

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL
ESCOLA DE ENGENHARIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

Douglas Fernandes da Silva

**ESTRATÉGIAS DE IMPLEMENTAÇÃO DE UM GERADOR
SOLAR FOTOVOLTAICO NA EMPRESA MOTORMAC**

Porto Alegre, RS

2021

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL
ESCOLA DE ENGENHARIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

**ESTRATÉGIAS DE IMPLEMENTAÇÃO DE UM GERADOR SOLAR
FOTOVOLTAICO NA EMPRESA MOTORMAC**

Projeto de Diplomação apresentado ao Departamento de Engenharia Elétrica da Escola de Engenharia da Universidade Federal do Rio Grande do Sul, como parte dos requisitos para graduação em Engenharia Elétrica.

Orientadora: Profa. Dra. Thieli Smidt Gabbi

Porto Alegre, RS

2021

DOUGLAS FERNANDES DA SILVA

ESTRATÉGIAS DE IMPLEMENTAÇÃO DE UM GERADOR SOLAR FOTOVOLTAICO NA EMPRESA MOTORMAC

Este projeto foi julgado adequado para fazer jus aos créditos da Disciplina de “Projeto de Diplomação”, do Departamento de Engenharia Elétrica e aprovado em sua forma final pelo Orientador e pela Banca Examinadora.

Orientadora: Thieli Smidt Gabbi

Profa. Dra. Thieli Smidt Gabbi

Doutora pela Universidade Federal de Santa Maria – Santa Maria, Brasil

Banca Examinadora:

GUSTAVO G. KOCH

Prof. Dr. Gustavo Guilherme Koch, UFRGS

Doutor pela Universidade Federal de Santa Maria – Santa Maria, Brasil

Pablo F. S. Costa

Me. Eng. Pablo Fernando Soardi Costa, UFSM

Mestre pela Universidade Federal de Santa Maria – Santa Maria, Brasil

Porto Alegre, RS

2021

AGRADECIMENTOS

Agradeço aos meus pais, Francisco Carlos Quadros da Silva e Mara Arlete Fernandes da Silva, pelo apoio em todas as decisões da minha vida.

Ao meu irmão, Willian Fernandes da Silva, por me motivar a superar os desafios nos momentos difíceis.

A todos os meus amigos pelo carinho e apoio.

A professora Thieli Smidt Gabbi por aceitar ser minha orientadora e a todos os professores do Departamento de Engenharia Elétrica da UFRGS que contribuíram para minha formação.

RESUMO

Este trabalho aborda o desenvolvimento de um projeto de um sistema de microgeração fotovoltaica conectado à rede de distribuição de energia elétrica para a empresa Motormac. Localizada no município de Porto Alegre, tendo como objetivo diminuir os gastos com a conta de energia elétrica, gerar lucro a longo prazo e contribuir com meio ambiente adotando um sistema de geração com impacto ambiental praticamente nulo. Inicialmente é realizada uma contextualização e motivação para o desenvolvimento deste projeto. A seguir é feita uma revisão bibliográfica abordando diversos temas importantes relacionados a sistemas fotovoltaicos. Posteriormente é realizada uma análise do local onde será implementado o projeto onde a inclinação dos telhados foi obtida através de um medidor de ângulo e o azimute foi obtido utilizando o *software* Google Earth, com essas informações foi possível sintetizar a irradiação solar média do local com o *software* RADIASOL2 e com isso estimar a geração total do sistema proposto. Por fim, é calculado os custos com os equipamentos e materiais necessários para o projeto e estimado o tempo de retorno do investimento.

Palavras-chaves: Energia Solar, Microgeração, Gerador Fotovoltaico.

ABSTRACT

This work addresses the development of a project for a photovoltaic microgeneration system connected to the electricity distribution network for the Motormac company. Located in the city of Porto Alegre, with the objective of reducing expenses with the electric energy bill, generating long-term profit and contributing to the environment by adopting a generation system with practically no environmental impact. Initially, a contextualization and motivation for the development of this project is carried out. Next, a bibliographical review is made, covering several important themes related to photovoltaic systems. Subsequently, an analysis of the place where the project will be implemented is carried out, where a large plan of the roofs was obtained through an angle meter and the azimuth was included in the Google Earth software, with information it was possible to synthesize the average solar irradiation of the place with the software RADIASOL2 and thus estimate the total generation of the proposed system. Finally, the cost of equipment and materials supplied for the project is profitable and the return on investment is estimated.

Keywords: *Solar Energy, Microgeneration, Photovoltaic Generator.*

LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Diagrama do sol.....	16
Figura 2: Espectro eletromagnético da radiação solar	17
Figura 3: Ilustração dos ângulos θ_z , α e γ_s da posição do sol em relação ao plano horizontal	18
Figura 4: Ilustração dos ângulos γ , γ_s , β e θ da posição do sol em relação a uma superfície inclinada no mesmo plano horizontal	19
Figura 5: Processo de interação da radiação solar com os constituintes atmosféricos	20
Figura 6: Componentes de irradiância solar.....	21
Figura 7: Efeito fotovoltaico na junção p-n	24
Figura 8: Composição de uma célula fotovoltaica	25
Figura 9: Célula de silício monocristalino	26
Figura 10: Célula de silício policristalino	27
Figura 11: Circuito elétrico equivalente de uma célula fotovoltaica	28
Figura 12: Curva I-V de uma célula fotovoltaica de silício	29
Figura 13: Curvas I-V de duas células conectadas em série.....	30
Figura 14: Curvas I-V de duas células conectadas em paralelo.....	31
Figura 15: Curvas I-V para diferentes níveis de irradiação solar	32
Figura 16: Curvas I-V para diferentes níveis de temperatura da célula	32
Figura 17: Efeito da resistência série (R_s) na curva I-V de uma célula fotovoltaica	33
Figura 18: Efeito da resistência paralelo (R_p) na curva I-V de uma célula fotovoltaica	34
Figura 19: Curva de eficiência do inversor modelo CSI-50KTL-GI	37
Figura 20: Medidor eletrônica bidirecional.....	39
Figura 21: Planta de Localização	45
Figura 22: Módulo Fotovoltaico CS3U-380, Canadian Solar	49
Figura 23: Módulo Fotovoltaico TSM-DE08M(II), Trina Solar	50
Figura 24: Distribuição da totalidade dos módulos nas estruturas.....	58
Figura 25: Gráfico do Fluxo de Caixa do sistema proposto	61

LISTA DE TABELAS

Tabela 1: Estatísticas do sol.....	16
Tabela 2: Irradiação média diária e mensal para unidade Administração.....	47
Tabela 3: Irradiação média diária e mensal para unidade Manutenção.....	47
Tabela 4: Irradiação média diária e mensal para unidade Banco de carga.....	48
Tabela 5: Irradiação média diária e mensal para unidade Pátio frontal	48
Tabela 6: Especificações técnicas do módulo KuMax CS3U-380.....	50
Tabela 7: Especificações técnicas do módulo Trina TSM-DE08M(II)	51
Tabela 8: Especificações técnicas do inversor GROWATT MAC 25KTL3-XL.....	53
Tabela 9: Especificações técnicas do inversor GROWATT MAC 20KTL3-XL.....	54
Tabela 10: Especificações técnicas do inversor GROWATT MAC 30KTL3-XL.....	54
Tabela 11: Lista de equipamentos e Custo total.....	59
Tabela 12: Fluxo de Caixa do projeto.....	60

LISTA DE QUADROS

Quadro 1: Etapas para viabilização do acesso em caráter permanente por tipo de acessante	43
Quadro 2: Requisitos mínimos em função da potência instalada	44

SUMÁRIO

1.	INTRODUÇÃO.....	12
1.1.	Descrição do problema.....	14
1.2.	Objetivos.....	14
1.2.1	Objetivos gerais	14
1.2.2	Objetivos específicos	14
2.	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA.....	15
2.1.	Estrutura do Sol e suas Características.....	15
2.2.	A Energia Proveniente do Sol.....	17
2.3.	Instrumentos de Medição da Radiação Solar.....	22
2.4.	Efeito Fotovoltaico.....	23
2.5.	Células e Módulos Solares.....	25
2.5.1	Características elétricas de células fotovoltaicas	27
2.5.2	Fatores que influenciam o desempenho dos módulos solares	32
2.6.	Inversores.....	35
2.6.1	Seguimento do ponto de máxima potência (SPPM ou MPPT)	35
2.6.2	Eficiência do inversor	36
2.6.3	Fator de dimensionamento do Inversor (FDI)	37
2.7.	Sistemas fotovoltaicos conectados à rede (SFCR).....	38
2.7.1	Sistemas fotovoltaicos conectados à rede e com armazenamento em baterias	39
2.7.2	Sistemas fotovoltaicos isolados	39
2.8	Requisitos de projeto	40
2.9	Resoluções Normativas ANEEL	41
2.9.1	Procedimentos de conexão para micro e minigeração distribuída CEEE	42
2.9.2	Requisitos técnicos para a conexão de micro e minigeração distribuída CEEE	43
3.	ELABORAÇÃO DO PROJETO.....	45

3.1.	Local de Implementação do Gerador Fotovoltaico.....	45
3.2.	Obtenção dos dados solares.....	46
3.3.	Dimensionamento dos Módulos Solares.....	49
3.4.	Dimensionamento do Sistema	51
3.5.	Dimensionamento dos inversores	52
3.6.	Dimensionamento das Strings	55
3.7.	Cálculo da Geração	57
3.8.	Viabilidade Econômica	59
4.	CONCLUSÕES.....	62
5.	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	63

1. INTRODUÇÃO

Atualmente a maior fonte de geração de energia elétrica no Brasil é por meio de usinas hidrelétricas, devido à abundância deste recurso energético a nível nacional, bem como pela sua competitividade econômica. Essa predominância decorre da extensa superfície territorial do país, com muitos planaltos e rios abundantes.

O Brasil possui aproximadamente 172 GW de potencial hidrelétrico, dos quais 60% já estão sendo explorados. Estima-se que 70% do potencial ainda não aproveitado está situado predominantemente nas bacias hidrográficas Amazônica e Tocantins – Araguaia (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, c2021). No contexto da preocupação com as emissões de gases do efeito estufa, apresentam a vantagem de ser uma fonte renovável, porém a construção desse tipo de usina produz diversos impactos sociais e ambientais. Os principais impactos são:

- elevação do lençol freático, tornando muitas vezes a água imprópria para consumo, prejudicando a população vizinha (MENDES, 2005);
- a formação dos reservatórios de água das hidrelétricas, em geral, atinge áreas de solos férteis, provocando saída compulsória da população local, destruindo tradições históricas e culturais (MENDES, 2005);
- impactos na fauna e na flora, como perda da biodiversidade, o alagamento da área destrói a flora local, também exige o realocamento de espécies nativas, causando a morte dos animais (QUEIROZ et al., 2013);
- impactos históricos, pois eliminam vestígios arqueológicos de culturas antepassadas que poderiam ser fonte de estudo (QUEIROZ et al., 2013);
- o rompimento da barragem é outro aspecto a ser levado em consideração, apesar de pouco frequente é possível, e causaria grandes inundações (QUEIROZ et al., 2013).

Diante deste contexto, o uso de fontes alternativas para geração de energia elétrica de forma limpa e sustentável vem se tornando cada vez mais necessária no atual cenário mundial, os avanços tecnológicos na sociedade exigem cada vez mais demanda por energia elétrica. Logo, os sistemas fotovoltaicos entram como uma solução viável para suprir essa demanda cada vez maior da população.

A energia solar fotovoltaica baseia-se no efeito fotovoltaico, descoberto por Edmond Becquerel, em 1839, o fenômeno implica no aparecimento de uma diferença de potencial nos terminais de uma célula eletroquímica causada pela absorção de luz. Em 1876, foi criado o primeiro equipamento fotovoltaico resultante de estudos de física do estado sólido. Em 1956, iniciou-se a produção industrial, seguindo o aperfeiçoamento contínuo da tecnologia até os dias de hoje (TAVARES e GALDINO, 2014). Inicialmente, o desenvolvimento da tecnologia apoiou-se na busca, por empresas do setor de telecomunicações, e de fontes de energia para equipamentos instalados em localidades remotas. Outro agente impulsionador do desenvolvimento da tecnologia foram as aplicações aeroespaciais, visto que, a célula fotovoltaica é até hoje o meio mais adequado, com relação a custo, peso e segurança, de prover energia necessária para longos períodos de alimentação de equipamentos eletroeletrônicos no espaço (TAVARES e GALDINO, 2014).

Atualmente a tecnologia está extremamente difundida e aplicada para os mais diversos fins, desde aplicações no espaço até aplicações residências.

O Brasil possui um grande potencial para gerar eletricidade a partir do sol. Segundo dados do Atlas Brasileiro de Energia Solar, anualmente incide entre 1500 kWh/m² a 2300 kWh/m² no país. Comparando o Brasil com a Alemanha, um dos países líderes no uso de energia fotovoltaica, que tem uma irradiação solar anual de aproximadamente 900 kWh/m² a 1250 kWh/m², percebe-se que no local com menor índice de irradiação solar no Brasil é possível gerar mais energia elétrica que no local com maior índice de irradiação na Alemanha, evidenciando que investimentos nesse tipo de sistema com certeza trará inúmeros benefícios para o país (AMÉRICA DO SOL, c2021). Além disso, o Brasil possui uma das maiores reservas de silício do mundo, material que serve de insumo para a produção de células solares, tornando-o um país privilegiado para desenvolver uma indústria local de produção de módulos fotovoltaicos, movimentando a economia do país, gerando empregos e abrindo novas fronteiras tecnológicas (AMÉRICA DO SOL, c2021).

Existem diversos benefícios que os sistemas fotovoltaicos integrados às edificações urbanas e conectados à rede da concessionária oferecem para o país, muitos deles relacionados a redução de custos ainda não considerados ou mensurados. Dos quais, podemos citar, de acordo com AMÉRICA DO SOL (c2021):

- redução de perdas por transmissão e distribuição de energia, já que a eletricidade é consumida onde é produzida;

- redução de investimentos em linhas de transmissão e distribuição;
- baixo impacto ambiental;
- fornecimento de maiores quantidades de eletricidade nos momentos de maior demanda;
- a não exigência de área física dedicada; e
- rápida instalação devido à sua grande modularidade, aumentando assim a geração elétrica necessária em determinado ponto ou edificação.

1.1. Descrição do problema

Analisando os diversos problemas ambientais e sociais que a construção de novas hidrelétricas poderia causar, devido ao aumento cada vez mais expressivo do consumo de energia elétrica da sociedade como um todo, os sistemas solares fotovoltaicos surgem como uma alternativa promissora no Brasil, visto que o país apresenta condições favoráveis de irradiação solar. Esses sistemas apresentam a vantagem de poder ser instalado nas edificações existentes, não necessitando de uma área dedicada, todavia necessitam de condições mínimas necessárias para que possam ser utilizados de forma eficiente.

Diante deste contexto, surge a seguinte dúvida: O local escolhido como objeto de pesquisa para este trabalho tem as condições mínimas necessárias de azimute, área e inclinação para viabilização deste projeto?

1.2. Objetivos

1.2.1. Objetivos gerais

Analisar a viabilidade de implantação de um sistema de microgeração fotovoltaica, para geração de energia elétrica na empresa Motormac no município de Porto Alegre, RS.

1.2.2. Objetivos específicos

Os principais objetivos deste trabalho são:

- Coletar as informações referentes ao consumo de energia deste cliente;
- Dimensionar o sistema de geração fotovoltaica;
- Calcular e analisar a viabilidade econômica para a implantação do sistema fotovoltaico.

2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

2.1. Estrutura do Sol e suas Características

O sol é basicamente uma enorme esfera de gás incandescente, sua composição química é constituída principalmente por 4 elementos, são eles: Hidrogênio, Hélio, Oxigênio e Carbono. Em seu núcleo, através de reações termonucleares, acontece a geração de energia, responsável pela existência de vida na terra, bem como pela sua manutenção (TAVARES e GALDINO, 2014). Seu núcleo apresenta uma temperatura de 15 milhões de Kelvin, é a região mais densa do Sol e é onde a energia é produzida devido a reações nucleares. A próxima camada é chamada de zona radiativa, onde a energia produzida no núcleo é transferida para camadas superiores por meio de radiação (TAVARES e GALDINO, 2014).

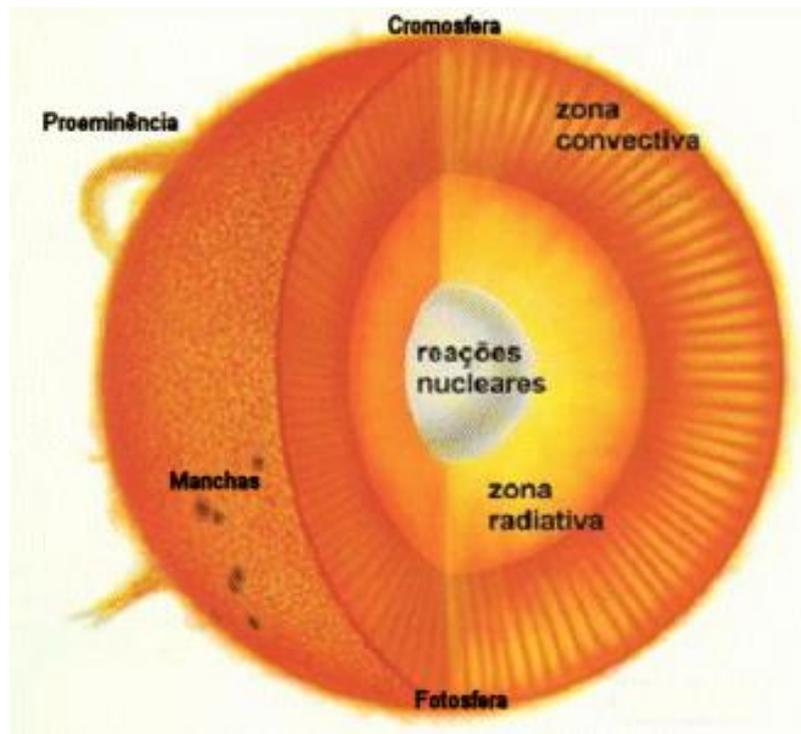
O transporte de energia das regiões mais internas do Sol para sua superfície é realizado pelo processo de convecção, no qual, a região nomeada por zona convectiva, devido sua função, é a responsável (TAVARES e GALDINO, 2014).

A fotosfera, fonte da maior parte da radiação visível que é emitida pelo Sol, tem espessura de 330 km e temperatura de 5800K. A próxima camada é a cromosfera, não é visível devido sua capacidade de irradiação ser muito menor do que a da região anterior, possui espessura de aproximadamente 2500 km e sua temperatura varia de 4300 K na sua base, até 40000K [4]. A camada mais externa e rarefeita do Sol é chamada de coroa, seu brilho é equivalente ao da lua cheia, é visualizada somente na ocorrência de um eclipse (TAVARES e GALDINO, 2014).

A energia liberada pelo Sol é a partir de reações termonucleares, onde quatro prótons são fundidos em um núcleo de Hélio com a liberação de energia. Estudos da NASA indicam que o Sol possui reserva de hidrogênio suficiente para suas reações nucleares por mais 5 bilhões de anos (TAVARES e GALDINO, 2014).

A Figura 1 apresenta uma ilustração da estrutura do Sol, com a definição das suas camadas.

Figura 1 - Diagrama do sol.



Fonte: Instituto de Física da UFRGS, c2021.

Na Tabela 1 são apresentadas informações estatísticas do Sol, obtido no site do Instituto de Física da UFRGS.

Tabela 1 - Estatísticas do sol.

Estatísticas do Sol	
Massa (kg)	$1,989 \times 10^{30}$
Raio (km)	696000
Densidade média (kg/m ³)	1410
Densidade central (kg/m ³)	$1,6 \times 10^5$
Distância (km)	1499×10^8
Potência Luminosa (W)	$3,83 \times 10^{26}$
Temperatura Efetiva (K)	5785
Temperatura Central (K)	$1,5 \times 10^7$
Composição Química Principal	Hidrogênio = 91,2% Hélio = 8,7% Oxigênio = 0,078% Carbono = 0,043%
Período rotacional no Equador (dias)	25
Período rotacional na latitude 60° (dias)	29

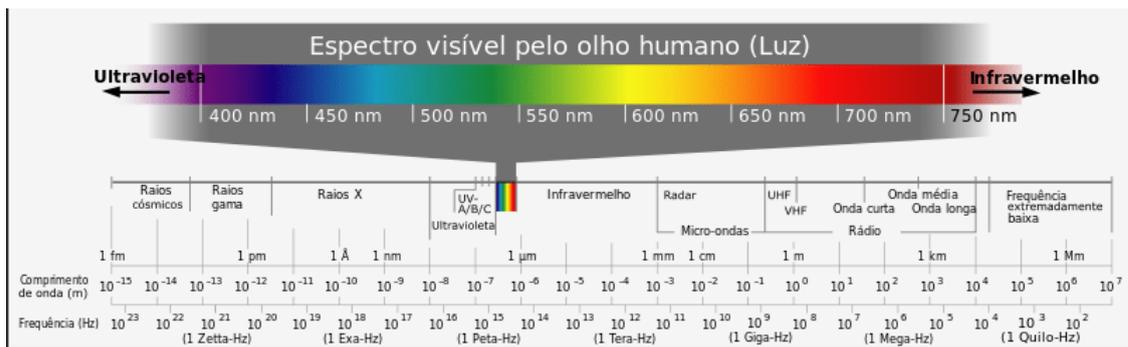
Fonte: Instituto de Física UFRGS, c2021.

2.2. A Energia Proveniente do Sol

A energia solar é uma fonte inesgotável se levarmos em consideração a escala de tempo da vida no planeta Terra. A energia irradiada pelo Sol é aproximadamente constante há bilhões de anos com uma potência atual da ordem de $3,86 \cdot 10^{26}$ W e é consequência de reações de fusão nuclear dos átomos de hidrogênio para formar Hélio. A temperatura efetiva na superfície do Sol é da ordem de 5778 K (5505° C) (PEREIRA et al., 2017).

Essa energia cobre uma ampla faixa do espectro eletromagnético como pode-se observar na Figura 2. Ela alimenta todos os processos térmicos, dinâmicos e químicos, como por exemplo, a fotossíntese, o ciclo hidrológico e a dinâmica da atmosfera e oceanos (PEREIRA et al., 2017).

Figura 2 - Espectro eletromagnético da radiação solar.



Fonte: Halliday e Resnick, 2012.

A Terra por sua vez, em seu movimento anual em torno do Sol, descreve em trajetória elíptica um plano inclinado de aproximadamente 23,5° com relação ao plano equatorial. Esta inclinação está diretamente relacionada a posição solar no horizonte ao longo dos dias e das horas. Aliada ao movimento de translação, da origem as estações do ano, pois os raios solares incidem mais diretamente em um hemisfério ou outro (CEPEL – CRESESB, c2021).

As relações geométricas entre os raios solares e a superfície terrestre, que variam de acordo com o movimento do Sol, são descritas por alguns ângulos importantes que serão mencionados a seguir:

- Ângulo Zenital (θ_z): ângulo formado entre os raios do Sol e a vertical local (Zênite);

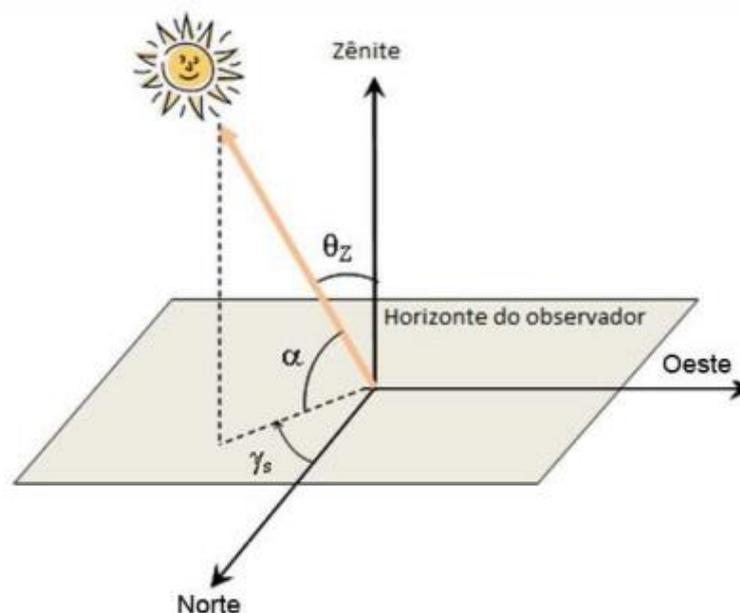
- Altura ou Elevação Solar (α): ângulo compreendido entre os raios do Sol e a projeção dos mesmos sobre o plano horizontal (horizonte do observador);
- Ângulo Azimutal do Sol (γ_s): também chamado azimute solar, é o ângulo entre a projeção dos raios solares no plano horizontal e a direção Norte-Sul (horizonte do observador). O deslocamento angular é tomado a partir do Norte (0°) geográfico, sendo, por convenção, positivo quando a projeção se encontrar à direita do Sul (a Leste) e negativo quando se encontrar à esquerda (a Oeste);

$$-180^\circ \leq \gamma_s \leq 180^\circ$$

- Ângulo Azimutal da Superfície (γ): ângulo entre a projeção da normal à superfície no plano horizontal e a direção Norte-Sul. Obedece às mesmas convenções do azimute solar;
- Inclinação da superfície de captação (β): ângulo entre o plano da superfície em questão e o plano horizontal [0° a 90°];
- Ângulo de incidência (θ): ângulo formado entre os raios do Sol e a normal à superfície de captação.

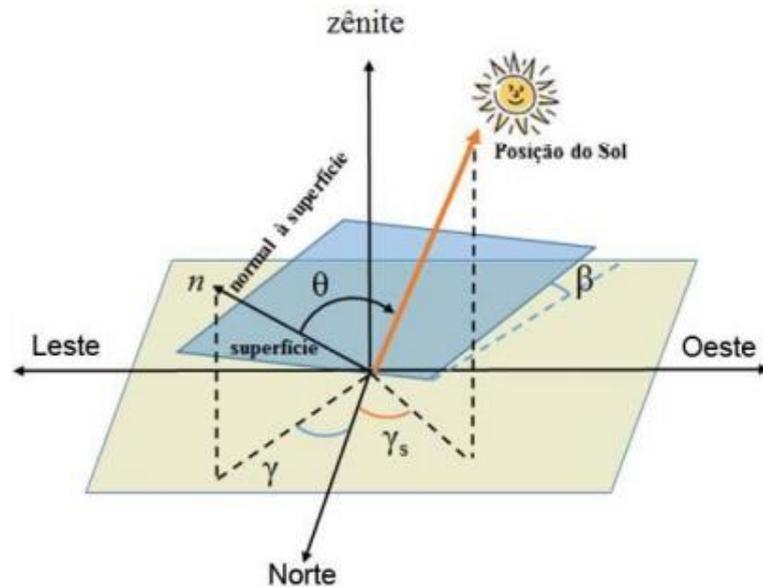
As figuras 3 e 4 apresentam a representação desses ângulos.

Figura 3 - Ilustração dos ângulos θ_z , α e γ_s da posição do sol em relação ao plano horizontal.



Fonte: TAVARES e GALDINO, 2014.

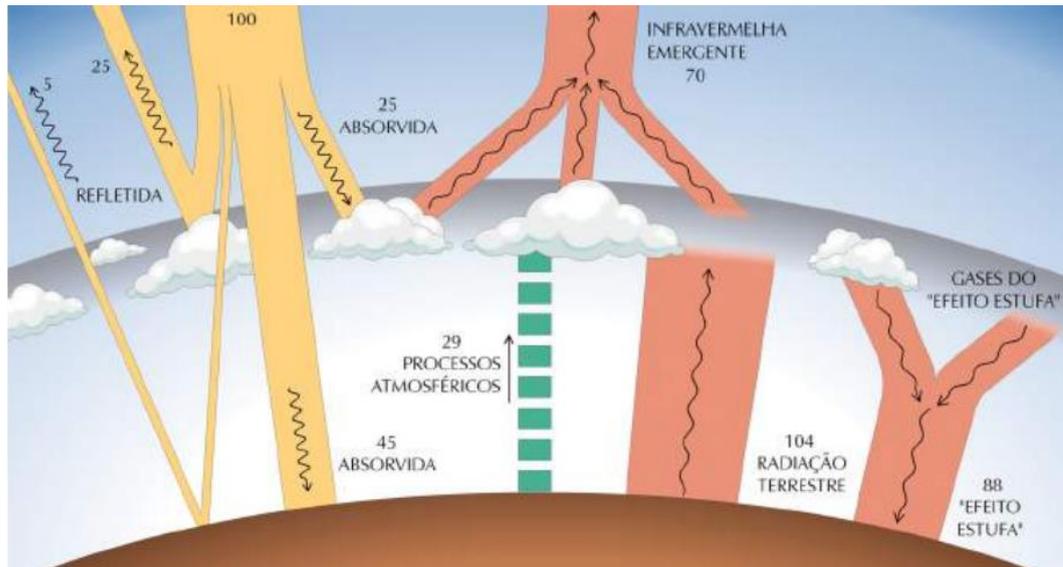
Figura 4 - Ilustração dos ângulos γ , γ_s , β e θ da posição do sol em relação a uma superfície inclinada no mesmo plano horizontal.



Fonte: TAVARES e GALDINO, 2014.

A radiação solar incidente na atmosfera sofre processos físicos que reduzem sua intensidade ao longo do percurso até a superfície terrestre. Parte da radiação eletromagnética emitida pelo Sol é atenuada devido a interação com os constituintes atmosféricos, sofrendo processos de absorção e espalhamento. Geralmente, os processos físicos atenuam a irradiância solar fazendo com que a irradiância incidente na superfície terrestre atinja um valor máximo de aproximadamente 1000 W/m^2 no meio dia solar (momento do dia em que o Sol está na posição mais elevada de modo que a radiação solar percorre a menor espessura de atmosfera). A Figura 5 ilustra a interação da radiação solar com a atmosfera (PEREIRA et al., 2017).

Figura 5 – Processo de interação da radiação solar com os constituintes atmosféricos.



Fonte: PEREIRA et al., 2017.

Essa fração de radiação que atinge a superfície da terra é composta por duas componentes distintas, a primeira é chamada de radiação direta e a segunda é nomeada de radiação difusa. Se a superfície receptora estiver inclinada em relação ao plano horizontal, haverá uma terceira componente fruto da reflexão do ambiente a sua volta. Esse coeficiente de reflexão é denominado de “albedo” (CEPEL – CRESESB, c2021).

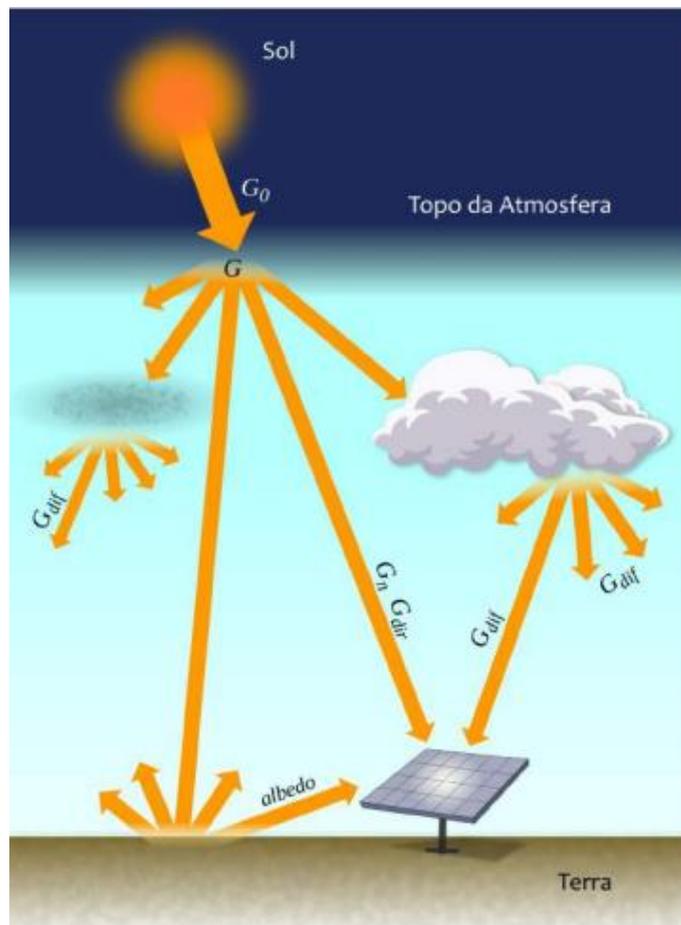
Na Figura 6, são ilustrados os componentes de irradiância solar, em que, a terminologia adotada, e apresentada em (PEREIRA et al., 2017), é a seguinte:

- Irradiância extraterrestre (G_0): é a taxa de energia incidente por unidade de área em um plano horizontal imaginário situado no topo da atmosfera. É também conhecido como irradiância no topo da atmosfera ou G_{TOA} ;
- Irradiância direta normal (G_n): também conhecida como irradiância direta normal (IDN), é a taxa de energia por unidade de área proveniente diretamente do Sol que incide perpendicularmente à superfície;
- Irradiância difusa horizontal (G_{dif}): é a taxa de energia incidente sobre uma superfície horizontal por unidade de área, decorrente do espalhamento do feixe solar direto pelos constituintes atmosféricos (moléculas, material particulado, nuvens, etc.);
- Irradiância direta horizontal (G_{dir}): é a taxa de energia por unidade de área do feixe solar direto numa superfície horizontal. Pode ser determinada como o

produto entre a irradiância direta normal (IDN) e o cosseno do ângulo zenital solar;

- Irradiância global horizontal (G): é a taxa de energia total por unidade de área incidente numa superfície horizontal. A irradiância global é dada pela soma $G = G_{dif} + G_{dir}$ ou $G = G_{dif} + G_n \cdot \cos(\theta_z)$ onde θ_z é o ângulo zenital;
- Irradiância no plano inclinado (G_i): é a taxa de energia total por unidade de área incidente sobre um plano inclinado na latitude do local em relação à superfície da Terra.

Figura 6 – Componentes de irradiância solar.



Fonte: PEREIRA et al., 2017.

Como mencionado anteriormente, a energia advinda do sol é uma fonte inesgotável se levarmos em consideração a escala de tempo da vida na terra, é ela que dá origem a todas as outras fontes de energia. Logo, sua exploração se apresenta como alternativa promissora e de baixo impacto ambiental para o desenvolvimento da sociedade moderna.

2.3. Instrumentos de Medição da Radiação Solar

Os instrumentos de medição da radiação solar medem a potência incidente por unidade de área, integrada sobre os diversos comprimentos de onda. A radiação solar cobre toda a região do espectro visível, 0,4 a 0,7 μm , uma parte do ultravioleta próximo de 0,3 a 0,4 μm , e o infravermelho no intervalo de 0,7 a 5 μm . As medições padrões são a radiação total, componente difusa no plano horizontal e a radiação direta normal (FADIGAS, c2021).

Existem diversos instrumentos solarimétricos, de acordo com FADIGAS (c2021), destacam-se:

- Piranômetros: São instrumentos que medem a radiação total, ou seja, a radiação que vem de todas as direções no hemisfério. Destacam-se os piranômetros fotovoltaicos e termoeletrônicos.
- Piroheliômetros: É um instrumento utilizado para medir a radiação direta. Ele se caracteriza por possuir uma pequena abertura de forma a “ver” apenas o disco solar e a região vizinha, denominada circunsolar.-
- Heliógrafo: Este instrumento tem por objetivo medir a duração da insolação, ou seja, o período de tempo em que a radiação solar supera um dado valor de referência. O heliógrafo opera a partir da focalização da radiação solar sobre uma carta que, como resultado da exposição, é enegrecida. O comprimento desta região mede o chamado número de horas de brilho de Sol.
- Actinógrafos – São utilizados para medição da radiação total ou sua componente difusa, possuindo o sensor e registrador na mesma unidade. Consiste essencialmente em um receptor com três tiras metálicas, a central de cor preta e as laterais brancas. As tiras brancas estão fixadas e a preta está livre em uma extremidade, e irão se curvar, quando iluminadas, em consequência dos diferentes coeficientes de dilatação dos metais que as compõem.

Devido à natureza probabilística da incidência de radiação solar na superfície terrestre, é conveniente basear as estimativas e previsões do recurso solar em informações solarimétricas levantadas durante prolongados períodos de tempo. Com condições climáticas favoráveis, ou seja, céu aberto sem nuvens, a iluminação máxima observada ao meio-dia num local situado ao nível do mar se eleva a 1 kW/m² (FADIGAS, c2021).

O Brasil é privilegiado com relação ao índice de radiação solar, principalmente na região nordeste. Na região do semi-árido temos os melhores índices, com valores típicos de 200 a 250 W/m² de potência contínua, o que equivale entre 1752 kWh/m² a 2190 kWh/m² por ano de radiação incidente. Isto coloca o local entre as regiões do mundo com maior potencial de energia solar (FADIGAS, c2021).

2.4. Efeito Fotovoltaico

Descoberto por Edmond Becquerel, em 1839, o fenômeno é baseado na conversão de radiação eletromagnética em energia elétrica, que ocorre através da geração e separação de cargas pela interação da radiação com o meio material, isto ocorre com a absorção de radiação pelo material (OLIVATI, 2000).

O efeito fotovoltaico ocorre quando existe uma barreira de potencial em um semicondutor iluminado, esta barreira é encontrada na interface de duas áreas com diferentes tipos de condutividade. Se este material recebe radiação luminosa, as cargas elétricas criadas devido ao efeito de fotogeração serão separadas pela barreira, logo o efeito fotovoltaico é um processo de geração de energia elétrica. A quantidade de energia necessária para promover um elétron da banda de valência para a banda de condução é específico de cada material e é equivalente a energia do *gap*, medido em Elétron-Volt (eV) (OLIVATI, 2000).

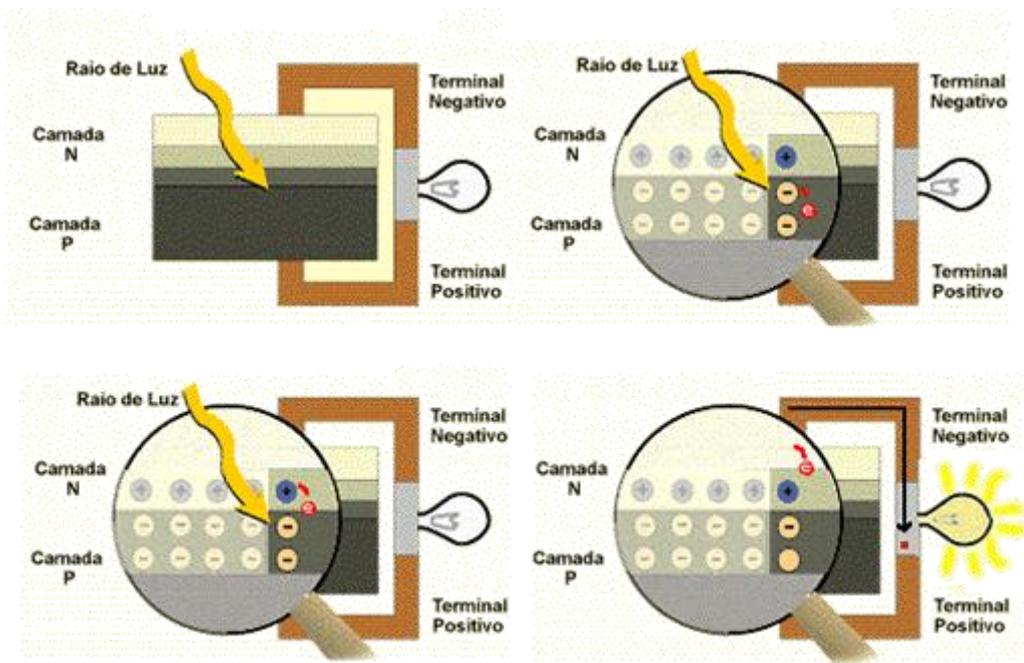
Os materiais semicondutores se caracterizam pela presença de bandas de energia onde é permitida a presença de elétrons (banda de valência) e de outra totalmente "vazia" (banda de condução) (CEPEL – CRESESB, 2018).

O semicondutor mais utilizado é o silício devido sua abundancia e a evolução tecnológica nos processos de fabricação ao longo dos anos. Seus átomos se caracterizam por possuírem quatro elétrons que se ligam aos vizinhos, formando uma rede cristalina. Ao adicionarem-se átomos com cinco elétrons de ligação, como por exemplo o fósforo, haverá um elétron em excesso fracamente ligado ao seu átomo de origem. Isso faz com que, com pouca energia térmica, este elétron se livre, indo para a banda de condução. Logo, o fósforo é um dopante doador de elétrons e denomina-se dopante tipo *N*. Já, caso sejam adicionados átomos com três elétrons de ligação, como é o caso do boro por exemplo, haverá a falta de um elétron para satisfazer as ligações com os átomos de silício. Esta falta de elétron é denominada lacuna e ocorre

que, com pouca energia térmica, um elétron vizinho pode passar para esta posição, fazendo com que a lacuna se desloque. Logo, o boro é um aceitador de elétrons e denomina-se dopante tipo *P*. Se forem introduzidos átomos de boro em uma metade e de fósforo na outra, será formado o que se chama junção *P-N* (CEPEL – CRESESB, 2018).

Se uma junção *P-N* for exposta a fótons com energia maior que o *gap*, ocorrerá a geração de pares elétron-lacuna; se isto acontecer na região onde o campo elétrico é diferente de zero, as cargas serão aceleradas, gerando assim, uma corrente através da junção; este deslocamento de cargas dá origem a uma diferença de potencial ao qual chamamos de *Efeito Fotovoltaico*. Se as duas extremidades do "pedaço" de silício forem conectadas por um fio, haverá uma circulação de elétrons, esta é a base do funcionamento das células fotovoltaicas (CEPEL – CRESESB, 2018). A Figura 7 apresenta o efeito fotovoltaico na junção *P-N*.

Figura 7 – Efeito fotovoltaico na junção p-n.



Fonte: CEPEL-CRESESB, 2018.

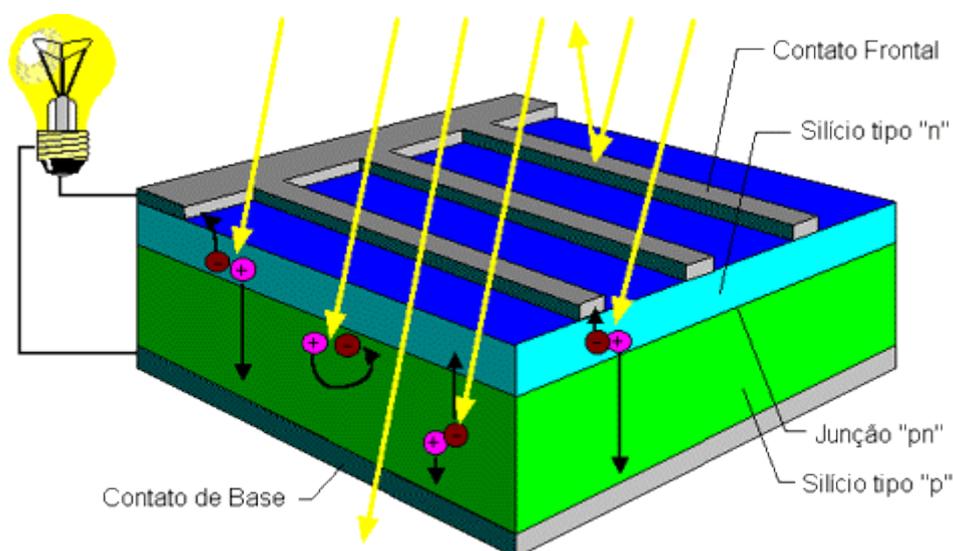
2.5. Células e Módulos Solares

Os primeiros dispositivos fotovoltaicos foram fabricados em selênio e desenvolvidos por C. E. Frits em 1883. Nos anos 1950, foram fabricados nos laboratórios Bell, nos Estados Unidos, as primeiras células fotovoltaicas baseadas nos avanços tecnológicos na área de dispositivos semicondutores. Para fabricação destes dispositivos eram utilizadas lâminas de silício cristalino, que atingiram uma eficiência de conversão de 6%, relativamente alta para época, com potência de 5 mW e área de 2 cm².

Nos últimos 60 anos ocorreu um grande avanço na tecnologia de fabricação de células fotovoltaicas, e as células de lâminas de silício cristalino (monocristalino ou policristalino) dominam o mercado mundial da atualidade. Existem outras tecnologias utilizadas para fabricação de módulos fotovoltaicos, essas tecnologias representam uma pequena parcela na produção mundial, e são baseadas em filmes finos de telureto de cádmio (CdTe), disseleneto de cobre, índio e galio (CIGS), sílico amorfo hidrogenado (a-Si:H), silício microcristalino ($\mu\text{c-Si}$) e silício crescido em fitas (Si-fitas). Células fotovoltaicas de multijunção de alta eficiência, células baseadas em corantes (DSSC – *Dye Sensitized Solar Cells*) ou polímeros também estão sendo desenvolvidas (TAVARES e GALDINO, 2014).

Na Figura 8, a estrutura de uma célula solar.

Figura 8 – Composição de uma célula fotovoltaica.

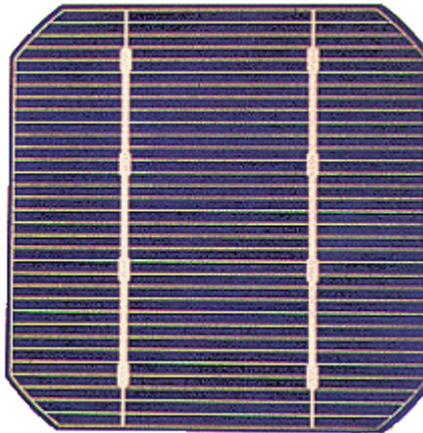


Fonte: CEPEL-CRESESB, 2018.

Atualmente a maioria das células fotovoltaicas são fabricadas usando o silício (Si) podendo ser constituída de cristais monocristalinos, policristalinos ou de silício amorfo.

As células de silício monocristalino são historicamente as mais utilizadas e comercializadas. A fabricação se inicia com a extração do cristal de dióxido de silício. Posteriormente este material é desoxidado, purificado e solidificado. Este processo atinge um grau de pureza entre 98% a 99%. Este silício para funcionar como células fotovoltaicas necessita de outros dispositivos semicondutores e de um grau de pureza maior, devendo chegar na faixa de 99,9999%. A Figura 9 apresenta uma célula de silício monocristalino (CEPEL-CRESESB, 2018).

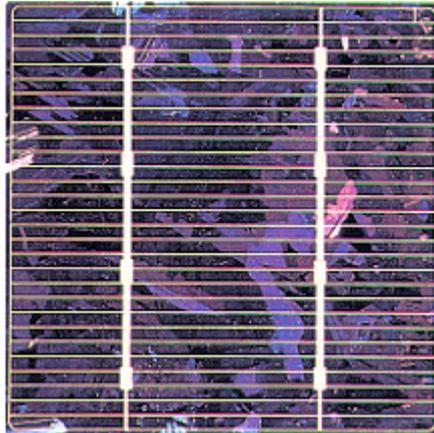
Figura 9 – Célula de silício monocristalino.



Fonte: CEPEL-CRESESB, 2018.

As células de silício policristalino são mais baratas devido ao processo de preparação do material ser menos rigoroso. Contudo, a eficiência cai um pouco em comparação com as células de silício monocristalino. O processo de pureza do silício policristalino é similar ao processo de silício monocristalino, porém com controles menos rigorosos. A Figura 10 apresenta uma célula de silício policristalino (CEPEL-CRESESB, 2018).

Figura 10 – Célula de silício policristalino.



Fonte: CEPEL-CRESESB, 2018.

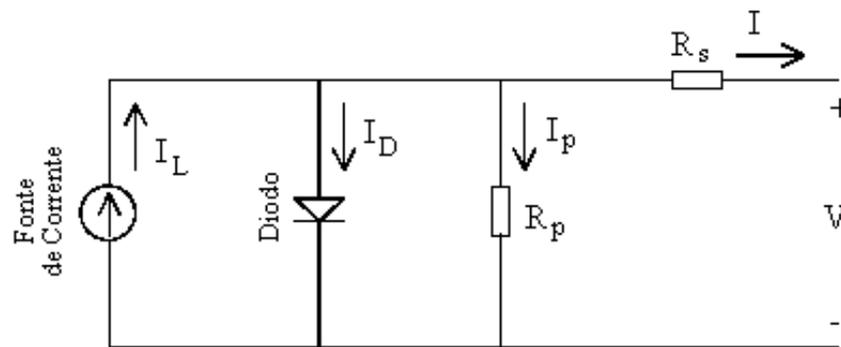
Por fim, as células de silício amorfo diferem das demais estruturas devido a presença de um alto grau de desordem na estrutura dos átomos. O silício amorfo vem se mostrando uma forte tecnologia para sistemas de baixo custo, pois apresenta absorção da radiação solar na faixa do visível e pode ser fabricado mediante deposição de diversos tipos de substratos. Apesar de apresentar custo reduzido de produção a sua utilização apresenta algumas desvantagens: a primeira é a baixa eficiência de conversão quando comparado com as outras estruturas mencionadas, em segundo, as células se degradam logo nos primeiros meses de operação, afetando a eficiência ao longo da vida útil. Em contrapartida, de acordo com CEPEL-CRESESB (2018), a tecnologia apresenta algumas vantagens que devem ser levadas em consideração, são elas:

- processo de fabricação relativamente simples e barato;
- possibilidade de fabricação de células com grandes áreas;
- baixo consumo de energia na produção.

2.5.1. Características elétricas de células fotovoltaicas

O circuito elétrico equivalente que descreve o funcionamento de uma célula fotovoltaica, quando submetida a radiação solar é representado na Figura 11 (FADIGAS, c2021).

Figura 11 – Circuito elétrico equivalente de uma célula fotovoltaica.



Fonte: FADIGAS, c2021.

Os parâmetros do circuito são definidos como:

I_L : corrente gerada pela incidência da radiação;

I_D : corrente de saturação do diodo;

I_p : corrente de fuga para terra;

I : corrente nos terminais de saída;

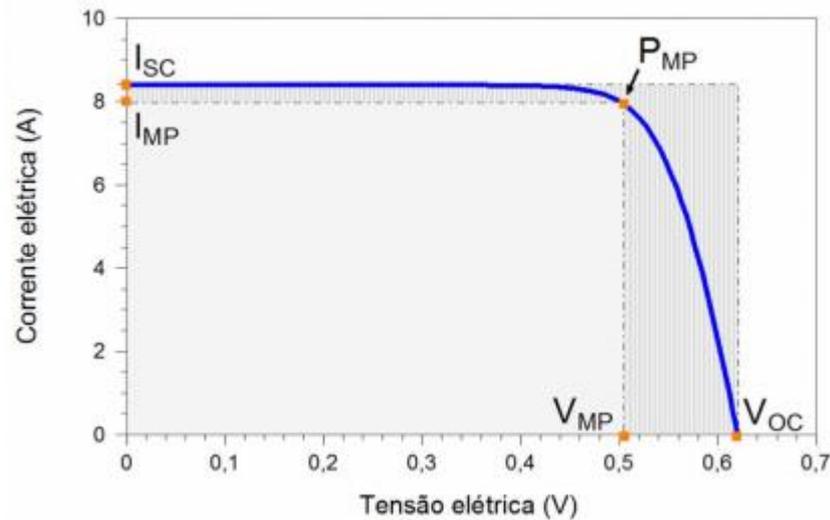
R_p : resistência paralelo;

R_s : resistência série;

A : parâmetro de correção de curva.

A curva I-V típica de uma célula fotovoltaica de Si é apresentada na Figura 12. Observa-se que apesar de ser representada no primeiro quadrante, fisicamente a curva I-V situa-se no quarto quadrante, por se tratar de um gerador, pois a corrente tem sentido inverso, ou seja, é negativa.

Figura 12 – Curva I-V de uma célula fotovoltaica de silício.



Fonte: TAVARES e GALDINO, 2014.

Com isso, a equação da curva característica de uma célula fotovoltaica é dada por:

$$I = I_L - I_o \left[\exp\left(\frac{q(V + IR_s)}{nkT}\right) - 1 \right] - \frac{V + IR_s}{R_p} \quad (1)$$

em que,

I_o : corrente de saturação reversa do diodo no escuro [A];

V : Tensão aplicada aos terminais do diodo [V];

q : carga do elétron [C];

n : fator de idealidade do diodo (entre 1 e 2 para o silício monocristalino);

k : constante de Boltzmann [J/K];

T : temperatura de operação da célula fotovoltaica [°C].

De acordo com FADIGAS (c2021), a partir da curva I-V podem ser definidos alguns parâmetros elétricos importantes que caracterizam as células ou módulos fotovoltaicos, tais como, tensão de circuito aberto, corrente de curto-circuito e o ponto de máxima potência.

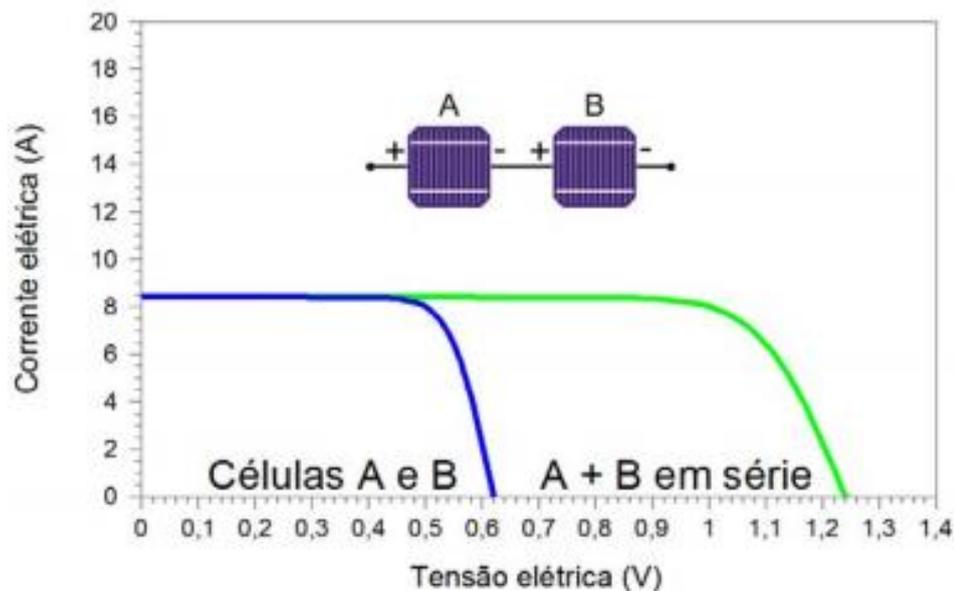
- Tensão de circuito aberto (V_{oc}): é a tensão entre os terminais de uma célula fotovoltaica quando não há carga conectada. Para células de silício esse valor fica na faixa de 0,5 V – 0,7 V;
- Corrente de curto-circuito (I_{sc}): é a máxima corrente que se pode obter e é medida na célula fotovoltaica quando a tensão elétrica em seus terminais é igual a zero;

- Ponto de máxima potência (P_{mp}): ponto da curva I-V onde ocorre a máxima transferência de potência, localiza-se no “joelho” da curva característica da célula fotovoltaica.

As células e os módulos fotovoltaicos podem ser associados em série e em paralelo, com o objetivo de obter níveis de tensão e corrente desejados. Quando estes dispositivos são associados eletricamente em série e/ou paralelo formando um conjunto, este conjunto é denominado de arranjo fotovoltaico. A associação série é obtida quando se conecta o terminal positivo de um dispositivo ao terminal negativo de outro dispositivo, e assim por diante. Nesta configuração, as tensões são somadas e a corrente não é afetada. Para a associação paralelo, os terminais positivos são interligados entre si e o mesmo ocorre para os terminais negativos. Nesta configuração, as correntes elétricas são somadas ao passo que a tensão elétrica não é afetada (TAVARES e GALDINO, 2014).

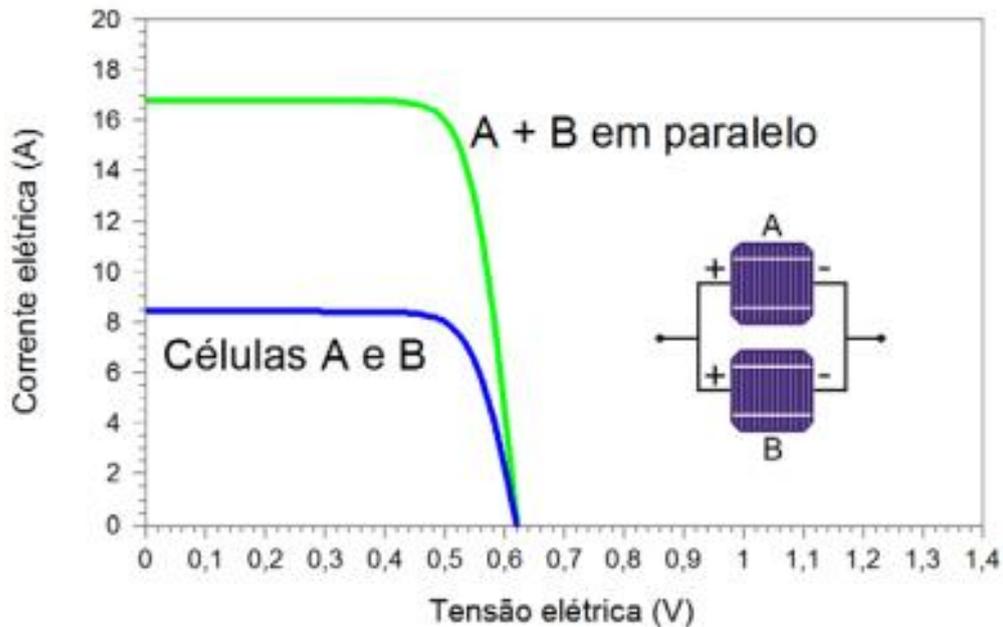
A Figura 13 ilustra a associação série e a Figura 14 a associação em paralelo com suas respectivas características I-V.

Figura 13 – Curvas I-V de duas células conectadas em série.



Fonte: TAVARES e GALDINO, 2014.

Figura 14 – Curvas I-V de duas células conectadas em paralelo.

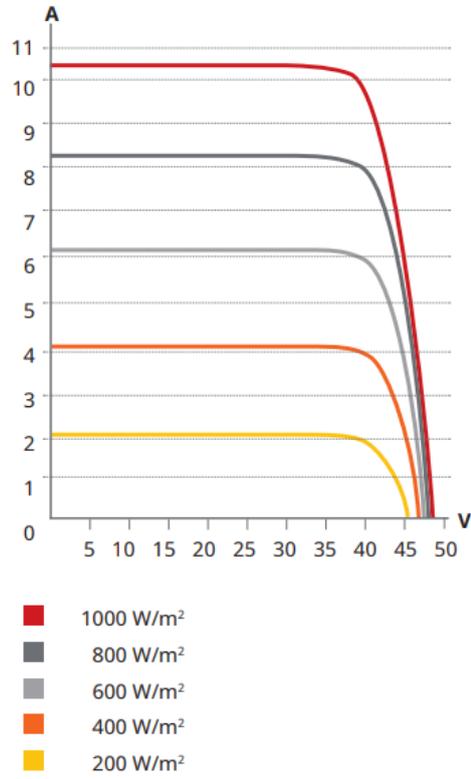


Fonte: TAVARES e GALDINO, 2014.

2.5.2. Fatores que influenciam o desempenho dos módulos solares

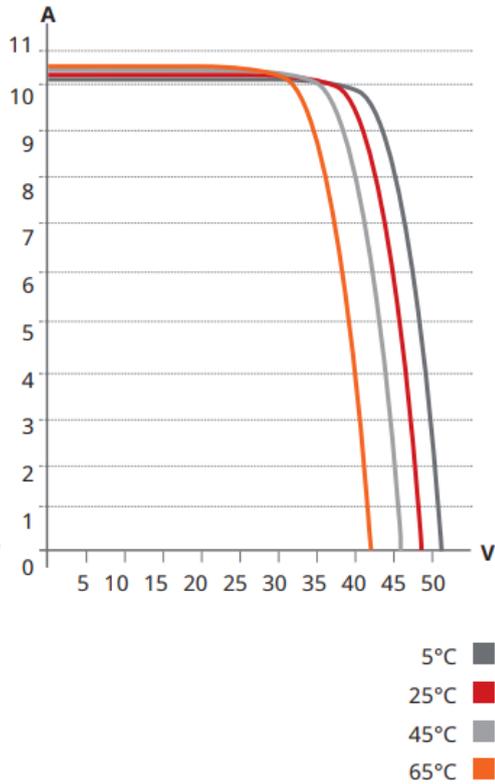
Existem alguns fatores importantes que influenciam no desempenho do módulo fotovoltaico. Um deles é o nível de irradiação solar ao qual o módulo é exposto, quando exposto a luz, os módulos fotovoltaicos geram energia elétrica em corrente contínua devido ao efeito fotovoltaico. O outro fator relevante é a temperatura de operação da célula, pois esta afeta os níveis de tensão e corrente podendo influenciar na eficiência do dispositivo. Na Figura 15 é apresentado a influência dos níveis de irradiação na curva I-V do módulo fotovoltaico da Canadian Solar, modelo KuMax - CS3U -400MS e na Figura 16 a influência da temperatura para o mesmo modelo de módulo.

Figura 15 – Curvas I-V para diferentes níveis de irradiação solar.



Fonte: SICES, 2020.

Figura 16 – Curvas I-V para diferentes níveis de temperatura da célula.

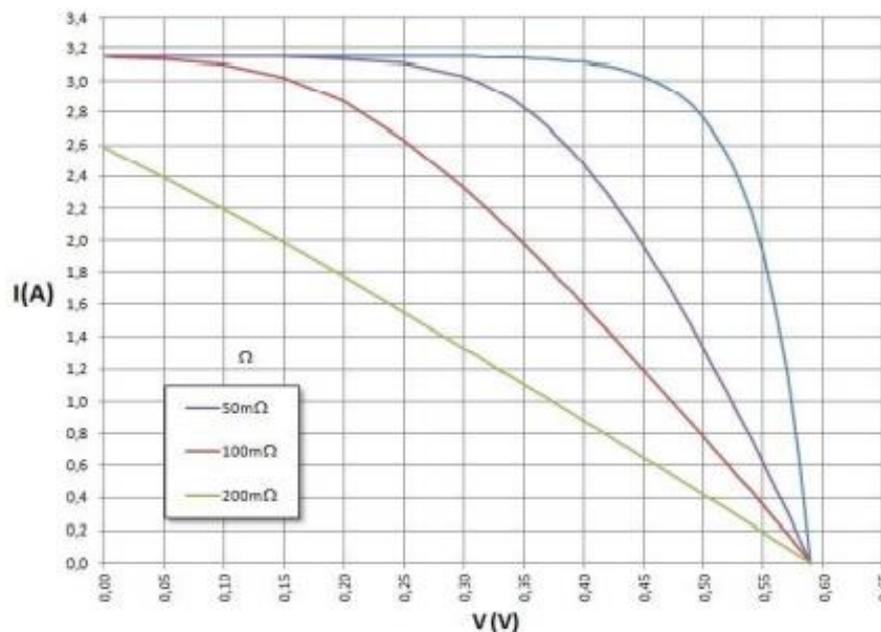


Fonte: SICES, 2020.

Como é possível observar na Figura 15, a tensão é menos afetada que a corrente para diferentes níveis de irradiação. Isto ocorre, pois, um fóton (com energia suficiente) energiza um elétron. Com maior irradiância, maior a quantidade de fótons, e maior a corrente elétrica gerada. Na Figura 16, o oposto ocorre, para diferentes níveis de temperatura da célula, a tensão sofre maior mudança que a corrente. Com o aumento da temperatura, a tensão de circuito aberto cai e a corrente de curto-circuito aumenta. A queda de tensão é maior que o incremento de corrente, portanto o aumento da temperatura reduz significativamente a potência dos módulos.

Outros dois fatores intrínsecos ao módulo influenciam em suas características elétricas, são a resistência em paralelo (R_p) e a resistência série (R_s). A resistência série se origina do próprio material semicondutor, nos contatos metálicos e na junção metal-semicondutor. Na Figura 17 é apresentado o efeito da resistência série na curva I-V para valores de temperatura e irradiação padrão (STC) (TAVARES e GALDINO, 2014).

Figura 17 – Efeito da resistência série (R_s) na curva I-V de uma célula fotovoltaica.



Fonte: TAVARES e GALDINO, 2014.

Nota-se na Figura 17 que R_s contribui para reduzir I_{sc} da célula, mas não afeta o V_{oc} . Para valores elevados de R_s a curva se reduz a uma reta cuja inclinação é $1/R_s$. Por outro lado, a resistência em paralelo é causada por impurezas e defeitos na estrutura, que produzem um caminho interno para uma corrente de fuga. Na Figura

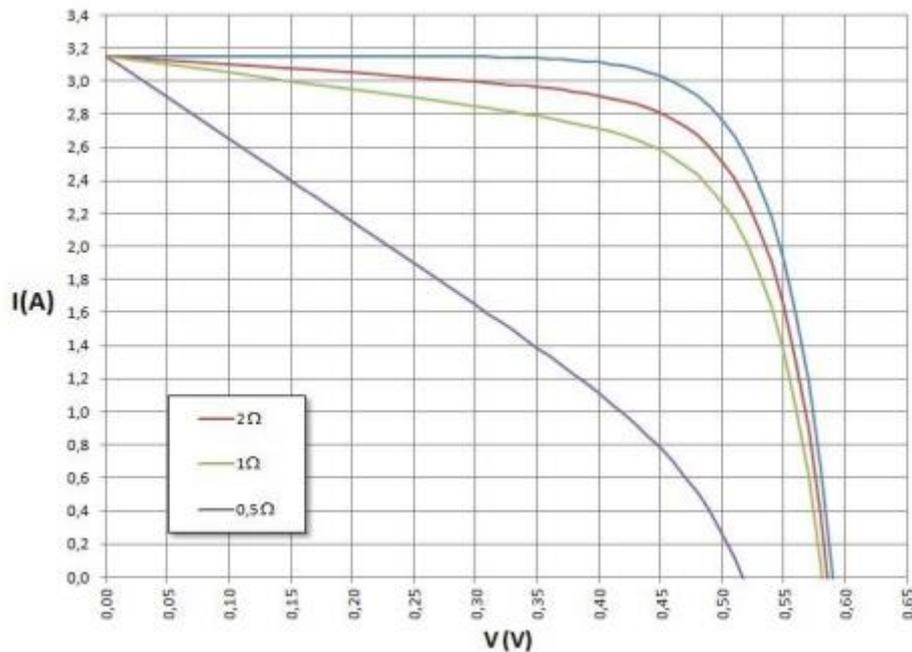
18 é apresentado o efeito da resistência paralela na curva I-V para valores de temperatura e irradiação padrão (STC). Como é possível observar na Figura 18, o efeito de R_p consiste em reduzir a V_{oc} sem influir na I_{sc} . Para baixos valores de R_p a curva se reduz a uma reta cuja inclinação é $1/R_p$ (TAVARES e GALDINO, 2014).

A eficiência da fotoconversão de uma célula ou módulo fotovoltaico pode ser definida pela seguinte expressão:

$$\eta = \frac{\text{Potência elétrica fornecida pela célula/módulo}}{\text{Potência contida na radiação solar incidente}} = \left(\frac{I_{mp} \cdot V_{mp}}{H_{t,\beta} \cdot A_{módulo}} \right) \quad (2)$$

em que $A_{módulo}$ é a área do módulo e $H_{t,\beta}$ a irradiância no plano gerador.

Figura 18 – Efeito da resistência paralelo (R_p) na curva I-V de uma célula fotovoltaica.



Fonte: TAVARES e GALDINO, 2014.

2.6. Inversores

Um inversor é um dispositivo eletrônico que fornece energia elétrica em corrente alternada (C.A.) a partir de uma fonte de energia elétrica em corrente contínua (C.C.). Estes dispositivos utilizam chaves eletrônicas de estado sólido para fazer a conversão da entrada C.C. para a saída C.A. [4]. A energia C.C. pode ser proveniente de diferentes fontes, como, por exemplo, de baterias, células a combustível ou módulos fotovoltaicos. No caso de sistemas conectados à rede elétrica, a tensão de saída do inversor deve ser sincronizada com a da rede (TAVARES e GALDINO, 2014).

Os inversores podem ser divididos em dois grupos: comutados pela rede (comutação natural) ou autocomutados (comutação forçada), conforme TAVARES e GALDINO (2014):

- Inversores comutados pela rede: utilizavam tiristores (SCR, TRIAC) como elementos de chaveamento. A troca do estado de condução para o estado de corte é controlada pelo circuito de potência logo, são chamados inversores de comutação natural ou comutados pela rede. Devido sua simplicidade apresentam baixa qualidade na sua corrente e tensão de saída devido à alta quantidade de harmônicos gerados.
- Inversores autocomutados: dependendo da velocidade de operação e dos níveis de potência e tensão, utilizam IGBTs ou MOSFETs como dispositivo de chaveamento. Estes semicondutores possuem um terminal de controle no qual podem ser colocados em condução ou corte em qualquer instante do ciclo. Como estratégia de controle, utilizam modulação por largura de pulso (PWM), o que permite um bom controle sobre a forma de onda e o valor de tensão de saída.

2.6.1. Seguimento do ponto de máxima potência (SPPM ou MPPT)

Os valores de corrente, tensão e potência máxima são dependentes das condições de irradiância e de temperatura da célula. Diferente da temperatura que pode levar dezenas de segundos para sofrer variações, a irradiância pode ser alterada rapidamente devido ao resultado da passagem de uma nuvem, a sombra de algum objeto ou até mesmo sujeira depositada sobre a superfície do módulo. Logo, é conveniente que haja um mecanismo que verifique continuamente a curva característica I-V e atue de forma a manter o gerador fotovoltaico operando sempre

nas condições de tensão e corrente que resultem na máxima transferência de potência. Este processo é chamado Seguimento de Ponto Potência Máxima (SPPM) ou *Maximum Power Point Tracking* (MPPT) (TAVARES e GALDINO, 2014).

Um MPPT deve apresentar as seguintes características, de acordo com TAVARES e GALDINO (2014):

- Precisão: implica em medidas de corrente e tensão de qualidade;
- Eficácia: ser capaz de encontrar o ponto de máxima potência, mesmo com a ocorrência de máximos locais;
- Rapidez: deve adaptar-se com presteza às variações bruscas de irradiância causadas, por exemplo, por nuvens passageiras.

2.6.2. Eficiência do inversor

A eficiência de um inversor para conexão à rede pode ser expressa pelas equações abaixo:

$$\eta_{conv} = \frac{P_{c.a}}{P_{c.c}} \quad (3)$$

$$\eta_{smp} = \frac{P_{c.c}}{P_{MP}} \quad (4)$$

$$\eta_{tot} = \eta_{conv} \times \eta_{smp} \quad (5)$$

em que,

$P_{c.c}$: potência instantânea C.C na entrada do inversor;

$P_{c.a}$: potência instantânea C.A na saída do inversor;

P_{MP} : potência instantânea máxima do módulo fotovoltaico nas condições de temperatura e irradiância vigentes;

η_{conv} : eficiência de conversão do inversor;

η_{smp} : eficiência do inversor no seguimento de máxima potência;

η_{tot} : eficiência total do inversor.

Com o objetivo de facilitar a comparação entre diferentes inversores com base em sua eficiência, foi criada a eficiência europeia. Utiliza-se da média ponderada da eficiência do inversor para diferentes condições de carregamento, de acordo com o clima europeu, mais especificamente, da Alemanha segundo a equação (6).

$$\eta_{euro} = 0,03 \cdot \eta_{5\%} + 0,06 \cdot \eta_{10\%} + 0,13 \cdot \eta_{20\%} + 0,10 \cdot \eta_{30\%} + \\ + 0,48 \cdot \eta_{50\%} + 0,20 \cdot \eta_{100\%} \quad (6)$$

O valor $\eta_{x\%}$ representa a eficiência do inversor para o carregamento

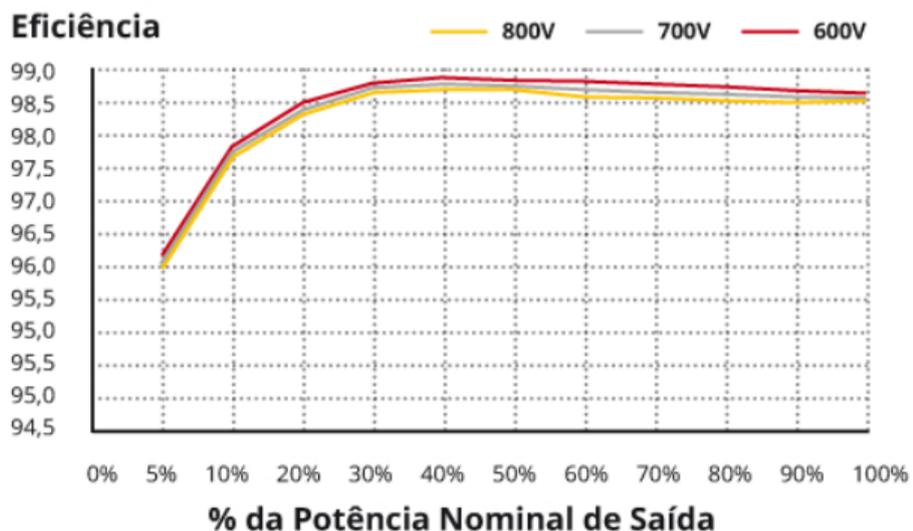
correspondente, enquanto os coeficientes de cada parcela de carregamento correspondem as frações de tempo que é esperado que o inversor funcione naquela condição de carregamento (TAVARES e GALDINO, 2014).

No estado da Califórnia (EUA) também foi definido a eficiência californiana. A eficiência Californiana é considerada mais próxima às condições brasileiras. A equação (7) representa a eficiência californiana (TAVARES e GALDINO, 2014).

$$\eta_{calif} = 0,04 \cdot \eta_{10\%} + 0,05 \cdot \eta_{20\%} + 0,12 \cdot \eta_{30\%} + 0,21 \cdot \eta_{50\%} + 0,53 \cdot \eta_{75\%} + 0,05 \cdot \eta_{100\%} \quad (7)$$

A Figura 19 mostra a curva de eficiência apresentada na folha de dados do inversor da Canadian Solar modelo CSI-50KTL-GI.

Figura 19 – Curva de eficiência do inversor modelo CSI-50KTL-GI.



Fonte: SICES, 2018.

2.6.3. Fator de dimensionamento do Inversor (FDI)

Devido as condições não ideais de temperatura e irradiação que reduzem a potência dos módulos fotovoltaicos e por consequência a eficiência do sistema, costuma-se dimensionar o gerador fotovoltaico com potência nominal superior à potência do inversor. Em situação em que a potência gerada pelo gerador fotovoltaico ultrapasse a potência máxima de entrada do inversor, o equipamento ajusta seu SPPM de modo a limitar sua potência de entrada, desprezando a potência excedente.

O FDI é definido pela razão entre a potência nominal do inversor e a potência pico do gerador fotovoltaico, conforme,

$$FDI = \frac{P_{nominal\ inversor}}{P_{pico\ FV}} \quad (8)$$

Valores típicos de FDI recomendados por fabricantes estão na faixa de 0,75 a 0,85, enquanto o limite superior é 1,05 (RAMOS, 2015).

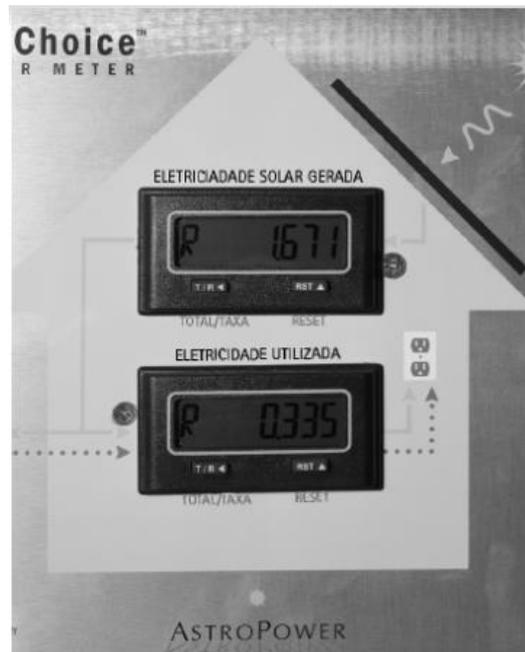
2.7. Sistemas fotovoltaicos conectados à rede (SFCR)

O sistema FV conectado à rede não necessita de dispositivo de armazenamento de energia, pois a energia extra pode ser armazenada na rede de distribuição ou extraída desta rede quando necessário. Em um sistema FV interligado a rede, os módulos enviam a energia gerada ao inversor, o inversor converte a energia de CC para CA e produz ondas senoidais que sincronizam com a onda e a frequência da rede ao qual está conectado. O painel de distribuição principal envia primeiramente a energia para as cargas internas. Dependendo da demanda de energia, ele pode enviar o excedente para a rede ou exigir energia dela. Essa energia excedente enviada a rede pode ser “vendida” para a empresa de distribuição local e recuperada na forma de créditos que podem ser usados em meses subsequentes (BALFOUR et al., 2016).

De acordo com BALFOUR et al. (2016), o pico de produção de energia ocorre no final da manhã e início da tarde, pois a irradiação solar é maior nesse período. Isso permite que o sistema fotovoltaico gere mais energia. A vantagem do sistema de compensação é que ele permite que o cliente possa coletar energia nos melhores períodos e utilizar quando for necessário.

A Figura 20 mostra um medidor bidirecional típico para sistemas interligados a rede. Com este dispositivo é possível mensurar a energia injetada na rede bem com a energia consumida dela. Com essas informações a concessionária local pode fazer o controle da energia gerada e consumida pelo cliente.

Figura 20 – Medidor eletrônico bidirecional.



Fonte: BALFOUR et al., 2016.

2.7.1. Sistemas fotovoltaicos conectados à rede e com armazenamento em baterias

Estes sistemas incluem a interação com a rede e o armazenamento em baterias. Parte da energia vai direto para as cargas e parte é utilizada para carregar as baterias para uso em cargas críticas. Se houver uma carga crítica que possa ser afetada por variações de tensão, desligamento parcial da rede elétrica ou falta total de energia, um sistema de baterias será necessário. Os sistemas híbridos utilizam um dispositivo de controle de carga das baterias para controlar a energia gerada pelo sistema fotovoltaico. Nessa situação os MPPT's normalmente se encontram no controlador de carga.

Se a carga e a bateria estiverem plenas, o inversor envia o excedente de energia para a rede pública (BALFOUR et al., 2016).

2.7.2. Sistemas fotovoltaicos isolados

Em sistemas fotovoltaicos independentes da rede, o controlador de carga controla o carregamento da bateria. O inversor tem a função de fazer o controle de tensão, corrente, forma de onda, frequência e amplitude da carga.

Alguns sistemas isolados são apenas para uso diurno e não necessitam de armazenamento, como, por exemplo, as bombas de água nos vilarejos remotos.

Os sistemas fotovoltaicos isolados que operam em conjunto com outros geradores, como, por exemplo, os eólicos, a diesel, a gás ou a gasolina são chamados sistemas híbridos. Esse procedimento garante que o sistema tenha uma gama maior de entrada de energia em diferentes circunstâncias de uso e ambiente (BALFOUR et al., 2016).

2.8. Requisitos de projeto

Os sistemas fotovoltaicos conectados à rede são os preferidos para uso residencial e comercial, pois nessa configuração não há necessidade de investimento em baterias de armazenamento, uma vez que, a rede fornece a energia adicional quando necessário e durante o período noturno (BALFOUR et al., 2016).

Os equipamentos necessários para um sistema FV conectado à rede inclui:

- Módulos fotovoltaicos;
- Inversores (*grid tie*) de onda senoidal de alta eficiência;
- Sistema de montagem;
- Acessórios de suporte mecânico;
- Cabos de corrente contínua e cabos de corrente alternada.

Os custos dos componentes do sistema e de instalação variam significativamente, pois os preços são dinâmicos em razão das condições de mercado, disponibilidade de produtos, da manipulação do mercado e da política de menor preço para compras de maior volume. Algumas despesas incluem:

- Custos dos equipamentos;
- Custos de transporte;
- Custos de mão de obra;
- Custos operacionais;
- Custos de manutenção;
- Custos de serviço;
- Custos de garantia.

Para realizar um projeto fotovoltaico é necessário compreender as cargas de energia. Para determinar o tamanho do sistema é necessária uma análise de utilização, isso é feito normalmente pela análise das faturas de eletricidade de um ano ou mais, ou realizando um estudo da carga individual durante um determinado período. As faturas de energia fornecem uma indicação precisa da carga (BALFOUR et al., 2016).

2.9. Resoluções Normativas ANEEL

Em 17 de abril de 2012 entrou em vigor a resolução normativa ANEEL nº 482/2012 que estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, o sistema de compensação de energia elétrica, e dá outras providências. De acordo com essa resolução, o consumidor brasileiro pode gerar sua própria energia elétrica por meio de fontes renováveis ou cogeração qualificada e fornecer o excedente para a rede de distribuição gerando créditos que podem ser utilizados posteriormente para diminuir a fatura (ANEEL, 2015). Vale ressaltar algumas disposições importantes da resolução normativa ANEEL nº 482/2012 que caracterizam tais sistemas, são elas:

- Microgeração distribuída: central geradora de energia elétrica, com potência instalada menor ou igual a 75 kW e que utilize cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, ou fontes renováveis de energia elétrica, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras;
- Minigeração distribuída: central geradora de energia elétrica, com potência instalada superior a 75 kW e menor ou igual a 5MW e que utilize cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, ou fontes renováveis de energia elétrica, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras;
- Sistema de compensação de energia elétrica: sistema no qual a energia ativa injetada por unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída é cedida, por meio de empréstimo gratuito, à distribuidora local e posteriormente compensada com o consumo de energia elétrica ativa;
- Empreendimento com múltiplas unidades consumidoras: caracterizado pela utilização da energia elétrica de forma independente, no qual cada fração com uso individualizado constitua uma unidade consumidora e as instalações para atendimento das áreas de uso comum constituam uma unidade consumidora distinta, de responsabilidade do condomínio, da administração ou do proprietário do empreendimento, com microgeração ou minigeração distribuída, e desde que as unidades consumidoras estejam localizadas em uma mesma propriedade ou em propriedades contíguas, sendo vedada a utilização de vias

públicas, de passagem aérea ou subterrânea e de propriedades de terceiros não integrantes do empreendimento;

- Geração compartilhada: caracterizada pela reunião de consumidores, dentro da mesma área de concessão ou permissão, por meio de consórcio ou cooperativa, composta por pessoa física ou jurídica, que possua unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída em local diferente das unidades consumidoras nas quais a energia excedente será compensada;
- Autoconsumo remoto: caracterizado por unidades consumidoras de titularidade de uma mesma Pessoa Jurídica, incluídas matriz e filial, ou Pessoa Física que possua unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída em local diferente das unidades consumidoras, dentro da mesma área de concessão ou permissão, nas quais a energia excedente será compensada.

Os estímulos a esse tipo de geração se justificam pelos diversos benefícios que essa modalidade proporciona, como, por exemplo, o adiamento de investimentos em expansão dos sistemas de transmissão e distribuição, o baixo impacto ambiental, a redução no carregamento das redes, a minimização das perdas e a diversificação da matriz energética (ANEEL, 2015).

Por fim, é importante ressaltar que para unidades consumidoras conectadas em baixa tensão (grupo B), mesmo que a energia injetada na rede seja superior a consumida pela unidade, será cobrada a tarifa de disponibilidade na qual para consumidor monofásico é 30 kWh, bifásico 50 kWh e 100 kWh para trifásico. Já o consumidor conectado a alta tensão (grupo A), a parcela de energia da fatura poderá ser zerada caso a energia injetada seja superior a consumida, porém a fatura correspondente a demanda contratada será faturada normalmente (ANEEL, 2015).

2.9.1. Procedimentos de conexão para micro e minigeração distribuída CEEE

Criada em 1943, a CEEE foi a precursora das empresas que hoje compõem o Grupo CEEE, atuando no setor energético nos segmentos de geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica, além de serviços correlatos. Está presente em todo o Estado do Rio Grande do Sul, onde possui suas operações, gerenciando seus negócios diretamente ou através da participação em outras sociedades de capital intensivo e tecnologia de ponta (CEEE, c2021).

Para conectar o sistema de geração em paralelo ao sistema elétrico da CEEE-D é necessário realizar a solicitação de acesso conforme o módulo 3 do PRODIST. O Quadro 1 apresenta as etapas para viabilização de acesso. Em resposta à solicitação de acesso, será emitido pela distribuidora o parecer de acesso, onde são informadas as condições para o acesso e os requisitos técnicos para a conexão das instalações de micro ou minigeração ao sistema elétrico da distribuidora (CEEE, c2021).

Quadro 1 – Etapas para viabilização do acesso em caráter permanente por tipo de acessante.

ACESSANTE			ETAPAS	
			CONSULTA DE ACESSO / INFORMAÇÃO DE ACESSO	SOLICITAÇÃO DE ACESSO / PARECER DE ACESSO
Unidade Consumidora			Procedimento definido nas Condições Gerais de Fornecimento de Energia Elétrica	
Central Geradora	Fora de Leilão	Registro	Opcionais	Obrigatórias
		Autorização	Obrigatórias	Obrigatórias
	Dentro de Leilão		Não aplicáveis (aplica-se o DAL)	Obrigatórias
	Concessão		Procedimento definido no edital de licitação	
	Alteração de Autorização		Obrigatórias	Obrigatórias
Distribuidora			Opcionais	Obrigatórias
Agente Importador ou Exportador			Opcionais	Obrigatórias

Fonte: ANEEL, c2021.

2.9.2. Requisitos técnicos para a conexão de micro e minigeração distribuída CEEE

O item 4 da seção 3.7 do módulo 3 do PRODIST define os requisitos de projeto para o acesso de micro e minigeração distribuída. O Quadro 2 apresenta os requisitos mínimos do ponto de conexão conforme a potência instalada (ANEEL, c2021).

Para o caso de sistemas que se conectam à rede por meio de inversores, o acessante deve apresentar certificados atestando que os inversores foram ensaiados e aprovados conforme normas técnicas brasileiras ou normas internacionais, ou o número de registro da concessão do Inmetro para o modelo e a tensão nominal de conexão constantes na solicitação de acesso, de forma a atender aos requisitos de segurança e qualidade estabelecidos nesta seção (ANEEL, c2021).

A quantidade de fases e o nível de tensão de conexão da central geradora serão definidos pela distribuidora em função das características técnicas da rede e em

conformidade com a regulamentação vigente (ANEEL, c2021).

Quadro 2 – Requisitos mínimos em função da potência instalada.

EQUIPAMENTO	Potência Instalada		
	Menor ou igual a 75 kW	Maior que 75 kW e menor ou igual a 500 kW	Maior que 500 kW e menor ou igual a 5 MW
Elemento de desconexão ⁽¹⁾	Sim	Sim	Sim
Elemento de interrupção ⁽²⁾	Sim	Sim	Sim
Transformador de acoplamento ⁽³⁾	Não	Sim	Sim
Proteção de sub e sobretensão	Sim ⁽⁴⁾	Sim ⁽⁴⁾	Sim
Proteção de sub e sobrefrequência	Sim ⁽⁴⁾	Sim ⁽⁴⁾	Sim
Proteção contra desequilíbrio de corrente	Não	Não	Sim
Proteção contra desbalanço de tensão	Não	Não	Sim
Sobrecorrente direcional	Não	Sim	Sim
Sobrecorrente com restrição de tensão	Não	Não	Sim
Relé de sincronismo	Sim ⁽⁵⁾	Sim ⁽⁵⁾	Sim ⁽⁵⁾
Anti-ilhamento	Sim ⁽⁶⁾	Sim ⁽⁶⁾	Sim ⁽⁶⁾
Medição	Sistema de Medição Bidirecional ⁽⁷⁾	Medidor 4 Quadrantes	Medidor 4 Quadrantes

Notas:

- (1) Chave seccionadora visível e acessível que a acessada usa para garantir a desconexão da central geradora durante manutenção em seu sistema, exceto para microgeradores e minigeradores que se conectam à rede através de inversores, conforme item 4.4 desta Seção.
- (2) Elemento de interrupção automático acionado por proteção para microgeradores distribuídos e por comando e/ou proteção para minigeradores distribuídos.
- (3) Transformador de interface entre a unidade consumidora e rede de distribuição.
- (4) Não é necessário relé de proteção específico, mas um sistema eletroeletrônico que detecte tais anomalias e que produza uma saída capaz de operar na lógica de atuação do elemento de interrupção.
- (5) Não é necessário relé de sincronismo específico, mas um sistema eletroeletrônico que realize o sincronismo com a frequência da rede e que produza uma saída capaz de operar na lógica de atuação do elemento de interrupção, de maneira que somente ocorra a conexão com a rede após o sincronismo ter sido atingido.
- (6) No caso de operação em ilha do acessante, a proteção de anti-ilhamento deve garantir a desconexão física entre a rede de distribuição e as instalações elétricas internas à unidade consumidora, incluindo a parcela de carga e de geração, sendo vedada a conexão ao sistema da distribuidora durante a interrupção do fornecimento.
- (7) O sistema de medição bidirecional deve, no mínimo, diferenciar a energia elétrica ativa consumida da energia elétrica ativa injetada na rede.

Fonte ANEEL, c2021.

3. ELABORAÇÃO DO PROJETO

3.1. Local de Implementação do Gerador Fotovoltaico

O sistema fotovoltaico projetado neste trabalho visa atender a empresa Motormac, situada na cidade de Porto Alegre. As coordenadas geográficas do local são $-29.976456796385907^\circ$ de latitude e -51.11653133122264° de longitude. Na Figura 21, a foto retirada do Google Earth do local onde será implementado o projeto.

Figura 21 – Planta de Localização.



Fonte: Google Earth Pro, 2020.

Como pode-se observar, a empresa está afastada de qualquer outra edificação que possa causar algum sombreamento. Logo, as perdas de irradiação nesse ambiente tendem a ser menores. Outro aspecto importante, é a quantidade de área disponível para a instalação dos módulos, diversos telhados e áreas em solo que podem ser aproveitadas.

Para as medições de desvio azimutal das estruturas de interesse para o projeto, será utilizado a ferramenta “régua” do *Google Earth*, com ela é possível medir o desvio angular em relação ao norte verdadeiro. A inclinação dos telhados foi obtida manualmente com um medidor de ângulo.

3.2. Obtenção dos dados solares

Para encontrar os dados de irradiação solar média para o local alvo do projeto, será utilizado *software* RADIASOL2. Desenvolvido no laboratório de energia solar da UFRGS, tem por objetivo auxiliar os interessados em utilizar a energia solar no Brasil a realizar cálculos de determinação da disponibilidade da radiação solar em planos de diferentes orientações. O *software* utiliza como base de dados o programa SWERA (*Solar and Wind Energy Resources Assessment*) e dados do Atlas Solarimétrico do Brasil (RADIASOL, c2021). O programa permite que o usuário entre com os dados de ângulo de inclinação, ângulo azimutal e albedo e sintetiza dados de irradiação média mensal global, direta, difusa e inclinada, sendo a última a de interesse para o projeto.

Os dados de inclinação dos telhados que serão usados foram obtidos com auxílio de um medidor de ângulo magnético, fabricante Starrent do modelo AM-2, que possui resolução de 1° com graduação de 0° à 90°. Onde o ângulo de inclinação do prédio nomeado “Administração” é 15°, o ângulo de inclinação do prédio “Manutenção” é 13°, o ângulo de inclinação do prédio “Banco de carga” é 25° e o ângulo de inclinação da estrutura para o pátio frontal é 22°, ângulo com maior média anual de irradiação solar segundo dados do CRESESB: Potencial Solar - SunData v 3.0.

Dados de desvio azimutal foram obtidos pela plataforma *Google Earth*. Onde, para os prédios, “Administração”, “Manutenção” e “Banco de carga” resultaram em 20° de desvio Azimutal. Para o pátio frontal, foi adotado o ângulo de desvio Azimutal de 0°, ângulo que resulta em uma maior média de irradiação.

Posteriormente foram sintetizados os dados de irradiação média diária com o *software* RADIASOL2 e calculado a média anual para cada situação. Os resultados podem ser observados nas Tabelas 2, 3, 4 e 5.

Tabela 2 – Irradiação média diária e mensal para unidade Administração.

Meses	Dias	Irradiação/dia (kWh/m ²)	Irradiação média mensal (kWh/m ²)
Jan	31	5,92	183,52
Fev	28	5,62	157,36
Mar	31	5,02	155,62
Abr	30	4,36	130,80
Mai	31	3,48	107,88
Jun	30	2,97	89,10
Jul	31	3,45	106,95
Ago	31	3,84	119,04
Set	30	4,5	135,00
Out	31	5,48	169,88
Nov	30	6	180,00
Dez	31	6,38	197,78
Médial anual		4,75	144,41

Fonte: Autor.

Tabela 3 – Irradiação média diária e mensal para unidade Manutenção.

Meses	Dias	Irradiação/dia (kWh/m ²)	Irradiação média mensal (kWh/m ²)
Jan	31	5,94	184,14
Fev	28	5,61	157,08
Mar	31	5	155,00
Abr	30	4,32	129,60
Mai	31	3,41	105,71
Jun	30	2,91	87,30
Jul	31	3,4	105,40
Ago	31	3,78	117,18
Set	30	4,44	133,20
Out	31	5,46	169,26
Nov	30	6,06	181,80
Dez	31	6,4	198,40
Médial anual		4,73	143,67

Fonte: Autor.

Tabela 4 – Irradiação média diária e mensal para unidade Banco de carga.

Meses	Dias	Irradiação/dia (kWh/m ²)	Irradiação média mensal (kWh/m ²)
Jan	31	5,75	178,25
Fev	28	5,52	154,56
Mar	31	5,12	158,72
Abr	30	4,6	138
Mai	31	3,76	116,56
Jun	30	3,25	97,5
Jul	31	3,77	116,87
Ago	31	4,1	127,1
Set	30	4,63	138,9
Out	31	5,46	169,26
Nov	30	5,79	173,7
Dez	31	6,1	189,1
Médial anual		4,82	146,54

Fonte: Autor.

Tabela 5 – Irradiação média diária e mensal para unidade Pátio frontal.

Meses	Dias	Irradiação/dia (kWh/m ²)	Irradiação média mensal (kWh/m ²)
Jan	31	5,83	180,73
Fev	28	5,62	157,36
Mar	31	5,14	159,34
Abr	30	4,58	137,40
Mai	31	3,78	117,18
Jun	30	3,23	96,90
Jul	31	3,77	116,87
Ago	31	4,06	125,86
Set	30	4,65	139,50
Out	31	5,54	171,74
Nov	30	5,92	177,60
Dez	31	6,2	192,20
Médial anual		4,86	147,72

Fonte: Autor.

3.3. Dimensionamento dos Módulos Solares

A maior parte dos módulos solares utilizados neste projeto são do modelo KuMax - CS3U – 380MS da Canadian Solar, apresentados na Figura 22. Esse modelo foi escolhido, pois, haviam 180 destes módulos em estoque, o suficiente para o dimensionamento de todos os telhados e parte do projeto em solo.

Figura 22 – Módulo Fotovoltaico CS3U-380, Canadian Solar.



Fonte: ENF Solar, c2021.

Os dados elétricos do módulo na condição padrão de teste (STC), nas condições normais de operação (NMOT) e as características de temperatura são apresentadas na Tabela 6.

Tabela 6 – Especificações técnicas do módulo KuMax CS3U-380.

Especificações Técnicas KuMax CS3U-380MS	
Dados Elétricos (STC)	
Máx. Potência Nominal (Pmax)	380 W
Tensão de Operação (Vmp)	40,0 V
Corrente de Operação (Imp)	9,50 A
Tensão de Circuito Aberto (Voc)	47,8 V
Corrente de Curto-Circuito (Isc)	10,01 A
Eficiência do módulo	19,15%
Temperatura de Operação	-40°C ~ +85°C
Dados elétricos (NMOT)	
Máx. Potência Nominal (Pmax)	283 W
Tensão de Operação (Vmp)	37,2 V
Corrente de Operação (Imp)	7,60 A
Tensão de Circuito Aberto (Voc)	44,8 V
Corrente de Curto-Circuito (Isc)	8,08 A
Características de temperatura	
Coeficiente de temperatura (Pmax)	-0,36 % / °C
Coeficiente de temperatura (Voc)	-0,29 % / °C
Coeficiente de temperatura (Isc)	0,05 % / °C
Temperatura Nominal de Operação do Módulo	42 ± 3°C

Fonte: Adaptado de Sices, 2020.

O restante dos módulos que compõe a estrutura de solo foram escolhidos com base em sua potência nas condições padrão de teste, alta eficiência e disponibilidade no fornecedor, são do modelo TSM-DE08M(II) de 375W do fabricante Trina Solar, apresentados na Figura 23.

Figura 23 – Módulo Fotovoltaico TSM-DE08M(II), Trina Solar.

Fonte: Enf Solar, c2021.

A Tabela 7 apresenta os dados elétricos na condição padrão de teste (STC), nas condições normais de operação (NMOT), e por fim, as características de temperatura do módulo.

Tabela 7 – Especificações técnicas do módulo Trina TSM-DE08M(II).

Especificações Técnicas Trina TSM-DE08M(II)	
Dados Elétricos (STC)	
Máx. Potência Nominal (Pmax)	375 W
Tensão de Operação (Vmp)	34,4 V
Corrente de Operação (Imp)	10,89 A
Tensão de Circuito Aberto (Voc)	41,6 V
Corrente de Curto-Circuito (Isc)	11,45 A
Eficiência do módulo	20,50%
Temperatura de Operação	-40°C ~ +85°C
Dados elétricos (NMOT)	
Máx. Potência Nominal (Pmax)	283 W
Tensão de Operação (Vmp)	32,4 V
Corrente de Operação (Imp)	8,73 A
Tensão de Circuito Aberto (Voc)	39,3 V
Corrente de Curto-Circuito (Isc)	9,22 A
Características de temperatura	
Coeficiente de temperatura (Pmax)	-0,36 % / °C
Coeficiente de temperatura (Voc)	-0,26 % / °C
Coeficiente de temperatura (Isc)	0,04 % / °C
Temperatura Nominal de Operação do Módulo	41 ± 3°C

Fonte: Adaptado de Trina Solar, 2020.

3.4. Dimensionamento do Sistema

Para o projeto, o dimensionamento não será feito pelo consumo de energia da empresa, mas pela potência máxima instalada que será de 75 kW, pois apesar do alto consumo de energia, a empresa visa se encaixar no modelo de microgeração. As áreas dos telhados utilizadas no projeto foram obtidas com o *software* Google *Earth*.

O telhado da Administração apresentou uma área de aproximadamente 200 m², o telhado da Manutenção apresentou uma área de aproximadamente 70 m² e a área do telhado do Banco de carga apresentou uma área de aproximadamente 65 m². Fazendo uma divisão simples e usando o módulo da Canadian Solar, modelo KuMax - CS3U-380, módulo que a empresa possui em estoque, com área de 1,984 m², é possível obter o número máximo de módulos que conseguimos alocar nos telhados.

A Equação (9) representa o cálculo para o número máximo de módulos para cada estrutura,

$$n = A_{telhado}/A_{módulo} \quad (9)$$

em que, n é o número máximo de módulos, $A_{telhado}$ a área do telhado e $A_{módulo}$ a área do módulo fotovoltaico.

- Para o telhado da Administração:

$$n = 200/1,984 \cong 100 \quad (10)$$

Foram dimensionados noventa módulos para facilitar a manutenção e limpeza do arranjo.

- Para o telhado da Manutenção:

$$n = 70/1,984 \cong 35 \quad (11)$$

Adotou-se trinta módulos para preservar um espaço para limpeza e manutenção.

- Para o telhado do banco de carga:

$$n = 65/1,984 \cong 32 \quad (12)$$

Adotou-se trinta módulos pelo mesmo motivo mencionado anteriormente.

Para a estrutura da frente, que será instalada em solo, será utilizado uma área de aproximadamente 192 m² conforme o cálculo da Equação (8), usando como base 72 módulos da fabricante Trina Solar modelo TSM-ED08M(II) - 375 e 30 módulos KuMax - CS3U - 380 da Canadian Solar.

$$A = (30 \cdot 1,984) + (72 \cdot 1,833) = 191,5 \text{ m}^2 \quad (13)$$

3.5. Dimensionamento dos inversores

Neste projeto foram definidos três diferentes inversores devido a diferentes condições de inclinação, desvio azimutal e distância das áreas disponíveis para a implementação do projeto. Os inversores escolhidos são da fabricante GROWATT dos modelos MAC 25KTL3-XL, MAC 20KTL3-XL, MAC 30KTL3-XL, serão responsáveis pelas áreas do prédio da administração, do prédio da manutenção e banco de carga, e por fim, do sistema de solo respectivamente. Esses inversores foram escolhidos devido a sua tensão nominal de saída de 220 V, dispensando o uso de transformador para atender a tensão da rede da empresa, seu alto número de MPPT's, podendo receber *strings* com módulos em diferentes inclinações e ângulos azimutais, e também pela extensa faixa de tensão de operação de MPPT.

As especificações técnicas dos inversores MAC 25KTL3-XL, MAC 20KTL3-XL, MAC 30KTL3-XL podem ser observadas na Tabela 8 a 10, respectivamente.

Tabela 8 – Especificações técnicas do inversor GROWATT MAC 25KTL3-XL.

Especificações Técnicas MAC 25KTL3-XL	
Dados de entrada	
Máxima potência fotovoltaica recomendada (para módulo STC)	32500 W
Máxima tensão CC	1100 V
Tensão de partida	250 V
Faixa de tensão MPP	200V-1000 V
Número de rastreador MPP	3
Eficiência do módulo	20,50%
Número de <i>strings</i> fotovoltaicas por MPPT	4/4/4
Máx. corrente de entrada por rastreador MPP	52 A/52 A/52 A
Máx. corrente curto-circuito por rastreador MPP	55 A/55 A/55 A
Saída (CA)	
Potência nominal de saída	25000 W
Potência aparente máxima de CA	27800VA - 220VAC
Tensão nominal de saída(Faixa)	127V/220V(101.6-139.7V)
Frequência de rede CA(Faixa)	50/60 Hz(46~54/56~64Hz)
Corrente nominal de saída CA	65.6 A
Máx. Corrente de saída	73.0 A

Fonte: Adaptado de Growatt Brasil, c2021.

Tabela 9 – Especificações técnicas do inversor GROWATT MAC 20KTL3-XL.

Especificações Técnicas MAC 20KTL3-XL	
Dados de entrada	
Máxima potência fotovoltaica recomendada (para módulo STC)	26000 W
Máxima tensão CC	1100 V
Tensão de partida	250 V
Faixa de tensão MPP	200V-1000 V
Número de rastreador MPP	3
Eficiência do módulo	20,50%
Número de <i>strings</i> fotovoltaicas por MPPT	4/4/4
Máx. corrente de entrada por rastreador MPP	52 A/52 A/52 A
Máx. corrente curto-circuito por rastreador MPP	55 A/55 A/55 A
Saída (CA)	
Potência nominal de saída	20000 W
Potência aparente máxima de CA	22200VA - 220VAC
Tensão nominal de saída(Faixa)	127V/220V(101.6-139.7V)
Frequência de rede CA(Faixa)	50/60 Hz(46~54/56~64Hz)
Corrente nominal de saída CA	52.5 A
Máx. Corrente de saída	58.3 A

Fonte: Adaptado de Growatt Brasil, c2021.

Tabela 10 – Especificações técnicas do inversor GROWATT MAC 30KTL3-XL.

Especificações Técnicas MAC 30KTL3-XL	
Dados de entrada	
Máxima potência fotovoltaica recomendada (para módulo STC)	39000 W
Máxima tensão CC	1100 V
Tensão de partida	250 V
Faixa de tensão MPP	200V-1000 V
Número de rastreador MPP	3
Eficiência do módulo	20,50%
Número de <i>strings</i> fotovoltaicas por MPPT	4/4/4
Máx. corrente de entrada por rastreador MPP	52 A/52 A/52 A
Máx. corrente curto-circuito por rastreador MPP	55 A/55 A/55 A
Saída (CA)	
Potência nominal de saída	30000 W
Potência aparente máxima de CA	33300VA - 220VAC
Tensão nominal de saída(Faixa)	127V/220V(101.6-139.7V)
Frequência de rede CA(Faixa)	50/60 Hz(46~54/56~64Hz)
Corrente nominal de saída CA	78.8 A
Máx. Corrente de saída	87.4 A

Fonte: Adaptado de Growatt Brasil, c2021.

3.6. Dimensionamento das *Strings*

Visando a máxima geração possível, visto que, as condições STC do módulo são dificilmente alcançadas e que os módulos se degradam ao longo do tempo, optou-se por utilizar o máximo possível de cada área disponível, mesmo que a potência em módulos ultrapassasse a potência nominal do inversor. Definiu-se então que para o telhado do prédio da Administração seriam alocados 90 módulos do modelo KuMax - CS3U - 380 resultando em um FDI de 0,73, para o telhado da manutenção foram alocados 30 módulos e para o telhado do banco de carga foram alocados também 30 módulos, ambos do modelo KuMax - CS3U - 380, resultando em um FDI de aproximadamente 0,87. Estes dois sistemas compartilharão o mesmo inversor, pois estão muito próximos. Por fim, para o sistema de solo, serão instalados 102 módulos, onde 30 serão do modelo KuMax - CS3U - 380 e os outros 72 serão do modelo TSM - ED08M(II) - 375, resultando em um FDI de aproximadamente 0,78.

As equações (14) a (17) dizem respeito aos cálculos dos parâmetros do arranjo.

$$Vm_{pp} \text{ mín} = N_s * V_{mp} * \left(1 - (\beta_{pmax} * (25 - T_{máx}))\right) \quad (14)$$

$$Vm_{pp} \text{ máx} = N_s * V_{mp} * \left(1 - (\beta_{pmax} * (25 - T_{mín}))\right) \quad (15)$$

$$V_{oc} \text{ máx} = N_s * V_{oc} * \left(1 - (\beta_{voc} * (25 - T_{mín}))\right) \quad (16)$$

$$I_{sc} \text{ máx} = N_p * I_{sc} * \left(1 - (\beta_{isc} * (25 - T_{máx}))\right) \quad (17)$$

em que,

$V_{mpp} \text{ mín}$: Tensão mínima para máxima potência.

$V_{mpp} \text{ máx}$: Tensão máxima para máxima potência.

$V_{oc} \text{ máx}$: Máxima tensão de circuito aberto.

$I_{sc} \text{ máx}$: Máxima corrente de curto-circuito.

N_s : Número de módulos conectados em série.

N_p : Número de *strings* conectados em paralelo.

V_{mp} : Tensão de operação.

V_{oc} : Tensão de circuito aberto.

I_{sc} : Corrente de curto-circuito.

β_{pmax} : Coeficiente de temperatura para máxima potência.

β_{voc} : Coeficiente de temperatura para tensão de circuito aberto.

β_{isc} : Coeficiente de temperatura para corrente de curto-circuito.

$T_{máx}$: Temperatura máxima.

$T_{mín}$: Temperatura mínima.

Com isso, pode-se calcular os parâmetros para cada sistema. Para o sistema do prédio da Administração o cálculo dos parâmetros é dado por (18) a (21),

$$Vm_{pp} \text{ mín adm} = 15 * 37,2 * \left(1 - (-0,0036 * (25 - 85))\right) = 437,5 \text{ V} \quad (18)$$

$$Vm_{pp} \text{ máx adm} = 15 * 37,2 * \left(1 - (-0,0036 * (25 - 0))\right) = 608,2 \text{ V} \quad (19)$$

$$V_{oc} \text{ máx adm} = 15 * 47,8 * \left(1 - (-0,0029 * (25 - 0))\right) = 768,9 \text{ V} \quad (20)$$

$$I_{sc} \text{ máx adm} = 2 * 10,01 * \left(1 - (0,0005 * (25 - 85))\right) = 20,6 \text{ A} \quad (21)$$

Para o prédio da manutenção e para o prédio do banco de carga o número de módulos e a configuração das *strings* será o mesmo, os cálculos dos parâmetros são obtidos conforme (22) a (25),

$$V_{mpp} \text{ mín mbc} = 15 * 37,2 * \left(1 - (-0,0036 * (25 - 85))\right) = 437,5 \text{ V} \quad (22)$$

$$V_{mpp} \text{ máx mbc} = 15 * 37,2 * \left(1 - (-0,0036 * (25 - 0))\right) = 608,2 \text{ V} \quad (23)$$

$$V_{oc} \text{ máx mbc} = 15 * 47,8 * \left(1 - (-0,0029 * (25 - 0))\right) = 768,9 \text{ V} \quad (24)$$

$$I_{sc} \text{ máx mbc} = 2 * 10,01 * \left(1 - (0,0005 * (25 - 85))\right) = 20,6 \text{ A} \quad (25)$$

Para o sistema em solo será necessário calcular os parâmetros das *strings* duas vezes, visto que será utilizado dois modelos diferentes de módulo. O cálculo dos parâmetros para as *strings* compostas por módulos do modelo KuMax - CS3U-380, é dado por (26) a (29), e para as *strings* compostas por módulos do modelo TSM-DE08M(II), de acordo com (30) a (33).

$$V_{mpp} \text{ mín solo} = 15 * 37,2 * \left(1 - (-0,0036 * (25 - 85))\right) = 437,5 \text{ V} \quad (26)$$

$$V_{mpp} \text{ máx solo} = 15 * 37,2 * \left(1 - (-0,0036 * (25 - 0))\right) = 608,2 \text{ V} \quad (27)$$

$$V_{oc} \text{ máx solo} = 15 * 47,8 * \left(1 - (-0,0029 * (25 - 0))\right) = 768,9 \text{ V} \quad (28)$$

$$I_{sc} \text{ máx solo} = 2 * 10,01 * \left(1 - (0,0005 * (25 - 85))\right) = 20,6 \text{ A} \quad (29)$$

$$V_{mpp} \text{ mín solo} = 18 * 32,4 * \left(1 - (-0,0036 * (25 - 85))\right) = 457,2 \text{ V} \quad (30)$$

$$V_{mpp} \text{ máx solo} = 18 * 32,4 * \left(1 - (-0,0036 * (25 - 0))\right) = 635,7 \text{ V} \quad (31)$$

$$V_{oc} \text{ máx solo} = 18 * 41,6 * \left(1 - (-0,0026 * (25 - 0))\right) = 797,5 \text{ V} \quad (32)$$

$$I_{sc} \text{ máx solo} = 2 * 11,45 * \left(1 - (0,0004 * (25 - 85))\right) = 23,4 \text{ A} \quad (33)$$

É de extrema importância que os valores de tensão e corrente das conexões série e paralelo do arranjo fotovoltaico fiquem na faixa de operação do inversor, pois dessa forma a vida útil do equipamento não será comprometida e o sistema terá maior eficiência na sua geração. Como é possível observar, todos os valores de tensão e corrente calculados para os arranjos de módulos estão na faixa de operação do inversor, conforme dados da Figura 30.

3.7. Cálculo da Geração

Com os equipamentos já determinados e com os dados de irradiação solar, inclinação e desvio azimutal das estruturas em mãos, se torna possível determinar a previsão de geração total do sistema. A Equação (34) será utilizada para determinar a geração do sistema:

$$E = G(\alpha, \beta) \cdot n \cdot A_{\text{módulo}} \cdot \eta \cdot PR \quad (34)$$

em que,

E : Energia gerada.

$G(\alpha, \beta)$: Irradiação média mensal na inclinação α e azimute β .

n : Número de módulos.

$A_{\text{módulo}}$: Área do módulo fotovoltaico.

η : Rendimento do módulo fotovoltaico.

PR : Rendimento do sistema.

Com isso, podemos determinar a geração de cada sistema separadamente, logo:

- Para a estrutura da Administração:

$$E = 144,41 \cdot 90 \cdot 1,984 \cdot 0,1915 \cdot 0,75 \cong 3703 \text{ kWh/mês} \quad (35)$$

- Para a estrutura da Manutenção:

$$E = 143,67 \cdot 30 \cdot 1,984 \cdot 0,1915 \cdot 0,75 \cong 1228 \text{ kWh/mês} \quad (36)$$

- Para a estrutura do Banco de Carga:

$$E = 146,54 \cdot 30 \cdot 1,984 \cdot 0,1915 \cdot 0,75 \cong 1253 \text{ kWh/mês} \quad (37)$$

- Para a estrutura do pátio frontal:

$$E = 147,72 \cdot 30 \cdot 1,984 \cdot 0,1915 \cdot 0,75 \cong 1263 \text{ kWh/mês} \quad (38)$$

$$E = 147,72 \cdot 72 \cdot 1,833 \cdot 0,205 \cdot 0,75 \cong 2997 \text{ kWh/mês} \quad (39)$$

A energia total gerada é obtida somando todas as parcelas. A Equação (40) apresenta o resultado para a geração total do sistema:

$$E_{\text{tot}} = 3703 + 1228 + 1253 + 1263 + 2997 = 10444 \text{ kWh/mês} \quad (40)$$

Na figura 24 é apresentada a ilustração obtida através da plataforma *Designer* da SolarEdge com a previsão do sistema completo.

Figura 24 – Distribuição da totalidade dos módulos nas estruturas.



Fonte: Autor.

3.8. Viabilidade Econômica

A viabilidade econômica do projeto é determinada comparando-se os valores investidos e a economia gerada ao longo do tempo. É calculado o tempo de retorno do investimento, como resultado, verifica-se o projeto apresenta lucro ao investidor e em quanto tempo esse lucro é obtido.

No projeto apresentado neste trabalho são considerados todos os custos dos kits de equipamentos e comparados com a economia da fatura de energia elétrica. Também são estimados custos de instalação do sistema. A Tabela 11 apresenta estes custos.

Tabela 11 – Lista de equipamentos e Custo total.

Descrição do Produto	Valor Total (R\$)
Módulo FV Canadian CS3U 380MS - 380 W	308.289,21
Módulo FV Trina TSM-DE08M(II) - 375 W	
Inversor Solar Growatt MAC 20KTL-XL - 20 kW	
Inversor Solar Growatt MAC 25KTL-XL - 25 kW	
Inversor Solar Growatt MAC 30KTL-XL - 30 kW	
Perfil de Alumínio Speedrail 22L 0,60 MT	
Terminal Final 39.41mm	
Terminal Intermediário 39.44mm	
Parafuso Metálico Autoperfurante	
Cabo Solar 6mm 1800V CC Preto	
Cabo Solar 6mm 1800V CC Vermelho	
Conectores MC4 Fêmea/Macho	
Estrutura Metálica para Solo	
Instalação Mecânica/Elétrica	

Fonte: Autor.

Para determinar a economia mensal gerada, considera-se a estimativa de geração do sistema e a tarifa do kWh da concessionária local, que em 2020 foi de aproximadamente R\$ 0,50. A Equação (41) apresenta o cálculo para determinação da economia mensal gerada.

$$Ec = E \cdot tarifa \quad (41)$$

em que,

Ec: economia gerada.

tarifa: custo do kWh.

Para dar maior precisão ao retorno do investimento será considerado uma queda anual de 0,6% no rendimento do módulo, conforme informações do *datasheet* do equipamento do modelo Trina TSM-DE08M(II) - 375 W e um reajuste anual médio de 5% nos custos da tarifa de energia elétrica.

A Tabela 12 apresenta o saldo do investimento através do fluxo de caixa ao longo de 25 anos, tempo médio de garantia dos módulos fotovoltaicos, porém não leva em consideração reinvestimentos com o restante dos equipamentos, como, por exemplo, inversores.

Tabela 12 – Fluxo de Caixa do projeto.

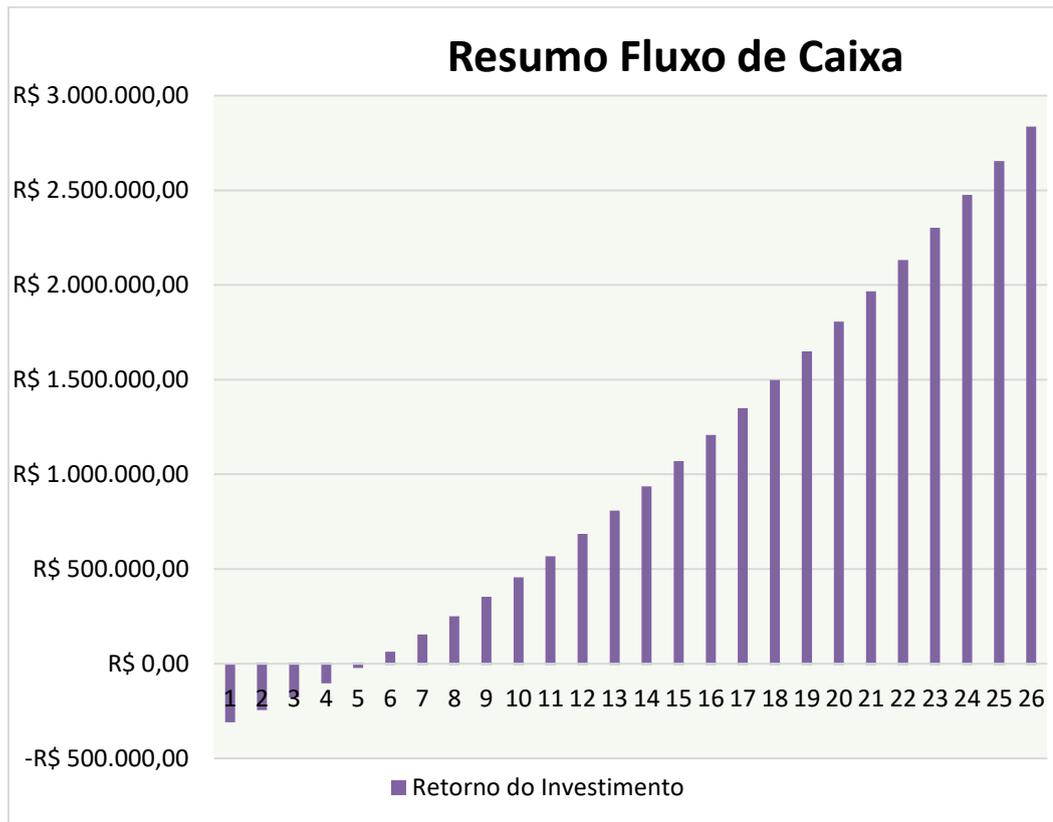
Ano	Rendimento do Módulo	Geração Anual de Energia (kWh/ano)	Custo do kWh	Reajuste Anual (%)	Economia Gerada/Ano	Economia Acumulada	Retorno do Investimento
0							-R\$ 308.289
1	100%	125.328	R\$ 0,50	0%	R\$ 62.664	R\$ 62.664	-R\$ 245.625
2	99,40%	124.576	R\$ 0,55	5%	R\$ 68.517	R\$ 131.181	-R\$ 177.108
3	98,80%	123.824	R\$ 0,60	5%	R\$ 74.294	R\$ 205.475	-R\$ 102.814
4	98,20%	123.072	R\$ 0,65	5%	R\$ 79.997	R\$ 285.472	-R\$ 22.817
5	97,60%	122.320	R\$ 0,70	5%	R\$ 85.624	R\$ 371.096	R\$ 62.807
6	97,00%	121.568	R\$ 0,75	5%	R\$ 91.176	R\$ 462.272	R\$ 153.983
7	96,40%	120.816	R\$ 0,80	5%	R\$ 96.653	R\$ 558.925	R\$ 250.636
8	95,80%	120.064	R\$ 0,85	5%	R\$ 102.055	R\$ 660.980	R\$ 352.691
9	95,20%	114.301	R\$ 0,90	5%	R\$ 102.871	R\$ 763.851	R\$ 455.562
10	94,60%	118.560	R\$ 0,95	5%	R\$ 112.632	R\$ 876.483	R\$ 568.194
11	94,00%	117.808	R\$ 1,00	5%	R\$ 117.808	R\$ 994.291	R\$ 686.002
12	93,40%	117.056	R\$ 1,05	5%	R\$ 122.909	R\$ 1.117.201	R\$ 808.911
13	92,80%	116.304	R\$ 1,10	5%	R\$ 127.935	R\$ 1.245.135	R\$ 936.846
14	92,20%	115.552	R\$ 1,15	5%	R\$ 132.885	R\$ 1.378.021	R\$ 1.069.732
15	91,60%	114.800	R\$ 1,20	5%	R\$ 137.761	R\$ 1.515.781	R\$ 1.207.492
16	91,00%	114.048	R\$ 1,25	5%	R\$ 142.561	R\$ 1.658.342	R\$ 1.350.053
17	90,40%	113.297	R\$ 1,30	5%	R\$ 147.285	R\$ 1.805.627	R\$ 1.497.338
18	89,80%	112.545	R\$ 1,35	5%	R\$ 151.935	R\$ 1.957.563	R\$ 1.649.273
19	89,20%	111.793	R\$ 1,40	5%	R\$ 156.510	R\$ 2.114.072	R\$ 1.805.783
20	88,60%	111.041	R\$ 1,45	5%	R\$ 161.009	R\$ 2.275.081	R\$ 1.966.792
21	88,00%	110.289	R\$ 1,50	5%	R\$ 165.433	R\$ 2.440.514	R\$ 2.132.225
22	87,40%	109.537	R\$ 1,55	5%	R\$ 169.782	R\$ 2.610.296	R\$ 2.302.007
23	86,80%	108.785	R\$ 1,60	5%	R\$ 174.056	R\$ 2.784.351	R\$ 2.476.062
24	86,20%	108.033	R\$ 1,65	5%	R\$ 178.254	R\$ 2.962.605	R\$ 2.654.316
25	85,60%	107.281	R\$ 1,70	5%	R\$ 182.377	R\$ 3.144.983	R\$ 2.836.693

Fonte: Autor.

Constata-se que o retorno do investimento ocorreria entre o quarto e quinto ano de funcionamento do sistema, gerando um lucro de R\$ 3.144.983,00 após 25 anos, tornando o sistema extremamente atrativo para a empresa.

A Figura 25 apresenta o gráfico do fluxo de caixa do projeto evidenciando o retorno do investimento entre quatro e cinco anos após funcionamento do sistema.

Figura 25 – Gráfico do Fluxo de Caixa do sistema proposto.



Fonte: Autor.

4. CONCLUSÕES

Esse trabalho se propôs a desenvolver o projeto de microgeração distribuída a ser instalado nas dependências da empresa Motormac, contemplando as normas técnicas exigidas pelos órgãos responsáveis para elaboração e instalação do projeto. Foi feita uma revisão teórica a respeito do processo de conversão de energia solar em energia elétrica e dos dispositivos utilizados no projeto.

Para dimensionar o sistema objetivando a máxima eficiência, analisou-se o potencial energético solar do local, a inclinação das estruturas, possíveis pontos de sombreamento, espaços disponíveis para instalação dos equipamentos, escolha dos equipamentos utilizados e a realização de simulação para obtenção de dados para utilização em cálculos matemáticos para estimar a geração de energia elétrica do sistema.

Por fim, foi realizado um estudo de viabilidade econômica para implementação do projeto. O investimento necessário foi de cerca de R\$ 308.289,21 e o retorno do investimento ocorre entre o quarto e quinto ano de funcionamento do sistema, gerando lucro de R\$ 3.144.983,00 ao longo de 25 anos, valor bastante expressivo, evidenciando as vantagens da obtenção do gerador fotovoltaico.

Com os resultados obtidos no estudo, pode-se concluir que o sistema obtido pela empresa é lucrativo. O capital economizado com as faturas de energia elétrica pode ser utilizado para outros fins, objetivando o crescimento da empresa. Não menos importante, a contribuição para o meio ambiente e conseqüentemente para a sociedade torna os sistemas fotovoltaicos cada vez mais atrativos, pois a preocupação com o meio ambiente se torna cada vez mais necessária nos tempos atuais.

5. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Geração Distribuída - Micro e Minigeração distribuída**. Publicado em 28/09/2015 - 10:48. Brasília. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/geracao-distribuida> Acesso em: 18 abr. 2021.

ANEEL. **PRODIST – Módulo 3**. c2021 Disponível em: http://www.aneel.gov.br/documents/656827/14866914/PRODIST-M%C3%B3dulo3_Revis%C3%A3o7/ebfa9546-09c2-4fe5-a5a2-ac8430cbca99. Acesso em: 05 set. 2021.

BALFOUR, John; SHAW, Michael; NASH, Nicole Bremer. **Introdução ao projeto de sistemas fotovoltaicos**. Rio de Janeiro: LTC – Livros Técnicos e Científicos Editora Ltda, 2016.

CEPEL – CRESESB. **Energia solar fotovoltaico**. Publicado em 25/01/2018. Cidade Universitária - Rio de Janeiro. Disponível em: http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=com_content&lang=pt&cid=321. Acesso em: 22 ago. 2021.

CEPEL – CRESESB. **Energia Solar Princípios e Aplicações**. CEPEL Sistema Eletrobrás. c2021. Disponível em: <http://www.cresesb.cepel.br>. Acesso em: 26 mar. 2021.

CEPEL – CRESESB. **Potencial Solar – SunData v 3.0**. Publicado em 25/01/2018. Cidade Universitária - Rio de Janeiro. Disponível em: <http://www.cresesb.cepel.br/index.php#data>. Acesso em: 01 mai. 2021.

ENF SOLAR. **Kumax CS3U-380-400MS**. Disponível em: <https://www.enfsolar.com/pv/panel-datasheet/crystalline/38629>. Acesso em: 13 set. 2021.

ENF SOLAR. **TSM-DE08M(II)**. Disponível em: <https://es.enfsolar.com/trina-solar-1>. Acesso em: 13 set. 2021.

Expansão da Geração: Fontes, **Empresa de Pesquisa Energética (EPE)**. c2021. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/areas-de-atuacao/energia-eletrica/expansao-da-geracao/fontes>. Acesso em: 18 fev. 2021.

FADIGAS, Eliane Aparecida Faria Amaral. **Energia Solar Fotovoltaica: Fundamentos, Conversão e Viabilidade técnico-econômica**. c2021. p. 26-27. Grupo de Energia Escola Politécnica de São Paulo – GEPEA.

GOOGLE EARTH PRO, Versão 7.3.3.7786: **Google**, 21 jul. 2020. Disponível em: <https://www.google.com.br/intl/pt-BR/earth/>

GROWATT BRASIL. **MAC 15~36KTL3-XL**. c2021. Disponível em: <https://www.ginverter.pt/show-41-641.html>. Acesso em: 09 nov. 2021.

GRUPO CEEE. **A CEEE**. c2021. Disponível em: <https://www.cee.com.br/a-cee>. Acesso em: 05 set. 2021.

GRUPO CEEE. **Micro e Minigeração**. c2021. Disponível em: <https://www.cee.com.br/a-cee/micro-e-minigeracao>. Acesso em: 05 set. 2021.

HALLIDAY, David; ROBERT, Resnick; WALKER, Jearl. **Fundamentos de Física: Óptica e Física Moderna**. 9ª Edição, vol. 4. Rio de Janeiro: LTC - Livros Técnicos e Científicos Editora Ltda, 2012.

INSTITUTO DE FISICA UFRGS. **O SOL**. Estatísticas do Sol. c2021. Disponível em: <https://www.if.ufrgs.br/ast/solar/portug/sun.htm>. Acesso em: 21 mar. 2021.

INSTITUTO IDEAL - América do Sol. **Benefícios e custos da energia solar**. c2021. Disponível em: <https://americadosol.org/beneficios-e-custos-da-energia-solar/>. Acesso em: 18 fev. 2021.

INSTITUTO IDEAL - América do Sol. **Potencial solar no Brasil**. c2021. Disponível em: <https://americadosol.org/potencial-solar-no-brasil/>. Acesso em: 18 fev. 2021.

MENDES, Noeli Aparecida Serafim. **As usinas hidrelétricas e seus impactos: os aspectos socioambientais e econômicos do Reassentamento Rural de Rosana - Euclides da Cunha Paulista**. 2005. p. 44-46. Dissertação (Mestrado em Geografia) - Faculdade de Ciências e Tecnologia – FCT/UNESP, São Paulo, 2005

OLIVATI, Clarisse de Almeida. **Efeito fotovoltaico e fotocondutividade em dispositivos poliméricos**. 2000. p. 3-6. Dissertação de Mestrado em Física Aplicada – Universidade de São Paulo - USP, São Carlos, 2000.

PEREIRA, Enio Bueno et al. **Atlas Brasileiro de Energia Solar**. 2ª Edição. São José das Campos: INPE, 2017.

QUEIROZ, Rosemar; GRASSI, Patricia; LAZZARE, Kariane; KOPPE, Ezequiel; TARTAS, Bruna; KEMERICH, Pedro. **Geração de energia elétrica através da energia hidráulica e seus impactos ambientais**. Revista Eletrônica em Gestão, Educação e Tecnologia Ambiental - REGET, v. 13, n. 13, p. 2781-2782, 13 Ago. 2013. Disponível em: <https://core.ac.uk/reader/270299770>. Acesso em: 18 fev. 2021.

RADIASOL, **Laboratório de Energia Solar – LABSOL**. c2021. Disponível em: <http://www.solar.ufrgs.br/#softwares>

RAMOS, Bernardo Oliveria. **Estudo de implantação de uma usina fotovoltaica no norte de Minas**. 2015. p. 46-48. Trabalho de conclusão de curso em Engenharia Elétrica – Centro Federal de Educação Tecnológica de Minas Gerais – CEFET-MG, Belo Horizonte, 2015.

SICES. **Módulo Mono Perc de alta eficiência 380 ~ 400W**. 2020. Disponível em: <https://sicesolar.com.br/ku-max-dual-cell/>. Acesso em: 05 mai. 2021.

SICES. **Three Phase String Inverter 40-50 kW**. 2018. Disponível em: <https://sicesolar.com.br/wp-content/uploads/2019/11/datasheet-three-phase-40-50kw-canadian-solar.pdf>. Acesso em: 06 set. 2021.

SOLAREEDGE. **Produtos: Designer**. Disponível em: <https://www.solaredge.com/br/products/installer-tools/designer#/>. Acesso em: 02 mai. 2021.

TAVARES, João; GALDINO, Marco. **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos**. CEPEL – CRESESB, Rio de Janeiro, mar. 2014. Disponível em: http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/Manual_de_Engenharia_FV_2014.pdf. Acesso em: 18 fev. 2021.

TRINA SOLAR. **HONEY M DE08M(II)**. 2020. Disponível em: <https://www.trinasolar.com/en-qlb/product/Tianjing60-de08mII>. Acesso em: 09 nov. 2021.