complementar e acumulador	Eletrificação rural, uso industrial, suprimento ininterrupto de energia etc.
NOTA Todos os tipos de sistemas possuem gerador fotovoltaico entre os componentes básicos.					

Referência: ABNT (2008)

2.3.2 Componentes

Os painéis fotovoltaicos não podem ser ligados diretamente à rede elétrica, primeiro porque eles geram energia em corrente contínua (DC); segundo, mesmo que gerassem corrente alternada (AC), a frequência dessa corrente precisa estar sincronizada com a frequência da rede elétrica, que no Brasil é de 60 Hz. Isso evidencia a necessidade de utilizar equipamentos adicionais, como inversores, que convertem a corrente contínua em corrente alternada e garantem a sincronia de

frequência e tensão com a rede. Além disso, são necessários dispositivos de proteção, como disjuntores e fusíveis, além de sistemas de monitoramento para assegurar o correto funcionamento e a segurança da instalação. Na seção 2.2.1 do presente trabalho, foram apresentadas as classificações dos sistemas fotovoltaicos, sendo essas informações essenciais, pois os equipamentos a serem utilizados variam conforme o tipo de sistema: *on-grid* (conectado à rede), *off-grid* (isolado) ou híbrido. O foco deste trabalho está nos sistemas conectados à rede, por isso será dada ênfase nos equipamentos e tecnologias aplicados a esse tipo de instalação, como inversores *on-grid*, controladores de carga, medidores bidirecionais e sistemas de proteção, que são fundamentais para garantir o correto funcionamento e a eficiência da usina fotovoltaica.

Esses equipamentos serão detalhados nas subseções 2.3.2.1 a 2.3.2.7, abrangendo desde os módulos fotovoltaicos até os dispositivos de proteção e cabeamento.

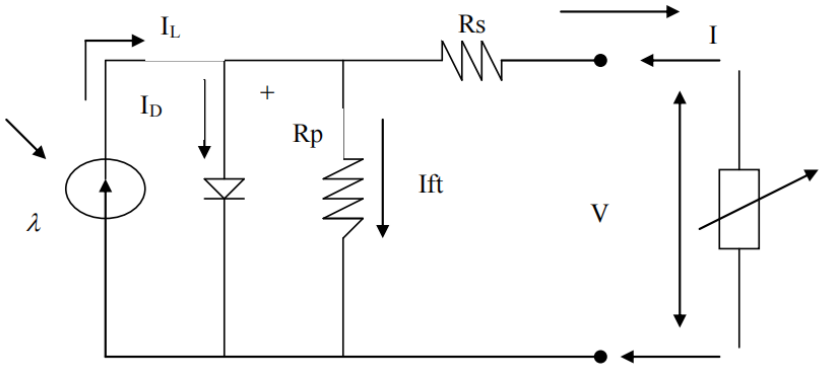
2.3.2.1 Módulo fotovoltaico

Os módulos fotovoltaicos, comumente chamados de painéis fotovoltaicos ou painéis solares (embora esta última nomenclatura não seja tecnicamente precisa), são os componentes responsáveis pela geração de eletricidade. A ABNT (2020, p.8) os define como: “unidade básica formada por um conjunto de células fotovoltaicas interligadas eletricamente e encapsuladas com o objetivo de gerar energia elétrica”. O princípio de funcionamento das células fotovoltaicas foi detalhado na seção 2.1 deste trabalho; agora, o foco será nas diferentes formas de construção e nas tecnologias utilizadas nesses módulos.

Para compreender a constituição dos módulos fotovoltaicos, é preciso, primeiramente, entender as células fotovoltaicas que, de acordo com Bounechba et al. (2014, p.678) são “[...] uma junção P-N de silício que, ao ser exposta à luz, libera elétrons em um circuito elétrico fechado”. As células individualmente têm uma tensão muito baixa, na ordem de 0,5 a 0,8 V (Pinho & Galdino, 2014). Por conta disso, elas são associadas em série para se obter uma tensão maior; também podem ser

associadas em paralelo para a obtenção de uma corrente maior. Em resumo, as células são pequenas unidades geradoras; portanto, quanto maior o número delas, maior a quantidade de energia gerada. Os fabricantes de módulos solares disponibilizam modelos com variadas quantidades de células fotovoltaicas, sendo os mais comuns aqueles com 60, 66 e 72 células ou, no caso dos módulos *half-cell*, com 120, 132 e 144 meias células (Portal Solar, 2023). Na Figura 6, é possível ver o modelo do circuito equivalente da célula, que é essencial para mostrar como ela se comporta quando exposta à luz. O diodo que aparece no circuito da Figura 6 representa a junção das camadas P-N e é fundamental para a compreensão da natureza não linear entre a corrente e a tensão.

Figura 6: Circuito equivalente da célula fotovoltaica



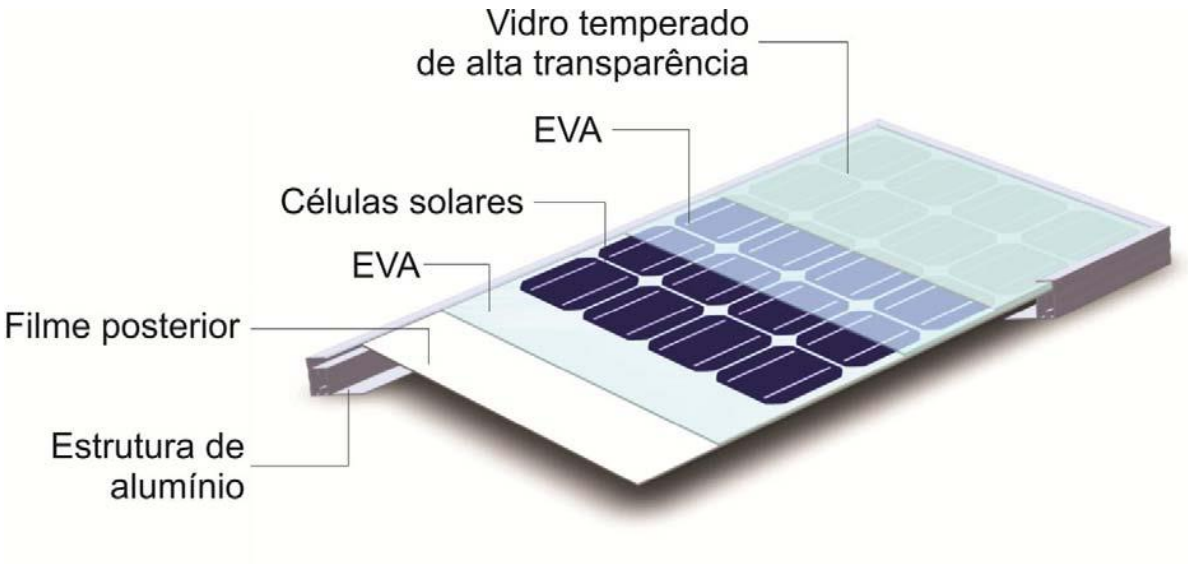
Fonte: (Fadigas, 2012, p.30)

Onde:

- **IL** – corrente gerada pela incidência da radiação;
- **Id** – corrente de saturação do diodo;
- **Ift** – corrente de fuga para terra;
- **I** – corrente nos terminais de saída;
- **Rp** – resistência shunt;
- **Rs** – resistência série;
- **A** – parâmetro de correção de curva.

As células são rígidas e frágeis, necessitando ser encapsuladas para não ficarem expostas a objetos potencialmente danosos e para garantir a resistência mecânica necessária para o uso prático (Castro & Pleutin, 2023). O encapsulamento consiste em uma estrutura em camadas, formada por vidro temperado de alta transparência, acetato de etileno-vinil (EVA, do inglês *ethylene-vinyl acetate*) estabilizado contra radiação ultravioleta, células fotovoltaicas, uma segunda camada de EVA estabilizado e, por fim, um filme isolante na parte posterior (Pinho & Galdino, 2014). Após isso, o módulo é emoldurado usando-se alumínio anodizado e adiciona-se a caixa de junção (*junction box*), na qual se encontram os diodos by-pass, que foram abordados na seção 2.2 do presente trabalho. O resultado pode ser visto na Figura 7.

Figura 7: Esquema dos componentes de um módulo fotovoltaico com células de silício cristalino

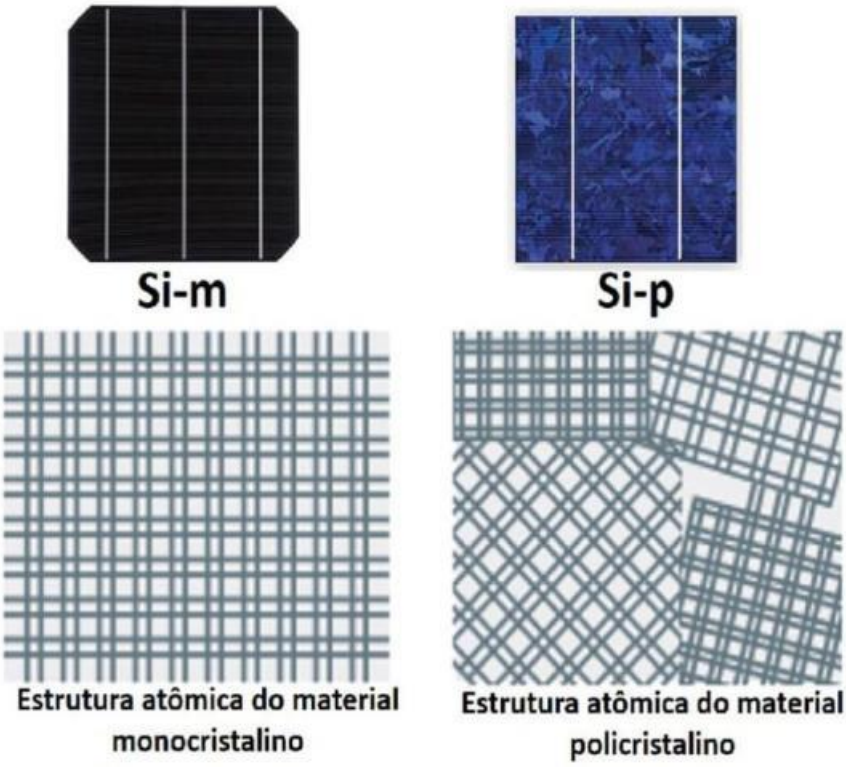


Fonte: (Pinho & Galdino, 2014)

Em termos de construção, diferentes tecnologias permitiram a fabricação dos módulos fotovoltaicos ao longo das últimas décadas, como silício monocristalino, policristalino e filmes finos, cada um com características próprias em termos de eficiência, custo e aplicabilidade. Os módulos de silício monocristalino, por exemplo,

têm maior eficiência, mas também são mais caros, enquanto os módulos de filme fino, embora menos eficientes, são mais flexíveis e podem ser aplicados em superfícies não convencionais. De acordo com o (Portal Solar, 2023), a maioria das grandes usinas fotovoltaicas e dos sistemas de geração distribuída instalados em residências e empresas no Brasil utiliza módulos fotovoltaicos com células de silício cristalino, com destaque para os modelos de silício policristalino. Ainda segundo o portal, recentemente, os módulos monocristalinos estão se tornando mais populares devido à diminuição de seu custo. As células monocristalinas possuem um aspecto uniforme, geralmente de cor azul-escuro ou preta, como pode ser visto na Figura 8, e são mais eficientes, alcançando de 15% a 18% de eficiência (Castro & Pleutin, 2023).

Figura 8: Formato das células de silício mono e policristalinos.



Fonte: (E4 Renováveis, 2018)

Além disso, existem outros tipos de módulos, como os de silício amorfo e as células de filmes finos. No entanto, os módulos com células de silício mono e

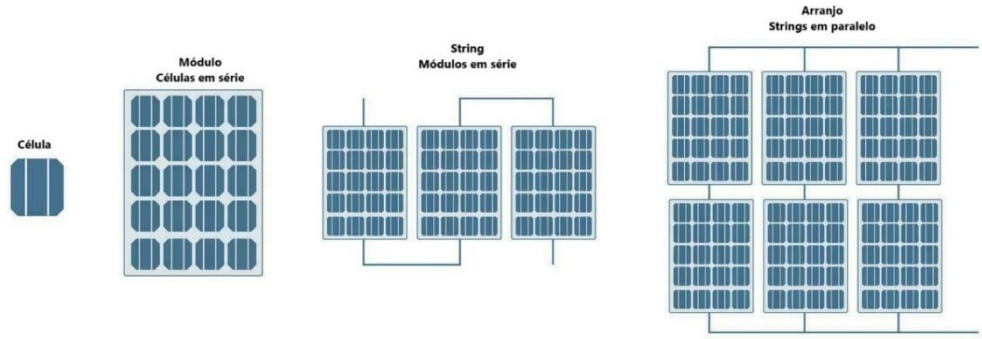
policristalino são os mais amplamente utilizados devido à sua maior eficiência e confiabilidade.

Para a rede elétrica, os módulos fotovoltaicos geram eletricidade em corrente contínua (DC). No entanto, para que essa energia possa ser utilizada em sistemas conectados à rede, é necessário convertê-la em corrente alternada (AC) por meio de inversores. Assim, a correta associação dos módulos—em série e paralelo—além da escolha adequada da tecnologia, é fundamental para garantir que o sistema atenda às demandas energéticas com eficiência e segurança.

Para compreender melhor a organização dos sistemas fotovoltaicos, é importante distinguir entre células, módulos e *strings*. As células fotovoltaicas são as unidades básicas que convertem a energia solar em eletricidade através do efeito fotovoltaico. Quando várias células são interligadas e encapsuladas, formam um módulo fotovoltaico, que é a unidade comercialmente disponível para instalação em sistemas solares. Por sua vez, uma *string* é um conjunto de módulos conectados em série para aumentar a tensão total do sistema, permitindo que a energia gerada seja compatível com os requisitos dos inversores e da rede elétrica, como afirmam Morais & Pontes (2022). Os autores continuam: “As *strings* então, são conectadas em paralelo e um determinado número de *strings* forma um *Array Junction Box* (AJB), também conhecido como *String Combiner Box* (SCB)" (Morais & Pontes, 2022).

A correta configuração e combinação de células, módulos e *strings* é essencial para o dimensionamento adequado de um sistema fotovoltaico, garantindo sua eficiência e capacidade de atender às demandas energéticas específicas de cada projeto. A Figura 9 ilustra claramente os conceito acima citados.

Figura 9: Células, módulos, string e arranjo



Fonte: (Vecteezy, n.d.)

2.3.2.2 Inversor

O inversor é o equipamento responsável por converter a corrente contínua (CC) gerada pelos módulos fotovoltaicos em corrente alternada (CA), compatível com a rede elétrica. Ele é um componente essencial em qualquer sistema fotovoltaico conectado à rede, pois além de realizar a conversão da corrente, ele garante que a energia gerada atenda aos padrões exigidos pela concessionária de energia.

Entre as principais características do inversor, destacam-se a potência de saída, a forma de onda de saída (que deve ser senoidal pura para sistemas conectados à rede), a tensão contínua de entrada e o rendimento (eficiência), que indica a proporção da energia convertida que é efetivamente utilizada no sistema. A eficiência do inversor também é otimizada por meio de tecnologias de Maximum Power Point Tracking (MPPT), que maximizam a extração de energia dos módulos fotovoltaicos, ajustando a operação do inversor para obter o máximo de potência possível.

Uma diferença fundamental entre os inversores utilizados em sistemas *on-grid* e *off-grid* é que o primeiro atua como uma fonte de corrente, ajustando-se à rede elétrica, enquanto o segundo funciona como uma fonte de tensão, fornecendo energia

para cargas isoladas. Villalva (2012, p.159) afirma que "o inversor conectado à rede elétrica funciona apenas quando está conectado a uma rede elétrica". Outra característica importante dos inversores *on-grid* é a função de desligamento automático em caso de falhas no fornecimento da rede, o que evita injeção de energia em uma rede desativada, garantindo a segurança dos operadores e equipamentos (função conhecida como *anti-ilhamento*).

No processo de dimensionamento do projeto, a escolha do inversor depende de uma série de fatores, como a quantidade e configuração dos módulos fotovoltaicos, a tensão de entrada e a potência total gerada pelo sistema. Além disso, outros aspectos relevantes incluem a classe de proteção (IP), que define o nível de proteção contra poeira e água, a temperatura de operação suportada pelo inversor, e o tipo de inversor, que pode ser centralizado, string ou microinversores, dependendo do tamanho e da complexidade do sistema. Estes fatores garantem que o inversor selecionado seja compatível com as condições climáticas e operacionais do local de instalação, bem como com os requisitos técnicos do sistema fotovoltaico.

2.3.2.3 Quadro de distribuição

O Quadro de Distribuição (QD) no sistema fotovoltaico *on-grid* desempenha um papel fundamental na conexão e proteção do sistema com a rede elétrica. Ele é o ponto onde a energia gerada pelos painéis fotovoltaicos, já convertida em corrente alternada (CA) pelo inversor, é distribuída para a rede interna do consumidor e, eventualmente, para a rede pública de distribuição. O QD abriga dispositivos de proteção, como disjuntores e fusíveis, que garantem a segurança do sistema, protegendo-o contra sobrecargas, curtos-circuitos e outros distúrbios elétricos. Além disso, é nele que se faz a interface entre o sistema fotovoltaico e a rede, garantindo que a energia gerada seja integrada de forma segura e eficiente.

2.3.2.4 Medidor bidirecional

O medidor bidirecional de energia é um componente essencial em sistemas fotovoltaicos *on-grid*, pois permite o controle da energia elétrica trocada entre o sistema de geração distribuída e a rede da concessionária. Esse dispositivo realiza a medição tanto da energia consumida pela unidade consumidora (UC) quanto da energia excedente gerada pelo sistema fotovoltaico e injetada na rede. O funcionamento do medidor bidirecional está diretamente relacionado ao sistema de compensação de créditos de energia, onde, a cada leitura mensal, é feita a comparação entre a quantidade de energia consumida da rede e a injetada pelo sistema. Quando a geração é superior ao consumo, o excedente de energia é convertido em créditos, que podem ser utilizados para abater o consumo em meses subsequentes. Esses créditos possuem validade de até cinco anos a partir da data da leitura. No caso de o consumo superar a geração, a concessionária supre a diferença, e a UC paga pelo excedente consumido. Portanto, o medidor bidirecional desempenha um papel crucial no controle e na gestão do fluxo de energia, proporcionando eficiência econômica e técnica no contexto da microgeração distribuída.

2.3.2.5 Estrutura de suporte

A estrutura de suporte, ou suporte de fixação, é um componente crucial em sistemas fotovoltaicos, pois é responsável por fixar os módulos solares em superfícies como telhados, solo ou outras áreas adequadas para a instalação. Ela desempenha um papel vital ao garantir que os painéis fotovoltaicos estejam corretamente orientados e inclinados em relação ao sol, o que é essencial para maximizar a captação de radiação solar e, consequentemente, a eficiência do sistema.

Existem diferentes tipos de estruturas de suporte, adaptadas às condições específicas de cada instalação. Para sistemas instalados em telhados, as estruturas precisam ser leves, resistentes à corrosão e capazes de se adaptar ao tipo de cobertura (telhas cerâmicas, metálicas, fibrocimento etc.). Já para sistemas instalados no solo, é comum utilizar suportes inclinados fixos ou com rastreadores solares, que ajustam a posição dos painéis ao longo do dia para otimizar a captação da luz solar.

Além da função de garantir o posicionamento ideal dos módulos, as estruturas de suporte também precisam oferecer resistência mecânica para suportar cargas de vento e outras forças ambientais. Isso é especialmente importante em regiões com condições climáticas severas. A escolha correta da estrutura de suporte é fundamental não apenas para o desempenho energético, mas também para a durabilidade e segurança do sistema fotovoltaico.

2.3.2.6 Cabeamento

O cabeamento elétrico em sistemas fotovoltaicos *on-grid* é composto por cabos de corrente contínua (CC) e cabos de corrente alternada (CA), ambos essenciais para a condução da energia desde os módulos até o ponto de injeção na rede ou de uso final. Os cabos de CC conectam os módulos fotovoltaicos ao inversor, sendo responsáveis por transportar a energia gerada em corrente contínua. Eles devem ser dimensionados para suportar as características elétricas do sistema, como corrente e tensão, além de possuir alta resistência às intempéries, abrasão e raios UV, visto que estão frequentemente expostos ao ambiente externo. Após a conversão da energia pelo inversor, os cabos de CA conduzem a corrente alternada ao quadro de distribuição ou diretamente à rede elétrica. Esses cabos devem ser dimensionados para suportar a potência do sistema, garantindo a eficiência e a segurança da instalação. O correto dimensionamento e instalação dos cabos, conforme normas técnicas, é fundamental para evitar perdas energéticas e assegurar a integridade e longevidade do sistema fotovoltaico.

2.3.2.7 String Box

A *string box* é responsável por reunir os componentes dos sistemas fotovoltaicos e também proteger as diversas *strings* de módulos fotovoltaicos. Ela contém dispositivos de proteção, como disjuntores, fusíveis e dispositivos de proteção contra surtos (DPS), que garantem a segurança do sistema. A *string box* conecta as *strings* ao inversor, possibilitando a proteção e desconexão de cada *string* em caso de falhas ou manutenção. O uso adequado da *string box* é fundamental para evitar sobrecargas, curtos-circuitos e surtos de tensão que possam comprometer o desempenho do sistema fotovoltaico.

3.NORMAS

Este capítulo é dedicado à apresentação das principais normas aplicáveis à geração de energia solar fotovoltaica. Serão abordadas normas em nível nacional, internacional e estadual, com o objetivo de garantir a conformidade técnica e legal dos sistemas fotovoltaicos. No contexto nacional, as regulamentações da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e as normas técnicas da Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT) serão tratadas em detalhe. Além disso, é essencial considerar as normativas internacionais, como as emitidas pela *International Electrotechnical Commission* (IEC), devido à globalização dos equipamentos e tecnologias. No caso específico do município de Lavras, a concessionária responsável pela distribuição de energia é a Companhia Energética de Minas Gerais (Cemig), o que torna obrigatório o cumprimento das normas estabelecidas por ela para conexão de sistemas fotovoltaicos à rede elétrica.

A Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT) tem uma série de normas relacionadas a geração e distribuição dos sistemas de micro e minigeração. Sendo as principais delas:

A ABNT NBR 16690:2020 é a norma brasileira que estabelece os requisitos técnicos e de segurança para o projeto, instalação e operação de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica. Ela abrange desde o dimensionamento correto dos componentes, como módulos, inversores e cabos, até as diretrizes para o aterramento e proteção contra surtos. Além disso, a norma regula a interface entre o sistema fotovoltaico e a rede de distribuição, garantindo que a instalação esteja em conformidade com as exigências da concessionária e funcione de forma eficiente e segura. A NBR 16690 também orienta sobre a manutenção e o monitoramento contínuo do sistema, assegurando sua performance ideal ao longo do tempo.

A NBR 16274 (2014) estabelece os requisitos mínimos que devem ser seguidos para garantir a documentação correta, bem como a realização de ensaios de comissionamento, inspeções e avaliação de desempenho em sistemas fotovoltaicos conectados à rede. Esta norma é essencial para assegurar que o sistema fotovoltaico atenda aos critérios de segurança e qualidade, desde a instalação até a operação,

garantindo que todos os componentes e procedimentos técnicos estejam em conformidade com os padrões exigidos. O cumprimento dessa norma contribui para a eficiência, durabilidade e segurança dos sistemas fotovoltaicos *on-grid*.

A NBR 16150 (2013) define os requisitos técnicos e procedimentos de ensaio para a interface de conexão de sistemas fotovoltaicos com a rede elétrica de distribuição. Ela estabelece as condições que devem ser atendidas para que a conexão do sistema fotovoltaico à rede ocorra de forma segura e eficiente, abordando aspectos como controle de qualidade, proteção contra sobrecargas, compatibilidade com a rede, e prevenção de falhas. O ensaio de conformidade garantido por essa norma assegura que o sistema possa operar de acordo com os padrões de segurança e estabilidade exigidos pela rede elétrica.

A NBR 16149 (2013) estabelece as características técnicas que os sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica de distribuição devem seguir, com foco na interface de conexão. A norma abrange os requisitos necessários para garantir a operação segura, eficiente e compatível dos sistemas fotovoltaicos com a rede elétrica. Ela define parâmetros como a qualidade da energia, a proteção contra falhas e distúrbios, a segurança da instalação e a interação entre o sistema FV e a rede, visando assegurar que a conexão ocorra sem impactos negativos à estabilidade da rede elétrica.

A NBR 11876 (2010) definia- a ABNT cancelou esta norma em 2015-os critérios técnicos e de desempenho para módulos fotovoltaicos, com o objetivo de garantir a qualidade e segurança desses componentes no Brasil. A norma estabelecia requisitos relacionados à eficiência, durabilidade, testes de conformidade, e especificações técnicas dos módulos, como suas características elétricas, mecânicas e de proteção contra intempéries. Embora seja uma norma que tenha sido substituída ou atualizada por padrões mais recentes, ela teve um papel importante na regulamentação inicial dos sistemas fotovoltaicos, assegurando que os módulos utilizados fossem confiáveis e seguros para a geração de energia solar.

A ABNT NBR IEC 62116 (2012) especifica os procedimentos para testes de prevenção de ilhamento (anti-ilhamento) em sistemas fotovoltaicos conectados à rede. O ilhamento ocorre quando o inversor continua a alimentar a rede elétrica durante uma

falha no fornecimento de energia, o que pode gerar riscos à segurança dos técnicos e equipamentos. A norma define métodos de teste que garantem que o inversor fotovoltaico seja capaz de detectar essas situações e interromper automaticamente o fornecimento de energia à rede. Ela é essencial para assegurar a proteção do sistema, a segurança dos trabalhadores e a integridade da rede elétrica.

A ABNT NBR 11704 (2008) estabelece os requisitos para o dimensionamento de sistemas isolados de geração fotovoltaica. Essa norma abrange as diretrizes para projetar, instalar e avaliar o desempenho de sistemas solares fotovoltaicos que não estão conectados à rede elétrica (*off-grid*). Ela fornece orientações sobre a escolha dos componentes, a configuração do sistema, os critérios de segurança e os padrões de qualidade. A norma é fundamental para garantir que os sistemas fotovoltaicos isolados sejam eficientes e atendam às necessidades energéticas de forma confiável e segura.

Existem também duas normas fundamentais para qualquer projeto de micro e minigeração distribuída: a NBR 5410 (2004) e a NBR 5419 (2015). A primeira, NBR 5410, estabelece os requisitos para projetos de instalações elétricas de baixa tensão — considerando-se como baixa tensão valores até 1000V em corrente alternada (AC) e 1500V em corrente contínua (DC). Ela cobre aspectos relacionados à segurança, dimensionamento de condutores, proteção contra sobrecorrentes, aterramento e outros elementos importantes para garantir a eficiência e segurança do sistema elétrico. Já a NBR 5419 (2015), dividida em quatro partes, trata dos requisitos para projetos de sistemas de proteção contra descargas atmosféricas (SPDA), abordando tanto a proteção externa quanto a interna, além de diretrizes para avaliação de riscos, garantindo a integridade das instalações em situações de tempestades e raios.

A ANEEL, ao longo das duas últimas décadas, liberou uma série de resoluções relacionadas a micro e minigeração. Uma das primeiras foi a resolução 482/2012 que definiu os limites para classificação dos sistemas em micro e minigeração bem como estabeleceu os critérios para os créditos gerados, ela estabelecia um prazo de 36 meses para reclamar os créditos.

Posteriormente, a ANEEL lançou a Resolução Normativa nº 687/2015 que é uma atualização da RN nº 482/2012. De acordo com Oliveira (2022, p.21), esta

resolução define “[...] novos limites para microgeração e minigeração, onde a microgeração é delimitada em até 75kW, e a minigeração para sistemas de geração em até 5 MW”. O autor também ressalta que essa regulamentação possibilita a instalação de sistemas de maior porte para Unidades Consumidoras (UC's) com altos consumos, como condomínios, indústrias e comércios de médio porte. Outra mudança importante desta RN é a alteração do prazo de validade dos créditos para a geração excedente que mudou de 36 para 60 meses.

Em 2022, foi sancionado o Projeto de Lei (PL) nº 14.300/2022, considerado um marco legal para a geração distribuída, o Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE) e o Programa de Energia Renovável Social (PERS) (Messer, 2022). Esse PL unificou e estabeleceu diretrizes para a implementação de sistemas fotovoltaicos (SFV) nas modalidades de micro e minigeração distribuída, definindo, também, os direitos e deveres dos envolvidos no processo (Oliveira, 2022). Uma das principais mudanças introduzidas pela lei foi a imposição do pagamento do Fio B, um dos componentes da Tarifa de Uso dos Sistemas de Distribuição (TUSD), para consumidores que homologarem sistemas fotovoltaicos a partir de janeiro de 2023. Segundo Castro e Pleutin (2023, p.21), "a tarifa do custo do fio B representa uma média nacional de 28% do valor total da conta de energia convencional". Essa é uma tarifa que já era cobrada daqueles que não produziam a própria eletricidade. No entanto, essa taxação será implementada de forma gradual, começando com 15% em 2023 e alcançando 100% em 2029. É importante salientar que essa lei não vai retroagir de maneira imediata, ou seja, não vai ser aplicadas àqueles que instalaram antes de sua vigência, estes têm isenção até 2045.

4. DESENVOLVIMENTO DO PROJETO

Qualquer projeto fotovoltaico , independentemente da potência ou tamanho, passa inicialmente pela fase da determinação do local de instalação, pois a geração depende diretamente da irradiância e esta, por sua vez, depende da localização.

O projeto será dimensionado para compensar 100% do consumo da Estação de Tratamento de Efluentes (ETE) da empresa Verde Campo, localizada no município de Lavras, que está na área de concessão da CEMIG. A unidade é classificada como um consumidor do tipo B3 Convencional. Os módulos fotovoltaicos serão instalados em um terreno adjacente à ETE, próximo às instalações da Verde Campo, cujas coordenadas estão detalhadas na Tabela 2. A disposição dos módulos será apresentado na seção 4.10 do presente trabalho.

Tabela 2: coordenadas geográficas

Latitude	-21.224571º
Longitude	-44.985201°

A partir das coordenadas do local, é possível obter os dados da irradiância. Estas informações são encontradas no site do CRESSEB.

Tabela 3: Irradiância no município de Lavras

Estação: Lavras
Município: Lavras , MG - BRASIL
Latitude: 21,201° S
Longitude: 45,049° O
Distância do ponto de ref. (21,2248° S; 44,985626° O) :7,1 km

#	Ângulo	Inclinação	Irradiação solar diária média mensal [kWh/m².dia]													
			Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Média	Delta
☑	Plano Horizontal	0° N	5,70	5,85	5,03	4,72	4,02	3,80	4,06	4,97	5,19	5,44	5,25	5,71	**4,98**	**2,05**
☑	Ângulo igual a latitude	21° N	5,18	5,59	5,14	5,28	4,88	4,84	5,09	5,83	5,50	5,31	4,85	5,13	**5,22**	**,99**
☑	Maior média anual	21° N	5,18	5,59	5,14	5,28	4,88	4,84	5,09	5,83	5,50	5,31	4,85	5,13	**5,22**	**,99**
☑	Maior mínimo mensal	21° N	5,18	5,59	5,14	5,28	4,88	4,84	5,09	5,83	5,50	5,31	4,85	5,13	**5,22**	**,99**

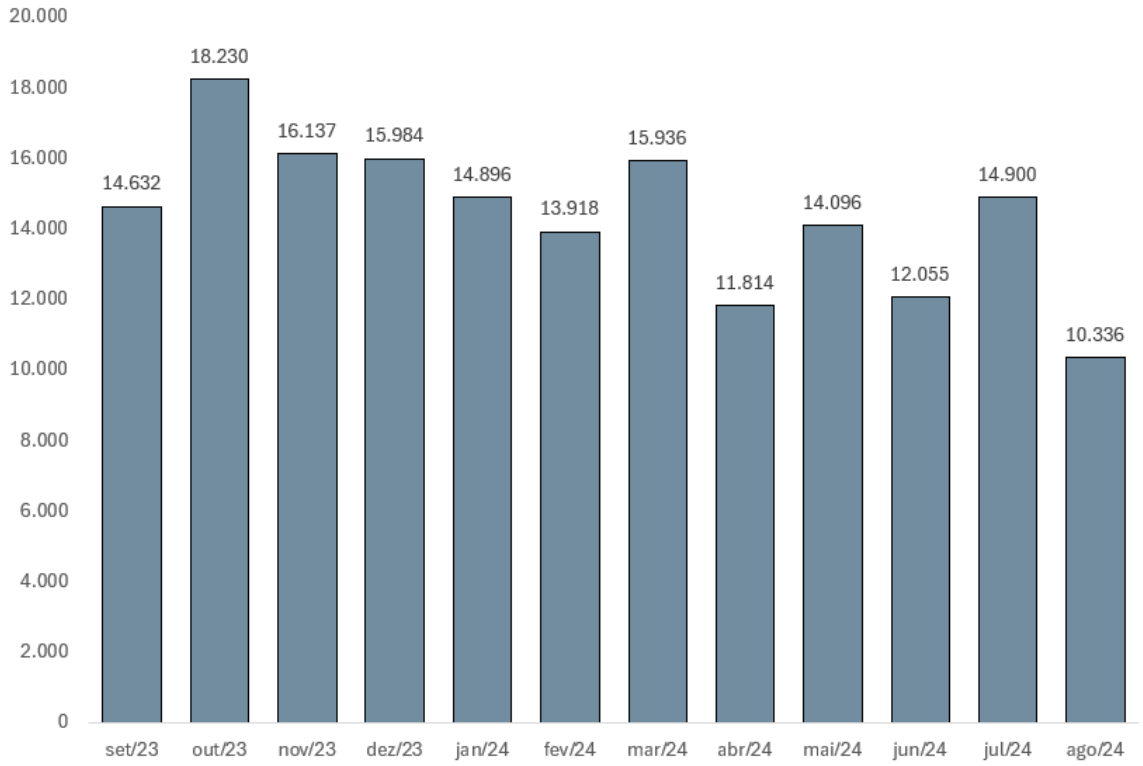
Fonte: (CRESESB, 2024)

4.1 Módulos fotovoltaicos

O módulo que será utilizado é o ESPHSC555 da marca Era. Ele foi escolhido por conta de seu baixo custo por unidade. Com os dados de irradiância e com o modelo do painel tendo sido escolhido, só falta saber o consumo médio mensal. Com esses dados, pode-se fazer um pré-dimensionamento para determinar a quantidade de módulos que serão necessários para compensar o consumo mensal.

Os consumos mensais dos últimos 12 meses podem ser vistos na Figura 10:

Figura 10: Consumo da unidade nos últimos 12 meses em kWh



Fonte: Dados coletados da instalação (2023/2024) – Elaborado pelos autores.

O dimensionamento do sistema será feito com base na apostila “ Introdução à Sistemas Fotovoltaicos, Dimensionamento e Instalação” que é usada como material no curso de energia fotovoltaica oferecido pela Universidade de São Paulos (USP).

O dimensionamento segue alguns passos que são definidos pelo autor Cari (2021).

Passo 1: Determinar o consumo de energia média dos últimos 12 meses, para isso utiliza-se a seguinte fórmula:

$$E_M = \frac{(Consumo\ Jan)+(Consumo\ Fev)+\cdots+(consumo\ Dez)}{12} \quad (1)$$

Substituindo os dados da figura 10, chega-se ao valor médio de 14.411 kWh. A resolução ANEEL N º 414/2010 estabeleceu os seguintes valores mínimos para os custo de disponibilidade:

I – 30 kWh, se monofásico ou bifásico a 2 (dois) condutores;

II – 50 kWh, se bifásico a 3 (três) condutores; ou

III – 100 kWh, se trifásico.

O custo de disponibilidade significa que o consumidor paga uma taxa mínima independentemente da geração e consumo. A instalação para qual este projeto está sendo feito é trifásica, então, paga-se o custo de disponibilidade de 100kWh/mês. Essa informação é importante durante o dimensionamento de sistemas que visam compensar 100% da energia.

O **passo 2** no dimensionamento inicial de acordo com Cari (2021) é a determinação da energia fotovoltaica a ser compensada (E_{FV}), que é determinada da seguinte forma:

$$E_{MP} = E_M - (E_{CD}) \quad (2)$$
$$E_{MP} = 14.411 - 100$$
$$E_{MP} = 14.311\ kWh$$

Uma explicação dos cálculos é dada a seguir: o consumo de energia média mensal é 14.411 kWh, mas precisa-se descontar os 100 kWh. Com isso, chega-se ao valor de 14.311 kWh que é o valor base no dimensionamento.

O **passo 3** é a determinação da irradiação solar (I_{RS}), estes dados podem ser encontrados na tabela 3.

$$I_{RS} = 4{,}98\ [\frac{kWh}{mês}]$$

O **passo 4** consiste é determinar a potência de pico do sistema fotovoltaico (P_{FV}) (Cari, 2021):

$$P_{FV} = \frac{1000[\frac{W}{m^2}] \times E_{Fv}}{I_{RS} \times 30[dias] \times \eta_{sis}} \quad (3)$$

Em que:

P_{FV} : Potência de pico do sistema FV [W];

E_{FV} : Energia fotovoltaica (dimensionada de acordo com a E_{MP}) $[\frac{kWh}{mês}]$;

I_{RS} : Irradiação do local $[\frac{kWh}{m^2 \cdot dia}]$;

η_{SIS} : Eficiência do sistema fotovoltaico.

$$P_{FV} = \frac{1.000 \times 14.311}{4{,}98 \times 30 \times 0{,}8} = 119{,}737\ kW$$

Passo 5: Determinação do número de módulos:

$$N_{MOD} = \frac{P_{FV}}{P_{MOD}} \quad (4)$$

$$N_{MOD} = \frac{119737}{555} = 215{,}74$$

$$N_{MOD} = 216 \text{ módulos}$$

O número de módulos deve ser sempre um valor inteiro, sendo comum arredondar para cima a fim de assegurar que o consumo energético seja plenamente

compensado. Após ajustar o número de módulos, é necessário recalcular a potência total para garantir a compatibilidade com o sistema projetado.

$$P_{FV} = N_{MOD} \times P_{MOD} \quad (5)$$
$$P_{FV} = 216 \times 555$$
$$P_{FV} = 119.880 \text{ W} = 119{,}880 \text{ kW}$$

A área total necessária, de acordo com Cari (2021), pode ser calculada usando a seguinte fórmula:

$$A_{TOTAL} = N_{MOD} \times A_{MOD} \quad (6)$$
$$A_{TOTAL} = 2{,}278 \times 1{,}134 \times 216$$
$$A_{TOTAL} = 558\, m^2$$

4.2 Inversor

O inversor selecionado é da marca Solis, modelo 75K-5G-PRO, com uma potência nominal de 75 kW. No entanto, ele é capaz de suportar até 126 kW de potência de entrada. A potência total dos módulos supera a potência nominal do inversor, uma prática conhecida como *oversizing*. Esse subdimensionamento dos inversores é comum em projetos fotovoltaicos, sendo amplamente recomendado, pois permite otimizar o aproveitamento da energia gerada pelos painéis, mesmo em condições de irradiância não ideal.

Segundo Cavalini (2021), há diversos fatores que validam a utilização do sobredimensionamento dos módulos em relação ao inversor em sistemas fotovoltaicos. Em primeiro lugar, as condições STC (*Standard Test Conditions*) indicadas nas fichas técnicas dos módulos servem para parametrização e comparação entre diferentes fabricantes, mas esses valores de potência são raramente atingidos ao longo do ano. Devido a perdas por temperatura e baixas

irradiâncias, a potência real fornecida pelos módulos é geralmente menor do que o valor de pico em STC.

Além disso, a degradação dos módulos ao longo do tempo é um fator significativo. Como mencionado nos datasheets, todos os módulos sofrem uma diminuição na potência ao longo dos anos—cerca de 2% a 2,5% no primeiro ano e 0,4% a 0,5% nos anos seguintes—chegando a 80% a 85% da potência nominal após 25 anos (Cavalini, 2021). Isso significa que o sobredimensionamento inicial reduzir-se-á gradualmente com o tempo.

Por fim, a maximização da produção energética é outro fator relevante. O *oversizing* pode permitir a maximização da produção do sistema fotovoltaico e a redução do LCOE (Custo Nivelado de Energia) (Cavalini, 2021).

Na Figura 11 pode-se ver parte do datasheet do inversor, uma das principais informações que devem ser analisadas nesta fase de pré-dimensionamento é a máxima tensão de entrada que ele suporta. Para este inversor este valor é de 1100V.

Figura 11: Entrada CC do inversor

Folha de Dados	Solis-(75-110)K-5G-PRO			
Modelo	**75K**	**80K**	**100K**	**110K**
Entrada CC				
Potência máxima de entrada	126 kW		150 kW	165 kW
Tensão máx de entrada	1100 V			
Tensão nominal	600 V			
Tensão de partida	180 V			
Intervalo de tensão MPPT	160-1000 V			
Corrente máx de entrada	36A / 32A / 36A / 32A /36A / 32A		36 A / 32 A / 36 A / 32 A / 36 A / 32 A / 36 A / 32 A	
Corrente máx de curto-circuito	6*50 A		8*50 A	
MPPTs / Número de Entradas	6/12		8/16	

Fonte: (Solis, 2024)

Devido ao aumento da tensão dos módulos em temperaturas abaixo da condição de operação em STC, torna-se necessário verificar a máxima tensão que cada série pode atingir (Cari, 2021). A máxima tensão CC determina o número de módulos por *string*. A tensão de circuito aberto para o módulo escolhido, nas condições STC, é de 50,02 V o valor de temperatura mínimo adotado para os módulos

será de 5º C (Inverno) e o coeficiente de variação da tensão de circuito aberto é de -0,275%. O número de módulos em série no mesmo *string* é de 20 . Com esses dados, pode-se calcular a variação da tensão de circuito aberto usando as seguintes equações (Cari, 2021):

$$V_{FV-MAX} = V_{OC} \times \left[1 + \left(\frac{\alpha \times \Delta T}{100}\right)\right] \times N_{MOD-STR-R} \quad (7)$$

$$\Delta T = T_{C(mim)} - T_{C(STC)} \quad (8)$$

$V_{FV\text{-}MAX}$: Condição de máxima tensão de saída da série fotovoltaica [V];
$N_{MOD\text{-}STR\text{-}R}$: Número de módulos em série por string real;
ΔT : Variação de temperatura no inverno em relação à temperatura ambiente [°C];
α : Coeficiente de temperatura de Voc $\left[\frac{\%}{°C}\right]$;
T_C : Temperatura da célula. Foi utilizado o pior caso Tc = Tc(min) [°C];
T_C (STC) : Temperatura da célula em STC, $T_{c(stc)}$ = 25°C.

Substituindo os dados, obtém-se os seguintes resultados:

$$\Delta T = 5 - 25$$
$$\Delta T = -20°C$$
$$V_{FV-MAX} = 50{,}02 \times \left[1 + \left(\frac{(-0{,}275) \times (-20)}{100}\right)\right] \times 20$$
$$V_{FV-MAX} = 1055{,}422V$$

Além da máxima tensão de saída dos arranjos fotovoltaicos, também é preciso calcular a tensão de operação no ponto de máxima potência. O cálculo é feito da seguinte forma (Cari, 2021):

$$V_{OPE-MPP} = N_{MODs} \times V_{MPP} \quad (9)$$

$$I_{OPE-MPP} = I_{MPP} \quad (10)$$

Em que:

$V_{OPE-MPP}$: Tensão de operação [V];

$I_{OPE-MPP}$: Corrente de operação [A]

N_{MODs}: Número de módulos em série da string.

$$V_{OPE-MPP} = 20 \times 42{,}11 = 842{,}2 \text{ V}$$

$$I_{OPE-MPP} = 13{,}18\ A$$

Os resultados obtidos até o momento foram agrupados na Tabela 4.

Tabela 4: Comparação entre as saídas das *strings* e as entradas do inversor

	Saídas das strings	**Entrada do Inversor**	**Situação**
Tensão de MPPT	$V_{OPE-MPP} = 20 \times 42{,}11$ = 842,2 V	Faixa de operação de MPP 160-1000 V CC	OK
Máxima tensão de saída	$V_{FV-MAX} = 1055{,}422V$	Tensão Máxima CC 1100 V	OK
Potência máxima por MPTT	$P_{MAX-MPTT} = 22{,}20\ kW$	Não consta no datasheet	OK

O *datasheet* não fornece a tensão máxima para cada MPPT, mas é seguro afirmar que, se a corrente e a tensão estiverem dentro dos limites de entrada, dificilmente se ultrapassará a potência máxima de entrada.

4.3 Dimensionamento dos cabos CC

A ABNT NBR 16690/2019 estabelece os critérios para o dimensionamento de sistemas fotovoltaicos. Para o cabeamento CC, a determinação da seção do condutor leva em conta, basicamente, a condução de corrente e a queda de tensão. Também é preciso usar as tabelas 40 e 42 ABNT 5410/2004 para obtenção dos fatores de

agrupamento. Os cabos serão ligados as *string boxes*, que ficaram próximas ao inversor, e passarão pelo mesmo eletroduto. O número de circuitos neste eletroduto será de 11. Usando o método de referência 1 e analisando a tabela 42 da NBR 5410, chega-se ao valor de 0,5 para o fator de agrupamento. Considerando condutores ao ar livre protegidos dos sol e encostados um no outro a 40 ºC, chega-se ao valor de 42 A para um condutor de 4mm^2 de acordo com a tabela C.3 da NBR 16690/2019. Este valor precisa ser corrigido por conta do agrupamento, sendo assim a capacidade de condução corrigida é de :

$$I'_Z = I_Z \times F_{AC} \quad (11)$$
$$I'_Z = 42 \times 0{,}5 = 21\ A$$

O valor da capacidade de condução corrigida é maior que o da corrente de projeto -corrente da série fotovoltaica- que , para MPP, é de 13,18 A.

Agora, é preciso verificar se este condutor está dimensionado de acordo com a queda de tensão máxima recomendada de 3%, o cálculo pode ser feito usando a seguinte fórmula de acordo com M. Villalva (2020b):

$$Queda(\%) = \frac{\Delta V}{V} \quad (12)$$
$$\Delta V = R \times I$$
$$R = r \times C$$

Em que:

ΔV: é a queda de tensão no circuito;

V: é a tensão da fonte;

R: é a resistência do condutor;

I: é a corrente na máxima potência (MP);

C: é o comprimento do circuito, neste caso será usado o circuito com maior comprimento;

r: é a resistividade por unidade de comprimento da em Ω/km.

A NBR 16690 recomenda uma queda de tensão de no máximo 3%. Os 20 módulos em série resultam numa tensão de 842,2 V para o MP.

$$Quedamáxima = 0{,}03 \times 842{,}2 = 25{,}266 \text{ V}$$

Tendo coletados todos estes dados, procede-se para os cálculos:

r: 5,09 km/Ω;

C: 0,20 km(200m);

I: 13,18A;

V: 842,2V

$$R = 0{,}2 \times 5{,}09 = 1{,}018\ \Omega$$

$$\Delta V = 1{,}018 \times 13{,}18 = 13{,}417 \text{ V}$$

$$\text{Queda}(\%) = \frac{13{,}417}{842{,}2} = 1{,}5931\%$$

A distância usada nos cálculos é de 200 metros; entretanto, a distância real é menor. Esse valor foi utilizado para garantir que o dimensionamento da seção esteja adequado mesmo para valores maiores que os reais.

Como a queda de tensão é menor que 2%, optou-se por colocar o inversor o mais próximo possível do ponto de entrada da instalação. Isso reduz as perdas de geração e diminui a quantidade de cabos na parte CA. As saídas dos módulos apresentam alta tensão e baixa corrente, o que explica as quedas de tensão serem baixas.

4.4 Dimensionamento dos cabos CA

A saída do inversor é em corrente alternada, portanto, seu dimensionamento segue exclusivamente as diretrizes da NBR 5410. Para realizar o dimensionamento de forma correta, é necessário analisar os dados de saída do inversor, que podem ser

encontrados na Figura 12 logo abaixo. O inversor será conectado a um autotransformador, pois sua saída é em 380 V, valor incompatível com a rede secundária de distribuição da Cemig. Sendo assim, é necessário dimensionar corretamente os condutores de CA entre a saída do inversor e a entrada do autotransformador.

Figura 12: Saída CA do inversor

Saída CA				
Potência nominal de saída	75 kW	80 kW	100 kW	110 kW
Potência nominal de saída a 40°C	75 kW	80 kW	100 kW	110 kW
Potência máx de saída aparente	75 kVA	88 kVA	110 kVA	121 kVA
Potência máx de saída	75 kW	88 kW	110 kW	121 kW
Potência máx de saída a 40°C	75 kW	88 kW	110 kW	121 kW
Tensão nominal da rede	3/N/PE, 220 V / 380 V			
Frequência nominal da rede	60 Hz			
Corrente nominal de saída da rede	114 A	121.6 A	152.0 A	167.1 A
Corrente máx de saída	114 A	133.7 A	167.1 A	183.8 A
Fator de potência	> 0,99 (0,8 inicial - 0,8 atrasado)			
Harmônicas (THDi)	<3%			

Fonte: (Solis, 2024)

Utilizando os fatores de correção de temperatura fct -para a temperatura de 40ºC- e agrupamento fca- para um circuito- disponíveis nas tabelas 40 e 42 respectivamente da NBR 5410, chega-se à corrente corrigida para o condutor de 35 mm² EPR:

$$I'_z = I_z \times f_{ca} \times f_{ct} \quad (13)$$

$$I'_z = 144 \times 1 \times 0{,}87 = 125{,}28\ A$$

A corrente corrigida para o condutor é maior que a corrente de projeto (corrente na saída do inversor), então, o condutor de 35 mm², de acordo com a capacidade de condução, poderá ser usado para ligar o inversor ao autotransformador.

Assim como ocorreu para os cabos CC, também é necessário calcular a queda de tensão para os cabos CA.

$$Seção = \frac{100 \times \sqrt{3} \times \rho \times L \times I_{inv}}{V_{rede} \times \Delta V} \quad (14)$$

$$Seção = \frac{100 \times \sqrt{3} \times 0{,}0175 \times 10 \times 114}{380 \times 3} = 3{,}56\ mm^2$$

A tensão de rede que aparece na fórmula é aquela observada na saída do inversor; ou seja, os 380 V. Outro detalhe importante é a distância adotada no cálculo, de 10 m. Essa distância não é a real, pois o valor real é menor; entretanto, esse valor foi utilizado para garantir uma margem de segurança no dimensionamento.

Em relação ao condutor de proteção PE, a prescrição da norma é bem clara: para condutores de fase entre 25 mm² e 35 mm², que é o caso do circuito que liga o inversor ao autotransformador, o condutor de proteção deve ter seção de 16 mm².

Além disso, também é necessário calcular os condutores na saída do autotransformador. O primeiro passo é o cálculo da corrente no secundário, que é feito da seguinte forma:

$$I_2 = \frac{Potência\ nominal\ inversor}{V_{rede} \times \sqrt{3}} \quad (15)$$

$$I_2 = \frac{75.000}{220 \times \sqrt{3}} = 196{,}83\ A$$

Com essa corrente, o cabo mais adequado é o de 95 mm² com isolamento em EPR. No entanto, é necessário verificar se ele atende aos requisitos de queda de tensão e capacidade de condução de corrente estabelecidos pela NBR 5410.

$$I'_z = I_z \times f_{ca} \times f_{ct} \quad (16)$$

$$I'_z = 269 \times 1 \times 0{,}87 = 234{,}03\ A$$

A corrente corrigida para o condutor de 95 mm² é superior à corrente do secundário do autotransformador, atendendo a este critério. Quanto à queda de tensão, o cálculo é apresentado a seguir:

$$Seção = \frac{100 \times \sqrt{3} \times \rho \times L \times I_{inv}}{V_{rede} \times \Delta V} \quad (17)$$

$$Seção = \frac{100 \times \sqrt{3} \times 0{,}0175 \times 10 \times 196{,}83}{220 \times 3} = 9{,}03\ mm^2$$

A seção mínima determinada pelo critério de queda de tensão é inferior à do condutor selecionado, confirmando que o dimensionamento está em conformidade com este critério.

Quanto ao condutor de proteção, a NBR 5410 recomenda que, para condutores de fase com seção superior a 50 mm², o condutor de proteção (PE) deve ter metade dessa seção. Assim, a seção do condutor de proteção será de 50 mm², atendendo às exigências normativas.

4.5 Dispositivos de proteção CC

A seção 4.2.5.7 da NBR 5410 estabelece que, para instalações com mais de uma alimentação (da concessionária e da microgeração proveniente dos módulos), os circuitos devem ser dispostos separadamente em quadros de proteção próprios. Os quadros de proteção para os módulos são conhecidos como caixas de junção ou *string boxes*.

Os dispositivos de manobra no lado CC incluem fusíveis, DPS (Dispositivos de Proteção contra Surtos) e chaves seccionadoras. As 11 *strings* serão divididas em 3 *string boxes*: duas com 4 saídas cada e uma com 3 saídas.

No que se refere ao dimensionamento das proteções, costuma-se começar pelos fusíveis. A utilização desse dispositivo é recomendada quando há arranjos com três ou mais *strings* em paralelo no mesmo MPPT do inversor. Como serão ligados apenas dois circuitos em cada MPPT do inversor, sua utilização não será necessária.

O DPS é utilizado na proteção dos componentes contra sobretensões transitórias. Nas *string boxes* são empregados DPS específicos para operar em corrente contínua.

De acordo com Cari (2021) o dimensionamento dos DPS leva em consideração as seguintes variáveis:

Uc máxima tensão de operação, seu valor foi obtido na seção 4.2 e é de $V_{FV-MAX} = 1055{,}422V$;

Classe do DPS: o autor afirma que a classe dois é suficiente para a maioria dos sistemas fotovoltaicos, portanto, será usado um dispositivo desta classe.

I_{MAX} corrente máxima de descarga, este valor vem indicado na parte frontal destes dispositivos e indica a máxima corrente de descarga que ele suporta.

Com isso chega-se a um DPS com U_c=1200V, classe 2 e Imax de 40kA.

O dimensionamento da chave seccionadora é realizado usando a seguinte fórmula:

$$U_{CH} > V_{FV-MAX} \quad (18)$$

$$I_{CH} = I_{ARRANJO} \quad (19)$$

Em que:

U_{CH} : Tensão nominal da chave seccionadora [V];

I_{CH} : Corrente nominal da chave seccionadora [A];

$I_{ARRANJO}$: Corrente do arranjo fotovoltaico) [A];

$V_{FV\text{-}MAX}$: Condição de máxima tensão de saída da série fotovoltaica [V].

A chave escolhida, portanto, tem as seguintes características U_{CH}= 1200V_{CC}, I_{CH} = 32 A e 4 polos.

4.6 Dispositivos de proteção CA

O inversor em sistemas fotovoltaicos é protegido tanto no lado de corrente contínua (CC) quanto no lado de corrente alternada (CA). No lado CA, os quadros de

proteção geralmente incluem disjuntores, dispositivos de proteção contra surtos (DPS) e, em alguns casos, dispositivos diferenciais residuais (DR).

A utilização de dispositivos diferenciais nem sempre é obrigatória. De acordo com a seção 5.1.3.2.2 da NBR 5410, sua aplicação é necessária em determinadas situações, como em áreas molhadas ou de maior risco, onde há maior exposição à umidade. No entanto, como este projeto não envolve áreas com essas características, o uso de dispositivos diferenciais não é requerido.

O dimensionamento do DPS CA não difere muito do DPS CC, de acordo com Cari (2021). Sendo o dimensionamento baseado na tensão máxima CA (U_c), corrente máxima de descarga (I_{max}) e a classe. A tensão de linha na saída do inversor é de 380 V, então, V_n= 220 V, o DPS escolhido terá as seguintes características:

Uc= 275 V (valor comercial)
Classe= Classe 2
I_{MAX}= 40 kA

Em relação ao disjuntor, o dimensionamento deve seguir as prescrições da NBR 5410, especificamente no que se refere à proteção dos condutores e do inversor. Nesse sentido, o disjuntor para o circuito que liga o inversor ao QGBT deve levar em conta tanto a proteção do inversor quanto a dos cabos de 35 mm². A escolha do disjuntor é feita de acordo com a seguinte equação:

$$I_B \leq I_{DISJ} \leq I'_Z \qquad (19)$$
$$114 \leq 125 \leq 125{,}28\ A$$

O disjuntor escolhido, portanto, será o de 125 A.

4.7 Aterramento

O aterramento utilizado será o da própria instalação, pois as normas permitem está utilização desde que algumas condições sejam satisfeitas. Segundo a Norma de

Projetos Fotovoltaicos e a Norma de Conexão de Microgeração ao Sistema de Distribuição em Baixa Tensão da concessionária Cemig, o aterramento do sistema pode ser realizado na conexão do padrão de entrada ou no Quadro Geral de Baixa Tensão (QGBT), desde que devidamente derivado e equipotencializado.

4.8 Autotransformador

A saída do inversor opera em 380 V, sendo necessário o uso de um transformador/autotransformador para adequá-la à tensão padrão da rede de distribuição da Cemig (127/220 V). Optou-se pela utilização de um autotransformador trifásico solar com potência nominal de 85 kVA e relação de transformação 380/220 V.

4.9 Estrutura suporte para os módulos

As estruturas de suporte para painéis fotovoltaicos, fabricadas pela empresa Roma Duck, foram analisadas utilizando simulações computacionais de elementos finitos, considerando as pressões de vento sobre a estrutura. As análises indicaram que a estrutura de aço galvanizado com inclinação de 18º para os painéis é capaz de resistir a ventos de até 120 km/h (33,33 m/s) sem deformações plásticas, atingindo seu limite elástico a 160 km/h (44,44 m/s), e sofrendo deformações plásticas a 180 km/h (50 m/s), sugerindo, para essas condições, o reforço das chapas galvanizadas e uma base mais larga. Em relação às fundações, projetadas para suportar diferentes tipos de solo, foi considerada a resistência lateral e de ponta das estacas, sendo o peso da estrutura de concreto suficiente para garantir estabilidade, mesmo sob ventos que causam sobrepressão e sucção. Para solos muito fracos ou com alta presença de água, recomenda-se uma análise mais profunda para garantir a segurança estrutural, especialmente em terrenos alagadiços.

4.10 Disposição do módulos no solo

Os módulos serão posicionados em um terreno de 1.555,1 m². A fim de facilitar a visualização da disposição dos módulos, utilizou-se o software Helioscope; o resultado pode ser visto na Figura 13. Além disso, os módulos serão dispostos em mesas com capacidade de até 40 módulos cada. Serão utilizadas 5 mesas, totalizando 200 módulos, mais uma mesa com capacidade para 16 módulos, completando os 216 módulos.

Figura 13: Disposição dos módulos

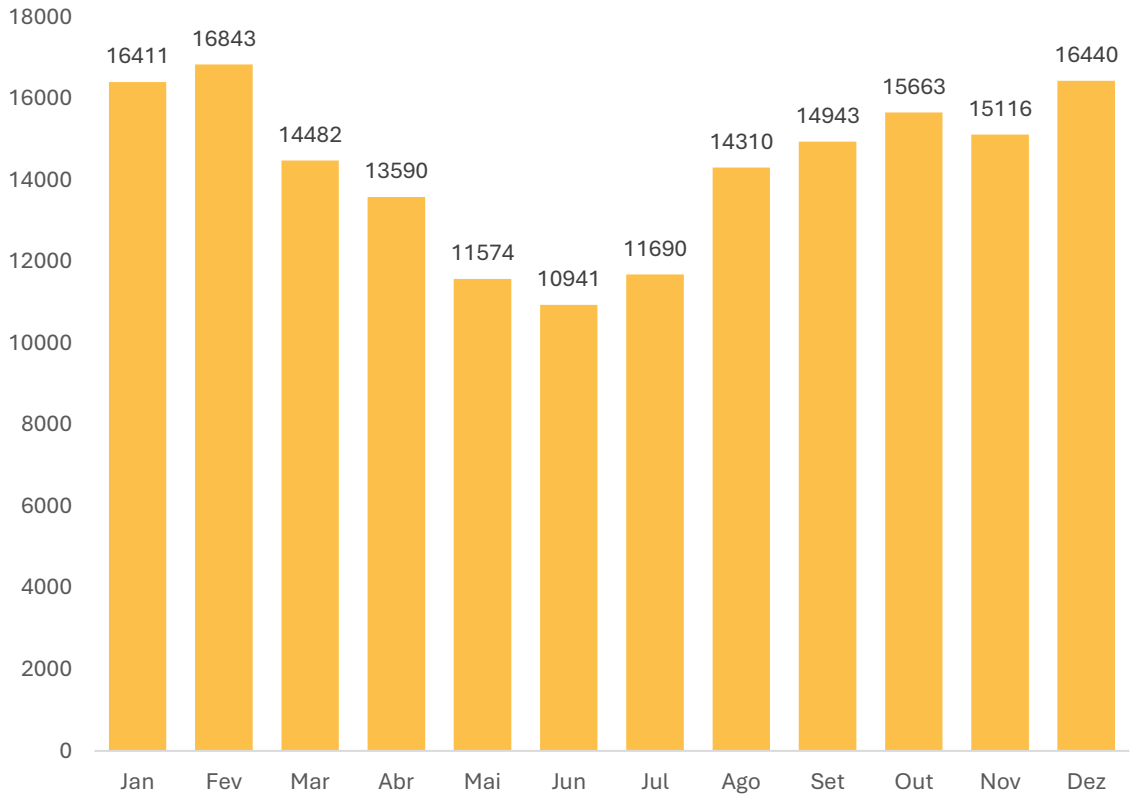
4.11 Geração mensal

O gráfico abaixo apresenta a estimativa de geração mensal de energia da usina fotovoltaica projetada. A análise leva em consideração fatores como a irradiância solar média da região de Lavras, a eficiência dos módulos fotovoltaicos e as variações sazonais ao longo do ano.

Como pode ser observado, a geração de energia tende a ser mais elevada nos meses de maior incidência solar, normalmente entre setembro e março, devido à maior exposição à radiação solar. Já nos meses de inverno, entre maio e agosto, a geração tende a ser menor, refletindo a redução da irradiância. Essa variação é esperada em regiões tropicais, onde as estações do ano influenciam diretamente a produção de energia solar.

Essas informações são fundamentais para o planejamento e previsão de produção anual, além de servir como base para o cálculo de retorno financeiro e análise de viabilidade do projeto.

Figura 14: Estimativa geração média mensal



Fonte: elaborado pelos autores, 2024

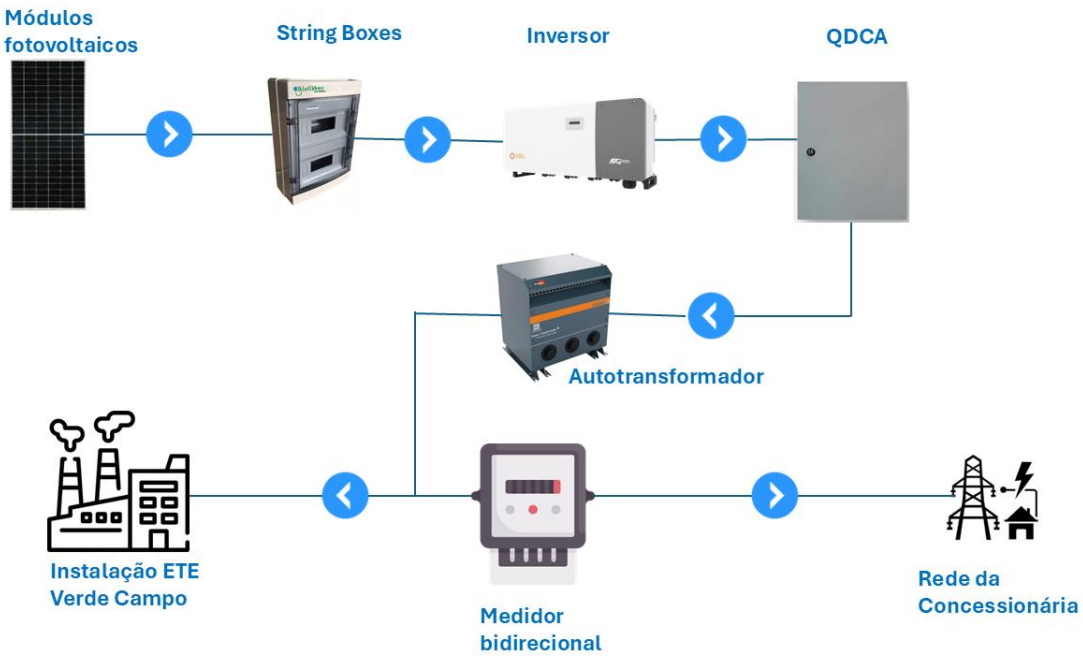
4.12 Organização dos componentes

Para facilitar a visualização e a organização do sistema, a Figura 15 apresenta a disposição sequencial de todos os componentes do sistema fotovoltaico. O processo inicia-se com os módulos fotovoltaicos, responsáveis pela geração de eletricidade. Esses módulos estão conectados às *String Boxes* por meio de cabos solares de 4 mm², que realizam a proteção e o agrupamento das *strings*. Em seguida, os arranjos fotovoltaicos são ligados às entradas do inversor, que converte a corrente contínua (CC) em corrente alternada (CA).

O inversor requer proteção tanto no lado CC quanto no lado CA, motivo pelo qual um Quadro de Distribuição de Corrente Alternada (QDCA) foi instalado em sua saída. A partir desse ponto, os condutores trifásicos são conectados a um autotransformador, responsável por ajustar a tensão ao padrão da rede de distribuição. A saída do autotransformador é ligada ao barramento do Quadro de Distribuição (QD) da instalação, onde a energia gerada é direcionada para a unidade da ETE Verde Campo. Quando há excedente de geração, a energia é injetada na rede elétrica da concessionária.

Por fim, o sistema conta com um medidor bidirecional, que registra tanto a energia gerada e injetada na rede da concessionária quanto a energia consumida pela instalação. Esse dispositivo é essencial para o sistema de compensação de energia, permitindo um controle preciso do saldo energético entre a geração fotovoltaica e o consumo da unidade.

Figura 15: Fluxo esquemático do sistema fotovoltaico conectado à rede



Fonte: (Elaborado pelos autores, 2024)

4.12 Diagrama unifilar

Figura 16: Diagrama unifilar usina FV

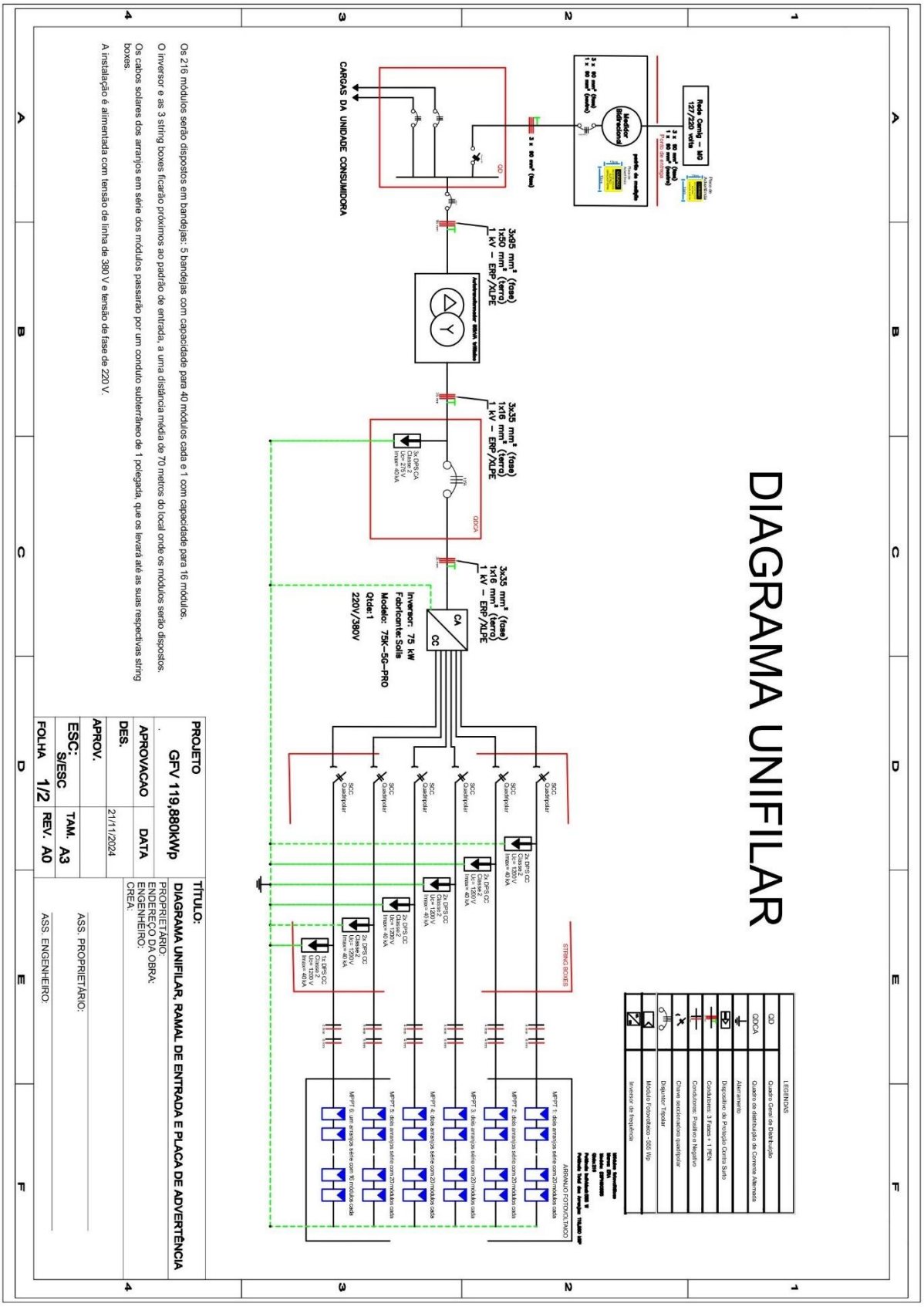


DIAGRAMA UNIFILAR
Os 216 módulos serão dispostos em bandejas: 5 bandejas com capacidade para 40 módulos cada e 1 com capacidade para 16 módulos.
O inversor e as 3 string boxes ficarão próximos ao padrão de entrada, a uma distância média de 70 metros do local onde os módulos serão dispostos.
Os cabos solares dos arranjos em série dos módulos passarão por um conduto subterrâneo de 1 polegada, que os levará até as suas respectivas string boxes.
A instalação é alimentada com tensão de linha de 380 V e tensão de fase de 220 V.
PROJETO
GFV 119,880kWp
APROVAÇÃO
DATA
DES.
21/11/2024
APROV.
ESC: S/ESC
TAM. A3
FOLHA 1/2
REV. A0
TÍTULO:
DIAGRAMA UNIFILAR, RAMAL DE ENTRADA E PLACA DE ADVERTÊNCIA
PROPRIETÁRIO:
ENDEREÇO DA OBRA:
ENGENHEIRO:
CREA:
ASS. PROPRIETÁRIO:
ASS. ENGENHEIRO:
CARGAS DA UNIDADE CONSUMIDORA
Inversor: 75 kW
Fabricante: Solis
Modelo: 75K-5G-PRO
Qtde:1
220V/380V
LEGENDAS
QD
Quadro Geral de Distribuição
QDCA
Quadro de distribuição de Corrente Alternada
Aterramento
Dispositivo de Proteção Contra Surto
Condutores: 3 Fases + 1 PEN
Condutores: Positivo e Negativo
Chave seccionadora quadripolar
Disjuntor Tripolar
Módulo Fotovoltaico - 365 Wp
Inversor de frequência
STRING BOXES
ARRANJO FOTOVOLTAICO

5. ANÁLISE DA VIABILIDADE

O proposito deste capítulo é avaliar a viabilidade do projeto da usina fotovoltaica. Por ser um projeto voltado à indústria ele deve ser, acima de tudo, viável economicamente. Isso significa que a energia gerada compense o consumo de tal forma que o investimento se paga no curto/médio prazo.

Para fazer essa avaliação é necessário descobrir quanto o sistema gerará por mês bem como a estrutura tarifária. A geração mensal pode ser facilmente encontra, usando os dados de irradiação.

5.1 Análise das despesas relacionadas ao projeto

Os custos relacionados ao projeto foram estimados em R$ 235.904,54, sendo este o custo dos módulos, inversor, proteções e mão de obra. A Tabela 5 traz todos os custos.

Tabela 5: custos estimados da usina fotovoltaica

CATEGORIAS	QUANTIDADE	PREÇO UNIT.	TOTAL
MONOCRISTALINO 555W	216	R$ 488,25	R$ 105.462,00
INVERSOR SOLAR 75KW	1	R$ 42.535,17	R$ 42.535,17
SOPORTE MÓDULOS	1	R$ 38.992,60	R$ 38.992,60
Cabos CC (50 m)	9	R$ 474,99	R$ 4.274,91
Eletroduto Corrugado 1 Pol Reforçado 32 Mm Tubo Flexivel 50m	4	R$ 126,53	R$ 506,12
Cabos CA (95, 50,35 e 16mm)	#	R$ 1.721,25	R$ 1.721,25
Proteções CC	3	R$ 1.002,48	R$ 3.007,45
Quadro CA	1	R$ 1.024,00	R$ 1.024,00
AUTOTRANSFORMADOR TRIFÁSICO SOLAR 85KVA E/S 220/380V 60HZ IP23	1	R$ 8.381,04	R$ 8.381,04
Mão de obra + miscelâneas(estimativa)	#	R$ 30.000,00	R$ 30.000,00
TOTAL			R$ 235.904,54

Além destes custos, há também os custos relacionados à manutenção e troca de alguns componentes bem como os relacionados a operação da instalação. Todos estes dados são importantes para o cálculo do *payback*.

A troca do inversor ocorre entre 10 a 12 anos e como a análise do retorno é para um período de 25 ano, serão consideradas duas trocas. Os custos de manutenção são em torno de 1,5% de acordo com Marques (2022).

Tabela 6: custos de manutenção e operação

Item	**Custo**	
Manutenção		R$ 3.385,86
Inversor	R$ 42.535,17	
Limpeza dos módulos	Mão de obra	R$ 1.200,00
	Número de limpezas ano	3
	Valor total	R$ 3.600,00

Além destes custos, deve-se considerar os reajustes e as taxas que podem variar ao longo dos anos.

Tabela 7: taxas consideradas para os cálculos

TAXAS	**% a.a**
Taxas de reajuste energia	5
Taxas de reajuste monetária	6,3
Taxa de diminuição da eficiência dos módulos	1
Taxa mínima de Atratividade	12,5

A partir dessas informações, chega-se ao custo total do sistema ao longo de toda a sua vida útil, que é de R$ 720.841,23. Esse valor corresponde à soma de todos os custos, sendo estes: a construção da usina, as limpezas nos módulos, as manutenções preventivas e corretivas, e as trocas de inversores necessárias ao longo do tempo. O custo anual médio estipulado é de R$ 19.397,47, o que equivale a um

custo mensal de R$ 1.616,46. Todos esses valores são utilizados no cálculo do *payback*.

5.2 Análise Fluxo de Caixa

O cálculo do fluxo de caixa considerou todos os gastos com manutenção, limpeza, troca de componentes, reajustes nas taxas de energia e ajuste monetário (inflação), que, de acordo com Alexandre (2023), teve uma média anual de 6,3% nos últimos 25 anos, além da redução de 1% na eficiência dos módulos por ano. Ademais, a taxa mínima de atratividade utilizada é de 12,5%, por se tratar de um investimento com risco moderado.

Além desses fatores, também se considera a Lei 14.300/2022, que alterou significativamente os sistemas de geração distribuída ao estabelecer a cobrança gradual do Fio B sobre a energia excedente injetada na rede. Essa cobrança será progressiva, sendo que sistemas conectados à rede a partir de 2025 pagarão 45% do Fio B. A análise da viabilidade financeira considera o ano de 2025 como o primeiro ano de atividade da usina. A cobrança do Fio B aumentará 15% por ano até 2029, quando atingirá 90%.

A partir desse ponto, não há definição sobre a cobrança futura, ou seja, não está claro se a tarifação permanecerá em 90% do Fio B em 2030 ou se a ANEEL determinará a cobrança integral, de 100%. Especialistas apontam dois cenários principais como os mais prováveis para o futuro das tarifas: no cenário mais favorável, haveria a cobrança de 100% do Fio B a partir de 2029; no cenário mais desfavorável, seria incluída a cobrança integral da TUSD, que abrange, além do Fio B, outros encargos associados à tarifa (Silveira, 2023).

A análise da viabilidade considera que a cobrança de 90% do Fio B será mantida após 2029.

Outra variável muito importante é o fator de simultaneidade, que, segundo Silveira (2023), é definido como “a razão entre a energia consumida e a energia gerada durante um determinado intervalo de tempo”. A usina foi projetada para atender ao consumo da Estação de Tratamento de Efluentes da Verde Campo. Dessa

forma, será adotado um fator de simultaneidade de 25%, ou seja, 75% da energia gerada será autoconsumida, e 25% será injetada na rede.

Sobre esses 25% injetados, será aplicada a cobrança do Fio B, tornando essencial definir precisamente o seu valor. A ANEEL (2024), por meio da Resolução Homologatória (REH) Nº 3.328, cuja vigência se estende de 28/05/2024 a 27/05/2025, estabeleceu um valor de R$ 247,60 por MWh para este tipo de consumidor.

A receita gerada anualmente é calculada pelo produto da tarifa de energia pela quantidade de energia gerada no ano. Após calcular a receita, subtrai-se o valor correspondente ao Fio B sobre o excedente injetado na rede de distribuição.

O fluxo de caixa simples é obtido subtraindo os custos de instalação e os custos operacionais ao longo do tempo da receita gerada pela geração de eletricidade. Por sua vez, o fluxo de caixa descontado ajusta os valores futuros para o presente, com base na TMA (Taxa Mínima de Atratividade), descontando esses valores do investimento inicial, que compreende a soma de todos os custos associados à instalação e manutenção da usina fotovoltaica ao longo de sua vida útil.

O resultado dessa análise está apresentado na Tabela 8, que será utilizada como base para a avaliação da viabilidade econômica.

Tabela 8: fluxo de caixa simples e descontado

Ano	Energia produzida	Tarifa elétrica (kWh)	Desconto do Fio B (R$)	Receita de energia produzida (R$)	FC acumulado (R$)	VP receita (R$)	Fluxo de caixa descontado (R$)
0	##	##	##	-R$ 720.841,23	-R$ 720.841,23	-R$ 720.841,23	-R$ 720.841,23
1	172.003	1,03	R$ 6.436,99	R$ 171.336,68	-R$ 549.504,55	R$ 152.299,27	-R$ 568.541,96
2	170.283	1,09	R$ 8.921,66	R$ 175.874,07	-R$ 373.630,48	R$ 138.962,23	-R$ 429.579,73
3	168.580	1,14	R$ 11.592,58	R$ 180.502,57	-R$ 193.127,91	R$ 126.772,73	-R$ 302.807,01
4	166.894	1,20	R$ 14.460,59	R$ 185.222,33	-R$ 7.905,58	R$ 115.633,39	-R$ 187.173,62
5	165.225	1,26	R$ 15.031,78	R$ 192.538,61	R$ 184.633,03	R$ 106.845,25	-R$ 80.328,37
6	163.573	1,32	R$ 15.625,54	R$ 200.143,89	R$ 384.776,92	R$ 98.725,01	R$ 18.396,64
7	161.937	1,39	R$ 16.242,75	R$ 208.049,57	R$ 592.826,48	R$ 91.221,91	R$ 109.618,55
8	160.318	1,45	R$ 16.884,34	R$ 216.267,53	R$ 809.094,01	R$ 84.289,05	R$ 193.907,60
9	158.715	1,53	R$ 17.551,27	R$ 224.810,09	R$ 1.033.904,10	R$ 77.883,08	R$ 271.790,68
10	157.127	1,60	R$ 18.244,54	R$ 233.690,09	R$ 1.267.594,20	R$ 71.963,96	R$ 343.754,64
11	155.556	1,68	R$ 18.965,20	R$ 242.920,85	R$ 1.510.515,05	R$ 66.494,70	R$ 410.249,34
12	154.001	1,77	R$ 19.714,33	R$ 252.516,22	R$ 1.763.031,27	R$ 61.441,11	R$ 471.690,45
13	152.461	1,86	R$ 20.493,04	R$ 262.490,62	R$ 2.025.521,89	R$ 56.771,58	R$ 528.462,03
14	150.936	1,95	R$ 21.302,52	R$ 272.859,00	R$ 2.298.380,88	R$ 52.456,94	R$ 580.918,97
15	149.427	2,05	R$ 22.143,97	R$ 283.636,93	R$ 2.582.017,81	R$ 48.470,21	R$ 629.389,18
16	147.932	2,15	R$ 23.018,66	R$ 294.840,58	R$ 2.876.858,39	R$ 44.786,48	R$ 674.175,66
17	146.453	2,26	R$ 23.927,89	R$ 306.486,79	R$ 3.183.345,18	R$ 41.382,70	R$ 715.558,37
18	144.989	2,37	R$ 24.873,04	R$ 318.593,02	R$ 3.501.938,19	R$ 38.237,62	R$ 753.795,98
19	143.539	2,49	R$ 25.855,53	R$ 331.177,44	R$ 3.833.115,63	R$ 35.331,56	R$ 789.127,55
20	142.103	2,61	R$ 26.876,82	R$ 344.258,95	R$ 4.177.374,58	R$ 32.646,36	R$ 821.773,91
21	140.682	2,74	R$ 27.938,46	R$ 357.857,18	R$ 4.535.231,76	R$ 30.165,24	R$ 851.939,15
22	139.275	2,88	R$ 29.042,03	R$ 371.992,53	R$ 4.907.224,29	R$ 27.872,68	R$ 879.811,83
23	137.883	3,02	R$ 30.189,19	R$ 386.686,24	R$ 5.293.910,53	R$ 25.754,36	R$ 905.566,18
24	136.504	3,17	R$ 31.381,66	R$ 401.960,35	R$ 5.695.870,88	R$ 23.797,03	R$ 929.363,21
25	135.139	3,33	R$ 32.621,23	R$ 417.837,78	R$ 6.113.708,66	R$ 21.988,45	R$ 951.351,66
TMA = 12,5%				**VPL= R$ 951.351,66**			**TIR= 26,96%**

Fonte: elaborada pelos autores (2024)

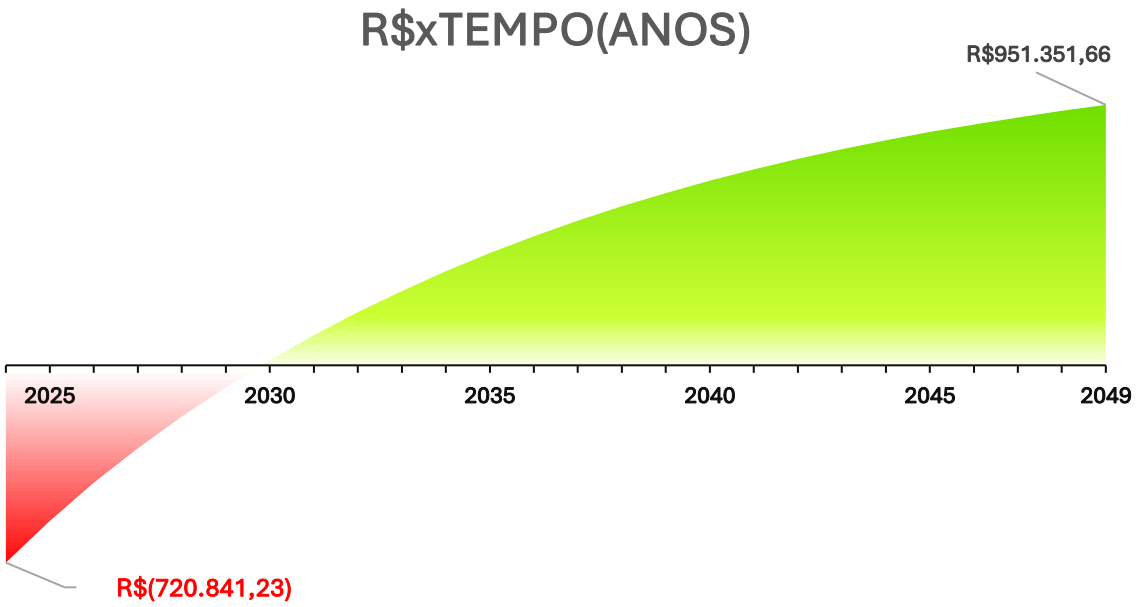
Analisando o fluxo de caixa descontado, conclui-se que o investimento se torna lucrativo a partir do sexto ano de operação. Além disso, o valor da TIR calculado foi de 26,96%, superando significativamente os 12,5% da TMA, o que indica que o investimento é atrativo dentro do período estipulado.

Outro fator relevante é o valor presente líquido (VPL), que resultou em R$ 951.351,66. Isso significa que, ao trazer os fluxos de caixa para o valor presente e subtrair o valor investido, o montante resultante superou de forma expressiva o valor originalmente desembolsado no investimento.

A Figura 17 apresenta um gráfico dos fluxos de caixa descontados analisados ao longo dos 25 anos utilizados no cálculo da viabilidade financeira. Conforme mostrado, os fluxos começam a ficar positivos a partir de 2030, correspondente ao sexto ano de operação da usina.

Em relação aos *paybacks*, o simples tem um prazo de retorno de 4 anos, enquanto o descontado apresenta um prazo de 6 anos.

Figura 17: Gráfico fluxos de caixa descontados x Tempo



6. CONCLUSÕES

Este trabalho apresentou o desenvolvimento de um projeto para a implantação de uma usina fotovoltaica destinada a suprir o consumo energético da Estação de Tratamento de Efluentes (ETE) da empresa Verde Campo, localizada no município de Lavras, Minas Gerais. Através da análise técnica e econômica, foi possível demonstrar a viabilidade do sistema proposto, considerando os aspectos climáticos, geográficos e normativos da região, além das condições de mercado e incentivos regulatórios voltados à geração distribuída no Brasil.

A energia solar fotovoltaica mostrou-se uma excelente alternativa para diversificar a matriz elétrica e reduzir os custos com energia elétrica, especialmente em um cenário onde as tarifas de energia vêm sofrendo constantes reajustes. Além disso, o projeto reforça a importância de se investir em fontes renováveis, contribuindo diretamente para a mitigação dos impactos ambientais, como a emissão de gases de efeito estufa.

A viabilidade econômica do projeto foi analisada com base em critérios como o fluxo de caixa, o retorno do investimento (*payback*) e a taxa mínima de atratividade (TMA). Com uma TMA de 12,5% e considerando os custos iniciais, despesas de manutenção e a expectativa de vida útil dos equipamentos, o projeto demonstrou um retorno financeiro positivo em médio prazo, tornando-se atrativo para o consumidor final. A análise mostrou que, mesmo com os custos associados à substituição de componentes, como o inversor, o projeto continua sendo economicamente viável ao longo dos 25 anos de sua vida útil estimada.

Do ponto de vista técnico, a escolha dos módulos, inversores, sistemas de proteção e cabeamento seguiu as melhores práticas e normas nacionais e internacionais, garantindo um sistema robusto e eficiente. A disposição dos módulos e a utilização de práticas de sobredimensionamento dos inversores permitiram maximizar a captação de energia solar, minimizando perdas e aumentando a geração anual de eletricidade.

Por fim, este trabalho ressalta a importância da geração distribuída no cenário energético brasileiro, especialmente em um contexto de transição para uma matriz

elétrica mais sustentável. O avanço das tecnologias fotovoltaicas, combinado com políticas públicas favoráveis, cria um ambiente propício para o crescimento contínuo dessa modalidade de geração de energia.

REFERÊNCIA BIBLIOGRÁFICAS

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS**. NBR 5410: Instalações elétricas de baixa tensão**. Rio de Janeiro: ABNT, 2004.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS**. NBR 11704:2008: Sistemas fotovoltaicos — Classificação**. Rio de Janeiro: ABNT, 2008.

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

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 10899:2020: Energia solar fotovoltaica — Terminologia**. 3. ed. Rio de Janeiro: ABNT, 2020.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA (ABSOLAR). **Brasil chega à sexta colocação no ranking mundial da energia solar e amplia protagonismo na transição energética**. São Paulo: ABSOLAR, 2024a. Disponível em: https://static.poder360.com.br/2024/04/Press_Ranking_Mundial_Solar_Brasil_Sexto_Lugar.pdf. Acesso em: 07/09/2024.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA (ABSOLAR). **Panorama da solar fotovoltaica no Brasil e no mundo**. São Paulo: ABSOLAR, 10 set. 2024b. Disponível em: https://www.absolar.org.br/mercado/infografico/. Acesso em: 26/09/2024.

ALEXANDRE, F. **Meta de inflação de 3,25% ao ano no Brasil é ficção**. [S.l.: s.n.], 20 jun. 2023.

ALVES, M. de O. L. **Estudo da geração de energia elétrica através dos sistemas fotovoltaicos on-grid e off-grid**. 2019. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Ouro Preto, Ouro Preto, 2019.

ANEEL. **Base tarifas**. Disponível em: https://portalrelatorios.aneel.gov.br/luznatarifa/basestarifas#!. Acesso em 21 nov.2024.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Resolução Normativa nº 414**, de 9 de setembro de 2010. Brasília: ANEEL, 2010. Disponível em: https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2010414.html. Acesso em: 09/10/2024.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Micro e minigeração distribuída**. Brasília: ANEEL, 2023. Disponível em: https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/geracao-distribuida. Acesso em: 07/09/2024.

BOREAL SOLAR. **Potencial de energia solar: quais as melhores regiões brasileiras para captação da luz solar**. 26 out. 2016. Disponível em: https://borealsolar.com.br/blog/2016/10/26/potencial-de-energia-solar-quais-as-melhores-regioes-brasileiras-para-captacao-da-luz-solar/. Acesso em: 07/09/2024.

BOUNECHBA, H.; BOUZID, A.; NABTI, K.; BENALLA, H. **Comparison of perturb & observe and fuzzy logic in maximum power point tracker for PV systems. *Energy Procedia***, v. 50, p. 677–684, 2014. DOI: 10.1016/j.egypro.2014.06.083.

CARI, E. P. T. **Introdução a sistemas fotovoltaicos, dimensionamento e instalação**. São Carlos: SEL/EESC/USP, 2021. Disponível em: http://www.sel.eesc.usp.br/cursosolar/. Acesso em: 10/10/2024.

CASTRO, G. P.; PLEUTIN, T. R. R. **Dimensionamento e instalação de sistema fotovoltaico on-grid na propriedade rural Santa Luzia**. 2023. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Agrícola) – Universidade Federal da Grande Dourados, Dourados, 2023.

CAVALINI, T. M. **Oversizing e clipping: até que valor pode sobredimensionar um sistema?** *Canal Solar*, 12 abr. 2021. Disponível em: https://canalsolar.com.br/oversizing-e-clipping-ate-que-valor-pode-sobredimensionar-um-sistema/. Acesso em: 04/10/2024.

CENTRO DE REFERÊNCIA PARA ENERGIA SOLAR E EÓLICA SÉRGIO DE SALVO BRITO (CRESESB). **Potencial Solar** - SunData v 3.0. 2024. Disponível em: https://www.cresesb.cepel.br/index.php#data. Acesso em: 03/10/2024.

DELINE, C. **Characterizing shading losses on partially shaded PV systems**. National Renewable Energy Laboratory, 2010. Disponível em: https://www.nrel.gov/docs/fy10osti/49504.pdf, Acesso em: 26/09/2024.

E4 RENOVÁVEIS. **Célula fotovoltaica**. 2018. Disponível em: https://www.e4energiasrenovaveis.com.br/artigos/celula-fotovoltaica. Acesso em: 27/09/2024.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). **Matriz energética e elétrica**. 2023. Disponível em: https://www.epe.gov.br/pt/abcdenergia/matriz-energetica-e-eletrica. Acesso em: 27/09/2024.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). **Balanço Energético Nacional**. Rio de Janeiro: EPE, 2024a. Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-

dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-819/topico-715/BEN_Síntese_2024_PT.pdf. Acesso em: 07/09/2024.

FADIGAS, E. A. F. A. **Energia solar fotovoltaica: fundamentos, conversão e viabilidade técnico-econômica**. 2012. Disponível em: https://edisciplinas.usp.br/pluginfile.php/56337/mod_resource/content/2/Apostila_solar.pdf. Acesso em: 11/09/2024.

FIRMO DE SOUZA, F.; JOSÉ, C.; MARINELLI, R. **Fusão nuclear em plasma I: introdução**. *Caderno Brasileiro de Ensino de Física*, v. 6, n. 1, p. 16, 1989. Disponível em: https://dialnet.unirioja.es/descarga/articulo/5165518.pdf. Acesso em: 10/09/2024.

INSTITUTO NACIONAL DE PESQUISAS ESPACIAIS (INPE). **Atlas brasileiro de energia solar**. 2. ed. São José dos Campos: INPE, 2017. Disponível em: http://mtc-m21b.sid.inpe.br/col/sid.inpe.br/mtc-m21b/2017/08.15.18.20/doc/thisInformationItemHomePage.html. Acesso em: 06/09/2024

MARQUES, R. **Entendendo a tarifação do Fio B previsto na Lei 14.300**. *Canal Solar*, 18 jan. 2022. Disponível em: https://canalsolar.com.br/tarifacao-do-fio-b-previsto-na-lei-14-300/. Acesso em: 11/09/2024.

MORAIS, C. V. da S.; PONTES, I. C. da C. **Boas práticas de operação e manutenção em usinas fotovoltaicas para uma maior eficiência e confiabilidade**. 2022. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Elétrica) – Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2022.

NASA. **Seasons of the year**. 29 mar. 2014. Disponível em: https://pwg.gsfc.nasa.gov/stargaze/Sseason.htm. Acesso em: 11/09/2024.

NUNES, E. A. de F. **Análise de impactos na rede de distribuição de energia elétrica decorrentes da inserção de sistemas de geração fotovoltaicos**. 2017. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2017.

OLIVEIRA, T. E. A. de. **Projeto de minigeração distribuída conectada à rede elétrica voltada ao autoconsumo remoto**. 2022. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal-RN, 2022.

PEREIRA, S. C. M. **Projeto de microgeração fotovoltaica conectada à rede de distribuição com análise econômico-financeira para a comunidade do Quilombo do Campinho da Independência em Paraty-RJ**. 2019. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Paraty, 2019.

PINHO, J. T.; GALDINO, M. A. **Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos**. Brasília: Ministério de Minas e Energia, 2014.

PORTAL SOLAR. **Célula fotovoltaica: tudo o que você precisa saber**. 2023. Disponível em: https://www.portalsolar.com.br/celula-fotovoltaica.html. Acesso em: 13/09/2024.

SC-ENERGIA. **Energia solar**. 2017. Disponível em: http://www.scmaisenergia.sc.gov.br/sds/?p=167. Acesso em: 06/09/2024.

SILVEIRA, G. **Lei 14.300: o que é e como calcular o fator de simultaneidade?** . Disponível em: https://canalsolar.com.br/lei-14-300-o-que-e-e-como-calcular-o-fator-de-simultaneidade/. Acesso em: 21 nov. 2024.

SOLIS. **Datasheet inversor Solis-(75-110)K-5G-PRO**. 2024. Disponível em: https://static.souenergy.com.br/catalog/product/file/Datasheet_-_Solis_75K-5G-PRO.pdf. Acesso em: 09/10/2024.

VALADARES, E. de C.; MOREIRA, A. M. **Ensinando física moderna no segundo grau: efeito fotoelétrico, laser e emissão de corpo negro**. *Caderno Brasileiro de Ensino de Física*, v. 15, n. 2, p.15, 1998. Disponível em: https://dialnet.unirioja.es/servlet/articulo?codigo=5165701. Acesso em: 11/09/2024.

VECTEEZY. **Painel solar**. [S.d.]. Disponível em: https://pt.vecteezy.com/arte-vetorial/28294862-pv-celula-pv-painel-fotovoltaico-paineis-fotovoltaico-celulas-solar-energia-painel-sustentavel-energia-vetor-conceito. Acesso em: 25/09/2024

VILLALVA, M. **Como determinar o ângulo de inclinação dos módulos fotovoltaicos?** *Canal Solar*, 11 jul. 2020a. Disponível em: https://canalsolar.com.br/como-determinar-o-angulo-de-inclinacao-dos-modulos-fotovoltaicos/. Acesso em: 24/09/2024.

VILLALVA, M. **Estudo de caso: queda de tensão no circuito de CC segundo a NBR 16690**. *Canal Solar*, 25 jul. 2020b. Disponível em: https://canalsolar.com.br/estudo-de-caso-queda-de-tensao-no-circuito-de-cc-segundo-a-nbr-16690/. Acesso em: 10/10/2024.

VILLALVA, M. G. **Energia solar fotovoltaica: conceitos e aplicações**. 2. ed. São Paulo: Editora Érica Ltda., 2012.