CENTRO FEDERAL DE EDUCAÇÃO TECNOLÓGICA DE MINAS GERAIS
GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

THIAGO VÍTOR SOARES ALVES

PROJETO DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO ON GRID UTILIZANDO O SAM – SYSTEM ADVISOR MODEL

NEPOMUCENO - MG
2024

THIAGO VÍTOR SOARES ALVES

PROJETO DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO ON GRID UTILIZANDO O SAM – SYSTEM ADVISOR MODEL

Trabalho de Conclusão de Curso, apresentado no Curso de Graduação em Engenharia Elétrica do Centro Federal Tecnológico de Minas Gerais (CEFET-MG), como requisito parcial para obtenção do título de bacharel em Engenharia Elétrica.

Orientador: Ítalo Arthur João Wilson Silva Meireles

Coorientadora: Juliana Vilela Lourençoni Botega

NEPOMUCENO - MG

2024

COMISSÃO EXAMINADORA

Prof. Me. Ítalo Arthur João Wilson Silva Meireles

Prof. Dra. Juliana Vilela Lourençoni Botega

Prof. Me. Mateus Coelho Vieira

Nepomuceno, 04 de Setembro de 2024.

DEDICATÓRIA

Dedico a Deus pelo dom da sabedoria por guiar meus passos e fortalecer minha fé ao longo deste trabalho acadêmico.

À minha família, pelo apoio incondicional, pelo amor, incentivo, esforço e paciência em todos os momentos. Vocês são minha base e minha inspiração.

Também todos que, direta ou indiretamente, contribuíram para a realização deste projeto.

AGRADECIMENTOS

Agradeço, primeiramente, a Deus, por me conceder saúde, força e determinação para superar todos os desafios ao longo desta jornada acadêmica.

Aos meus pais, pelo apoio incondicional, amor e incentivo constantes, que foram essenciais para a minha formação pessoal e acadêmica. A vocês, minha eterna gratidão.

A Rosa Maria, Sebastião Aparecido e família, por serem uns “segundos pais” a mim e me adotarem na família, por todo o suporte, a qual sou imensamente e eternamente grato e por me tratarem como filho. Com vocês, tudo se tornou mais leve e fácil, me ajudando e nunca me deixando desamparado na trajetória acadêmica.

Aos meus orientadores, Ítalo Arthur João Wilson Silva Meireles e Juliana Vilela Lourençoni Botega, pela paciência, pela orientação dedicada e pelo compartilhamento de conhecimentos fundamentais para a realização deste trabalho. Sua orientação foi indispensável para a concretização deste projeto.

Aos meus amigos e colegas, pela parceria, pelo suporte emocional e pela compreensão nos momentos de ausência. Vocês tornaram essa trajetória mais leve e significativa.

Aos professores e funcionários do curso de Engenharia Elétrica do CEFET-MG, que contribuíram para o meu desenvolvimento acadêmico e profissional, transmitindo valiosos ensinamentos e experiências ao longo dos anos.

Por fim, a todos que, de alguma forma, contribuíram para a realização deste trabalho, meu sincero muito obrigado. Suas contribuições foram fundamentais para o sucesso desta jornada.

EPÍGRAFE

“Em seu coração o homem planeja o seu caminho, mas o Senhor determina os seus passos”.

Provérbios 16:9

RESUMO

Este trabalho tem como objetivo desenvolver um projeto de sistema fotovoltaico On Grid utilizando o software SAM (*System Advisor Model*). Inicialmente, são discutidos os conceitos fundamentais da energia solar fotovoltaica como uma fonte sustentável de energia e sua relevância, a evolução e o panorama atual dessa tecnologia no Brasil e no mundo. É apresentada a motivação para o uso do software SAM no desenvolvimento de projetos fotovoltaicos, considerando sua acessibilidade e funcionalidade abrangente. Em seguida, detalha-se a metodologia adotada, que envolve a simulação de um projeto fotovoltaico com o SAM, incluindo etapas como coleta de dados, definição de parâmetros de simulação, dimensionamento do arranjo fotovoltaico, seleção de módulos e inversores, análise de perdas e custos de instalação. A abordagem metodológica também inclui a análise do *payback* simples do sistema projetado. Os resultados obtidos mostram que o sistema fotovoltaico projetado não só atende à demanda energética do estabelecimento (residência e comércio), como também proporciona uma economia significativa ao longo de 30 anos de funcionamento, com um período de retorno do investimento (*payback*) favorável. Conclui-se que a utilização do SAM para o desenvolvimento de projetos de energia solar é viável e eficiente, contribuindo para a disseminação dessa tecnologia e incentivando a adoção de fontes de energia renovável.

Palavras-Chave: Energia Solar Fotovoltaica; Sistema Fotovoltaico On Grid; Dimensionamento; Geração de Energia Elétrica; SAM; Guia de Instruções.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 - Produção de energia elétrica mundial por recurso. 17
Figura 2 - Evolução da energia solar fotovoltaica no Brasil. 19
Figura 3 – Benefícios da energia solar fotovoltaica no Brasil. 19
Figura 4 – Matriz elétrica brasileira. 21
Figura 5 – Ranking estadual e municipal da potência instalada quanto a geração distribuída. 23
Figura 6 – Geração distribuída da energia solar FV no Brasil por classe de consumo. 24
Figura 7 – Potência instalada por estados, na geração centralizada no Brasil. 25
Figura 8 – Evolução do preço da energia FV em leilões de energia no mercado regulado. 26
Figura 9 – Panorama mundial da potência instalada da energia solar fotovoltaica. 27
Figura 10 – Evolução dos preços dos módulos fotovoltaicos. 28
Figura 11 – Mapa de irradiação solar global diária no plano inclinado. 30
Figura 12 – Mapa de irradiação solar direta normal diária. 31
Figura 13 – Radiação solar horizontal global anual (kWh/m^2/dia). 32
Figura 14 – Exemplo de sistema autônomo ou isolado. 33
Figura 15 – Exemplo de sistema ligado à rede. 34
Figura 16 – Exemplo de sistema híbrido. 35
Figura 17 – Blocos básicos de um sistema fotovoltaico. 36
Figura 18 – Tela inicial do software SAM. 45
Figura 19 – Criação de um projeto fotovoltaico On Grid. 46
Figura 20 – Recursos/parâmetros disponibilizados pelo SAM para projeto On Grid. 47
Figura 21 – Vista superior da localidade utilizada no estudo em destaque. 48
Figura 22 – Inserção da localização no software (Parte 1). 49
Figura 23 – Inserção da localização no software (Parte 2). 49
Figura 24 – Dados meteorológicos da localização definida. 50
Figura 25 – Adicionando o consumo de energia elétrica da propriedade no SAM. 53
Figura 26 – Especificações do módulo da Jinko pelo datasheet. 54
Figura 27 – Características mecânicas do módulo da Jinko pelo datasheet. 55
Figura 28 – Os cincos modelos diferentes de desempenho do módulo no SAM. 55
Figura 29 – Escolha do módulo fotovoltaico a partir do banco de dados do SAM. 56
Figura 30 (a)(b) – Inserção dos dados do módulo fotovoltaico no SAM. 57
Figura 31 – Informações retornadas pelo SAM no menu Module. 58

Figura 32 – Passos para salvar os dados inseridos do módulo fotovoltaico no SAM. 59
Figura 33 – Perdas de energias. 61
Figura 34 – Os dados de entrada do inversor FRONIUS PRIMO. 65
Figura 35 – Os dados de saída do inversor FRONIUS PRIMO. 65
Figura 36 – Os quatros modelos diferentes de desempenho do inversor no SAM. 66
Figura 37 – Escolha do inversor fotovoltaico a partir do banco de dados do SAM. 67
Figura 38 – Inserção dos dados do inversor no SAM. 70
Figura 39 – Passos para salvar os dados inseridos do inversor fotovoltaico no SAM. 70
Figura 40 – Dimensionamento CA em System Design. 71
Figura 41 – Configuração elétrica e as entradas MPPT do inversor. 73
Figura 42 – Ilustração auxiliar para compreensão do azimute no SAM. 75
Figura 43 – Rastreamento e orientação/Informações do dimensionamento elétrico e mensagens de dimensionamento do sistema. 76
Figura 44 – Resumo do dimensionamento. 77
Figura 45 – Irradiance Losses. 80
Figura 46 – DC Losses. 81
Figura 47 – Losses: AC, transformer, transmission e system availability. 82
Figura 48 – Degradação anual CC. 83
Figura 49 – Inserção do sombreamento (parte 1). 84
Figura 50 – Inserção do sombreamento (parte 2). 85
Figura 51 – Custos diretos de capitais desse projeto. 87
Figura 52 – Demais custos do projeto em valores default do SAM: custos indiretos de capitais, imposto sobre vendas e custo total instalado. 87
Figura 53 – Tabela no Excel do valor em reais: investido, amortizado e poupado. 89
Figura 54 – Gráfico do payback simples do sistema de geração fotovoltaico proposto. 90
Figura 55 – Produção de energia do sistema fotovoltaico no primeiro ano de operação. 92
Figura 56 – Comparação entre o perfil de geração do sistema fotovoltaico e do consumo da carga mensal da localidade para o primeiro ano de funcionamento do sistema. 94
Figura 57 – Geração do SFV (AC energy) x Consumo mensal (Electricity load). 95
Figura 58 – Valores da geração anual do sistema em 25 anos de funcionamento. 96
Figura 59 – Produção de energia anual do sistema em 25 anos de funcionamento. 96
Figura 60 – Perfis de geração de energia do sistema fotovoltaico: mensais e anual. 98
Figura 61 – Distribuição anual de energia CA gerada em kW durante um ano. 100

Figura 62 – Fluxo de energia e perdas no sistema fotovoltaico em estudo. 102
Figura 63 – Análise das perdas de energia no sistema fotovoltaico em estudo. 103

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Histórico do consumo do local registrado pela Cemig. 51
Tabela 2 – Outros dados gerais inversor FRONIUS PRIMO. 66
Tabela 3 – Energia Gerada pelo SFV em seu primeiro ano de funcionamento. 91

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABSOLAR - Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica

ACL - Ambiente de Contratação Livre

ACR - Ambiente de Contratação Regulada

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica

CAPEX - Cálculo dos Custos de Capital

CCEE - Câmara de Comercialização de Energia Elétrica

CEC - Comissão de Eletricidade da Califórnia

CPV - Modelo de Concentração Fotovoltaica

DF - Distrito Federal

DOE - Departamento de Energia dos EUA

E - Leste

EPE - Empresa de Pesquisa Energética

EPIA - European Photovoltaic Industry Association

EUA - Estados Unidos da América

FV - Fotovoltaica

GC - Geração Centralizada

GCR - Ground Coverage Ratio

GD - Geração Distribuída

GHI - Global Horizontal Irradiation

GMT - Greenwich Meridian Time

IAM - Ângulo de incidência

IEC - International Electrotechnical Commission

INMETRO - Instituto Nacional de Metrologia, Normalização e Qualidade Industrial

MG - Minas Gerais

MME - Ministério de Minas e Energia

MNRE - Ministério de Energia Nova e Renovável

MT - Mato Grosso

NASA - National Aeronautics and Space Administration

NE - Nordeste

NO - Noroeste

NREL - National Renewable Energy Laboratory

O - Oeste

O&M - Operação e Manutenção

OPEX - Cálculo dos Custos Operacionais

POA - Plano de Irradiância no Plano do Array

PPA - Projetos de Contrato de Compra de Energia

S - Sul

SAM - System Advisor Model

SC - Santa Catarina

SFV - Sistema Fotovoltaico

SPPM - Seguidor de Ponto de Potência Máxima

STC - Standard Test Conditions

TERI - Instituto de Energia e Recursos

UTC – Tempo Universal Coordenado

Z - Zulu

LISTA DE SÍMBOLOS

$/m² - Dólar por metro quadrado

$/Wdc – Dólar por watt contínuo

€ - Euro

A – Ampère

CA ou AC - Corrente alternada

CC ou DC - Corrente contínua

GW– Gigawatt

Imp - Corrente no ponto de máxima potência

Isc - Corrente de curto-circuito

kg - Quilograma

kW – Quilowatt

kWac – Quilowatt alternado

kWdc – Quilowatt contínuo

kWh – Quilowatt hora

kWh/ano - Quilowatt hora por ano

kWh/dia - Quilowatt hora por mês

kWh/m²/dia - Quilowatt hora por metro quadrado por dia

kWh/mês - Quilowatt hora por mês

kWp - Quilowatt pico

MPPT - Maximum Power Point Tracking (Rastreamento do Ponto de Máxima Potência)

MW - Megawatt

ºC - Graus Celsius

R$ - Real

US$ ou $ - Dólar

US$/W - Dólar por watt

V - Volt

Vmp - Tensão no ponto de máxima potência

Voc - Tensão de circuito aberto

W - Watt

Wac – Watt alternado

Wh/mês - Watt hora por mês

Wp - Watt pico

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO 17

2. OBJETIVOS 20

2.1 Objetivo geral 20

2.2 Objetivos específicos 20

3. REFERENCIAL TEÓRICO 20

3.1 Panorama nacional de energia 20

3.2 Cenário da energia fotovoltaica no Brasil 21

3.3 Perspectiva da energia solar fotovoltaica no mundo 26

3.4 Disponibilidade da irradiação solar no Brasil 28

3.5 Sistema fotovoltaico e seus componentes 32

3.5.1 Sistemas autônomos ou isolados (Off Grid) 32

3.5.2 Sistemas ligados à rede (On Grid) 33

3.5.3 Sistemas híbridos 34

3.5.4 Blocos básicos de um sistema fotovoltaico 35

3.5.5 Principais componentes de um sistema fotovoltaico 36

3.5.5.1 Módulos fotovoltaicos 36

3.5.5.2 Inversores 37

3.5.5.3 Baterias 38

3.5.5.4 Controladores de carga 39

3.6 Principais ferramentais computacionais para projeto de sistemas fotovoltaicos ... 40

3.6.1 HOMER Pro 40

3.6.2 PVsyst 41

3.6.3 SAM (*System Advisor Model*) 42

4. METODOLOGIA 43

4.1 Projeto do sistema fotovoltaico On Grid 46

4.1.1 Location and Resource 47

4.1.2 Electric Load 51

4.1.3 Module 53

4.1.4 Dimensionamento do arranjo fotovoltaico 59

4.1.5 Inverter 63

4.1.6 System Design 71

4.1.6.1 AC Sizing 71

4.1.6.2 DC Sizing and Configuration 72

4.1.6.3 Sizing Summary 77

4.1.7 Losses 78

4.1.8 DC Degradation 82

4.1.9 Shading and Layout 83

4.1.10 Installation Costs 85

4.2 Payback simples de um sistema fotovoltaico On Grid 88

5. RESULTADOS E DISCUSSÕES 89

5.1 Resultado do *payback* simples do sistema On Grid em estudo 89

5.2 Resultado do SAM do sistema fotovoltaico em estudo 91

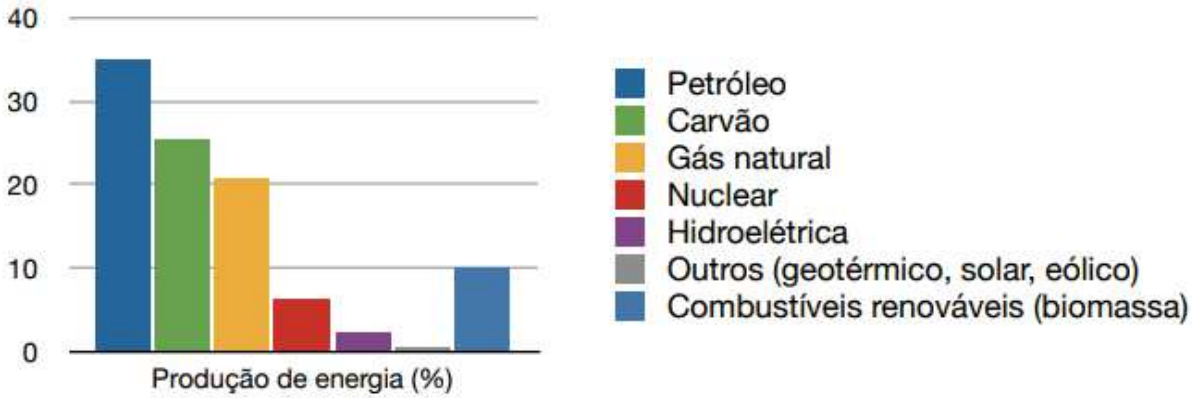
6. CONCLUSÃO 105

7. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS 107

1. INTRODUÇÃO

No decorrer da metade do século XX, a produção de energia elétrica mundial se concentrava, massivamente, através dos combustíveis fósseis. Porém estas fontes de energia não renováveis são consideradas poluentes e esgotáveis, acarretando em graves consequências ao meio ambiente. Além disso, existe uma preocupação futura quanto às quais fontes energéticas os seres humanos deverão utilizar para produzir energia elétrica de modo sustentável (DIENSTMANN, 2009; ALVES, 2019). A Figura 1 ilustra a produção de energia elétrica mundial por recurso na segunda metade do século XX.

Figura 1 - Produção de energia elétrica mundial por recurso.



Fonte: DIENSTMANN (2009).

Nessa perspectiva, as preocupações com as problemáticas ambientais se tornaram relevantes e evidentes, além disso, a pesquisa acerca desses dilemas está expandindo de forma global. Segundo Alves (2019, p. 1): “As diferentes fontes de energia não renováveis causam dependência de condições climáticas, emissão de gases poluentes, elevado custo de implantação, produção e consequentemente elevam o custo do consumidor”.

No cenário nacional e internacional, no intuito de mitigar esses problemas aliados a outros fatores (como a crescente demanda de energia, o aumento do custo dos combustíveis fósseis e a preocupação com o meio-ambiente), foram elaboradas fontes de energia renováveis, visando restringir e atenuar os impactos ao meio ambiente e, sobretudo, diminuir os custos de produção em relação a energia convencional. Portanto, as energias renováveis cresceram exponencialmente no mundo inteiro, culminando que a tecnologia da energia solar fotovoltaica ganhasse destaque na área de produção de energia por apresentar elevado potencial de produção e por ser uma fonte energética não poluente, sustentável e de baixo custo a longo prazo (DA ROSA e GASPARIN; 2016, ALVES, 2019).

A energia solar provém da luz e do calor do Sol, chegando na superfície da Terra como ondas eletromagnéticas (fótons), seja de maneira direta ou difusa. Atualmente, existem três

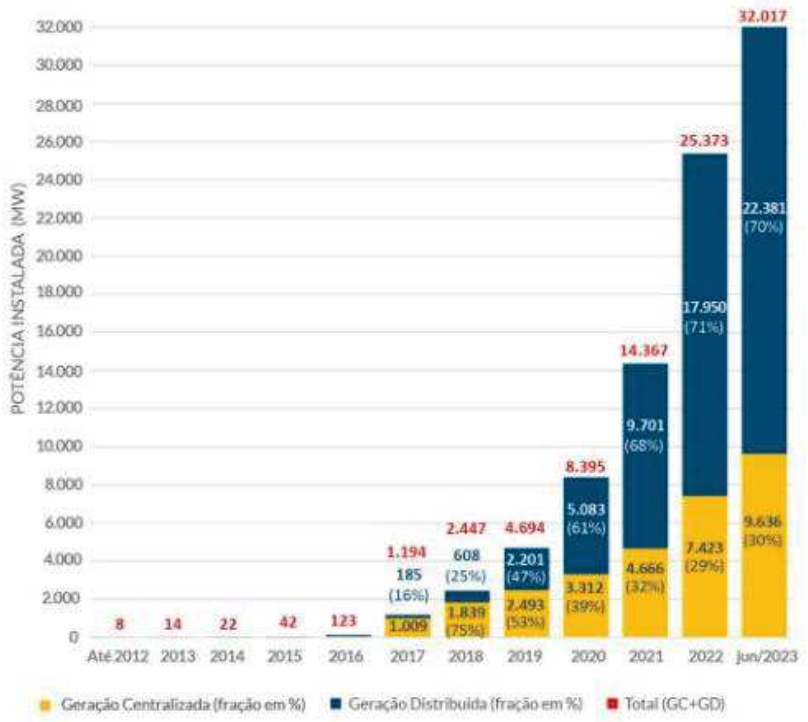
tipos principais de sistemas que convertem a energia solar em outra fonte de energia, as quais são a energia solar fotovoltaica, a energia solar térmica (aquecedor solar) e a energia heliotérmica (termossolar ou energia solar concentrada). Dentre as três citadas, a energia solar fotovoltaica e a energia solar térmica são as mais conhecidas, enquanto a energia solar fotovoltaica e a energia heliotérmica se destacam no mercado de geração de energia elétrica solar.

A energia solar fotovoltaica é uma fonte limpa e também renovável, onde os painéis fotovoltaicos convertem a radiação solar diretamente em energia elétrica através de um efeito denominado efeito fotoelétrico, produzindo assim, energia elétrica (DIENSTMANN, 2009; ALVES, 2019). A mesma se destaca dentre as fontes alternativas devido a sua baixa emissão de poluentes, a necessidade de pouca manutenção e, sobretudo, por gerar energia localmente, ou seja, não necessita de linhas de transmissão afim de evitar perdas e impactos ambientais (OLIVEIRA et al., 2017).

Atualmente, matriz elétrica brasileira, é constituída basicamente na energia hidráulica ou hídrica devido a elevada distribuição de água no território nacional (OLIVEIRA et al., 2017). Assim, no contexto econômico atual do Brasil, onde os índices de radiação solar são significativos, a energia fotovoltaica está progressivamente ampliando sua presença na matriz elétrica nacional e demonstra ter elevado potencial para substituir as hidrelétricas e termelétricas desde a sua implementação através da Resolução Normativa Nº 482 (17 de abril de 2012), a qual regulamenta a geração de energia através de placas solares fotovoltaicas (ALVES, 2019).

A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e a Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica (ABSOLAR) apresentaram o panorama da energia solar fotovoltaica em imagens informativas e gráficas. Contudo, a Figura 2 justifica e exemplifica a evolução da energia solar fotovoltaica no cenário nacional, culminado em uma potência instalada em 32.017 MW em junho de 2023, dividida em geração centralizada (GC) e geração distribuída (GD).

Figura 2 - Evolução da energia solar fotovoltaica no Brasil.



Fonte: Adaptado de ABSOLAR (2023).

Segundo dados da ABSOLAR, entre 2012 a 2023, o setor fotovoltaico brasileiro gerou vários benefícios tais como: mais de 960,5 mil novos empregos gerados, mais de 40,6 milhões de toneladas de CO_2 evitadas, mais de R$ 155,6 bilhões em novos investimentos, mais de 32 GW operacionais e mais de R$ 45,1 bilhões em arrecadação de tributos. A Figura 3 retrata esses benefícios expostos.

Figura 3 – Benefícios da energia solar fotovoltaica no Brasil.

Fonte: Adaptado de ABSOLAR (2023).

Durante a última década, a energia solar fotovoltaica conquistou progressivamente mais notoriedade no cenário mundial, apresentando uma alta e contínua taxa de crescimento com tendência a se manter, devido a demanda mundial por energias limpas, já que a mesma é umas das mais eficientes e menos nocivas ao meio ambiente (OLIVEIRA et al., 2017).

Dentro desse contexto de energia solar fotovoltaica, existem diversos softwares que realizam simulações de projetos fotovoltaicos, tais como PVsyst, Homer Pro, PVPlanner e o *System Advisor Model* (SAM). Este último será utilizado para elaboração de projetos fotovoltaicos, pelo fato de ser facilmente acessível (gratuito). No desenvolvimento do trabalho

será desenvolvido um guia de instruções, para que outros possam se orientar na elaboração de projetos.

2. OBJETIVOS

2.1 Objetivo geral

O objetivo geral deste trabalho é elaboração de um projeto de sistema fotovoltaico On Grid, utilizando o software SAM (*System Advisor Model*). A descrição detalhada de cada etapa do projeto servirá como um guia de instruções para aqueles que desejem iniciar o trabalho com a ferramenta computacional.

2.2 Objetivos específicos

Os objetivos específicos desta monografia são:

- Realizar um estudo e assim entender o funcionamento do software SAM.
- Realizar o dimensionamento de um projeto de sistema fotovoltaico On Grid.
- Elaboração de um guia de utilização, para que os outros possam aprender a manusear o software.
- Elaboração de uma lista dos equipamentos necessários, juntamente com seu orçamento para apurar o custo de implementação/instalação do projeto.

3. REFERENCIAL TEÓRICO

3.1 Panorama nacional de energia

A matriz elétrica do Brasil, predominantemente composta por hidrelétricas, depende de níveis estáveis de precipitação para manter seus reservatórios em níveis satisfatórios. No caso de flutuações no regime de chuvas que afetem os reservatórios, é necessário recorrer às usinas termoelétricas. Além de possuírem custos de operação mais elevados, essas usinas também exercem um impacto significativo sobre o meio ambiente, especialmente devido à grande emissão de gases de efeito estufa que provocam (DA ROSA e GASPARIN, 2016).

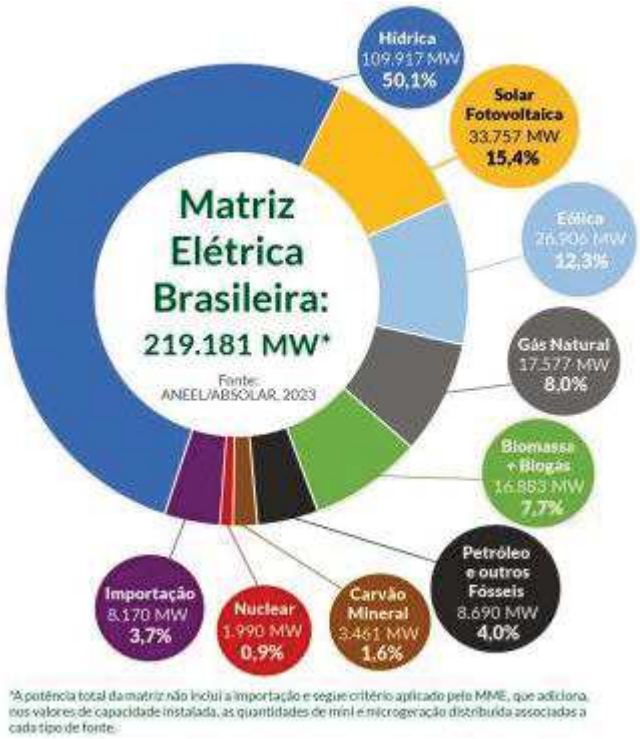
Como uma alternativa, tanto às crises hidrológicas, quanto a operação de usinas termoelétricas, observa-se, cada vez mais, o interesse em diversificar a matriz elétrica brasileira com outras fontes de energia renováveis, com o objetivo de atender à demanda e assegurar a confiabilidade do sistema elétrico. Diante disso, a energia solar fotovoltaica tem se tornado uma alternativa cada vez mais atraente no mercado. O Brasil possui um excelente potencial solar

para geração de eletricidade, especialmente quando comparado a países que já incorporaram a energia solar fotovoltaica de forma consistente em sua matriz energética (DA ROSA e GASPARIN, 2016).

As políticas de incentivos atualmente em vigor no Brasil precisam passar por aprimoramentos para aperfeiçoar a viabilidade desse método de produção de energia. O alto investimento inicial atua como um obstáculo à expansão, sobretudo nas residências. O crescimento dessa fonte de energia também enfrenta dificuldades devido a entraves fiscais e institucionais (DA ROSA e GASPARIN, 2016).

Na Figura 4, observa-se que as usinas hidrelétricas ocupam pouco mais da metade da matriz elétrica, com a potência total de 109.917 MW. Porém, com o crescente investimento em energias renováveis, a energia solar fotovoltaica ampliou o seu espaço na matriz elétrica desde a sua implementação em 2012, com a potência total de 33.757 MW, representando 15,4% da potência total da matriz elétrica brasileira, acompanhado, em seguida, da eólica.

Figura 4 – Matriz elétrica brasileira.



Fonte: Adaptado de ABSOLAR (2023).

3.2 Cenário da energia fotovoltaica no Brasil

A energia solar está experimentando um crescimento acelerado no Brasil e são vários os benefícios econômicos e ambientais que estão contribuindo para impulsionar a expansão desta fonte de energia renovável. A energia solar fotovoltaica no Brasil representa 15,4% de toda a

matriz elétrica brasileira, sendo assim, considerada a segunda maior fonte de energia do país, perdendo somente para energia hídrica. Nos últimos anos, houve um aumento significativo na instalação de sistemas fotovoltaicos em todo o Brasil, com maior destaque para as regiões Sul e Sudeste do país.

A utilização da energia solar no Brasil tem sido, majoritariamente, voltada para ambientes residenciais, desempenhando um papel auxiliar na diminuição das despesas com eletricidade. Isso ocorre, tanto por meio do aproveitamento da energia térmica para aquecer água, quanto pelo uso de energia fotovoltaica para gerar eletricidade (PORTAL SOLAR, © 2014-2023).

O Brasil se destaca devido ao vasto potencial de geração de energia solar, uma vez que a radiação solar é mais intensa em comparação com países que já implementaram projetos fotovoltaicos de forma mais frequente, tais como Alemanha, França e Espanha. Portanto, a expansão da geração de energia fotovoltaica deve ser vista como uma prioridade no país, já que apresenta os estímulos fundamentais para isso (PORTAL SOLAR, © 2014-2023).

Segundo a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e a Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica (ABSOLAR), os sistemas fotovoltaicos de geração distribuída (GD) encontra-se predominantemente instalados nas regiões Sudeste, Sul e Nordeste do país. Sendo assim, os Estados líderes com os maiores valores de potência instalada são, respectivamente: São Paulo (3.164,0 MW), Minas Gerais (3.141,7 MW) e Rio Grande do Sul (2.407,7 MW). Em contrapartida, os Estados de Roraima e Amapá ocupam as últimas colocações do ranking estadual como um baixo potencial de energia solar fotovoltaica instalada. No ranking municipal, as cidades que dividem o pódio com seus respectivos valores de potência instalada são respectivamente: Florianópolis – SC (776,4 MW), Brasília – DF (289,5 MW) e Cuiabá – MT (214,1 MW). A Figura 5 retrata o ranking estadual e municipal da potência instalada quanto a geração distribuída.

Figura 5 – Ranking estadual e municipal da potência instalada quanto a geração distribuída.

Fonte: Adaptado de ABSOLAR (2023).

A energia solar no Brasil é empregada para contribuir na redução das despesas com eletricidade (ou seja, na conta de luz), aliviar a sobrecarga das redes de distribuição e reduzir os impactos ambientais, seja em residências, em comércios ou indústrias. O Brasil apresenta casos de emprego da energia solar, como o aproveitamento da energia fotovoltaica para

consumo próprio, tanto em micro quanto em minigeração distribuída, visando a redução das despesas com eletricidade, além da implementação de usinas fotovoltaicas para a distribuição de energia elétrica destinada à rede (PORTAL SOLAR, © 2014-2023).

Ainda em relação a geração distribuída da energia solar fotovoltaica no Brasil, observa-se que, atualmente, existem 2.106.439 sistemas fotovoltaicos conectados à rede, impulsionando o estabelecimento de novos recordes na produção de eletricidade a partir da energia fotovoltaica, atingindo uma capacidade instalada de 23.363,7 MW. No ano de 2022, o país conquistou a 8ª colocação no ranking global.

O uso da energia solar fotovoltaica, como já mencionado, corresponde 15,4% de toda matriz elétrica brasileira, dentre as quais são divididas em geração centralizada e geração distribuída. No Brasil, a geração distribuída encontra-se dividida por classe de consumo, onde a energia fotovoltaica residencial é responsável por 49% (Pinst = 11.453,1 MW) do montante total, acompanhada por empresas de comércios/serviços com 28% (Pinst = 6.551,9 MW) e pela energia fotovoltaica rural com 14,7% (Pinst = 3.437,6 MW). A Figura 6 ilustra bem o contexto relatado acima, com dados extraídos da ANEEL/ABSOLAR.

Figura 6 – Geração distribuída da energia solar FV no Brasil por classe de consumo.

Fonte: Adaptado de ABSOLAR (2023).

A geração distribuída corresponde a sistemas fotovoltaicos de pequeno e médio porte, com capacidade instalada de até 5 MW (sistemas de microgeração - até 75 kW e minigeração – acima de 75 kW até 5 MW) e são instalados em locais como casa, empresa, fazenda e prédios públicos. Enquanto a geração centralizada (GC) representa sistemas fotovoltaicos de grande porte como as grandes usinas com capacidade instalada acima de 5 MW. A energia produzida pela geração centralizada, normalmente, é comercializada em dois ambientes de contratação, os quais são: o Ambiente de Contratação Livre - ACL e o Ambiente de Contratação Regulada – ACR (ABSOLAR, 2023).

Segundo a ABSOLAR (2023), no Ambiente de Contratação Livre (ACL), as empresas geradoras, comercializadoras, consumidores livres e especiais negociam energia (através da compra e venda) em um mercado aberto, realizando acordos bilaterais e contratos de compra

de energia (PPAs), com o preço acordado diretamente entre as partes. No Ambiente de Contratação Regulada (ACR), as empresas geradoras se envolvem em processos de leilões de energia elétrica, onde as orientações são definidas pelo Ministério de Minas e Energia (MME). Os detalhes dos contratos são organizados pela ANEEL e os procedimentos de licitação são conduzidos pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE).

A geração centralizada no Brasil encontra-se localizada, principalmente, nos estados de Minas Gerais, Bahia, Piauí e Ceará, respectivamente. Assim, Minas Gerais ocupa a posição líder no momento com a potência instalada de 42.402,9 MW, distribuídas em status: de em operação, em construção e construção não iniciada. Dependendo do mês, as regiões ocupam lugares diferentes no ranking divulgado pelo ABSOLAR em conjunto com ANEEL. A Figura 7 ilustra o contexto da geração centralizada no Brasil por estados.

Figura 7 – Potência instalada por estados, na geração centralizada no Brasil.

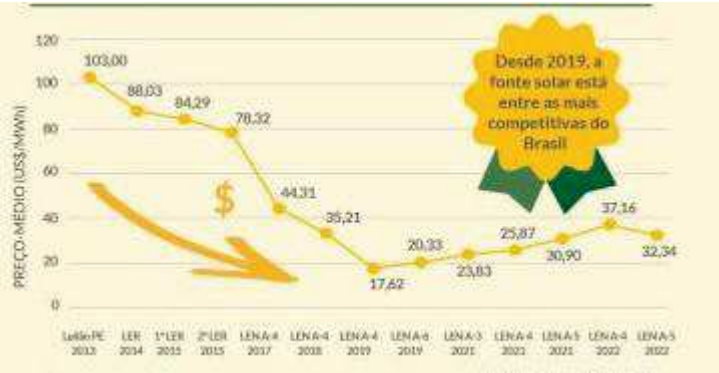
Fonte: Adaptado de ABSOLAR (2023).

A partir de 2012, quando o Brasil possuía apenas 8 MW de capacidade instalada em geração distribuída e nenhuma em geração centralizada, houve um crescimento significativo. Atualmente, registra-se 22.381 GW na geração distribuída e 9.636 GW na geração centralizada. Todo esse fato é observado através da análise da Figura 2 desta monografia.

Uma parte desse crescimento pode ser atribuída à redução dos preços das fontes fotovoltaicas nos leilões. Em 2013, o custo médio do equipamento era de R$ 103,00. Esse valor experimentou uma acentuada diminuição, chegando a R$ 44,31 em 2017 e, finalmente, a R$ 17,62 em 2019, ano que registrou o leilão mais competitivo até então. Em 2022, houve um leve

aumento, atingindo R$ 32,34. No entanto, mesmo com esse aumento, a energia solar continua sendo uma das fontes mais competitivas no Brasil. A Figura 8 apresenta a evolução do preço da energia fotovoltaica em leilões de energia no mercado regulado, de acordo com CCEE (Câmara de Comercialização de Energia Elétrica) em conjunto com a ABSOLAR.

Figura 8 – Evolução do preço da energia FV em leilões de energia no mercado regulado.



Fonte: Adaptado de ABSOLAR (2023).

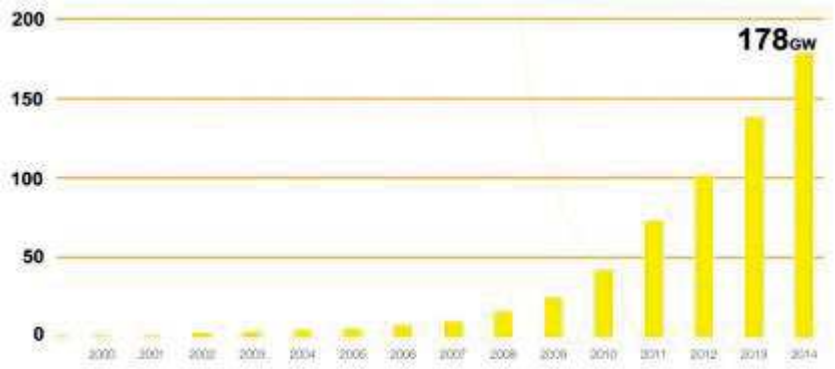
3.3 Perspectiva da energia solar fotovoltaica no mundo

Ao longo da última década, a energia solar fotovoltaica tem ganhado crescente destaque a nível global, experimentando uma taxa de crescimento alta e constante. Essa tendência deverá persistir, impulsionada pela demanda global por fontes de energia limpa, sendo a energia solar fotovoltaica uma das mais eficazes e menos prejudiciais ao meio ambiente (OLIVEIRA et al., 2017).

Outro fator que está impulsionando o aumento de sua participação na matriz energética global é a redução dos custos dos equipamentos necessários para sua produção, resultado dos crescentes investimentos tanto do setor público quanto do privado. Além disso, o aumento nos preços da energia elétrica a torna mais competitiva (OLIVEIRA et al., 2017).

Segundo Oliveira et al. (2017), em 2001, a capacidade global de produção de energia solar fotovoltaica era de cerca de 1,1 GW. Entretanto, em 2009, esse número cresceu significativamente para 23 GW. Desde então, tem mantido um ritmo de crescimento acelerado, chegando a 100 GW em 2012 e a 178 GW em 2014, de acordo com a European Photovoltaic Industry Association em 2015 (EPIA). A Figura 9 mostra a evolução da capacidade de geração instalada em GW da energia solar fotovoltaica.

Figura 9 – Panorama mundial da potência instalada da energia solar fotovoltaica.



Fonte: Oliveira et al. (2017).

Explorando o cenário internacional, encontra-se dois países que são referências para energia solar fotovoltaica, trata-se do Japão e da Alemanha.

Desde o início da década de 90, o Japão tem integrado a energia gerada por sistemas de "telhados fotovoltaicos" e implementou uma política de subsídios governamentais. Inicialmente, o subsídio cobria 70% do custo do sistema fotovoltaico, tornando o Japão o principal produtor de energia solar por um período prolongado (embora tenha sido superado pela Europa em 2007) e o maior mercado de energia fotovoltaica do mundo (até ser superado pela Alemanha em 2006). Recentemente, o Japão retomou essa política de subsídios, fornecendo um exemplo claro de como as políticas governamentais podem estimular o desenvolvimento da geração de energia elétrica por meio de sistemas fotovoltaicos (RELLA, 2017).

No contexto da Alemanha, a nação promulgou e aplicou a "Lei de Preços Líquidos para Energias Renováveis". Essa política estimulou um rápido avanço na indústria fotovoltaica alemã. Entre 2000 e 2007, mais de 15 bilhões de euros foram investidos na construção de instalações fotovoltaicas, o que fez com que a Alemanha superasse o Japão em termos de crescimento de mercado. Adicionalmente, houve uma rápida redução nos custos de geração de energia fotovoltaica no país, uma queda de cerca de 20% em um período de três anos (RELLA, 2017).

Segundo Rella (2017), a lei que foi implementada, para garantir a compra de energia proveniente de micro e mini geradores, instaurou uma grande demanda no mercado fotovoltaico, tornando a instalação desses sistemas de geração uma das áreas mais atrativas do país. Isso deu origem a um desenvolvimento rápido da indústria fotovoltaica e a uma contínua diminuição dos custos de produção de energia, gradualmente estabelecendo na Alemanha um sistema de energia sustentável. Esse sucesso motivou a adoção de leis semelhantes em muitos

outros países ao redor do mundo, abrangendo mais de 40 nações, incluindo Bélgica, Grécia, Itália, Portugal, Espanha e várias cidades dos Estados Unidos.

Dessa forma, a crescente demanda por fontes de energia renovável e a disseminação de programas de incentivo em vários países têm impulsionado a produção de células fotovoltaicas em todo o mundo. De acordo com a revista Photon Internacional (2016), a produção de células fotovoltaicas atingiu 37,2 GW em 2011, representando um aumento de 36% em relação ao ano anterior e um crescimento de cerca de 130 vezes em relação a 2000. Isso tem contribuído para a contínua redução dos preços dos módulos a cada ano, como ilustrado na Figura 10, que representa a evolução dos preços dos módulos fotovoltaicos (RELLA, 2017).

Figura 10 – Evolução dos preços dos módulos fotovoltaicos.

Fonte: Rella (2017).

3.4 Disponibilidade da irradiação solar no Brasil

A humanidade tem aproveitado a energia solar ao longo de sua história para atender a necessidades fundamentais, como aquecimento, iluminação e alimentação. No entanto, a utilização da energia solar como fonte de eletricidade é uma inovação mais recente. A geração de energia elétrica por meio de sistemas fotovoltaicos é uma das principais fontes de energia renovável em destaque nos tempos atuais (SILVA, S., 2021).

A energia solar fotovoltaica está conquistando um espaço no cenário mundial de geração de energia devido às suas características como uma fonte renovável e inesgotável, com baixo impacto ambiental, ocupação mínima de espaço, alta confiabilidade, facilidade de manutenção e instalação, além de permitir a geração descentralizada e modular (SILVA, S., 2021).

Conforme indicado no Atlas da ANEEL (2017), a disponibilidade de radiação solar não apenas é afetada pelas condições atmosféricas, mas também depende da latitude local e da

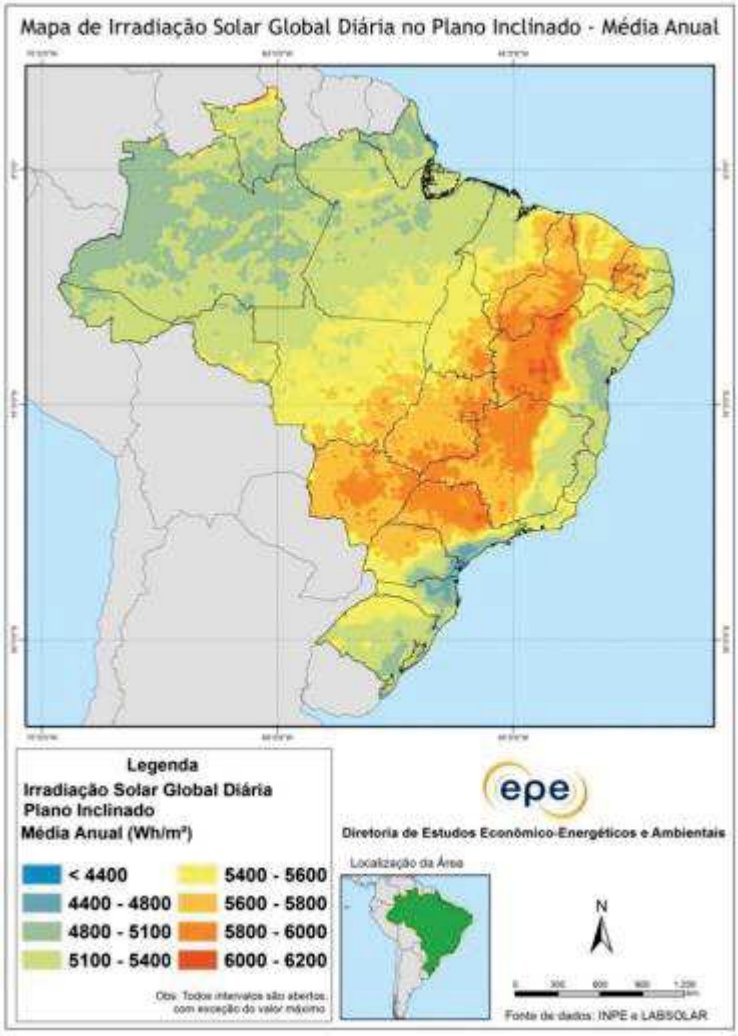
posição no tempo, resultante da inclinação do eixo imaginário em torno do qual a Terra gira diariamente, bem como da trajetória elíptica que a Terra segue ao redor do Sol (FACHIN, 2017).

O Brasil localiza-se, quase que integralmente, a área compreendida entre o Trópico de Capricórnio e a Linha do Equador, onde os raios solares incidem verticalmente com maior frequência (fixando uma determinada longitude (entre 30° a 75º Oeste - O) e observando a latitude). Essa situação proporciona níveis elevados de incidência da radiação solar em praticamente todo o território do país, mesmo durante a estação de inverno, conferindo ao Brasil condições extremamente favoráveis para o aproveitamento energético do recurso solar (TOLMASQUIM, 2016).

Devido à sua localização, próximo à Linha do Equador e com incidência mais vertical de raios solares, o Brasil é beneficiado com grande potencial de aproveitamento solar fotovoltaico ao longo de todo ano. Conforme indicado no Atlas Brasileiro de Energia Solar (2006), o país apresenta médias anuais de irradiação solar relativamente altas, com os valores mais elevados no Nordeste e os mais baixos no litoral do Sul. Durante o verão, a região Norte recebe menor incidência de radiação solar se comparado a região Sul, enquanto o contrário ocorre durante o inverno (TOLMASQUIM, 2016; AHLERT, 2017; SILVA, S., 2021).

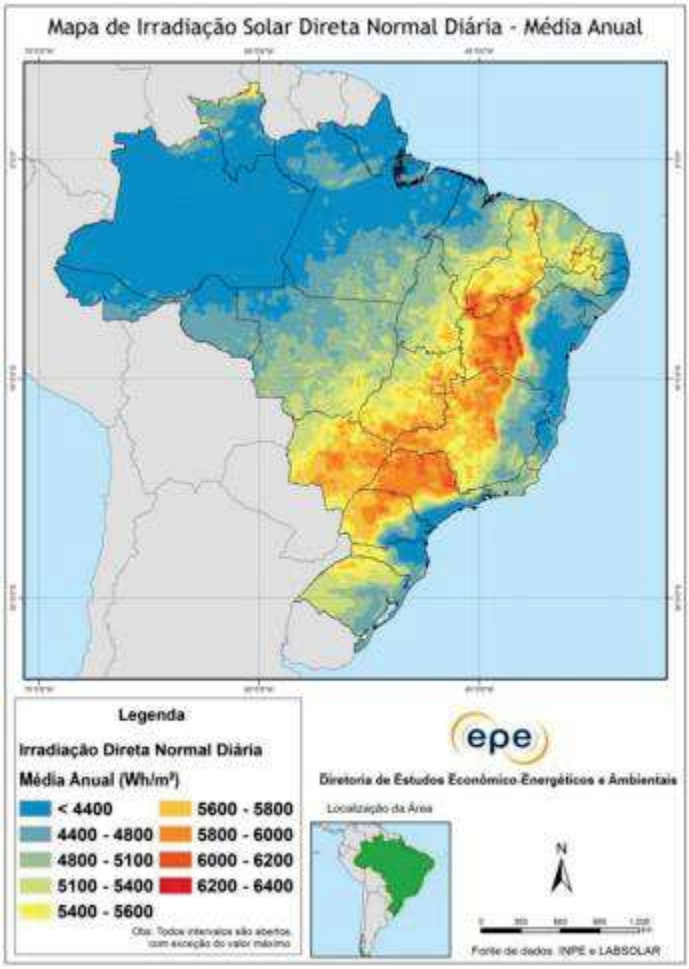
Os mapas elaborados pela EPE (Empresa de Pesquisa Energética) representam a média anual da irradiação solar difusa (Figura 11) e direta (Figura 12), respectivamente, permitindo identificar as melhores áreas para aplicação de sistemas solares. Em todo o território brasileiro, os níveis de irradiação global excedem os valores equivalentes da maioria dos países da União Europeia, onde a energia solar é amplamente adotada e incentivada. Atrás apenas da China, ao final de 2016, a Alemanha apresentava 41 GW de potência instalada fotovoltaica, representando 7,4% do consumo da rede elétrica durante o mesmo ano. No entanto, em finais de semana e feriados, a contribuição dessa fonte pode chegar a impressionantes 50% do consumo de eletricidade (AHLERT, 2017).

Figura 11 – Mapa de irradiação solar global diária no plano inclinado.



Fonte: Tolmasquim (2016).

Figura 12 – Mapa de irradiação solar direta normal diária.



Fonte: Tolmasquim (2016).

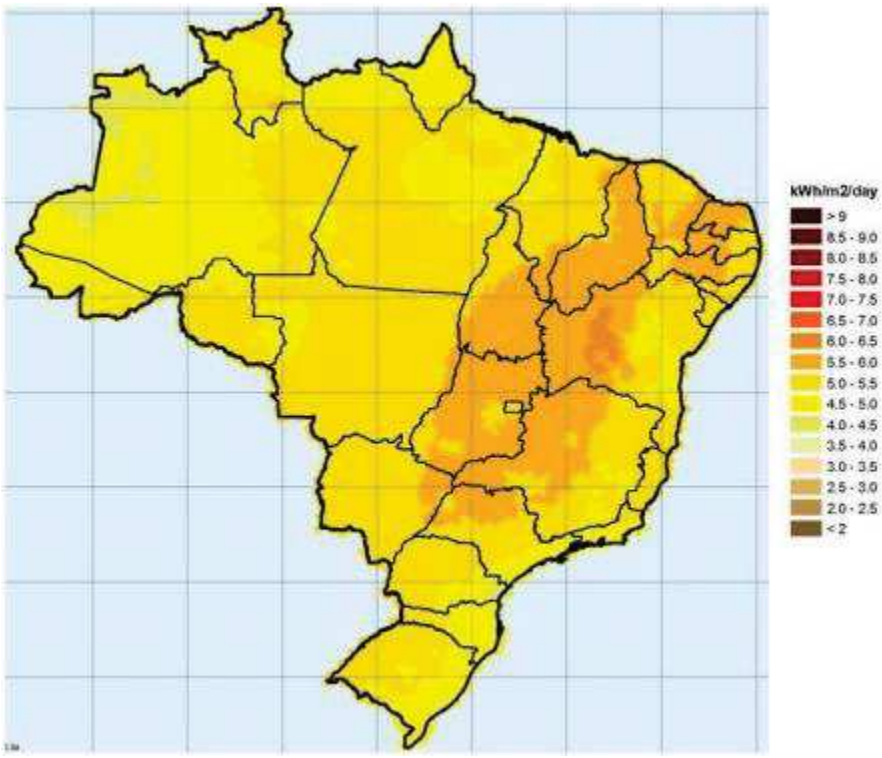
Os mapas apresentados ilustram as regiões onde a irradiação solar é maior no Brasil, indicando as zonas mais propícias para a utilização da energia solar. Se considerar unicamente este critério, constata-se que o oeste e norte da Bahia é um dos lugares mais favoráveis, assim como o Vale do São Francisco, Piauí, Mato Grosso do Sul, leste de Goiás e oeste do Estado de São Paulo. Dadas as condições favoráveis de irradiação solar, é provável que a instalação de plantas fotovoltaicas e heliotérmicas aconteça inicialmente nessas regiões, resultando em um potencial maior de capacidade de geração de energia (TOLMASQUIM, 2016).

No entanto, comparativamente, os locais de menor irradiação solar global anual incidente no Brasil (1500 kWh/m^2) ainda apresentam potencial fotovoltaico muito superior à Alemanha, um dos países com maior capacidade fotovoltaica instalada que possui irradiação entre 900 a 1250 kWh/m^2 (TOLMASQUIM, 2016; AHLERT, 2017).

De acordo com Silva R. (2015), a menor irradiação global no Brasil é de 4,25 kWh/m^2 (localizado no litoral norte de Santa Catarina) e a maior irradiação é de 6,5 kWh/m^2 (situado no norte da Bahia). Assim, a irradiação solar global incidente em qualquer região do território

brasileiro varia de 4.200 a 6.700 kWh/m^2/ano, sendo superior às verificadas em outros países que atualmente são exemplos no uso da energia solar: 900 a 1.250 kWh/m^2/ano na Alemanha; 900 a 1.650 kWh/m^2/ano na França e 1.200 a 1.850 kWh/m^2/ano na Espanha. Na Figura 13 visualiza-se os índices de radiação solar ao longo do território brasileiro, constatando-se os maiores níveis de radiação solar para os referidos Estados: Bahia, Rio Grande do Norte, Tocantins, Piauí, Ceará, Paraíba, Minas Gerais, Goiás e São Paulo.

Figura 13 – Radiação solar horizontal global anual (kWh/m^2/dia).



Fonte: Silva R. (2015).

3.5 Sistema fotovoltaico e seus componentes

Um sistema fotovoltaico pode ser dividido em três categorias diferentes, onde estes são: os sistemas isolados, os sistemas conectados à rede e os sistemas híbridos.

3.5.1 Sistemas autônomos ou isolados (Off Grid)

Os sistemas que não dependem da rede elétrica convencional para funcionar são denominados de sistemas autônomos ou isolados, possibilitando assim, a sua utilização em localidades carentes de rede de distribuição elétrica. Logo, existem dois tipos de sistemas autônomos: com armazenamento e sem armazenamento. O primeiro pode ser empregado para carregar baterias de veículos elétricos, na iluminação pública e, até mesmo, alimentar pequenos dispositivos portáteis. Por outro lado, o segundo tipo de sistemas autônomos, que frequentemente encontram-se aplicados em sistemas de bombeamento de água, possuem maior

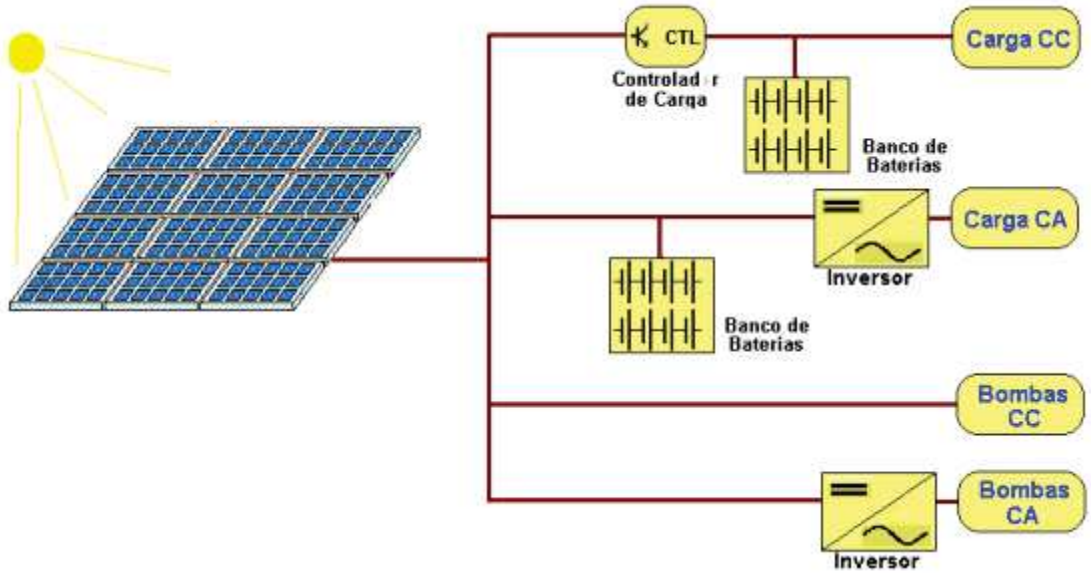
viabilidade econômica, uma vez que não requerem instrumentos para o armazenamento de energia (LANA et al., 2015).

Em sistemas que necessitam de armazenamento de energia em baterias, utiliza-se um dispositivo para controlar a carga e a descarga na bateria, o qual é denominado de controladores de carga. O principal objetivo do controlador de carga é evitar danos na bateria, impedindo assim, a ocorrência de sobrecarga ou descarga profunda. O controlador de carga também é empregado em sistemas pequenos, no qual os aparelhos utilizados são de baixa tensão e corrente contínua (CC) (BRITO, 2006).

Para alimentar dispositivos de corrente alternada (CA), é essencial o uso de um inversor. Normalmente, esse aparelho inclui um seguidor do ponto de máxima potência, o que é necessário para otimizar a potência final produzida. Esse sistema é empregado quando se busca proporcionar maior conforto no uso de eletrodomésticos convencionais (BRITO, 2006).

A Figura 14 ilustra um exemplo de um sistema autônomo ou isolado, ou também, chamado de off grid.

Figura 14 – Exemplo de sistema autônomo ou isolado.



Fonte: Brito (2006).

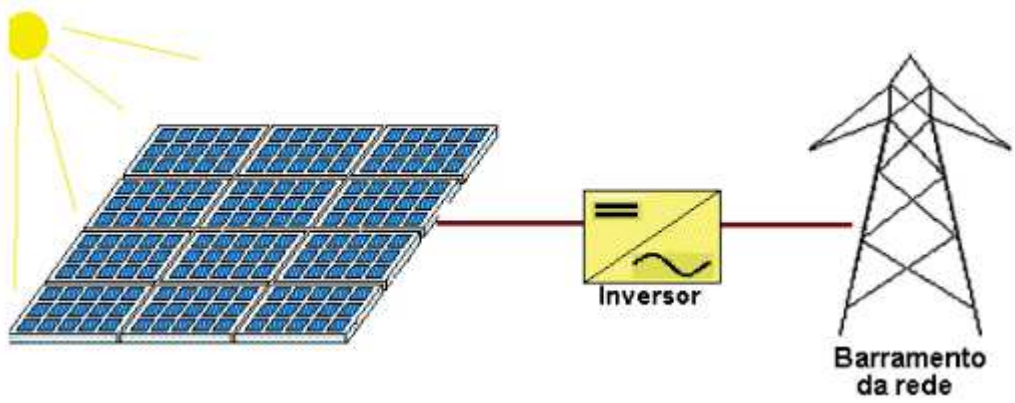
3.5.2 Sistemas ligados à rede (On Grid)

Esses sistemas operam simultaneamente com a rede elétrica da empresa de distribuição de energia. Resumidamente, o painel fotovoltaico produz energia elétrica em corrente contínua e, depois de convertê-la em corrente alternada, essa energia é injetada na rede elétrica. Esse processo é realizado por meio de um inversor de frequência, que atua como uma interface entre o painel solar e a rede elétrica (LANA et al., 2015).

Portanto, esses sistemas empregam um grande número de painéis fotovoltaicos e não fazem uso de armazenamento de energia, uma vez que toda eletricidade gerada é diretamente injetada na rede elétrica. Esse sistema atua como uma fonte complementar para o sistema elétrico de grande escala ao qual está conectado. Todo o conjunto de painéis está interligado a inversores, que, em seguida, direcionam a energia diretamente para a rede. Esses inversores devem cumprir os requisitos de qualidade e segurança, a fim de evitar qualquer impacto negativo na rede (BRITO, 2006).

Na Figura 15, visualiza-se um exemplo de um sistema conectado à rede, ou também, denominado de On Grid.

Figura 15 – Exemplo de sistema ligado à rede.



Fonte: Brito (2006).

3.5.3 Sistemas híbridos

A combinação de sistemas fotovoltaicos com as demais fontes de energia baseia-se no sistema híbrido. A principal vantagem desses sistemas é a capacidade de fornecer eletricidade armazenada em baterias durante períodos de pouca ou nenhuma geração solar, como em dias nublados. Entretanto, é visto como um sistema complexo, uma vez que exigem a integração de várias fontes de produção de energia elétrica, tais como motores a diesel ou gás, bem como geradores eólicos (LANA et al., 2015). “É necessário um controle de todas as fontes para que haja máxima eficiência na entrega da energia para o usuário.” (BRITO, 2006, p. 22).

Brito (2006, p. 22) também define sistemas híbridos como: “(...) aqueles que, desconectado da rede convencional, apresenta várias fontes de geração de energia como por exemplo: turbinas eólicas, geração diesel, módulos fotovoltaicos entre outras.”. Normalmente, os sistemas híbridos são utilizados em instalações de médio a grande porte, visando atender a um número significativo de usuários. Uma vez que operam com cargas de corrente contínua, esses sistemas também incorporam um inversor. Dada a grande complexidade de arranjos e

multiplicidade de opções, a otimização do sistema se torna um estudo personalizado para cada situação específica (BRITO, 2006). A Figura 16 mostra um exemplo de um sistema híbrido.

Figura 16 – Exemplo de sistema híbrido.

Fonte: Brito (2006).

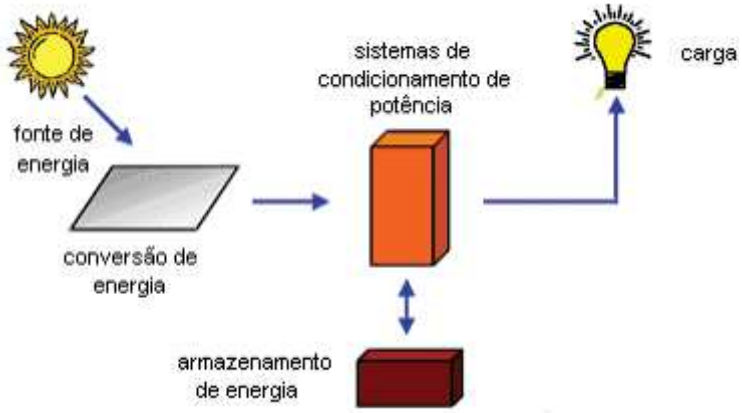
3.5.4 Blocos básicos de um sistema fotovoltaico

Os sistemas fotovoltaicos devem obedecer a uma configuração básica, sendo compostos por blocos, que consequentemente, são constituídos por componentes e equipamentos. Um sistema fotovoltaico apresenta os seguintes blocos básicos: bloco gerador, bloco de condicionamento de potência e, opcionalmente, o bloco de armazenamento (CABRAL, 2006; PINHO e GALDINO, 2014).

O bloco gerador é constituído pelos arranjos fotovoltaicos, contém assim os módulos fotovoltaicos em distintas associações, o cabeamento elétrico que os conectam e a estrutura de suporte. Já o bloco de condicionamento de potência ou unidade de controle de potência pode conter os: conversores c.c.-c.c., seguidor de ponto de potência máxima (SPPM), inversores, controladores de carga (se existir armazenamento) e diversos dispositivos de proteção, supervisão e controle. Por último e não menos importante, o bloco de armazenamento é composto por acumuladores elétricos, denominados de baterias e de outras formas de armazenamento (PINHO e GALDINO, 2014).

A Figura 17 apresenta os blocos básicos que compõem um sistema fotovoltaico.

Figura 17 – Blocos básicos de um sistema fotovoltaico.



Fonte: Cabral (2006).

3.5.5 Principais componentes de um sistema fotovoltaico

Para o perfeito funcionamento de um sistema fotovoltaico, é preciso a instalação de equipamentos. Os principais componentes do sistema fotovoltaico são os módulos fotovoltaicos, inversores, baterias e controladores de carga. Os equipamentos auxiliares operam concomitante com os módulos, atuando assim no processo de armazenamento e distribuição da energia produzida, sendo distinguido através do tipo de sistema implantado (On Grid ou off grid).

3.5.5.1 Módulos fotovoltaicos

Os módulos fotovoltaicos ou, mais conhecido como, painéis solares representam um dos principais componentes de um sistema fotovoltaico, necessário para a produção de energia elétrica. Esses módulos consistem em um conjunto de células fotovoltaicas que são conectadas eletricamente em arranjos (em série e/ou paralelo), de acordo com os valores de tensão e/ou corrente especificados no projeto. O agrupamento desses módulos é denominado gerador fotovoltaico, representando a primeira parte do sistema, sendo assim, encarregados da conversão da luz solar em energia elétrica por meio da captação da irradiação solar (LANA et al., 2015).

Atualmente, verifica-se diversos exemplos de módulos solares disponíveis, podendo ser categorizados como rígidos ou flexíveis, dependendo do tipo de célula utilizada, os quais são as tecnologias de construção dos painéis. Quanto à fabricação dos painéis, é fundamental destacar que a produção de módulos fotovoltaicos tem sido fortemente influenciada por intervenções governamentais, incluindo incentivos fiscais e ambientais. Como resultado, o aumento na produção desses componentes tem contribuído para a diminuição dos custos associados à implementação do sistema (LANA et al., 2015).

Segundo Pinho e Galdino (2014, p. 144) define um módulo fotovoltaico como: “(...) é composto por células fotovoltaicas conectadas em arranjos para produzir tensão e correntes suficientes para a utilização prática da energia, ao mesmo tempo em que promove a proteção das células”.

As principais células fotovoltaicas conhecidas são as células de silício e possuem, isoladamente, uma tensão muito baixa (em torno de 0,5V a 0,8V). Portanto, para alcançar níveis de tensão apropriados, as células fotovoltaicas são interligadas em série, gerando uma tensão combinada que corresponde à soma das tensões de cada célula individual. Simultaneamente, as células são muito frágeis e seu encapsulamento em placa rígidas ou flexíveis oferece uma relevante defesa contra impactos mecânicos e condições climáticas adversas (PINHO e GALDINO, 2014).

O número de células fotovoltaicas ligadas em um módulo, assim como a configuração (série e/ou paralelo), é determinado com base na tensão e na corrente elétrica desejadas. É crucial selecionar com cuidado as células que serão agrupadas durante a produção do módulo, levando em consideração as suas propriedades elétricas. A falta de compatibilidade entre essas características pode resultar em módulos de baixa qualidade, devido ao fenômeno conhecido como "mismatch" (descasamento), onde as células de menor fotocorrente prejudicam o desempenho do conjunto, que consequentemente, diminui a eficiência do módulo fotovoltaico. (PINHO e GALDINO, 2014).

3.5.5.2 Inversores

Os inversores são dispositivos eletrônicos de alta eficiência, de até 98%, utilizados para converter a corrente contínua (CC) em alternada (CA) (PINHO e GALDINO, 2014).

A energia elétrica na saída dos módulos fotovoltaicos é fornecida em corrente contínua, o que torna impossível a sua aplicação direta na maioria dos dispositivos, pois estes funcionam apenas com corrente alternada. Para superar esse desafio, são utilizados os inversores, que são dispositivos capazes de converter essa tensão contínua em uma tensão alternada adequada. Além disso, os inversores apresentam a capacidade de ajustar a frequência e o nível de tensão produzidos, permitindo que o sistema seja conectado à rede elétrica pública, seguindo as regulamentações estabelecidas pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) (LANA et al., 2015).

A escolha do inversor apropriado para um sistema fotovoltaico, depende de dois requisitos a serem avaliados, os quais são a forma de onda de carga e a eficiência do próprio inversor (LANA et al., 2015).

Segundo Tolmasquim (2016), os inversores podem ser classificados, essencialmente, em três tipos: inversores centrais, inversores string e microinversores.

Os inversores centrais são dispositivos de grande porte, com potência que varia de centenas de kW até MW, sendo empregados principalmente em usinas fotovoltaicas. Eles são projetados para conectar vários arranjos de módulos fotovoltaicos. Em residências e estabelecimentos comerciais, os inversores string (sejam monofásicos ou trifásicos) são os mais comuns, uma vez que congrega um grupo de módulos em cada inversor de pequeno porte (TOLMASQUIM, 2016).

De acordo com Tolmasquim (2016, p. 340), os microinversores são: "inversores individuais, projetados para serem acoplados a cada módulo fotovoltaico de uma instalação". Usando esses dispositivos, a produção de cada painel é otimizada ou maximizada. Além disso, eles possuem a capacidade de isolar sombreamentos ou defeitos nos módulos, sem afetar a produção de todo o sistema, ao contrário do que aconteceria com um inversor convencional. Como os microinversores não operam em níveis de potência e temperatura tão altos quanto os inversores centrais, eles costumam ter garantias mais longas, que variam de 20 a 25 anos (TOLMASQUIM, 2016).

Recentemente, o uso de microinversores simplifica o projeto do sistema e reduz a necessidade de cabos. No entanto, como desvantagens, observa-se um custo inicial mais elevado (em US$/W), maiores despesas com operação e manutenção (O&M) e uma eficiência reduzida em comparação com inversores maiores. Uma opção disponível no mercado são os módulos com microinversores integrados, de modo que os terminais dos próprios painéis já fornecem energia (tensão) em corrente alternada (TOLMASQUIM, 2016).

3.5.5.3 Baterias

As baterias, ou também conhecidas como acumuladores, são predominantemente empregadas em sistemas que operam de forma independente da rede elétrica, ou seja, sistemas off-grid. Esses dispositivos possuem a função de armazenar a energia elétrica gerada pelos painéis solares, a fim de atender à demanda energética durante os períodos em que não há exposição solar. Sua importância é notável, uma vez que a geração de energia solar não ocorre durante a noite e é reduzida em dias nublados (LANA et al., 2015).

Segundo Pinho e Galdino (2014, p. 164), uma bateria é "um conjunto de células ou vasos eletroquímicos, conectados em série e/ou paralelo, capazes de armazenar energia elétrica na forma de energia química por meio de um processo eletroquímico de oxidação e redução que ocorre em seu interior". Quando uma bateria carregada é vinculada a uma carga elétrica, ocorre

o processo oposto, ou seja, a conversão de energia química em energia elétrica gera uma corrente contínua (PINHO e GALDINO, 2014).

Embora haja outros equipamentos que desempenhem a tarefa de armazenar energia, as baterias ainda são amplamente preferidas devido à sua eficiência de funcionamento. Existem diversos tipos de baterias disponíveis, diferenciando-se com base nos tipos de células utilizados, o que tem um impacto direto na eficiência de armazenamento. Levando em conta que nem todos os modelos são economicamente viáveis, as baterias de chumbo-ácido são as mais empregadas, até o momento, nos sistemas fotovoltaicos de acordo com o tipo de bateria (LANA et al., 2015).

As baterias destinadas a aplicações de energia solar fotovoltaica devem possuir as seguintes características fundamentais: capacidade de ciclagem, alta eficiência energética, longa durabilidade (vida útil), exigir pouca manutenção e ser economicamente acessíveis, ou seja, de baixo custo (LANA et al., 2015).

De acordo com o tipo de célula que é composta, as baterias também podem ser agrupadas em: recarregáveis e não recarregáveis. Assim, há dois tipos fundamentais de células, os quais são as células primárias e secundárias. As células primárias são as baterias não recarregáveis, ou seja, que só podem ser utilizadas uma única vez, assim, ao descarregá-las por completo, sua vida útil acaba, sendo destinada ao descarte. Já as células secundárias referem-se as baterias recarregáveis, sendo assim, carregadas com a ajuda de uma fonte de tensão ou corrente, além de serem reutilizadas diversas vezes (PINHO e GALDINO, 2014).

3.5.5.4 Controladores de carga

Os controladores de carga, também conhecido como reguladores de carga, são componentes, normalmente, empregados em sistemas off grid (sistemas isolados), ou seja, que utilizam de baterias para armazenar energia elétricas. Estes possuem como principal objetivo a proteção dos acumuladores (baterias ou banco de baterias) contra cargas e descargas excessivas do sistema, promovendo assim, o aumento da sua vida útil. Além disso, quando regulados adequadamente, garantem que o sistema funcione com a máxima eficiência. Também recebem as seguintes nomenclaturas: gerenciador de carga e regulador de tensão, a rigor do nível de sofisticação (PINHO e GALDINO, 2014; LANA et al., 2015).

Destaca-se também que, se regulados adequadamente, assegurarão o bom desempenho do sistema de baterias em diversas situações, incluindo momentos de carga, descarga e variações de temperatura. O princípio de funcionamento, à proteção da bateria por meio dos controladores de carga, é evitar que ela seja submetida a sobrecarga de tensão e prevenir que ela se esgote totalmente. Ambas as condições resultam em desgaste e, por conseguinte, redução

da vida útil da bateria, sendo, portanto, cruciais de serem monitoradas e controladas (PINHO e GALDINO, 2014; LANA et al., 2015).

3.6 Principais ferramentais computacionais para projeto de sistemas fotovoltaicos

A realização de um projeto de sistema fotovoltaico é facilitada com o auxílio de ferramentais computacionais. Atualmente, existem diversos softwares que simulam projetos de sistemas fotovoltaicos. De acordo com o Ministério de Energia Nova e Renovável (MNRE) e o Instituto de Energia e Recursos (TERI), os softwares de simulação FV normalmente utilizados para projetos de sistemas solar fotovoltaicos a nível mundial são: Homer Pro (Homer Energy, EUA), PV F-Chart (Software F-Chart, EUA), PV Planner (SolarGis, Eslováquia), PVsyst (Pvsyst SA, Suíça), RETscreen (Recursos Naturais Canadá, Canadá), *System Advisor Model* - SAM (National Renewable Energy Laboratory (NREL), EUA) e Solar Pro (Laplace Systems, Japão).

A seguir, discerne-se sobre três dessas principais ferramentas computacionais, sendo que o foco deste trabalho é pautado na utilização do SAM (*System Advisor Model*).

3.6.1 HOMER Pro

O software de microredes (microgrid) HOMER Pro da HOMER Energy é considerado o padrão global para efetuar estudos de planejamento energético integrado e para otimizar o projeto de microrredes em todos os setores, a partir da energia elétrica em áreas urbanas e ilhas até campis conectados a redes e bases militares. Originalmente desenvolvido no Laboratório Nacional de Energia Renovável dos Estados Unidos, sendo posteriormente, aprimorado e distribuído pela HOMER Energy, o HOMER (sigla em inglês para Modelo de Otimização Híbrida para Múltiplos Recursos Energéticos) utiliza-se quatro ferramentas para execução da sua simulação: análise sensitiva, otimização, simulação e módulos, permitindo que a engenharia e a economia trabalhem simultaneamente (HOMER SOFTWARE, [*s.d.*]).

É viável efetuar o cálculo dos custos de capital (CAPEX) e operacionais (OPEX) com a assistência de uma ferramenta de projeto. É possível realizar simulações com diversas fontes de energia e incorporar várias cargas, enquanto variáveis como velocidade do vento, custo do combustível e penalizações de emissões podem ser integradas às equações. A identificação de locais por nome também está disponível, embora a ferramenta não tenha sido projetada especificamente para sistemas de geração solar fotovoltaica. Ela não fornece dados de curvas IV e nem conduz análises de sombreamento. Adicionalmente, o relatório sobre geração de eletricidade solar fotovoltaica é menos abrangente e detalhado, em virtude das limitações no

fornecimento de informações meteorológicas e dados dos módulos. Além disso, muitos dos fatores que afetam a perda de eficiência na geração de energia solar não são incorporados nos cálculos (DS NEW ENERGY, 2019).

O Schematic View oferece utilidade, e a presença de um sistema de menu gráfico é uma vantagem apreciável. No entanto, a interface carece de intuição, exigindo a inserção manual de numerosos parâmetros. É possível importar dados climáticos TMY2/TMY3 diretamente do site da NREL, bem como dados da NASA e do SolarGIS de suas respectivas fontes online. Vale ressaltar que a ferramenta não inclui dados meteorológicos gratuitos por padrão (DS NEW ENERGY, 2019).

3.6.2 PVsyst

O PVsyst foi concebido com a finalidade de ser utilizado por arquitetos, engenheiros e pesquisadores com o intuito de apoiar o desenvolvimento de projetos de geração de energia solar fotovoltaica. Sua origem remonta a 2011, na Suíça, quando os engenheiros André Mermoud e Michel Villoz o criaram. Este software apresenta seus resultados na forma de relatórios completos abrangentes, gráficos específicos e tabelas detalhadas, bem como permite a exportação de dados para utilização em outros programas (AHLERT, 2017; SILVA, S., 2021).

O PVsyst é um software poderoso de fácil usabilidade e de manipulação de dados intuitiva. Este software permite atuar em diferentes níveis de complexidade, desde um estágio inicial de representação até um sistema detalhado de simulação (sendo assim é versátil), que incluem análises de sombreamento e dados econômicos de investimento, entre outros aspectos. Ele é amplamente reconhecido como um dos softwares mais populares globalmente para o dimensionamento de sistemas fotovoltaicos (AHLERT, 2017; SILVA, S., 2021).

Além disso, o PVsyst apresenta uma ferramenta adicional, tridimensional, que considera as restrições impostas pelo horizonte e a presença de objetos que possam causar sombreamento sobre os módulos fotovoltaicos (AHLERT, 2017). É também uma valiosa ferramenta educativa de aprendizado, contando com um detalhado menu de Ajuda contextual, a qual esclarece os processos e modelos empregados, proporcionando uma orientação amigável com um guia para a elaboração de um projeto (PVSYST, [*s.d.*]).

O software dispõe das principais fontes de dados meteorológicos, tais como o Meteonorm e NASA-SSE, e oferece acesso a diversas outras fontes de informações climáticas disponíveis na web. Além disso, inclui uma ferramenta para importar facilmente as mais populares. Adicionalmente, o programa inclui uma vasta biblioteca de módulos e inversores,

englobando cerca de 12.500 modelos de painéis fotovoltaicos e aproximadamente 4.500 tipos de dispositivos inversores (SILVA, S., 2021).

3.6.3 SAM (*System Advisor Model*)

O *System Advisor Model* (SAM) é um software gratuito desenvolvido pelo Departamento de Energia dos EUA (DOE) e pelo National Renewable Energy Laboratory (NREL). Assim, é um modelo de software técnico-econômico gratuito, a qual auxilia na tomada de decisões para indivíduos na indústria no ramo de energia renovável como: líderes de projetos e profissionais de engenharia, analistas de políticas, desenvolvedores de tecnologia e pesquisadores (DS NEW ENERGY, 2019; NREL, 2023).

Este programa é empregado para calcular a energia elétrica horária de um sistema de energia renovável ao longo de um ano. O SAM oferece diversas tecnologias, abrangendo assim a fotovoltaica, a energia eólica - onshore e offshore, os concentradores solares, a geotérmica e a biomassa. No entanto, sua ênfase principal encontra-se na simulação de geração de energia solar fotovoltaica, que é a funcionalidade mais desenvolvida e amplamente utilizada. Além disso, o software inclui modelos financeiros e leva em consideração particularidades no dimensionamento, tais como área necessária e possíveis sombreamentos e dentre outros aspectos (PRUDENCIO, 2020).

Os modelos financeiros do SAM abrangem as seguintes categorias de projetos:

- Projetos residenciais e comerciais nos quais a instalação de energia renovável está localizada no lado do cliente em relação ao medidor da concessionária de energia elétrica (atrás o medidor) e a energia gerada pelo sistema é utilizada para diminuir os custos na fatura de luz do cliente (NREL, [*s.d.*]).
- Projetos de contrato de compra de energia (PPA) nos quais o sistema se encontra conectado à rede em um ponto de interligação, gerando receita através da venda de energia. A propriedade e a operação do projeto podem estar a cargo de um único proprietário ou envolver uma parceria, incluindo acordos de flip ou arrendamento (NREL, [*s.d.*]).
- Propriedade de um terceiro, onde o sistema é implantado na propriedade do cliente (host) e pertence a uma entidade independente (desenvolvedor). O host é compensado pela energia elétrica produzida pelo sistema por meio de um PPA ou contrato de arrendamento (NREL, [*s.d.*]).

O SAM realiza projeções de desempenho e custos para projetos de geração de energia conectados à rede, com base nos custos de instalação, operacionais e nos parâmetros de projeto definidos pelo usuário. Ele disponibiliza predefinições para diversos modelos financeiros utilizados nos Estados Unidos, permitindo ao usuário selecionar a opção apropriada e fornecer os dados necessários para conduzir uma simulação e gerar relatórios sobre produção de energia, perdas e aspectos financeiros (DS NEW ENERGY, 2019).

O software requer uma quantidade significativa de entrada manual de informações, o que pode ser um desafio para aqueles sem conhecimento prévio em design de sistemas de geração fotovoltaica. Ele também é capaz de importar dados do National Solar Radiation Database dos EUA, que abrange diversas cidades ao redor do mundo, e suporta a importação de informações nos formatos TMY2, TMY3 e EPW (DS NEW ENERGY, 2019). Além disso, o SAM vem com um extenso banco de dados de módulos e inversores listados pela CEC (Comissão de Eletricidade da Califórnia) e pelo Sandia National Laboratories, que podem ser acessados diretamente no software ou baixados gratuitamente (DS NEW ENERGY, 2019).

Perante o exposto, o SAM foi selecionado pela sua ampla aplicabilidade e ser de fácil acesso, além de permitir ser usado como guia de instruções, contribuindo para que outros o utilizem como orientação aos seus projetos.

4. METODOLOGIA

O presente trabalho caracteriza-se como exploratória, proporcionando uma maior familiaridade com o tema, sendo assim realizada por meio de uma pesquisa bibliográfica e por meio de uma pesquisa de laboratório através da simulação de um projeto de sistema fotovoltaico. Assim, para realizar a simulação deste projeto utiliza-se do software/programa denominado SAM (*System Advisor Model*).

O *System Advisor Model* (SAM) é um software que busca facilitar o estudo e a execução de projetos de energia renovável. Nesta pesquisa, sua ênfase principal encontra-se na simulação de geração de energia solar fotovoltaica. O SAM executa projeções de desempenho e custos para projetos de geração de energia conectados à rede ou não (off grid), de acordo com os custos de instalação, operacionais e nos parâmetros de projeto definidos pelo usuário. Além disso, pode-se utilizar modelos financeiros no software (GOMES, 2017; PRUDENCIO, 2020).

O software apresenta como principais características ou parâmetros para o projeto de sistemas fotovoltaicos: a localização e recursos, a modelagem dos componentes, tais como os módulos fotovoltaicos e os inversores, o design do sistema (onde ocorre efetivamente o dimensionamento do sistema), os ângulos de inclinação e de azimute, o sombreamento (para

um melhor entendimento de como este afeta o sistema), as perdas (como perdas CC, perdas por redução constante na irradiância e perdas CA), limites de grade e muito mais. Além disso, o mesmo calcula os custos do sistema, as tarifas de energia e a especificação dos dados de carga do sistema (GOMES, 2017; PRUDENCIO, 2020).

Existem diversos modelos no ramo fotovoltaico do SAM, tais como: o modelo fotovoltaico detalhado, o modelo PVWatts e o modelo de concentração fotovoltaica (CPV).

O modelo fotovoltaico detalhado calcula a produção elétrica de um sistema fotovoltaico conectado à rede usando módulos individuais e modelos de inversores. Para operar corretamente, é necessário fornecer as especificações dos módulos e inversores, bem como informações sobre a quantidade desses componentes no sistema. O usuário pode fornecer suas próprias especificações de módulo e inversor na ficha técnica do fabricante ou selecionar um módulo e inversor a partir das bibliotecas disponíveis (NREL, [*s.d.*]).

Além disso, o modelo fotovoltaico detalhado leva em consideração as perdas causadas pelo efeito da temperatura no desempenho dos módulos, oferecendo também, opções para o cálculo de sombreamento e outras perdas no sistema. Este modelo também disponibiliza uma ferramenta de dimensionamento do sistema que auxilia na determinação da quantidade ideal de módulos e inversores necessários para o sistema. Utiliza-se deste modelo quando se dispõe de informações minuciosas sobre os equipamentos a serem utilizados no sistema (NREL, [*s.d.*]).

O modelo PVWatts é uma implementação da conhecida calculadora fotovoltaica online do NREL, concebida para simular o desempenho de um sistema fotovoltaico conectado à rede. Isso é realizado através da introdução de algumas informações essenciais que descrevem a capacidade nominal do sistema, a orientação do arranjo e o tipo de montagem, e as possíveis perdas do sistema. O PVWatts incorpora internamente suposições acerca das características dos módulos e inversores, oferecendo três opções de módulos. Quando implementado no SAM, o PVWatts inclui funcionalidades adicionais para a modelagem de sombreamento que não estão presentes na versão online (NREL, [*s.d.*]).

É aconselhável utilizar esse modelo (PVWatts), para realizar uma análise inicial do projeto quando ainda não dispõe de informações detalhadas sobre o tipo de equipamento que pretende utilizar no sistema ou para fins de análise que demandem uma estimativa razoável da produção elétrica por parte de um sistema fotovoltaico (NREL, [*s.d.*]).

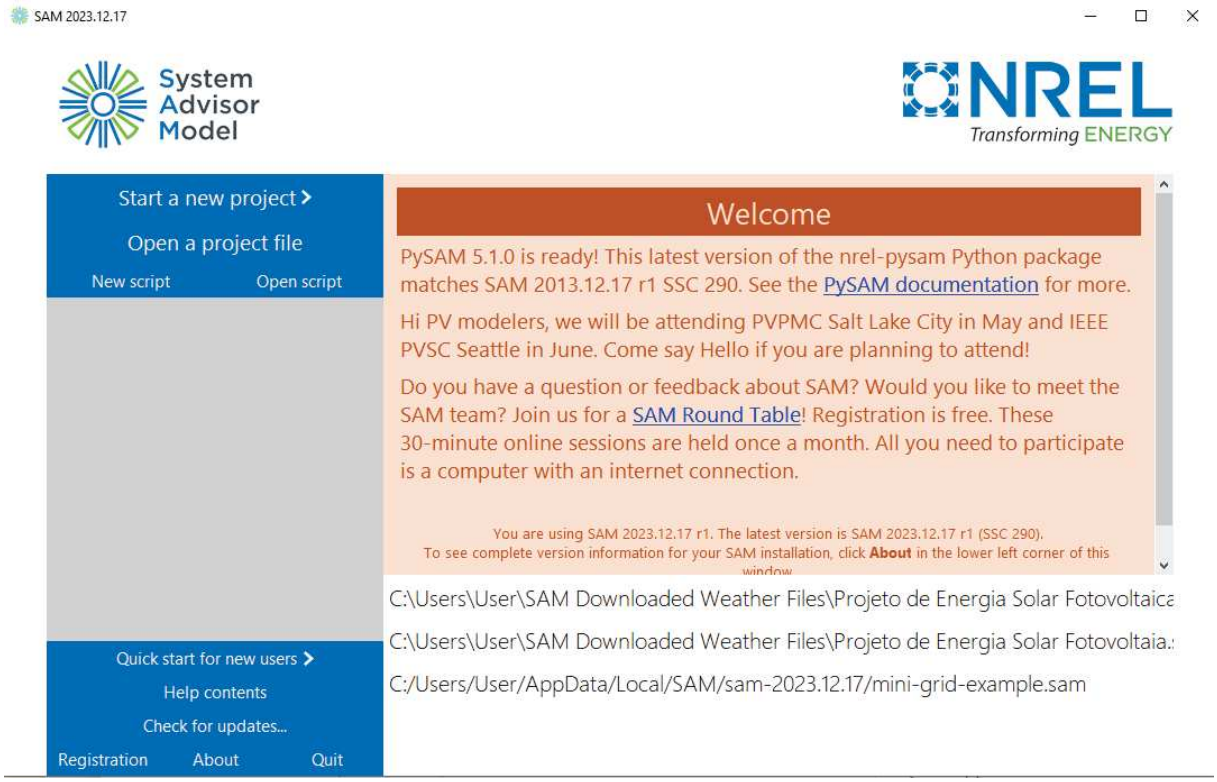
O uso do modelo de concentração fotovoltaica é indicado para sistemas conectados à rede, caracterizados por módulos fotovoltaicos de alta concentração. Este modelo adota modelos separados para representar tanto o módulo quanto o inversor. São necessárias

informações sobre o projeto do concentrador e a eficiência da célula sob diversas condições de irradiância. A respeito do modelo do inversor, é possível selecionar o mesmo a partir das especificações do fabricante ou escolher um da biblioteca disponível (NREL, [*s.d.*]).

O projeto de um sistema fotovoltaico é, basicamente, a relação entre a energia solar fornecida ao sistema e a demanda de energia pela carga. No entanto, através desse software, pretende-se elaborar um projeto de sistema fotovoltaico, selecionando o modelo mais adequado para este projeto, levando em consideração os parâmetros/características necessários para a simulação e implementação de um projeto de sistema fotovoltaico.

Para isso, o primeiro passo para início da realização do projeto é baixar o programa/software SAM (*System Advisor Model*), o qual encontra-se disponível no link: https://sam.nrel.gov/download.html, selecionando assim a versão desejada e o sistema operacional compatível com o computador ou notebook (nesta monografia, foi utilizada a versão: SAM 2023.12.17 for Windows). Em seguida, executa-se o programa e depois, já se encontra disponível para o uso ao usuário. Ao abrir o software SAM é solicitado o e-mail do usuário, no qual será enviado a chave de acesso. Após a inserção da chave, o programa é aberto na sua tela inicial conforme apresentado na Figura 18.

Figura 18 – Tela inicial do software SAM.



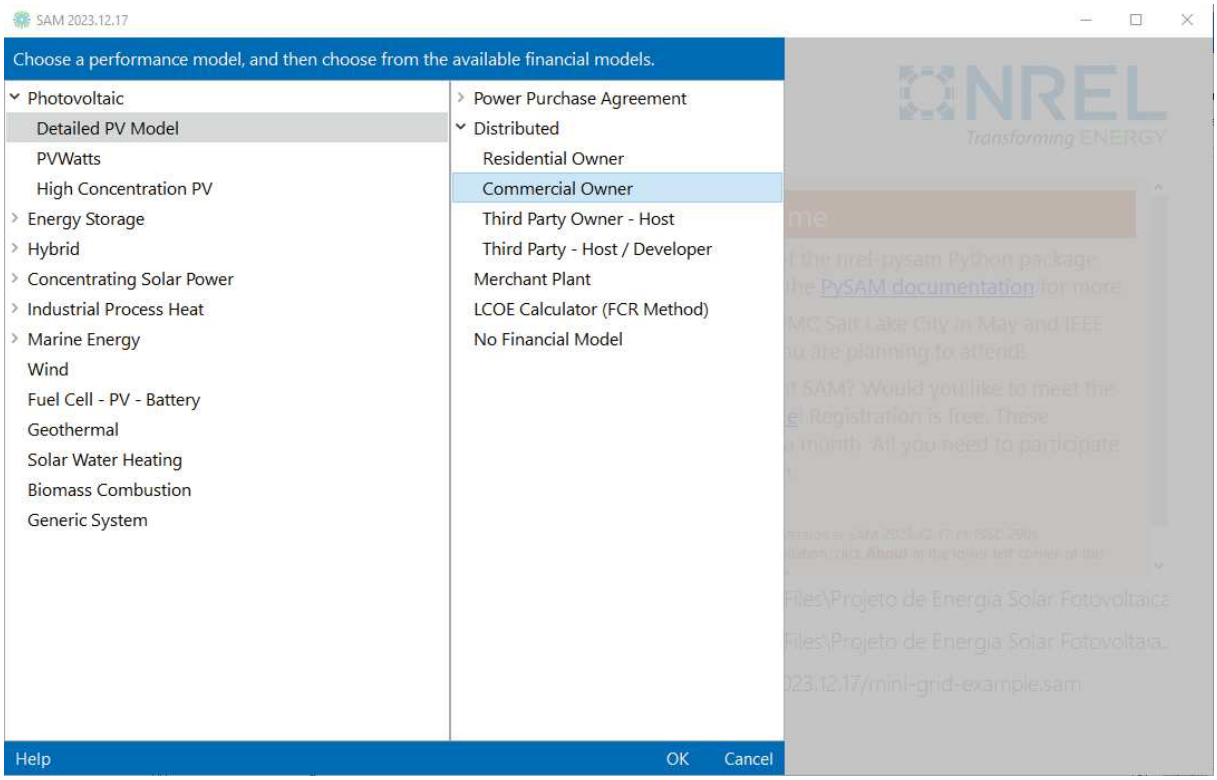
Fonte: SAM (2024).

Imediatamente após, é elaborado um projeto de sistema fotovoltaico On Grid, a partir da tela inicial do software, onde o mesmo apresentará uma descrição detalhada de cada passo.

4.1 Projeto do sistema fotovoltaico On Grid

Para a realização de um projeto fotovoltaico conectado à rede (On Grid) são necessárias as seguintes etapas. Primeiramente, dentro do SAM é preciso criar um novo projeto clicando em *Start a new Project*. Em seguida, clique em *Photovoltaic* e depois em *Deitaled PV Model*, assim abrirá um novo menu. Depois clique em *Distributed* (para projeto de uma geração distribuída), em *Commercial Owner*, que diz respeito a um proprietário comercial, e por último em *OK* ou um duplo clique sobre *Commercial Owner*. A Figura 19 ilustra essas etapas relatadas acima para a criação de um projeto fotovoltaico On Grid.

Figura 19 – Criação de um projeto fotovoltaico On Grid.

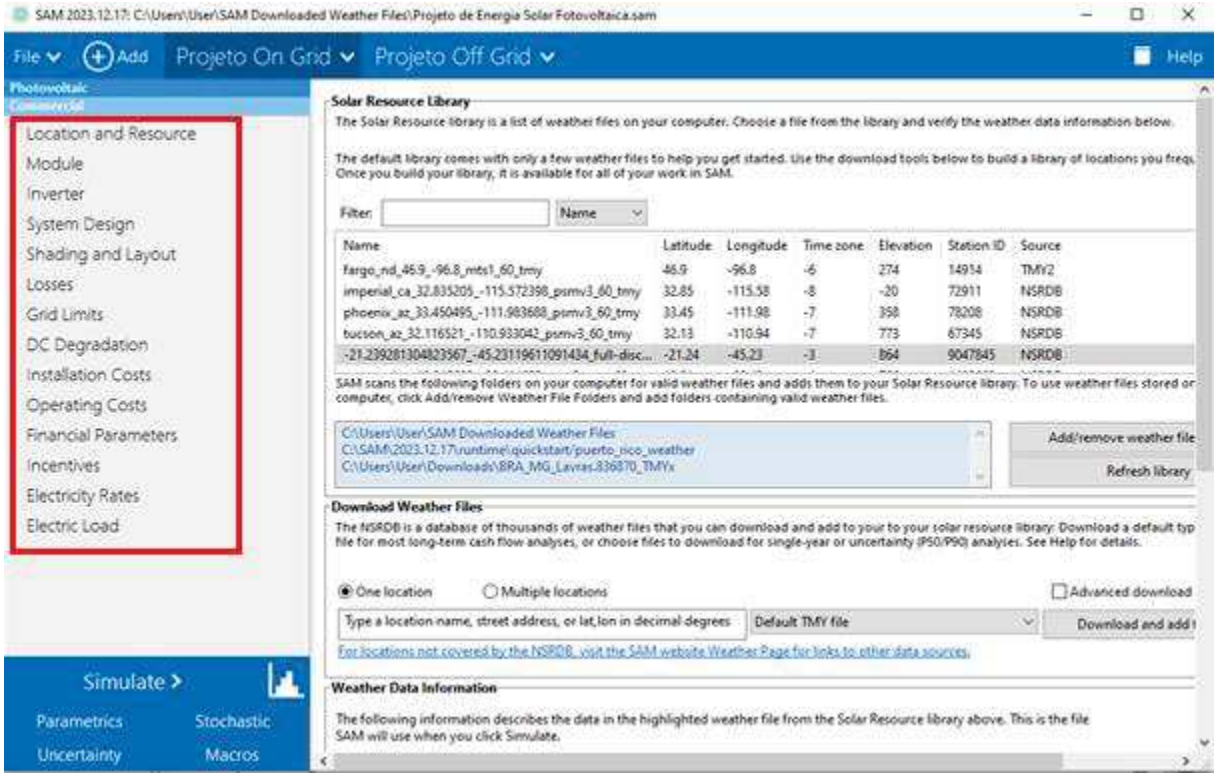


Fonte: SAM (2024).

Imediatamente após seguir os passos da Figura 19, abrirá a seguinte aba/tela composta de todas as ferramentas que o software disponibiliza para a criação de um projeto fotovoltaico conectado à rede. Vale ressaltar que nem sempre se utilizará de todas as ferramentas ou menus dispostos pelo software, já que o uso dos mesmos fica a critério do projetista de acordo com seu próprio projeto.

A Figura 20 apresenta um menu lateral com as ferramentas ou recursos que o SAM disponibiliza, circundados em vermelho, para elaboração de um projeto On Grid, tais como: localização, informações dos dados meteorológicos, módulo fotovoltaico e inversor a ser utilizado, o dimensionamento do sistema, perdas e dentre outros.

Figura 20 – Recursos/parâmetros disponibilizados pelo SAM para projeto On Grid.



Fonte: SAM (2024).

Vale salientar que, caso o usuário deseje salvar o seu projeto para realizar alterações futuras, é só seguir os seguintes passos: ir em *File* (no canto superior esquerdo), depois clique em *Save as...*, e finalmente, em *Salvar*. Assim como, caso usuário deseje alterar o nome do projeto, as etapas são: ir na setinha apontada para baixo ao lado do nome do projeto (no canto superior esquerdo), depois clique em *Rename*, em seguida escreva o nome desejado do projeto e, por último, em *OK* ou aperte a tecla/atalho F2 do teclado, escreva o nome desejado em seguida do *OK*.

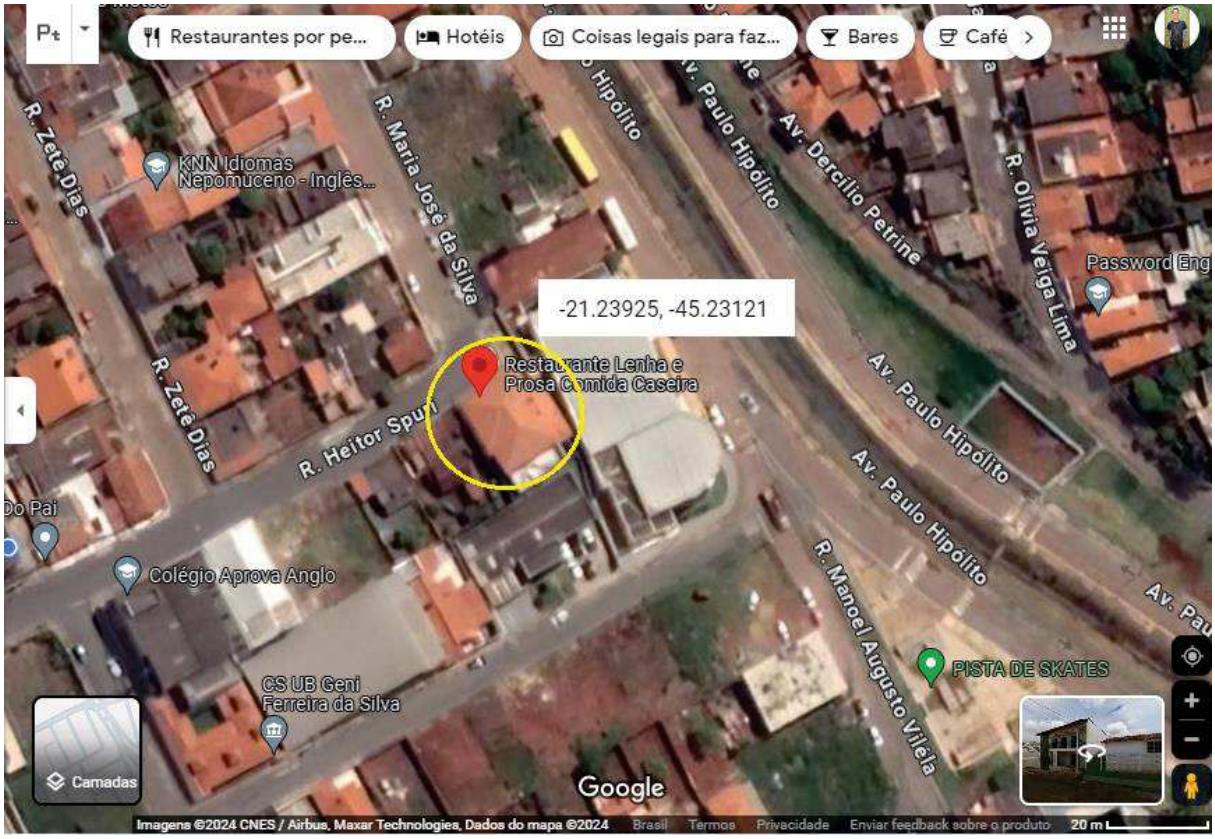
4.1.1 Location and Resource

O menu Location and Resource (Localização e recursos) fornece acesso à biblioteca de recursos solares, o qual é uma coleção de arquivos meteorológicos armazenados no seu computador ou notebook. Ao instalar o SAM pela primeira vez, o mesmo já pré-dispõe de alguns arquivos meteorológicos, que é padrão da biblioteca. Portanto, ao utilizar o software para projetos próprios, o usuário pode adicionar arquivos para criar sua própria biblioteca.

O local escolhido para a realização do estudo foi uma residência/comércio conhecido popularmente como restaurante Lenha & Prosa (conjunto imobiliário composto de um comércio no primeiro piso e ambiente residencial particular dos mesmos donos no segundo piso), situado na rua Heitor Spuri, nº 230, no bairro Vila Esperança, em Nepomuceno – MG, observa-se que

é uma região aberta, ou seja, livre de prédios e construções elevadas ao entorno, o que favorece a instalação de um sistema fotovoltaico pela menor presença ou praticamente inexistência de sombras. A Figura 21 apresenta, circulada em amarelo, uma vista superior da residência/comércio obtida pelo *Google Maps* juntamente com sua latitude e longitude (extraídas clicando com o botão direito do mouse sobre o ícone da localização).

Figura 21 – Vista superior da localidade utilizada no estudo em destaque.



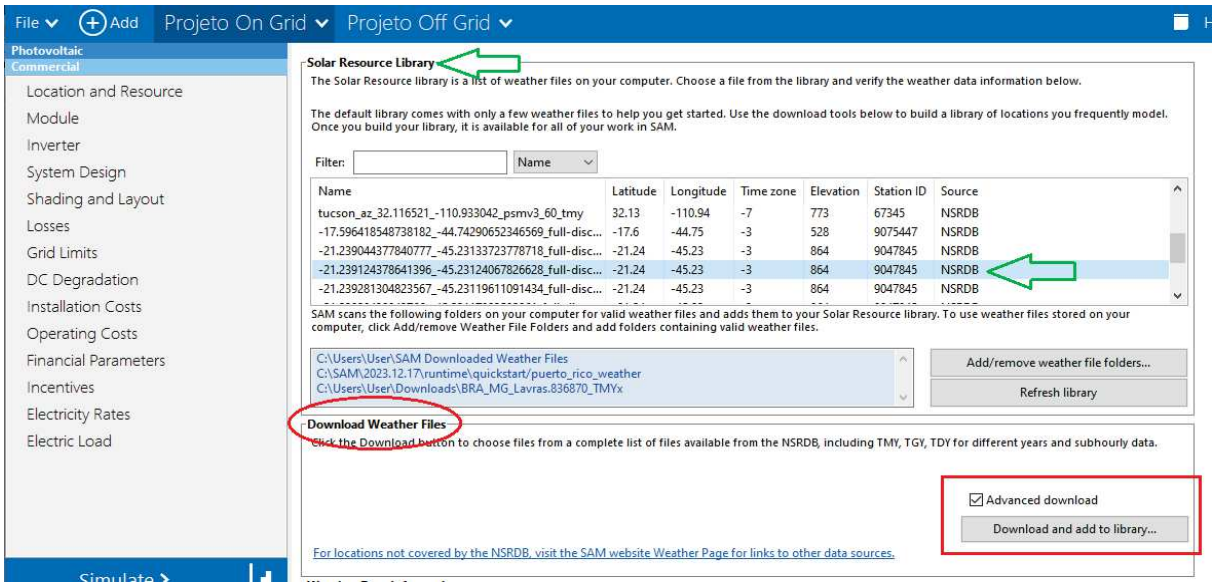
Fonte: Adaptado do Google Maps (2024).

Para entrar com a localidade no SAM após o conhecimento das coordenadas, o usuário deve identificar a parte *Download Weather Files* dentro de *Location and Resources*, depois marcar a opção *Advanced download*, e em seguida clicar em *Download and add to library*. Após essa etapa, será aberta uma janela chamada de *Advanced NSRDB Download*. Nesta janela, localize a opção *Location*, e copie/cole as coordenadas geográficas extraídas pelo Google Maps, logo depois, clique em *Find* e espere o programa reconhecer os arquivos disponíveis para download.

Posteriormente, na opção *Select Files to download*, selecione o arquivo mais atual para o download dos diversos disponíveis, ou seja, é verificado pelo ano do mesmo, que é visualizado no final do nome do arquivo. Logo após, clique em *OK* e aguarde o download a ser realizado (*OK* novamente). Observa-se que a janela que foi aberta, será fechada e voltará no

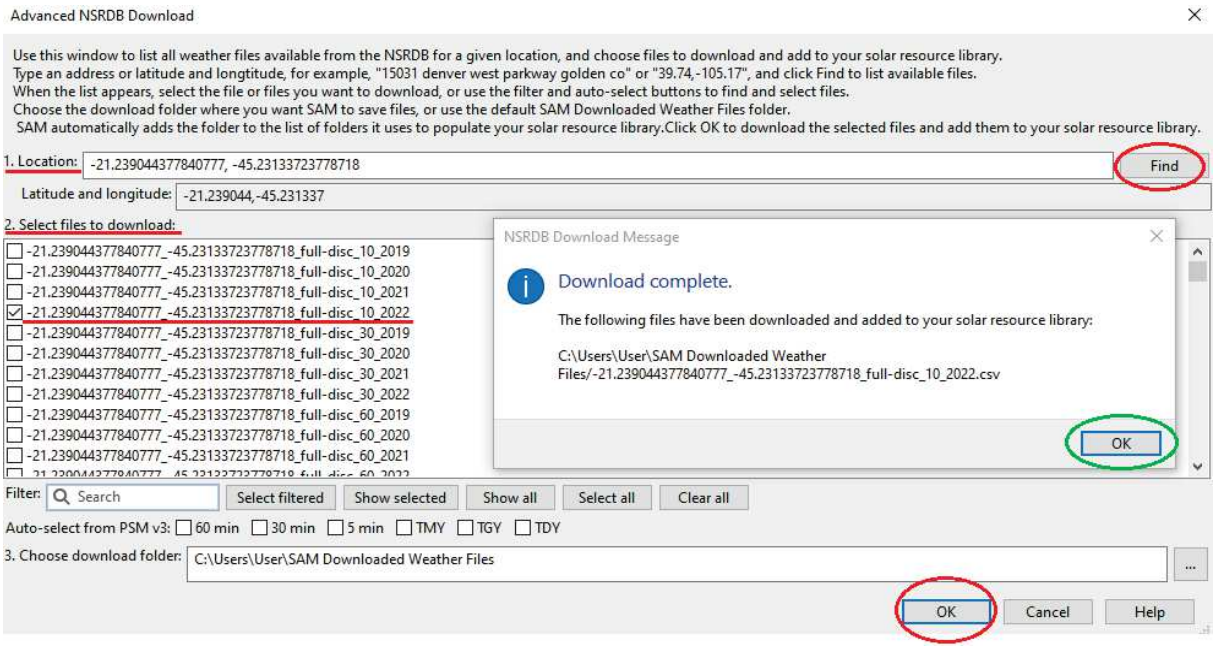
menu anterior (*Location and Resource*), portanto a localização solicitada aparece selecionada na parte *Solar Resource Library*, indicando que a posição geográfica com seus dados meteorológicos foi encontrada e inserida com sucesso. As Figuras 22 e 23 apresentam os passos discorrido acima.

Figura 22 – Inserção da localização no software (Parte 1).



Fonte: SAM (2024).

Figura 23 – Inserção da localização no software (Parte 2).



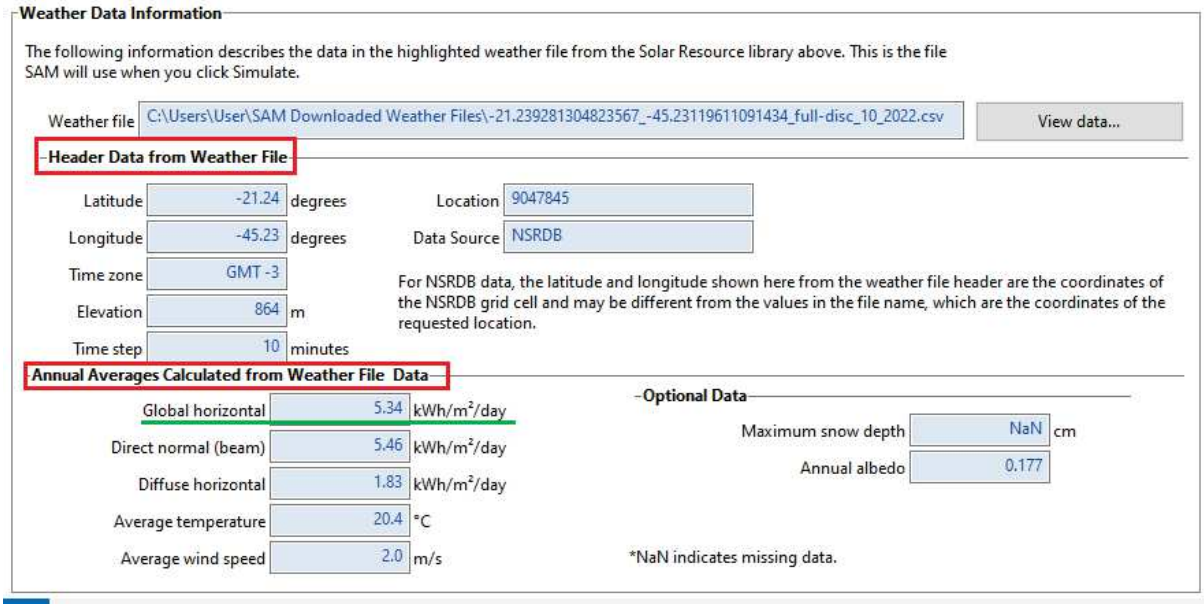
Fonte: SAM (2024).

Nota-se que os espaços vazios representam as seções editáveis, sendo os requisitos essenciais que o software precisa receber. Já os espaços em tonalidade azul correspondem aos requisitos imutáveis (não editáveis), constituindo informações fornecidas pelo programa relacionadas aos parâmetros que foram escolhidos.

A seção *Header Data from Weather File* são informações no arquivo meteorológico que descrevem o local e o tipo de dados no arquivo. O programa SAM utiliza o fuso horário, a elevação, a latitude e a longitude para calcular a posição do sol durante as simulações ao invés de cidade, estado, país e outras informações descritivas (NREL, [*s.d.*]).

Já na seção *Annual Averages Calculated from Weather File Data*, ao adicionar o arquivo meteorológico à biblioteca de recursos solares, o software analisa os dados meteorológicos do próprio arquivo e calcula os valores anuais a serem exibidos para a localização definida, tais como os dados da irradiação solar (horizontal global, normal direta e horizontal difusa), a temperatura média, a velocidade média do vento, a profundidade máxima da neve (caso estiver no arquivo meteorológico) e o albedo anual ou refletância do solo anual (este, por sua vez, é um valor médio dos valores de albedo do arquivo, visto que a sigla NaN refere-se que o arquivo não possui dados de refletância do solo) (NREL, [*s.d.*]). É importante salientar, que o SAM não utiliza esses valores anuais durante as simulações. A Figura 24 ilustra os dados meteorológicos do arquivo baixado, onde os mesmos são extraídos e computados pelo SAM.

Figura 24 – Dados meteorológicos da localização definida.



Fonte: SAM (2024).

De acordo com Prudencio (2020), a diferença de irradiação solar entre as localidades próximas é entorno de 5%, o qual o mesmo é muito pequeno e aceitável para fazer um dimensionamento de qualquer sistema fotovoltaico pelo SAM.

4.1.2 Electric Load

O menu *Electric Load* permite que o usuário definir a carga elétrica associada a projetos distribuídos, incluindo os modelos financeiros residencial, comercial ou um dos modelos de propriedade de terceiros. Para esses modelos, a SAM pressupõe que a energia produzida pelo sistema diminui o consumo de energia de um edifício ou instalação (NREL, [*s.d.*]).

Dependendo da estrutura tarifária definida na seção de *Eletricity Rates* (caso sofra alterações nos parâmetros editáveis dessa funcionalidade, ou seja, fora dos valores padrões do software), o excedente de energia pode ser vendido ao fornecedor de serviços elétricos ou convertido em créditos de medição líquida (NREL, [*s.d.*]).

Os dados referentes à carga elétrica descrevem o consumo de eletricidade de um edifício ou instalação, fundamentais para os cálculos relacionados às faturas de eletricidade. Assim, é possível inserir ou importar um perfil de carga horária ou sub-horária, além de utilizar as opções de ajuste para dimensionar o perfil ou para contabilizar o aumento anual da carga elétrica (NREL, [*s.d.*]).

Para definir a carga elétrica, é imprescindível ao usuário conhecer o consumo do local, onde será instalado o sistema fotovoltaico. Essa identificação do consumo pode ser feita através de uma fatura de energia gerada pela concessionária local. Para esse estudo, utilizou-se uma conta de energia da Cemig da propriedade. A Tabela 1 apresenta o histórico de consumo do local, em um período referente a 12 meses, contabilizado pela concessionária local responsável.

Tabela 1 – Histórico do consumo do local registrado pela Cemig.

	Consumo (kWh)	Média (kWh/dia)	Dias de faturamento
CONSUMO DE ENERGIA DURANTE UM PERÍODO DE 12 MESES	827	29,53	28
	975	29,54	33
	975	32,50	30
	1019	31,84	32
	815	26,29	31
	693	23,89	29
	681	20,63	33
	691	23,82	29
	795	24,09	33
	684	22,80	30
	672	23,17	29
	711	22,21	32
Consumo anual	9.538 kWh/anual		

Fonte: Elaborado pelo autor (2024).

Portanto, pela Tabela 1 acima, o consumo de energia anual C_{ANUAL} = 9.538 kWh/anual. Isso mostra que o consumo médio mensal (C_{MED}) é dado pela equação 1:

$$Consumo\ médio = \frac{C_{ANUAL}}{12} = \frac{9.538}{12} \cong 794{,}83\ kWh/mês \quad (1)$$

Onde:

C_{ANUAL} – consumo de energia anual em kWh/anual.

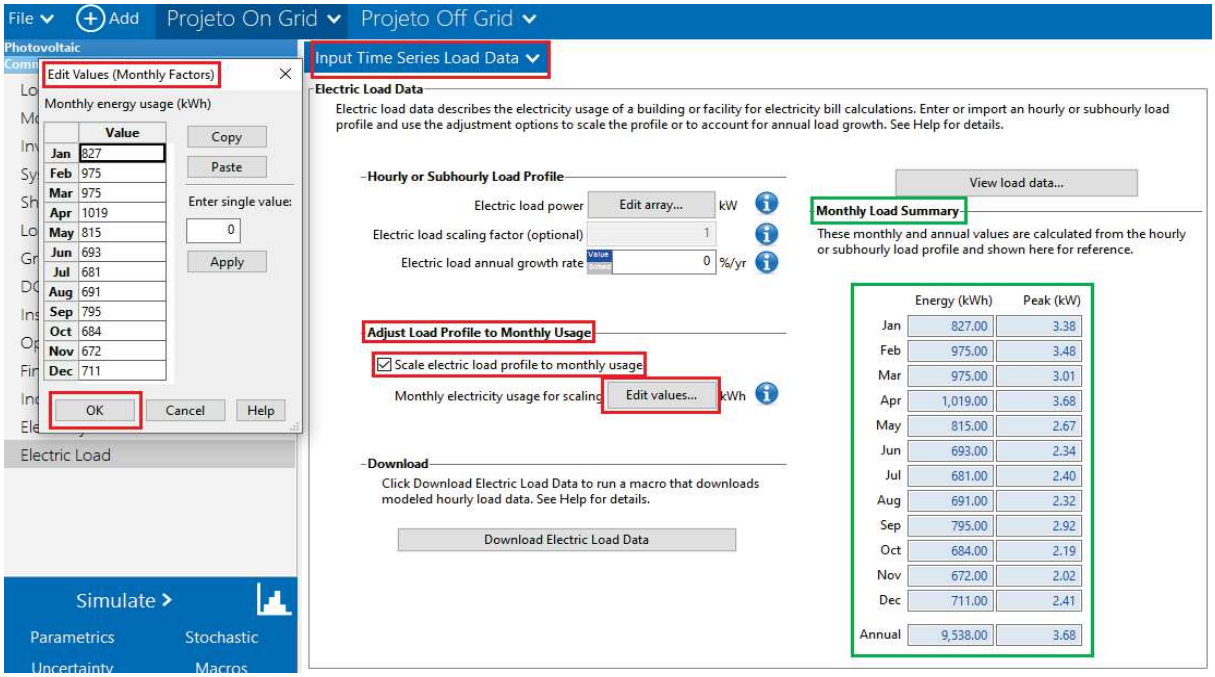
Prevendo um aumento da demanda do local em 15% nos próximos anos, por possíveis aquisições futuras de eletrodomésticos (requerendo um maior consumo de energia), a demanda mensal ($D_{M15\%}$) será de 914,0545 kWh/mês, o que implicará em um aumento de painéis fotovoltaicos durante o dimensionamento devido a essa previsão de demanda.

Na página *Electric Load* em *Input Time Series Load Data*, identifique a seção *Adjust Load Profile to Monthly Usage* e, em seguida, marque a caixa de seleção *Scale electric load profile to Monthly usage*. Ao marcar essa caixa de seleção, a função *Edit values...* abaixo é habilitada e, ao clicar nesta função, abre-se outra aba onde se completa com o consumo de energia mensal em kWh dos últimos doze meses (referente a um ano). Depois de completar a tabela com histórico do consumo elétrico, selecione a opção *OK*.

Percebe-se que na seção *Monthly Load Summary* é exposto o resumo da carga mensal, assim o software exibe a tabela de totais: mensais e anuais, para ajudar o usuário a verificar se os dados da carga estão corretos. O SAM calcula esses valores a partir dos dados de carga da série temporal.

A Figura 25 ilustra, em vermelho, os passos para entrar com a demanda mensal da propriedade e, em verde, observa-se o resumo mensal da carga juntamente com o pico da carga mensal.

Figura 25 – Adicionando o consumo de energia elétrica da propriedade no SAM.



Fonte: SAM (2024).

4.1.3 Module

A seleção dos módulos fotovoltaicos levou em consideração os aspectos como: a potência máxima [Wp], a eficiência [%] e a área total ocupada [m^2]. Visto que, nesse último critério, leva-se em consideração a área ocupada, pois os painéis são importados em contêineres, onde já possuem um espaço definido, logo para um melhor custo-benefício, opta-se por módulos que possuem as mesmas dimensões dos contêineres, visando uma maior quantidade de placas possível no transporte (na importação). Adicionalmente, o módulo fotovoltaico deve ter seu desempenho validado pelo Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia (INMETRO) e estar em conformidade com o programa Brasileiro de etiquetagem.

Após avaliar os critérios acima, o módulo fotovoltaico selecionado pertence à marca JINKO SOLAR, modelo JKM565N-72HL4-V, já que é um dos painéis mais empregados recentemente na montagem de arranjos fotovoltaicos no Brasil.

O mesmo apresenta dois tipos de certificação IEC (International Electrotechnical Commission - organização mundial responsável pelas normas internacionais relacionados às áreas elétrica e eletrônica, bem como tecnologias relacionadas): IEC61215(2016) e IEC61730(2016). A certificação IEC 61215 se refere a padrões de qualificação para módulos fotovoltaicos, garantindo que atendam a requisitos internacionais de desempenho, durabilidade e segurança. Por outro lado, a certificação IEC 61730 é específica para a segurança de módulos fotovoltaicos, abrangendo aspectos como resistência ao fogo, resistência mecânica e proteção

elétrica para garantir a segurança dos painéis e dos sistemas em que são instalados. De modo geral essas duas certificações IEC são amplamente reconhecidas globalmente e garantem que os produtos atendam a requisitos de qualidade, desempenho e segurança. Este módulo fotovoltaico apresenta também as normas internacionais ISO9001:2015 (sistema de gestão de qualidade), ISO14001:2015 (sistema de gestão ambiental) e a ISO45001:2018 (sistemas de gestão de saúde e segurança ocupacional) (SOUZA, 2021; PORTAL SOLAR, 2024).

Além disso, esse produto dispõe de uma garantia de 12 anos, com uma garantia de energia linear de 87,4% (potência de saída) no decorrer de 30 anos e 0,40% de degradação anual ao longo de 30 anos. Todas as informações relatadas acima foram retiradas do datasheet do módulo. Suas características/especificações técnicas encontram-se dispostas na Figura 26, enquanto as características mecânicas são apresentadas na Figura 27, ambas de acordo com o datasheet do módulo fotovoltaico (JINKO SOLAR, © 2021). Vale ressaltar que os dados circulados em vermelho são as informações mais relevantes, e necessárias para serem inserida no SAM.

Figura 26 – Especificações do módulo da Jinko pelo datasheet.

SPECIFICATIONS

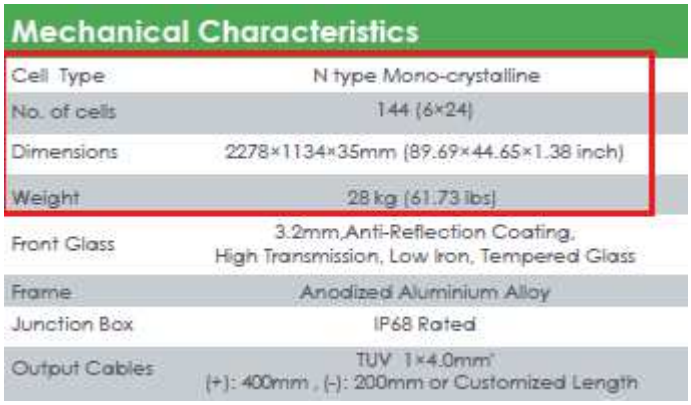
Module Type	JKM555N-72HL4 JKM555N-72HL4-V		JKM560N-72HL4 JKM560N-72HL4-V		JKM565N-72HL4 JKM565N-72HL4-V		JKM570N-72HL4 JKM570N-72HL4-V		JKM575N-72HL4 JKM575N-72HL4-V	
	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Maximum Power (Pmax)	555Wp	417Wp	560Wp	421Wp	565Wp	425Wp	570Wp	429Wp	575Wp	432Wp
Maximum Power Voltage (Vmp)	41.64V	39.12V	41.77V	39.25V	41.92V	39.38V	42.07V	39.51V	42.22V	39.60V
Maximum Power Current (Imp)	13.33A	10.67A	13.41A	10.73A	13.48A	10.79A	13.55A	10.85A	13.62A	10.92A
Open-circuit Voltage (Voc)	50.34V	47.82V	50.47V	47.94V	50.60V	48.06V	50.74V	48.20V	50.88V	48.33V
Short-circuit Current (Isc)	14.07A	11.36A	14.15A	11.42A	14.23A	11.49A	14.31A	11.55A	14.39A	11.62A
Module Efficiency STC (%)	21.48%		21.68%		21.87%		22.07%		22.26%	
Operating Temperature(℃)	-40℃~+85℃									
Maximum system voltage	1000/1500VDC (IEC)									
Maximum series fuse rating	25A									
Power tolerance	0~+3%									
Temperature coefficients of Pmax	-0.30%/℃									
Temperature coefficients of Voc	-0.25%/℃									
Temperature coefficients of Isc	0.046%/℃									
Nominal operating cell temperature (NOCT)	45±2℃									

*STC: Irradiance 1000W/m² Cell Temperature 25℃ AM=1.5

NOCT: Irradiance 800W/m² Ambient Temperature 20℃ AM=1.5 Wind Speed 1m/s

Fonte: Adaptado da Jinko Solar (2021).

Figura 27 – Características mecânicas do módulo da Jinko pelo datasheet.

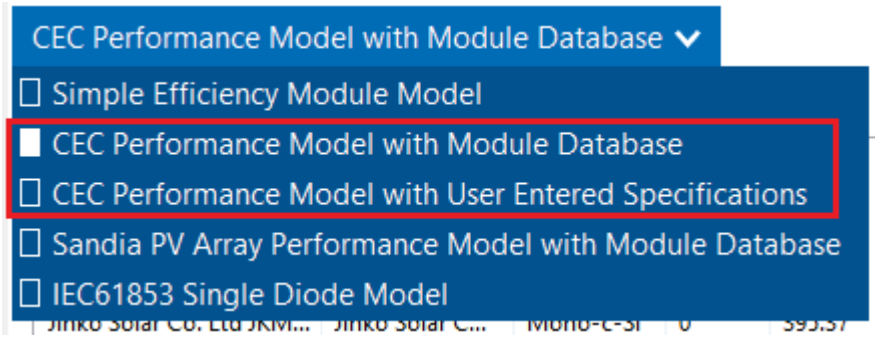


Mechanical Characteristics	
Cell Type	N type Mono-crystalline
No. of cells	144 (6×24)
Dimensions	2278×1134×35mm (89.69×44.65×1.38 inch)
Weight	28 kg (61.73 lbs)
Front Glass	3.2mm,Anti-Reflection Coating, High Transmission, Low Iron, Tempered Glass
Frame	Anodized Aluminium Alloy
Junction Box	IP68 Rated
Output Cables	TUV 1×4.0mm² (+): 400mm , (-): 200mm or Customized Length

Fonte: Adaptado da Jinko Solar (2021).

A escolha do módulo fotovoltaico no *System Advisor Model* (SAM) pode ser realizada de duas maneiras: selecionando o módulo fotovoltaico da própria biblioteca do SAM (*CEC Performance Model with Module Database*) ou entrando com os valores do datasheet do módulo escolhido (*CEC Performance Model with User Entered Specifications*). Essas duas funcionalidades são localizadas em vermelho no início do menu *Module*, no canto superior esquerdo, conforme a Figura 28. Por padrão do software, a página *Module* já é aberta em *CEC Performance Model with Module Database*.

Figura 28 – Os cincos modelos diferentes de desempenho do módulo no SAM.



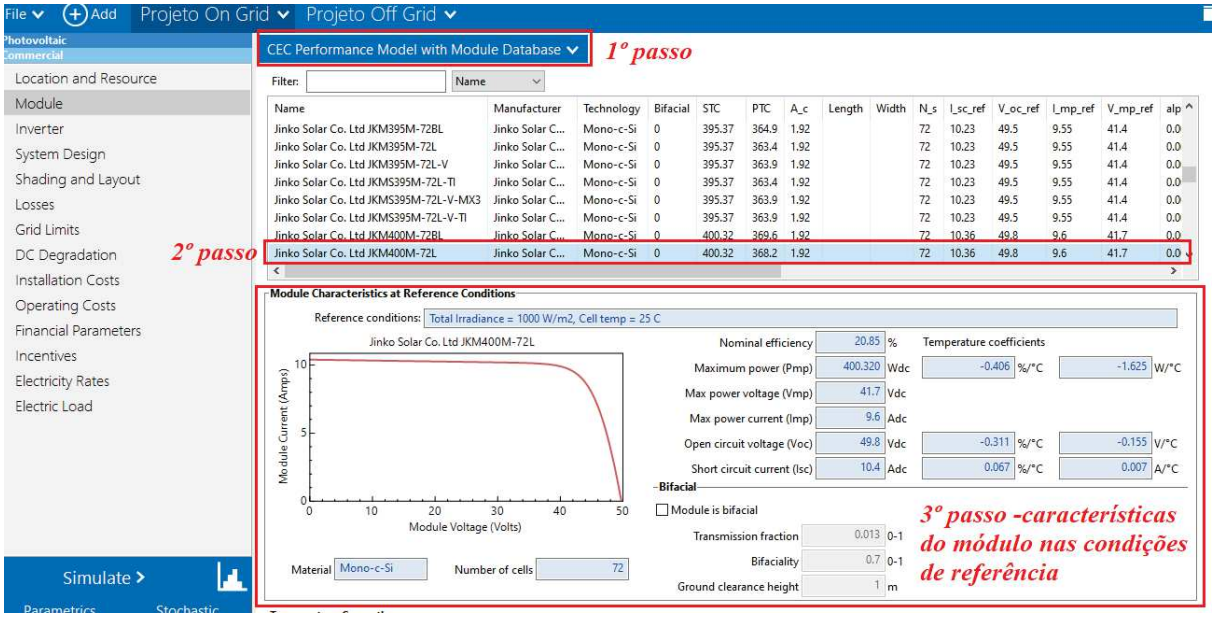
Fonte: SAM (2024).

O CEC Performance Model with Module Database calcula a eficiência de conversão de energia solar em energia elétrica do painel com base em dados armazenados em uma biblioteca de parâmetros do módulo para milhares de módulos disponíveis comercialmente. Enquanto, a *CEC Performance Model with User Entered Specifications* (modelo de desempenho CEC com especificações inseridas pelo usuário) utiliza os mesmos algoritmos que o modelo CEC com banco de dados de módulos, mas permite que projetista insira suas próprias especificações de módulo a partir da folha de dados do fabricante (NREL, [*s.d.*]).

Caso o projetista deseje escolher um módulo da própria base de dados de módulos, basta identificar a opção *CEC Performance Model with Module Database* no canto superior esquerdo

da página *Module* e selecionar o painel fotovoltaico abaixo, de acordo com as especificações que atende o projetista. A Figura 29 retrata os passos da escolha do módulo a partir do banco de dados do SAM.

Figura 29 – Escolha do módulo fotovoltaico a partir do banco de dados do SAM.

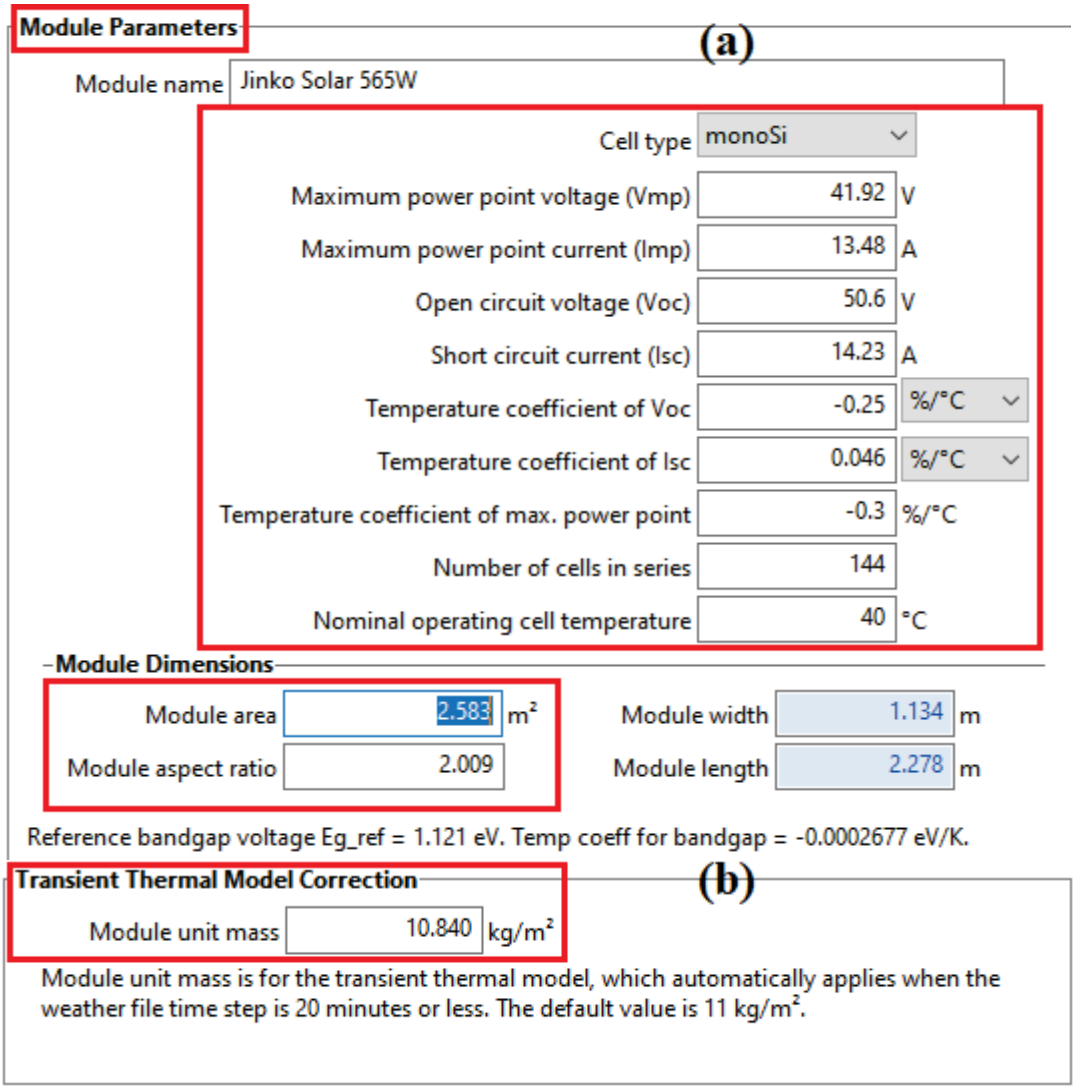


Fonte: SAM (2024).

Para esse estudo, utilizou-se um módulo fotovoltaico que não estava disposto na base de dados do SAM, assim foi necessário a obtenção e utilização do datasheet do módulo fotovoltaico selecionado: marca JINKO SOLAR, modelo JKM565N-72HL4-V. O primeiro passo é identificar a opção *CEC Performance Model with User Entered Specifications* no canto superior esquerdo da página *Module*. O segundo passo é preencher com parâmetros do módulo, advindo do datasheet, nas partes editáveis (quadro em branco) em *Module Parameters*, incluindo o *Module Dimensions*. E, o terceiro passo, é preencher a massa da unidade do módulo (é a divisão do peso [kg] pela área do módulo [m^2]) em *Transient Thermal Model Correction*.

Na opção Module Parameters completa-se com o tipo de células, tensão na potência máxima ou tensão no ponto de máxima potência (Vmp), corrente na potência máxima ou corrente no ponto de máxima potência (Imp), a tensão de circuito aberto (Voc), a corrente de curto-circuito (Isc), coeficiente de temperatura de Voc, coeficiente de temperatura Isc, coeficiente de temperatura Pmax, o número de células em série e a temperatura nominal de operação da célula. Além disso, é necessário preencher com a área (comprimento x largura) e proporção do módulo, já que através desses dois parâmetros, o software retorna o comprimento e a largura do painel fotovoltaico. A Figura 30 mostra, em vermelho, a inserção das especificações do módulo com base no datasheet.

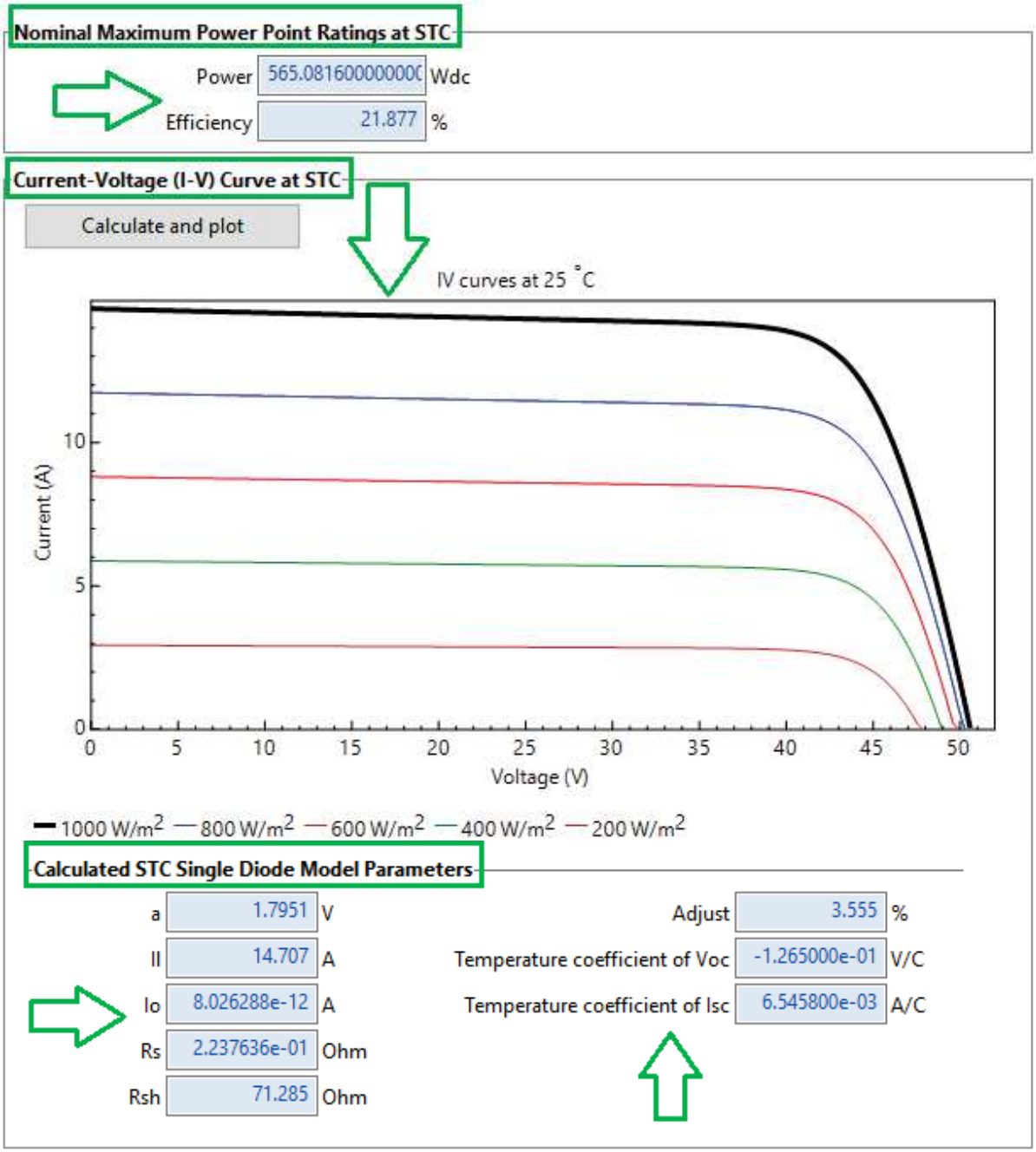
Figura 30 (a)(b) – Inserção dos dados do módulo fotovoltaico no SAM.



Fonte: SAM (2024).

Ao preencher todos os campos, o software calcula e retorna a potência máxima e a eficiência do módulo em *Nominal Maximum Power Point Ratings at STC*. Além disso, retorna o plot da curva Corrente por Tensão (I-V) nas Condições de Teste Padrão (STC - *Standard Test Conditions*) em *Current-Voltage (I-V) Curve at STC* e outros parâmetros em *Calculated STC Single Diode Model Parameters*. A Figura 31 apresenta as informações retornadas pelo software como potência máxima e eficiência após a inserção dos dados do datasheet.

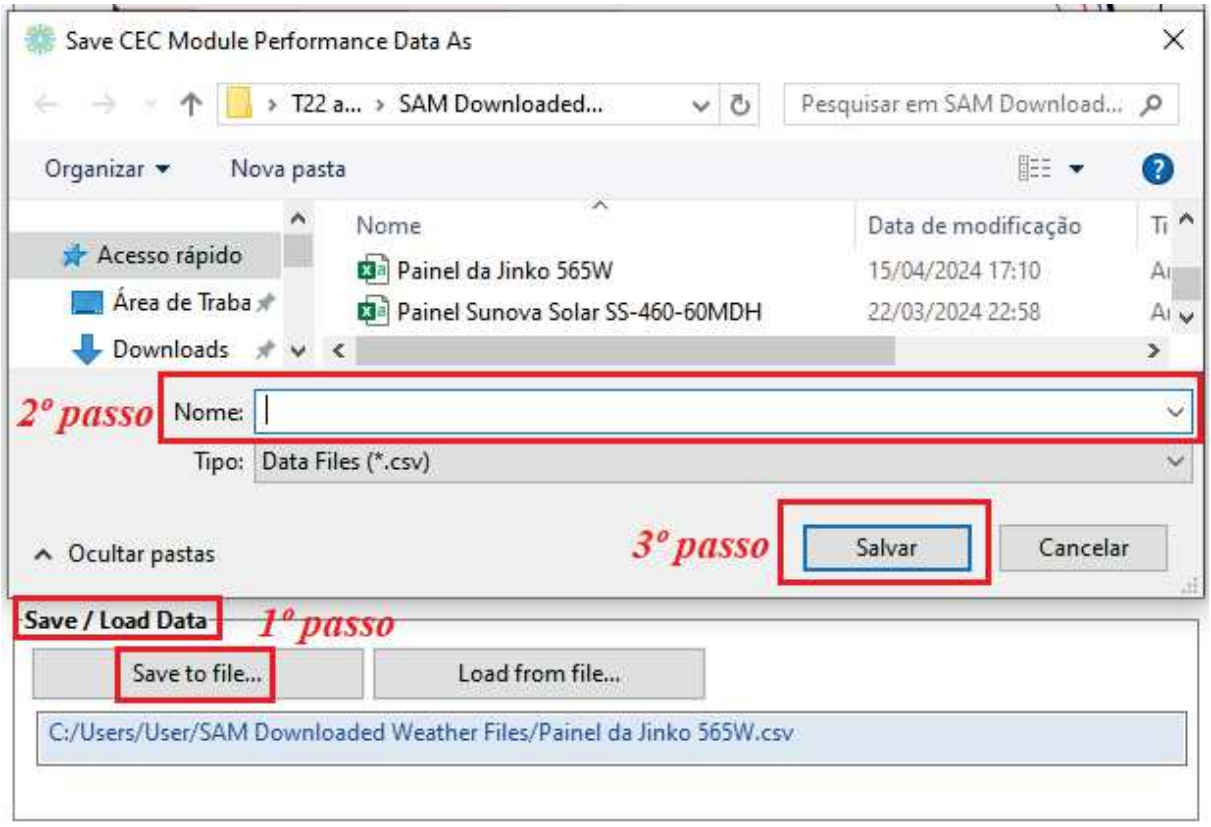
Figura 31 – Informações retornadas pelo SAM no menu Module.



Fonte: SAM (2024).

Para finalizar é possível salvar o módulo inserido na opção *Save / Load Data* dentro da aba *Module*, clicando em *Save to file...*, em seguida, insira o nome desejado para o arquivo e clique em *Salvar*. A Figura 32 mostra os passos para salvar os dados inseridos do módulo fotovoltaico no SAM.

Figura 32 – Passos para salvar os dados inseridos do módulo fotovoltaico no SAM.



Fonte: SAM (2024).

4.1.4 Dimensionamento do arranjo fotovoltaico

Um sistema fotovoltaico deve ser dimensionado corretamente para garantir a eficiência energética (o dimensionamento correto garante que o sistema forneça energia suficiente para suas necessidades), a economia financeira (evitando custos excessivos ou falta de energia devido a um sistema muito grande ou pequeno), a durabilidade e confiabilidade (assegurando a durabilidade e confiabilidade dos componentes), a compatibilidade com a rede elétrica (garantindo a conformidade com regulamentos e padrões da rede elétrica) e a sustentabilidade a longo prazo (ao maximizar a produção de energia renovável).

Nesse estudo, os dois equipamentos a serem dimensionados são os módulos fotovoltaicos e o inversor, visto que é necessário determinar: a quantidade de painéis do arranjo fotovoltaico e a potência do sistema, respectivamente. Os módulos solares convertem a luz solar em energia elétrica, enquanto o inversor transforma a corrente contínua, proveniente dos painéis, em corrente alternada, tornando essa energia apta para o uso dos dispositivos e eletrodomésticos. Os passos para o dimensionamento de um sistema fotovoltaico são:

1º passo – Recolher os dados da conta de energia

O primeiro passo é colher as informações da conta de energia, assim é possível definir o consumo médio mensal do consumidor através de uma média simples dos últimos doze meses, identificados no histórico de consumo. Em seguida, identifique a classe e a subclasse da conta de energia. A classe está relacionada ao tipo de ligação: monofásica, bifásica e trifásica, enquanto a subclasse diz respeito ao tipo de propriedade: residencial, rural ou comercial. O tipo de ligação é extremamente relevante, pois está atrelado a um custo de disponibilidade mínimo que o consumidor deverá pagar na conta de luz (conhecida com taxa mínima) (DANTAS, 2017). Nesse caso, os valores são de acordo com o tipo de ligação: monofásica = 30kWh, bifásica = 50 kWh e trifásica = 100 kWh.

Considerando que o estabelecimento em estudo apresenta um consumo médio mensal de 794,83 kWh/mês de acordo com o tópico 4.1.2 *Electric Load*, de classe bifásica e subclasse residencial, é necessário calcular a energia de geração por dia [kWh/dia], para isso utiliza-se do equacionamento 2 a seguir:

$$\boldsymbol{E_{GER_{MENSAL}} = C_{MÉDIO} = \ 794,83\ [kWh/mês]} \tag{2}$$

Onde:

$E_{GER_{MENSAL}}$ – energia de geração mensal [kWh/mês].

$C_{MÉDIO}$ – consumo médio mensal [kWh/mês].

Para encontrar a energia de geração por dia (o quanto de geração em kWh no dia será produzido), basta dividir o resultado mensal da energia de geração por 30 dias, que irá corresponder a um mês. Logo:

$$E_{GER_{DIA}} = {}^{E_{GER_{MENSAL}}}/_{30\ dias} \tag{3}$$

$$E_{GER_{DIA}} = {}^{794,83}/_{30\ dias}$$

$$\boldsymbol{E_{GER_{DIA}} \cong \ 26,4943\ [kWh/dia]}$$

Onde:

$E_{GER_{DIA}}$ – energia de geração diária [kWh/dia].

$E_{GER_{MENSAL}}$ – energia de geração mensal [kWh/mês].

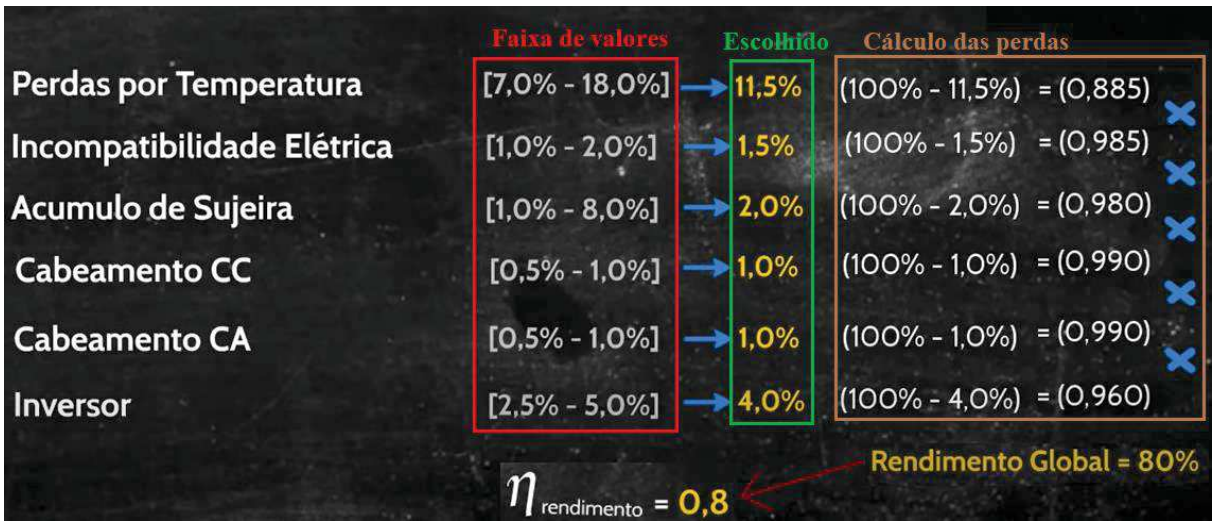
2º passo – Valor de exposição solar (GHI)

O segundo passo é identificar o valor da exposição solar médio mensal da localidade em análise (Restaurante Lenha & Prosa). Contudo, para a especificação prévia das placas, foi obtido o GHI (*Global Horizontal Irradiation*) diário do respectivo endereço pelo SAM, que é de 5,34 kWh/m²/dia.

3º passo – Perdas de energia

O terceiro passo é identificar, quantizar e definir as perdas do sistema fotovoltaicos. Assim, as perdas de energia consideradas são as perdas: por temperatura, por incompatibilidade elétrica, por acumulo de sujeira, por cabeamento CC, por cabeamento CA e as perdas no inversor. Todas essas perdas uma faixa de valores que pode ser considerada no cômputo (em vermelho). Normalmente, as perdas de rendimento representam em torno de 20% do total, gerando ainda 80% de rendimento do arranjo fotovoltaico (DANTAS, 2017). Logo, o $\eta_{RENDIMENTO} = 0,8$ ou 80%.

Figura 33 – Perdas de energias.



Fonte: Adaptado de Fotaic Energia Solar (2017).

4º passo – Cálculo da potência total dos painéis fotovoltaicos

O quarto passo é calcular a potência total dos módulos fotovoltaicos, para isso é necessário dividir a energia gerada por dia pelo valor de exposição solar e pelo rendimento de 80% (DANTAS, 2017). Isso mostrará o quanto de potência o sistema de energia fotovoltaico precisa gerar.

$$Pot\ Total = \frac{E_{GER_{DIA}}}{GHI \times n_{RENDIMENTO}} \times (Aum.Dem_{15\%}) \quad (4)$$

$$Pot\ Total = \frac{26,4943}{5,34 \times 0,8} \times (1,15)$$

$$\boldsymbol{Pot\ Total\ \cong 7,1321\ kWp}$$

Onde:

$Pot\ Total$ – potência total dos módulos fotovoltaicos [kWp ou kW].

$E_{GER_{DIA}}$ – energia de geração diária [kWh/dia].

GHI – valor da exposição solar (irradiação horizontal global) [kWh/m^2/dia].

$n_{RENDIMENTO}$ – perdas de energia (rendimento).

$Aum.Dem_{15\%}$ – aumento da demanda do local em 15%.

5º passo – Cálculo da quantidade de painéis fotovoltaicos

O quinto passo é calcular a quantidade de módulos fotovoltaicos, para isso é preciso dividir o resultado do cálculo anterior pela potência do módulo que foi selecionado no projeto, para obter o número de painéis fotovoltaicos necessários, a fim de gerar a quantidade de energia apropriada a necessidade do consumidor, considerando o aumento da demanda (DANTAS, 2017).

$$Qtd_{MÓDULOS} = \frac{Pot\ Total}{Pot\ painel} \tag{5}$$

$$Qtd_{MÓDULOS} = \frac{7,1321\ [kWp]}{565\ [W]}$$

$$\boldsymbol{Qtd_{MÓDULOS} \cong 12,62\ unidades \cong 13\ unidades}$$

Onde:

$Qtd_{MÓDULOS}$ – quantidade de módulos fotovoltaicos [unidades].

$Pot\ Total$ – potência total dos módulos fotovoltaicos [kWp ou kW].

$Pot\ painel$ – potência de um único módulo [W].

- Recalculando a potência total do arranjo fotovoltaico:

$$Pot\ Total_{ARRANJO} = Pot\ painel \times Qtd_{MÓDULOS} \tag{6}$$

$$Pot\ Total_{ARRANJO} = 565 \times 13$$

$$\boldsymbol{Pot\ Total_{ARRANJO} = 7,345\ kWp}$$

Onde:

$Pot\ Total_{ARRANJO}$ – potência total do arranjo fotovoltaico com 13 placas [kWp ou kW].

$Qtd_{MÓDULOS}$ – quantidade de módulos fotovoltaicos [unidades].

$Pot\ painel$ – potência de um único módulo [W].

6º passo – Escolha do inversor

Já o sexto passo é selecionar o inversor de acordo com a sua potência. Existem diversos inversores de variadas potências em kW. Deve-se escolher um inversor adequado para a sua geração de energia, com uma variação de no máximo 20% para cima (120% x 7,345 kW = 8,814 kW) ou para baixo (80% x 7,345 kW = 5,876 kW) do valor desejado (DANTAS, 2017). Logo, *o inversor a ser escolhido será um de potência nominal de 6 kW, levando em consideração um possível aumento futuro da carga total do local em 15%.*

4.1.5 Inversor

No Brasil, é necessário que os equipamentos tenham uma capacidade de tensão de 127/220 V e operem a uma frequência de 60 Hz para fornecer energia a eletrônicos e eletrodomésticos convencionais. No mercado, existem diversos fabricantes de inversores, assim como para os painéis fotovoltaicos. De forma similar à seleção dos módulos, ao escolher um inversor, buscou-se analisar alguns requisitos, tais como: a potência nominal de saída, a garantia do fabricante e possibilidade de extensão, as certificações internacionais e disponibilidade no mercado nacional.

A partir dos fatores analisados, o inversor escolhido para elaboração do projeto foi da marca FRONIUS, modelo PRIMO 6.0-1. Ele é um inversor comunicativo para gerenciamento otimizado de energia. O inversor FRONIUS PRIMO 6.0-1 é um dispositivo monofásico de 220V sem transformador, especialmente projetado para uso em residências. Devido ao aperfeiçoamento no design e um inovador sistema de montagem, é atingida uma flexibilidade aliada à tradicional confiabilidade dos inversores dessa marca, facilitando assim, ao ápice, a instalação e a manutenção do equipamento. Além disso, o pacote de comunicação integrado de série com WLAN, Wi-Fi, gestão de energia e múltiplas interfaces o tornam extremamente comunicativo e adaptável às necessidades dos proprietários (MINHA CASA SOLAR, 2023).

Este inversor On Grid possui uma potência nominal de saída de 6000W, sendo compatível com arranjos de módulos fotovoltaicos com potência instalada entre 1,44kW e 7,8kW. Ele é compacto, facilitando a instalação, e inclui conectividade Wi-Fi, permitindo o

acesso a dados em tempo real sobre a produção de energia do sistema fotovoltaico via computador ou smartphone. As informações do sistema também podem ser visualizadas diretamente no display LCD do inversor (MINHA CASA SOLAR, 2023).

Esse dispositivo de 6kW realiza a conversão da energia gerada pelo painel solar fotovoltaico de corrente contínua (CC) para o formato padrão de corrente alternada (CA) utilizado pelas redes de energia pública das concessionárias. Portanto, ao combinar como os módulos fotovoltaicos e outros dispositivos, o inversor possibilita a produção de energia pelo próprio consumidor. Estes inversores são conhecidos como "Grid-Tie" por serem conectados à rede das concessionárias, podendo resultar em uma redução em até 90% na fatura de energia elétrica. Vale ressaltar que este modelo não é adequado para sistemas fotovoltaicos isolados da rede pública, como aqueles que operam com baterias em áreas remotas, conhecidos como sistemas off-grid (MINHA CASA SOLAR, 2023).

Através do monitoramento contínuo da rede da concessionária, este inversor Grid-Tie observa constantemente a rede pública de energia, para caso forem detectados problemas, o mesmo desligue automaticamente. Adicionalmente, ele possui isolamento galvânico para evitar a transferência de problemas do arranjo de módulos ou do próprio inversor para a rede pública de energia (MINHA CASA SOLAR, 2023).

O inversor em estudo oferece uma garantia de dois anos contra defeitos de fabricação e conta com o seguinte benefício: a possibilidade de extensão para até dez anos de garantia sem custo adicional (ou seja, mais oito anos de garantia). Para ter acesso a esse benefício, é necessário registrar o número de série do inversor no site www.solarweb.com. Além disso, a FRONIUS disponibiliza assistência técnica no Brasil para auxiliar os clientes com qualquer questão relacionada ao produto (FRONIUS, 2024).

Na Figura 34 e 35 apresentam-se, tabelados respectivamente, os dados de entrada e de saída do inversor. Em vermelho estão circulados os dados que serão inseridos no SAM.

Figura 34 – Os dados de entrada do inversor FRONIUS PRIMO.

Quantidade de MPP Tracker	2
Corrente máx. de entrada ($I_{dc\ max}$)	18 / 18 A
Corrente máx. de curto-circuito do campo do módulo*	36 / 36 A
Faixa de tensão de entrada CC ($U_{cc\ mín}$ - $U_{cc\ máx}$)	80 - 1000 V
Alimentação de tensão inicial ($U_{cc\ inicial}$)	80 V
Tensão nominal de entrada ($U_{cc,r}$)	710 V
Faixa de tensão MPP ($U_{mpp\ mín}$ - $U_{mpp\ máx}$)	240 - 800 V
Faixa de tensão MPP utilizável	80 - 800 V
Quantidade de conexões CC	2 + 2
Potência máxima do gerador fotovoltaico ($P_{cc\ máx}$)	9 kWpeak

Fonte: Adaptado da Fronius (2024).

Figura 35 – Os dados de saída do inversor FRONIUS PRIMO.

Potência nominal CA ($P_{ca,r}$)	6000 W
Potência máx. de saída ($P_{ca\ máx}$)	6000 VA
Potência máxima de saída ($I_{ca\ nom}$)	26,1 A
Acoplamento à rede ($U_{ca,r}$)	1~ NPE 220/230 V
Faixa de tensão CA ($U_{mín}$ - $U_{máx}$)	180 - 270 V
Frequência (f_r)	50 / 60 Hz
Faixa de frequência ($f_{mín}$ - $f_{máx}$)	45 - 65 Hz
Fator de distorção	<3% @Pnom (230/400VAC 50Hz)
Fator de potência (cos $\varphi_{ca,r}$)	0,85 - 1 ind./cap.

Fonte: Adaptado da Fronius (2024).

A seguir, apresenta-se uma tabela com outras principais características técnicas e gerais do inversor analisado. Todas estas informações são conferidas na Tabela 2.

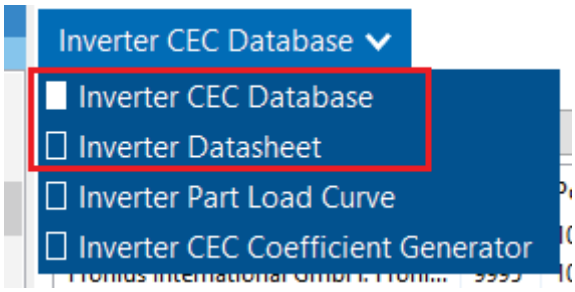
Tabela 2 – Outros dados gerais inversor FRONIUS PRIMO.

Outras informações gerais	
Grau de eficiência máxima (FV - rede de energia)	98,1 %
Dimensão (largura x altura x profundidade)	432,5 mm x 642,5 mm x 205,5 mm
Peso	21,07 kg
Peso com embalagem	25,8 kg
Grau de proteção	IP 65
Classe de proteção	1
Consumo noturno	< 1 W
Conceito de inversor	Sem transformador
Faixa da temperatura ambiente	-40°C - +55°C
Certificados e cumprimento de normas	DIN V VDE 0126-1-1/A1, IEC 62109-1/-2, IEC 62116, IEC 61727, AS 4777-2, AS 4777-3, G98/1, G99/1, CEI 0-21, VDE AR N 4105

Fonte: Elaborado pelo autor (2024).

De forma análoga ao inserir os dados de um painel fotovoltaico, realiza-se praticamente os mesmos procedimentos para o inversor. A escolha do inversor fotovoltaico no *System Advisor Model* (SAM) pode ser realizada de duas maneiras: selecionando o módulo fotovoltaico da própria biblioteca do SAM (*Inverter CEC Database*) ou entrando com os valores do datasheet do inversor escolhido (*Inverter Datasheet*). Essas duas funcionalidades são localizadas em vermelho no início do menu *Inverter*, no canto superior esquerdo, conforme a Figura 36. Por padrão do software, a página *Inverter* já é aberta em *Inverter CEC Database*.

Figura 36 – Os quatros modelos diferentes de desempenho do inversor no SAM.

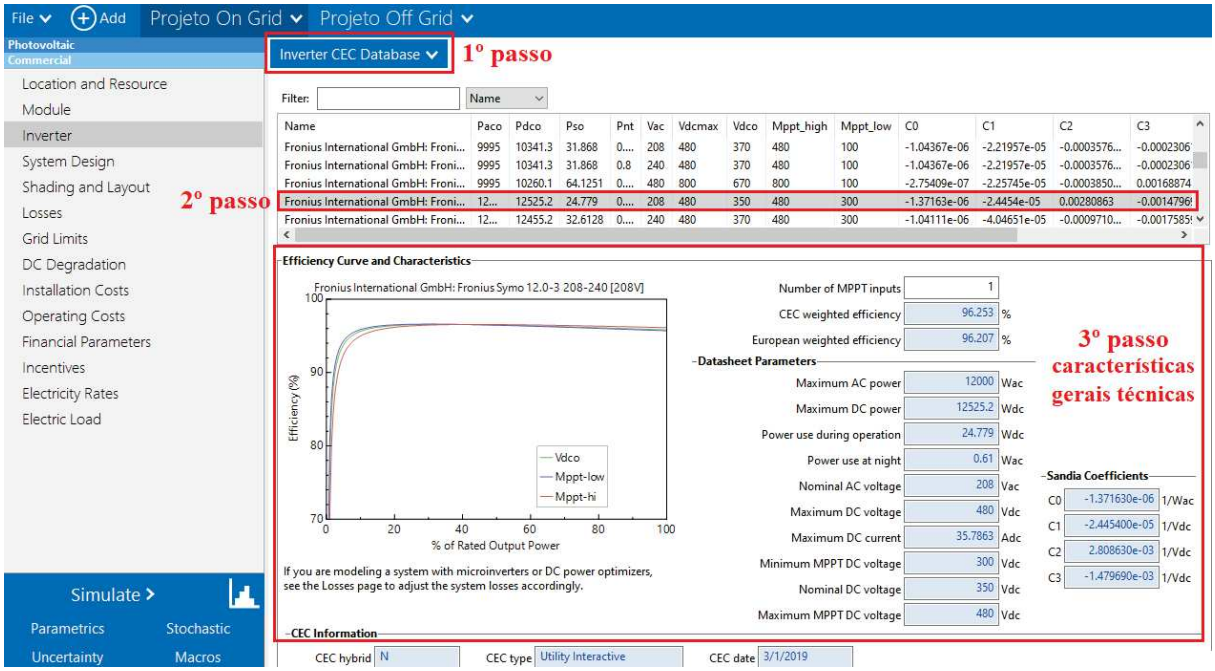


Fonte: SAM (2024).

O *Inverter CEC Database* calcula a saída CA do sistema usando parâmetros do banco de dados CEC do SAM de parâmetros do inversor com o modelo de inversor Sandia. Para usar esse modelo, basta escolher um inversor da lista. Enquanto, o *Inverter Datasheet* permite que o projetista especifique os parâmetros do inversor usando os valores da folha de dados do fabricante e calcula os coeficientes para o modelo de inversor da Sandia a partir dos parâmetros fornecidos (NREL, [*s.d.*]).

Caso o projetista deseje escolher um inversor da própria base de dados de inversor, basta identificar a opção *Inverter CEC Database* no canto superior esquerdo da página *Inverter* e selecionar o inversor que deseje logo abaixo, de acordo com as especificações que o atende. A Figura 37 retrata os passos da escolha do inversor a partir do banco de dados do SAM.

Figura 37 – Escolha do inversor fotovoltaico a partir do banco de dados do SAM.



Fonte: SAM (2024).

Portanto, para o referido estudo utilizou-se um inversor monofásico que não estava disposto na base de dados do SAM, assim foi necessário a obtenção e utilização do datasheet do módulo fotovoltaico selecionado: marca FRONIUS, modelo PRIMO 6.0-1. O primeiro passo é identificar a opção *Inverter Datasheet* no canto superior esquerdo da página *Inverter*.

O modelo *Inverter Datasheet* consiste em um conjunto de equações que o SAM usa para calcular a saída CA horária do inversor com base na entrada CC (equivalente à saída elétrica da matriz fotovoltaica) e nos parâmetros de desempenho da folha de dados do fabricante do inversor. O modelo funciona definindo os coeficientes C do modelo do inversor da Sandia como zero (NREL, [*s.d.*]).

O segundo passo é preencher com parâmetros do inversor, advindo do datasheet, nas partes editáveis (quadro em branco) em *Power Ratings*, *Operating Ranges e Losses*.

Na seção *Power Ratings*, o projetista deve inserir os dados da potência máxima de saída CA do inversor em *Maximum AC output power* e, em seguida, marcar a opção *Manufacturer efficiency*, o qual diz respeito a eficiência do fabricante, preenchendo com valor apresentado na folha de dados do fabricante. Vale ressaltar que o SAM permite modelar um inversor utilizando dois tipos de eficiência: eficiência ponderada (*Weighted efficiency*) ou eficiência nominal (*Nominal efficiency ou Manufacturer efficiency*). Caso o fornecedor informe a eficiência ponderada, esta poderá ser utilizada ao invés da eficiência nominal, porém a eficiência ponderada apresenta com maior precisão o desempenho do inversor em distintas condições operacionais. Ao entrar com os dados de potência máxima de saída CA e o valor da eficiência (seja ponderado ou nominal), o software computa e exibe a potência máxima de entrada CC com bases nas informações inseridas em *Maximum DC input power*. O SAM utiliza o valor máximo de potência de entrada CC para dimensionar a matriz quando o usuário seleciona "Especificar o tamanho desejado da matriz (*Specify desired array size*)" na aba *System Design* (Projeto do sistema) e para mostrar mensagens de dimensionamento quando o usuário seleciona "Especificar módulos e inversores (*Specify modules and inverters*)" (NREL, [*s.d.*]).

Discorrendo um pouco sobre as duas eficiências a serem utilizadas no programa em *Power Ratings*. Caso o projetista escolha utilizar a eficiência ponderada, este poderá utilizar esta eficiência calculada a partir de dois procedimentos: método europeu ou método CEC. O método europeu é melhor e mais indicado para locais com menos recursos solares, no qual o inversor opera com mais frequência em níveis de carga mais baixos. O método CEC é melhor e indicado para locais mais ensolarados, onde o inversor opera em níveis de carga mais elevados. Caso o projetista escolha a eficiência do fabricante, o usuário pode utilizar uma eficiência de pico ou outro valor de eficiência do datasheet que simbolize a eficiência do inversor em um único nível de carga. Nesse caso, o projetista precisa definir um valor para o consumo de energia durante a operação para aprimorar a precisão do modelo em níveis reduzidos de energia (NREL, [*s.d.*]).

Na seção *Operating Ranges* (Faixas de operação), o software utiliza as variáveis de faixa operacional para ajudar o projetista a dimensionar o sistema na página/aba *System Design* (Projeto do sistema). Para isso, o usuário deve inserir os dados em *Nominal AC voltage* (tensão operacional CA nominal - tensão de saída CA nominal do inversor), em *Maximum DC voltage* (tensão CC máxima - tensão CC de entrada máxima do inversor), em *Maximum DC current*

(corrente CC máxima - a corrente CC de entrada máxima do inversor), em *Minimum MPPT DC voltage* (tensão CC mínima MPPT - tensão operacional mínima CC do inversor), em *Nominal DC voltage* (tensão CC nominal - tensão operacional nominal CC do inversor), em *Maximum MPPT DC voltage* (tensão CC máxima MPPT - tensão operacional máxima CC do inversor) e em *Number of MPPT inputs* (a quantidade de entradas MPPT's).

Já na seção *Losses* (perdas), o software apresenta as duas variáveis de perda: o consumo de energia durante a operação (*Power consumption during operation*) e o consumo de energia à noite (*Power consumption at night*).

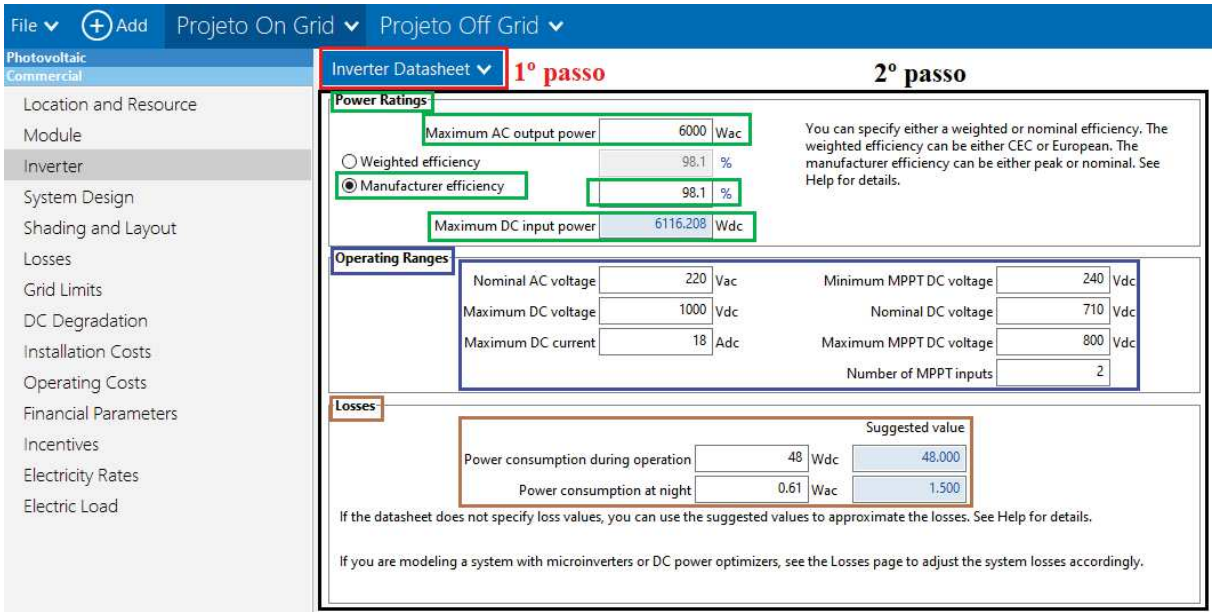
O consumo de energia durante a operação (*Power consumption during operation*) representa a eletricidade consumida pelo inversor durante o dia quando o arranjo fotovoltaico está gerando energia. Quando é definida uma eficiência ponderada, o SAM desativa essa opção de variável. O valor sugerido dessa variável simboliza 0,8% da potência máxima de saída CA (Wac). Já o consumo de energia à noite (*Power consumption at night*) está relacionado a energia elétrica consumida pelo inversor durante a noite, quando a matriz fotovoltaica não está gerando energia. Esse valor pode ser denominado, às vezes, de perda de tara ou perda em espera. O valor sugerido nesse caso é de 0,025% da potência máxima de saída CA (Wac) (NREL, [*s.d.*]).

Quando o projetista utiliza da eficiência ponderada, é somente necessário a especificação do consumo de energia noturno, visto que os fatores de ponderação levam em consideração o consumo de energia durante a operação (NREL, [*s.d.*]).

O programa mostra um valor sugerido para cada variável de perda, o qual é baseado em uma análise dos parâmetros de perda dos inversores na biblioteca CEC do SAM 2013.1.5, e este deve ser uma aproximação razoável para os inversores atualmente disponíveis no mercado. Caso o fabricante não fornecer valores para o consumo de energia do inversor, o projetista pode fazer devidamente o uso do valor sugerido, que deve ser digitado na caixa de entrada em branco (NREL, [*s.d.*]).

A Figura 38 exibe a inserção das especificações do inversor de acordo com o datasheet: em vermelho e preto encontra-se os passos para a inserção dos dados, em verde estão as informações contidas em *Power Ratings*, em azul visualiza-se as informações presentes em *Operating Ranges* e em marrom, observa-se as especificações utilizadas em *Losses*.

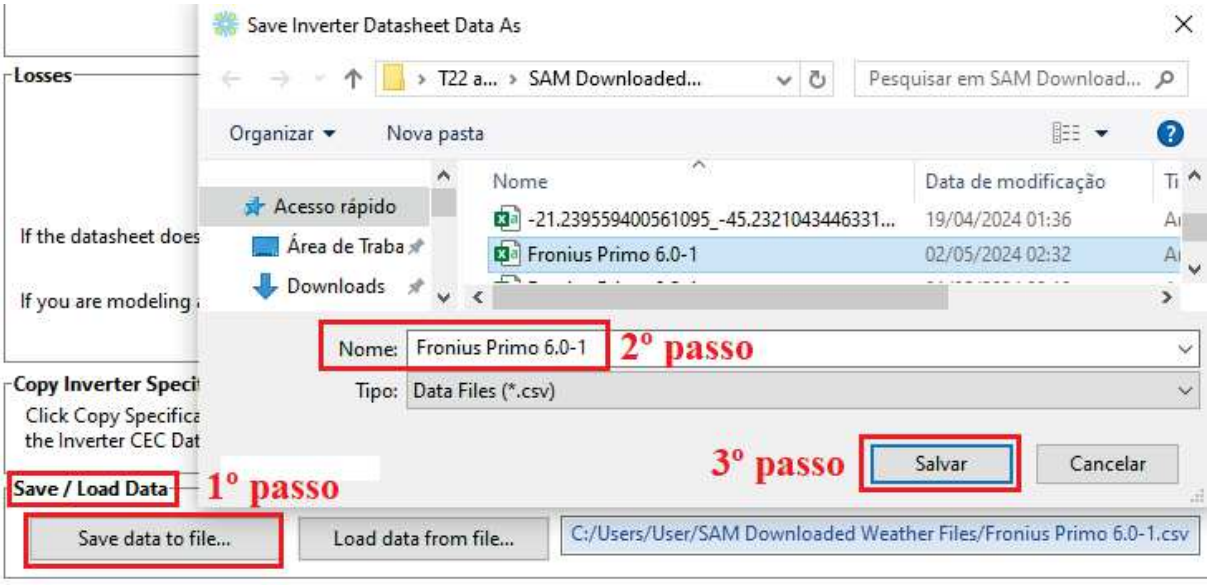
Figura 38 – Inserção dos dados do inversor no SAM.



Fonte: SAM (2024).

Para finalizar é possível salvar o módulo inserido na opção *Save / Load Data* dentro da aba *Inverter*, clicando em *Save data to file...*, em seguida, insira o nome desejado para o arquivo e clique em *Salvar*. A Figura 39 mostra os passos para salvar os dados inseridos do inversor escolhido pelo projetista no SAM.

Figura 39 – Passos para salvar os dados inseridos do inversor fotovoltaico no SAM.



Fonte: SAM (2024).

4.1.6 System Design

Na página System Design (projeto do sistema) é o local onde ocorre o dimensionamento do sistema e apresenta as opções de rastreamento: os ângulos de inclinação e azimute. As etapas básicas de dimensionamento no SAM se dispõem da seguinte forma (NREL, [*s.d.*]):

1. Escolher o módulo e o inversor utilizado.

2. Definir a quantidade de inversores para o dimensionamento de CA.

3. Em cada *subarray* do sistema, defina o número de módulos por string no *subarray*, sempre lembrando de garantir que a tensão nominal de circuito aberto (Voc) da string não exceda a tensão MPPT máxima do inversor.

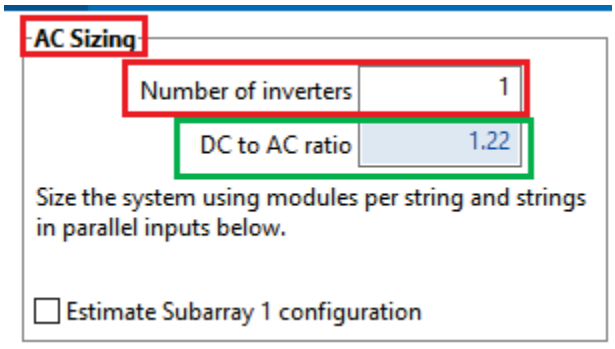
4. Em cada *subarray*, defina a quantidade de strings em paralelo para atingir a relação CC/CA desejada.

4.1.6.1 AC Sizing

Na opção *AC Sizing* ocorre o dimensionamento CA do sistema fotovoltaico. Para isso, deve-se preencher com o número de inversores a ser utilizado no projeto em *Number of Inverters*, já que esta quantidade de inversores irá determinar a capacidade total CA do sistema. Assim, o software retorna à relação CC/CA (ou relação entre CC e CA) em *DC to AC raio*. A relação CC/CA é a razão entre a capacidade total CC do inversor e a capacidade total CA. Esse é um valor que o SAM calcula e exibe como referência. Altos índices de relação CC/CA podem resultar em corte de energia do inversor (NREL, [*s.d.*]).

A Figura 40 mostra a opção *AC Sizing* (dimensionamento CA), onde em vermelho apresenta a quantidade de inversores e, em verde, a relação CC/CA retornada pelo SAM. Perceba, que para o projeto em estudo, foi utilizado um único inversor de 6 kW (FRONIUS PRIMO 6.0-1) e a relação CC/CA retornada pelo software foi 1,13.

Figura 40 – Dimensionamento CA em System Design.



Fonte: SAM (2024).

Como alternativa, caso o usuário deseje modelar um sistema fotovoltaico somente com um *subarray* (subconjunto ou subarranjo), o software pode tentar dimensionar o conjunto automaticamente clicando em *Estimate Subarray 1 configuration* (Estimar configuração do subarray 1). Ao marcar esta opção, o projetista deve inserir a capacidade CC do sistema em Desired array size (tamanho desejado do conjunto) e, também, a relação CC/CA em *Desired DC to AC Ratio* (diz respeito a relação entre a capacidade CC do sistema (kW CC) e a capacidade total do inversor (kW CA) escolhido. O software SAM calcula a quantidade de módulos e inversores para chegar o mais próximo possível do tamanho desejado. Esta opção é utilizada para obter uma estimativa aproximada do layout de um *array* (NREL, [*s.d.*]).

4.1.6.2 DC Sizing and Configuration

A seção *DC Sizing and Configuration* (dimensionamento e configuração CC) determinam o tamanho e a configuração do arranjo fotovoltaico e sua orientação e rastreamento. O sistema/arranjo fotovoltaico pode consistir em até quatro subarranjos, onde cada um deles pode ter diferentes comprimentos de string, orientação e rastreamento.

No campo *Electrical Configuration* (configuração elétrica), o projetista deve inserir a quantidade de módulos conectados em série em uma única string para cada *subarray* em *Modules per string in subarray* e quantidade de strings de módulos conectados em paralelo para formar um *subarray* em *Strings in parallel in subarray*. O número de módulos por string determina a tensão da string de circuito aberto do subarray (Voc) e a tensão da string no ponto de máxima potência (Vmp) (NREL, [*s.d.*]).

Ao inserir os dados relatados acima, o SAM retorna o número de módulos em cada subarray em *Number of modules in subarray*, onde a quantidade de módulos em cada *subarray* depende do número de módulos por string e do número de strings em paralelo em cada *subarray* (NREL, [*s.d.*]).

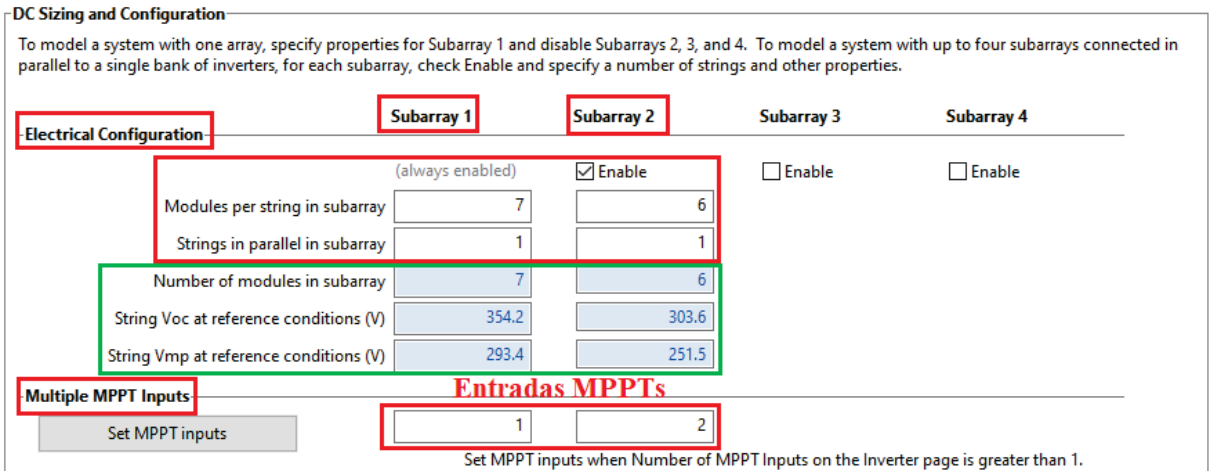
O programa também calcula e exibe a tensão de circuito aberto Voc da string em *String Voc at reference conditions (V)* e a tensão no ponto de máxima potência Vmp da string em *String Vmp at reference conditions (V)*, ambos nas condições de referência. A tensão CC de circuito aberto de cada string de módulos (*String Voc at reference conditions*) depende da tensão de circuito aberto do módulo, encontrado advindo do datasheet na página *Module*, e do número de módulos por string. Enquanto a tensão CC no ponto de máxima potência de cada string de módulos (*String Vmp at reference conditions*) depende da tensão de máxima potência do módulo, também encontrado advindo do datasheet na página *Module*, e do número de módulos por string (NREL, [*s.d.*]).

Vale ressaltar que para o cálculo das tensões e correntes são utilizadas as análises de circuitos série (soma as tensões de cada módulo da string enquanto a corrente da string é a mesma em cada módulo) e paralelo (as tensões de cada string possui o mesmo valor, porém as correntes de cada string podem ser diferentes).

A caixa de seleção *Enable* ativa cada subarray do sistema fotovoltaico do usuário. Cada subarray está diretamente relacionada com a entrada MPPT do inversor, como pode ser visualizado no campo *Multiple MPPT Inputs*, e em seguida, nas caixinhas editáveis em branco que são preenchidas de acordo com cada entrada MPPT do inversor: *subarray* 1 está ligada com a entrada MPPT 1, *subarray* 2 está ligada com a entrada MPPT 2, e assim por diante.

A Figura 41 apresenta a configuração elétrica e as entradas MPPT do inversor: em vermelho encontra-se os dados inseridos, enquanto em verde, as informações retornadas pelo SAM. Nota-se, que para este estudo, um *subarray* possui 7 módulos fotovoltaicos, enquanto o outro possui 6 módulos, os quais representam cada entrada MPPT do inversor FRONIUS PRIMO (possuindo duas entradas MPPT total). Observa-se que o *subarray* 1 possui uma tensão de circuito aberto de 354,2 V e uma tensão de potência máxima de 293,4 V, enquanto o *subarray* 2 possui uma tensão de circuito aberto de 303,6 V e uma tensão de potência máxima de 251,5 V.

Figura 41 – Configuração elétrica e as entradas MPPT do inversor.



Fonte: SAM (2024).

Uma etapa crucial é avaliar se a combinação entre o módulo fotovoltaico e o inversor está adequada, pois isso é essencial para o sistema. Como regra geral inicial, deve-se escolher um número de módulos por string de maneira que o Voc da string seja menor que a tensão CC máxima do inversor e o Vmp da string esteja entre a tensão MPPT mínima e máxima do inversor (NREL, [*s.d.*]).

Assim, primeiro analisa-se a tensão de circuito aberto (Voc) dos módulos, sendo que seu valor total não pode ultrapassar a tensão máxima de entrada do inversor. Observa-se que há seis módulos em uma string (*subarray* 1) e sete na outra string (*subarray* 2), sendo que os mesmos estão em série, portanto há uma tensão de circuito aberto total de 354,2 V e 303,6 V, respectivamente. Esses valores de Voc total não excede a tensão máxima de entrada do inversor, que é 1000 V. Logo esta condição encontra-se validada.

Em seguida, também é necessário conferir a faixa de operação do inversor, ou seja, o valor máximo e mínimo de MPPT, o qual é de 240 V a 800 V. Enquanto, o valor Vmp da string do *subarray* 1 é 293,4 V e do *subarray* 2 é 251,5 V. Como estes valores encontram-se dentro da faixa de valores de operação do inversor, logo esta condição, também é validada.

A terceira e última condição é verificar a corrente máxima dos módulos (*Maximum power point current - Imp*) e a corrente de entrada do inversor (*Maximum DC Current*). A corrente máxima dos módulos possui um valor igual 13,48 A, entretanto a corrente máxima de entrada do inversor possui um valor de 18 A. Portanto, como a corrente da string (máxima dos módulos) não excede o valor da corrente de entrada do inversor, esta condição também se encontra validada e a análise está completa. **Observa-se assim que os módulos escolhidos são compatíveis com o inversor**.

No campo *Tracking & Orientation* visualiza-se o rastreamento e a orientação. A inclinação e orientação dos módulos fotovoltaicos é um aspecto extremamente relevante durante o dimensionamento, buscando sempre a melhor orientação para ter o máximo aproveitamento do sistema (NREL, [*s.d.*]).

Os módulos fotovoltaicos devem ser orientados para a orientação que mais recebe a incidência da radiação solar. Logo, a orientação varia conforme o hemisfério em que o sistema está instalado. No Hemisfério Norte, os módulos devem ficar instalados voltados para o sul geográfico, ou seja, a orientação ideal é voltada para o Sul. Enquanto no Hemisfério Sul, os módulos devem ficar instalados voltados para o norte geográfico, ou seja, a orientação ideal é voltada para o Norte. Essa abordagem visa otimizar a exposição dos painéis solares à luz solar durante o dia, o que contribui para aumentar a eficiência na geração de energia. No caso do Brasil, os módulos fotovoltaicos devem ser orientados para o Norte. O direcionamento para o Norte evita sombreamento nos painéis, almejando o maior rendimento possível. Quando os módulos se encontram orientados para o Norte é denominado de Azimute Zero. Vale considerar que o ângulo de azimute é o ângulo formado entre a direção Norte-Sul e a direção considerada, contado a partir do Norte, no sentido horário. Quanto a inclinação em relação ao plano

horizontal, ela deve ser igual a latitude da localidade, afim de obter um melhor aproveitamento dos arranjos fotovoltaicos durante o ano, porém esse parâmetro é muito flexível, pois muitas vezes, os sistemas são instalados nos telhados de residências, tendo que se adequar ao mesmo (PRUDENCIO, 2020).

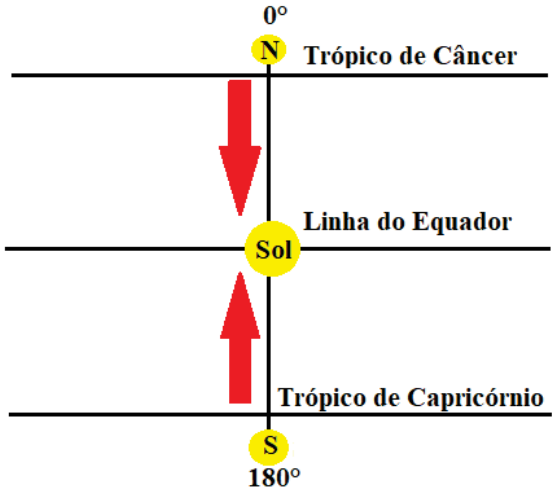
O SAM disponibiliza de cinco opções de rastreamento: *fixed, 1 axis, 2 axis, Azimuth Axis e Seasonal Tilt*. Para o estudo em análise, os *subarrays* encontra-se na opção *Fixed* (fixo), pois não seguem o movimento do sol e os ângulos de inclinação e azimute encontra-se fixo, esse tipo de configuração é destinado a sistemas instalados em telhados de residências.

Em seguida, a inclinação em *Tilt* é marcada igual a latitude (*Tilt=latitude*), caso o projetista defina a inclinação diferente a latitude, é só desmarcar a caixa de seleção *Tilt=latitude*, que automaticamente ativará o campo *Tilt(deg)* abaixo, e o projetista digita o ângulo do arranjo fotovoltaico.

O Brasil está localizado no Hemisfério Sul, onde o sol, durante a maior parte do ano, está ao Norte em relação às regiões brasileiras. Isso significa que os painéis solares devem ser voltados para o **Norte** para captar mais radiação solar. No SAM, o **azimute de 180°** indica que os painéis estão voltados para o **norte geográfico** (revertendo o sentido de azimute convencional utilizado no Hemisfério Norte).

No SAM, a convenção padrão para o ângulo de azimute é: 0° para o Norte, 90° para o Leste, 180° para o Sul e 270° para o Oeste (azimute convencional do Hemisfério Norte). Como o SAM segue essa convenção, para o Brasil, onde os painéis devem ser voltados para o norte, o ajuste de 180° é necessário. Isso porque o SAM, ao definir um azimute de 180°, na verdade está ajustando os painéis para ficarem voltados para o **Norte** no Hemisfério Sul, captando melhor a radiação solar. Portanto, em *Azimuth(deg)*, foi definido o ângulo de azimute em 180º.

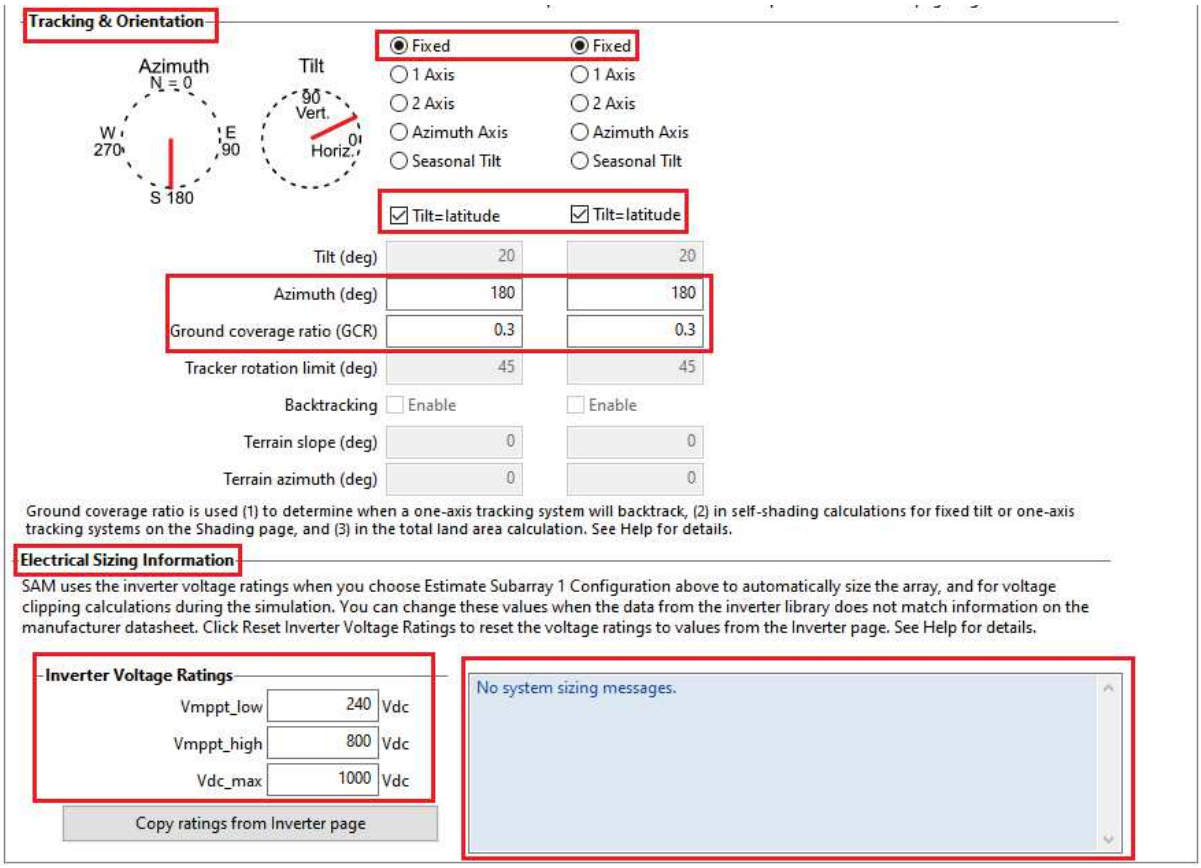
Figura 42 – Ilustração auxiliar para compreensão do azimute no SAM.



Fonte: Elaborado pelo autor (2024).

Em *Ground coverage ratio (GCR)*, utilizou-se o valor padrão ou *default* do software que é 0,3. O GCR é o índice de cobertura do solo, o qual é a razão entre área da matriz fotovoltaica e área do solo ocupada pela matriz. O índice de cobertura do solo é um valor maior que 0,01 e menor que 0,99. Aumentar esse índice, culmina em diminuir os espaçamentos entre as fileiras de módulos.

Figura 43 – Rastreamento e orientação/Informações do dimensionamento elétrico e mensagens de dimensionamento do sistema.



Fonte: SAM (2024).

Já no campo *Electrical Sizing Information* (informações sobre dimensionamento elétrico) é exibida as classificações de tensão do inversor em *Inverter Voltage Ratings* de acordo com a pagina Inverter. Essas tensões são as tensões CC máxima de entrada do inversor (*Vdc_max*), a tensão MPPT mínima (*Vmppt_low*) e a tensão MPPT máxima (*Vmppt_high*) (NREL, [*s.d.*]).

As mensagens de erros no dimensionamento são exibidas na caixa azul, ao lado dos parâmetros de tensões do inversor, e são exibidas as seguintes informações (NREL, [*s.d.*]):

- Relação CC/CA com base nas capacidades da matriz e do inversor: *Actual DC to AC Ratio = Total Nameplate Array Capacity in DC kW ÷ Total Nameplate Inverter Capacity in DC kW × 100%.*

- A tensão de circuito aberto da string da matriz excede a tensão CC máxima do inversor: *String Voc > Inverter Maximum DC Voltage.*
- A tensão de potência máxima da string de matriz excede a tensão MPPT máxima do inversor: *String Vmp > Maximum Inverter MPPT Voltage.*
- A tensão de potência máxima da string de matriz é menor que a tensão MPPT mínima do inversor: *String Vmp < Minimum Inverter MPPT Voltage.*

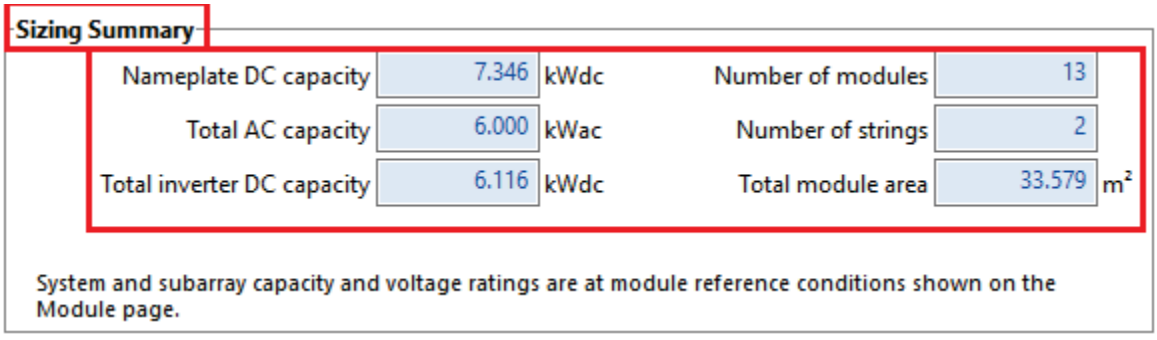
Caso não possua mensagem de erro no dimensionamento, aparece nesta caixa azul a seguinte mensagem: *No system sizing messages*.

4.1.6.3 Sizing Summary

O *Sizing Summary* é o resumo do dimensionamento, o qual é computado e exibido pelo SAM. As variáveis de resumo do dimensionamento são valores que o software calcula com base nas entradas que o projetista especifica. Para verificar se o sistema está dimensionado corretamente, é importante utilizar esses valores como referência.

As variáveis computadas e retornadas pelo SAM são: a capacidade nominal CC de um sistema fotovoltaico em kWdc (*Nameplate DC capacity*), a capacidade total CA em kWac que é a capacidade total do inversor (*Total AC Capacity*), a capacidade total CC do inversor em kWdc que é a potência máxima de entrada CC do inversor (*Total inverter DC capacity*), o número total de módulos do sistema (*Number of modules*), o número de strings *(Number of strings*) e área total ocupada pelos módulos do arranjo fotovoltaico em m^2 (*Total module área*) (NREL, [*s.d.*]). A Figura 44 ilustra o resumo do dimensionamento do projeto fotovoltaico em estudo.

Figura 44 – Resumo do dimensionamento.



Fonte: SAM (2024).

4.1.7 Losses

As entradas de perdas no SAM consideram a sujeira e as perdas elétricas não consideradas pelos modelos: do módulo e do inversor. Após realizar uma simulação, é possível visualizar o impacto dessas perdas nos resultados, apresentando as variáveis de resultados mencionadas, em tabelas de dados e gráficos de séries temporais. O software leva em consideração diversas perdas como as perdas de irradiância (*Irradiance Losses*), as perdas CC (*DC Losses*), as perdas CA (*AC Losses*), as perdas no transformador (*Transformer Losses*), as perdas de transmissão (*Transmission Losses*) e as perdas de disponibilidade do sistema (*System Availability Losses*).

As perdas de irradiância (*Irradiance Losses*) são responsáveis pela redução da irradiância solar incidente causada pela poeira ou por outras sujidades sazonais da superfície do módulo que reduzem a radiação incidente no *subarray* (subarranjo). As perdas por sujeira causam uma redução uniforme na irradiância total incidente em cada subarranjo. O SAM determina a irradiância incidente nominal para cada intervalo de tempo utilizando os dados de irradiância solar do arquivo meteorológico e os ângulos do sol e da *subarray* (NREL, [*s.d.*]).

As perdas CC (*DC Losses*) são responsáveis pelas perdas elétricas CC no lado CC do sistema fotovoltaico, os quais o modelo do módulo não computa, tal como as perdas elétricas na fiação CC que conecta os módulos no arranjo (*array*). As cinco categorias de perda CC (incompatibilidade elétrica, diodos e conexões, fiação CC, erro de rastreamento e outros) servem para ajudar o projetista a acompanhar os fatores que influenciam a perda total CC. Já as perdas CA (*AC Losses*) são responsáveis pelas perdas da fiação elétrica no lado CA do sistema fotovoltaico, que está relacionado ao que modelo do inversor não considera. Assim, no decorrer das simulações, o software utiliza a perda total CA para minimizar a saída elétrica CA do inversor (NREL, [*s.d.*]).

As perdas no transformador e de transmissão (*Transformer and Transmission Losses*) são utilizadas para determinar as perdas elétricas de um transformador de distribuição ou subestação, ou também, de linhas de transmissão em um grande sistema fotovoltaico. O *System Advisor Model* (SAM) pressupõe que a capacidade do transformador é idêntica à capacidade nominal total do inversor da página *System Design* (Projeto do sistema). A perda sem carga (nominal) do transformador (*Transformer no load loss*) é uma perda constante causada pela corrente de magnetização no núcleo do transformador e é visualizada como uma porcentagem da capacidade total de CA do inversor. Enquanto a perda de carga (nominal) do transformador (*Transformer load loss*) representa as perdas na fiação da bobina primária e secundária do

transformador que alteram com a saída elétrica do inversor, e também, é vista no software, como uma porcentagem da saída CA do inversor. Já as perdas de transmissão (*Transmission losses*) está relacionado a uma redução da saída de CA do sistema fotovoltaico devido a perdas de fios em uma linha de transmissão (NREL, [*s.d.*]).

As perdas de disponibilidade do sistema (*System Availability Losses*) são reduções na produção do sistema devido a requisitos operacionais, como por exemplo: o tempo de inatividade para manutenção ou outras situações que impedem que o sistema opere conforme projetado. Ou seja, essas perdas estão intimamente relacionadas a manutenções, os quais são os casos que o sistema deve ser desenergizados para a execução das operações de manutenção (NREL, [*s.d.*]).

Para projetos de geração distribuída no SAM, são consideradas para análises apenas as perdas de irradiância, as perdas CC, as perdas CA e as perdas de disponibilidade do sistema. As outras perdas disponibilizadas pelo software, tais como perdas no transformador e de transmissão, são consideradas e utilizadas em conjunto com as demais, para projetos de geração centralizada.

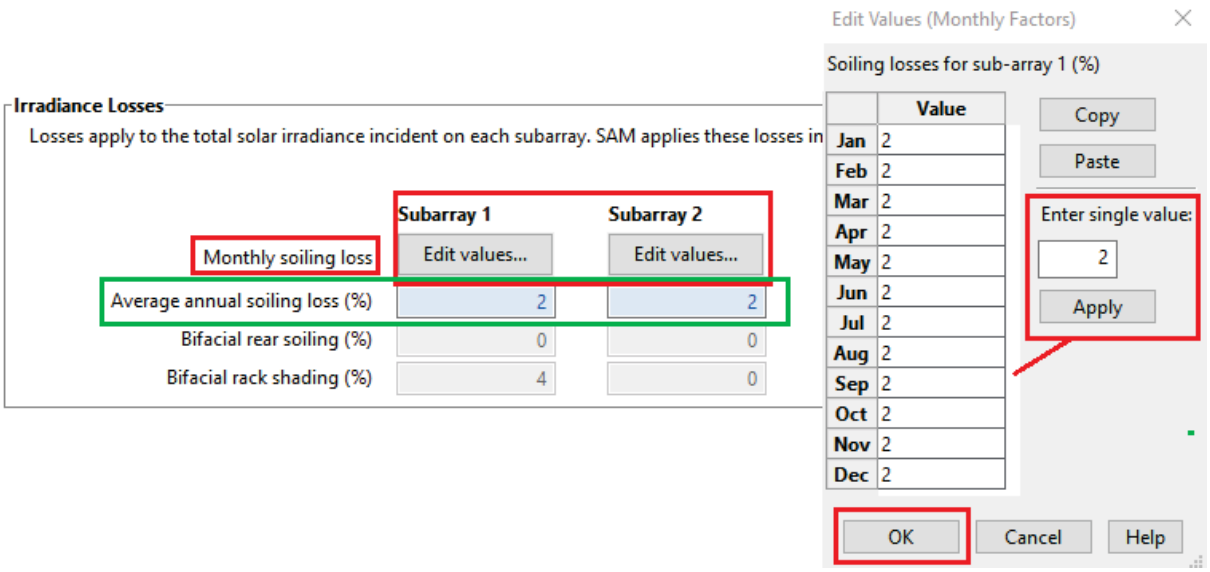
Do ponto de vista prático, especialistas em energia solar fotovoltaica definem ainda dois tipos de perdas a serem consideradas em projetos que não se encontram no software, sendo elas as perdas de inclinação e as perdas de posicionamento. A perda de inclinação diz respeito a diferença de inclinação dos módulos fotovoltaicos instalados em relação a inclinação ideal (latitude do local), onde a cada um grau de diferença em relação a esta referência, condiz a uma percentagem. Logo, essas perdas acontecem devido a variação da altura do sol ao longo das estações do ano e a posição que o painel é instalado no telhado das casas, sendo que a melhor opção é que os painéis sejam inclinados segundo o ângulo da latitude do local a fim de minimizar essas perdas e maximizar o aproveitamento de energia (SOLFÁCIL, © 2024).

Já as perdas de posicionamento ou perdas direcionais está relacionada a diferença de posicionamento dos módulos instalados em relação ao azimute ideal (face voltada para o Norte ou Azimute zero), onde essas perdas são de: 3% a 8% para telhados com face voltados a Nordeste (NE) ou Noroeste (NO), 12% a 20% para telhados com face voltados a Leste (E) ou Oeste (O) e muito grande para telhados com face para o Sul (S) (SOLAR, © 2014-2023).

Para que o SAM possa determinar as perdas e realizar os devidos cálculos, é necessário identificar as perdas mencionadas e preenchê-las de acordo com as condições às quais o projeto está submetido.

Assim, identifique a página *Losses*, a seção *Irradiance Losses*. Nesta parte, define-se as perdas por poeira/sujeira. Em *Irradiance Losses*, selecione o campus *Edit values...* em *Monthly soiling loss*, em seguida abrirá outra janela para o *subarray* selecionado. Nesta outra janela, digite o valor desta perda em *Enter single value*, depois clique em *Apply*, para determinar um único valor de perda de irradiância para todos os meses que aparecerão na tabela ao lado, adiante selecione a opção *OK*. Outra maneira de inserir esse valor de perda, nesta mesma janela, é inserindo o valor desejado em cada linha (representando os meses) da tabela e, em seguida, clique em *OK*. O valor determinado desta perda neste estudo foi de 2% de acordo com o tópico **4.1.4 Dimensionamento do arranjo fotovoltaico** no terceiro passo. A Figura 45 ilustra as perdas de irradiância no SAM.

Figura 45 – Irradiance Losses.

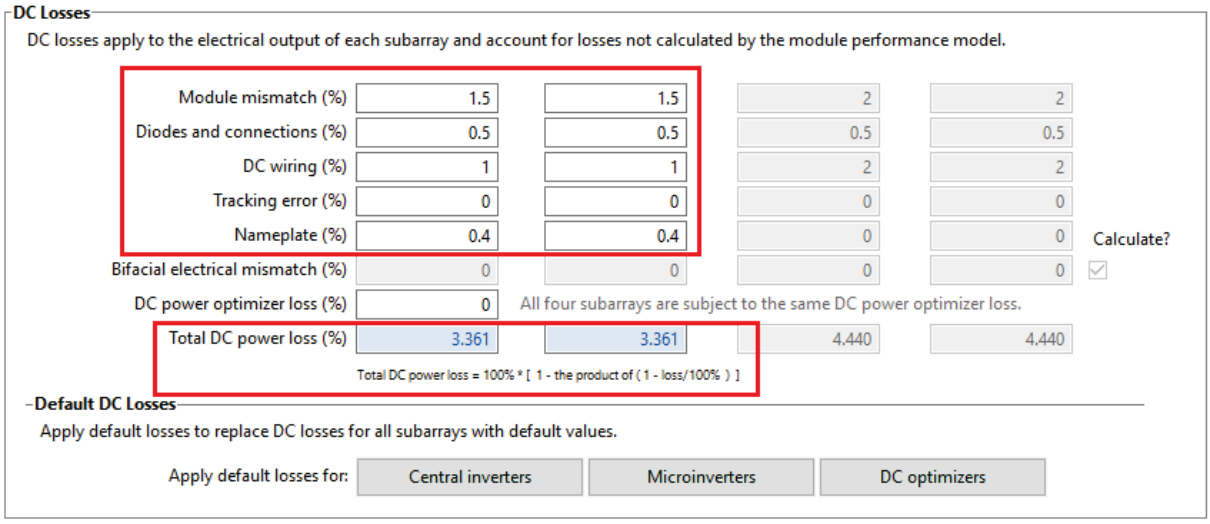


Fonte: SAM (2024).

Já em *DC Losses*, preenche-se com os valores estipulado pelo projetista, nas opções: *Module mismatch* (incompatibilidade elétrica dos módulos), *Diodes and connections* (diodos e conexões), *DC wiring* (fiação CC), *Tracking error* (erro de rastreamento), *Nameplate* (perdas associadas a capacidade nominal dos componentes CC do sistema, essencialmente os painéis solares) e *DC power optimizer loss* (perda do otimizador de energia CC). Ao preencher todos estes valores de perdas em porcentagem, o software retorna o cálculo da perda total de energia CC em *Total DC power loss*. Para esse estudo, considerou-se os valores da Figura 45, já que os mesmos estão de acordo com: Dantas (2017), valores padrões do SAM e valores definidos pelo projetista. O SAM também conta com valores padrões já definidos para as perdas CC considerando a utilização de inversores centrais (*Central Inverters*), microinversores (*Microinverters*) e otimizadores CC (*DC optimizers*) em *Default DC Losses*.

A perda por *module mismatch* (incompatibilidade elétrica de módulos) está relacionado as pequenas diferenças no desempenho dos módulos individuais no arranjo. Já as perdas de *diodes and connections* (diodos e conexões) diz respeito a queda de tensão nos diodos de boqueio e nas conexões elétricas. Enquanto isso, a perda *DC wiring* (fiação CC) mostra as perdas resistivas na fiação no lado CC do sistema fotovoltaico. A perda por *tracking error* ou erro de rastreamento vislumbra as imprecisões na capacidade dos mecanismos de rastreamento de manter o arranjo orientada para o sol (o valor de padrão representa um arranjo sem rastreamento e esta perda só é aplicada para rastreamento de um ou dois eixos). A perda *DC power optimizer loss* (perda do otimizador de energia CC) contabiliza as perdas de energia de qualquer equipamento de condicionamento de energia instalado com a matriz. A Figura 46 representa as perdas CC do sistema no SAM.

Figura 46 – DC Losses.

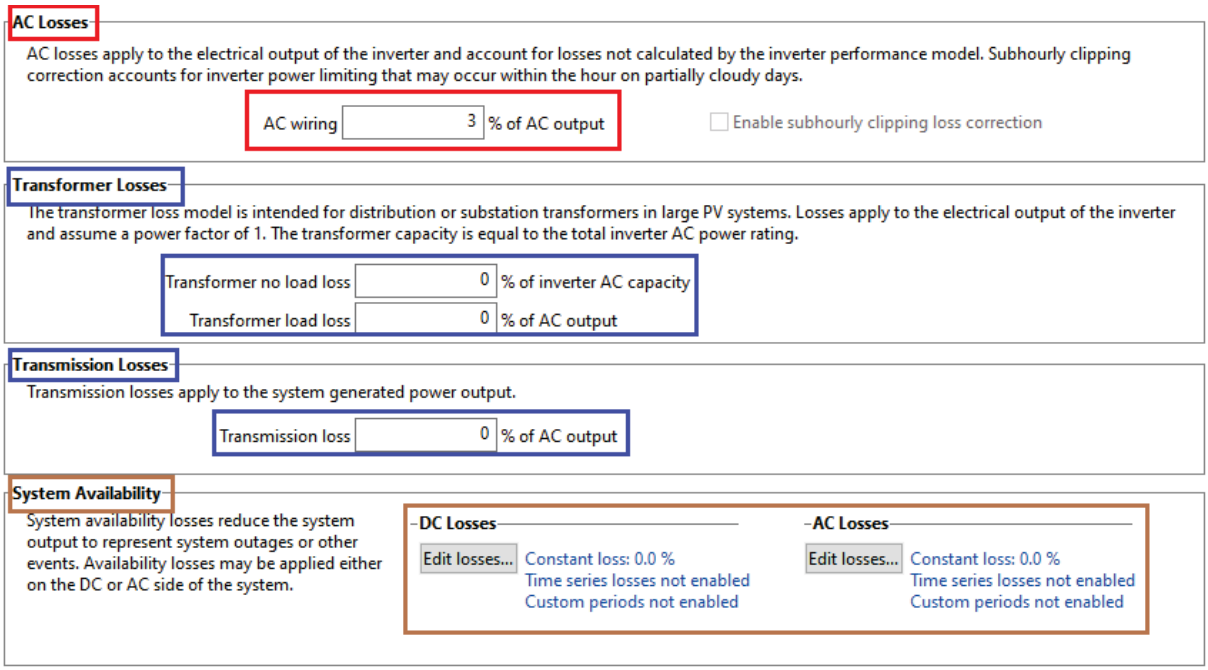


Fonte: SAM (2024).

Na seção *AC Losses*, preenche-se com o valor desejado das perdas elétricas na fiação CA entre o inversor e o ponto de conexão à rede na opção AC wiring. Nesse estudo, nas perdas *AC writing*, considerou-se um valor intermediário de acordo com as perdas de cabeamento CA e no inversor disponibilizadas por Dantas (2017). Caso estivesse, perdas no transformador e de transmissão, deveria ser preenchidos as opções *Transformer no load loss*, *Transformer load loss* e *Transmission loss* nas seções *Transformer Losses* e *Transmission Losses*. De forma análoga a citação imediatamente anterior, as perdas de disponibilidade do sistema (na seção *System Availability*) deveriam ser preenchidas em *Edit losses...*, tanto para DC Losses, quanto para AC Losses, inserindo o valor desejado em outra janela (que será aberta) em *Constant loss (%)*, finalizando no *OK* para a confirmação do valor digitado. A Figura 47 representa as perdas

CA do sistema em vermelho, as perdas no transformador/transmissão em azul e as perdas de disponibilidade do sistema em marrom, no software SAM.

Figura 47 – Losses: AC, transformer, transmission e system availability.



Fonte: SAM (2024).

Vale ressaltar que os valores de perdas inseridos no SAM, para o referido estudo desta monografia, levaram-se em consideração os piores casos das perdas na maioria delas, já que as perdas sempre se encontram em uma faixa de valores.

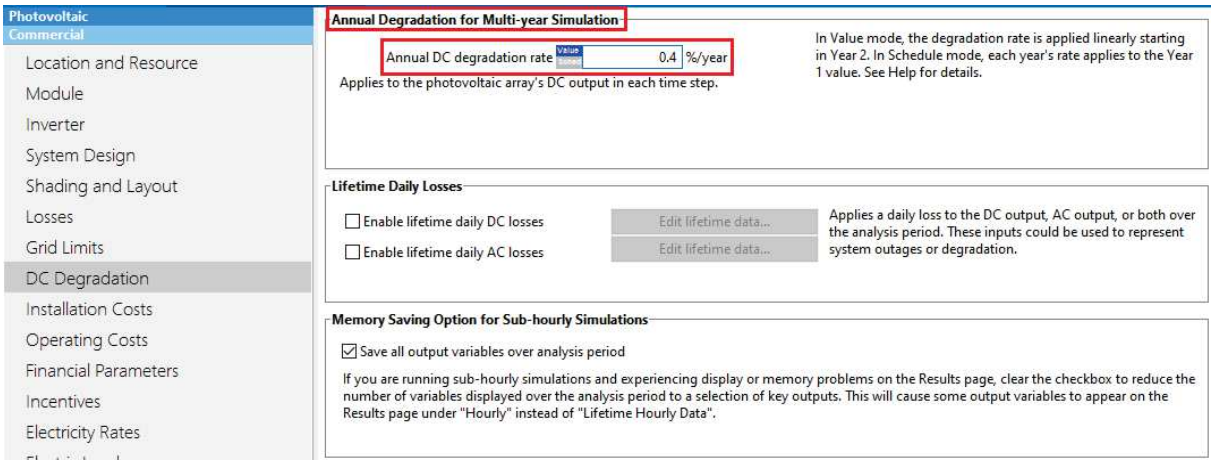
4.1.8 DC Degradation

As entradas *DC Degradation* (degradação CC) permitem o projetista modelar um declínio na saída de um sistema fotovoltaico ao longo do tempo devido, como por exemplo: a degradação do material de cobertura do módulo. As entradas de perdas diárias vitalícias (*Lifetime Daily Losses*) podem ser utilizar para modelar perdas no sistema que variam durante o período de análise e não são cobertas pela degradação anual (NREL, [*s.d.*]).

Assim para o projeto do sistema fotovoltaico no SAM, no menu *DC Degradation*, identifica-se a seção *Annual Degradation for Multi-year*, que diz respeito a degradação anual para simulação de vários anos, em seguida, no campus *Annual DC degradation rate*, insere-se a taxa de degradação anual CC em %/ano. A *Annual DC degradation rate* demonstra a diminuição na saída de CC do sistema em cada intervalo de tempo, expressa como uma porcentagem da saída de CC do sistema nesse mesmo intervalo, por ano. O valor definido para a degradação CC foi mencionado nesta monografia no tópico **4.1.3 Module**, advindo do

datasheet do módulo fotovoltaico escolhido da JINKO. A Figura 48 apresenta a inserção da taxa de degradação anual CC no *System Advisor Model*.

Figura 48 – Degradação anual CC.



Fonte: SAM (2024).

4.1.9 Shading and Layout

O *System Advisor Model* permite a realização da simulação considerando o sombreamento, a fim de compreender melhor como este afeta o sistema fotovoltaico. Estas perdas por sombreamentos são identificadas na página *Shading and Layout*. As perdas por sombreamento e neve são reduções na irradiância incidente causadas por sombras ou neve nos módulos fotovoltaicos do arranjo.

O sombreamento externo (*External Shading*) é o sombreamento do *subarray* fotovoltaico por árvores, edifícios, saliências de telhado e outros objetos próximos. Em outras palavras, é o sombreamento do feixe e da irradiância incidente difusa por objetos próximos como os citados. O software SAM representa uma sombra no subarray em uma determinada etapa de tempo por uma perda de sombreamento de irradiância de feixe único para essa etapa de tempo, que ele determina a partir dos dados fornecidos nas tabelas de perda de sombreamento de feixe na janela *Edit Shading Data* (editar dados de sombreamento.) O SAM reduz a irradiância do feixe do plano da matriz (*array*) pela porcentagem de perda de sombreamento (NREL, [*s.d.*]). Caso uma sombra ocupar 30% da área de superfície do *subarray* às 11 horas, a perda de sombreamento do feixe para as 11 horas será de 30%. Uma perda de sombreamento de 0% significa que não há sombra no *subarray*, enquanto uma perda de 100% significa que o sombreamento total atinge o *subarray* (PRUDENCIO, 2020).

Na página *Shading and Layout* é realizado a análise de sombreamento. Dentro desta página, identifique *External Shading* e clique em *Open 3D shade calculator...*, assim abrirá uma nova janela. Nesta nova janela que se realiza a simulação da residência, a localidade e

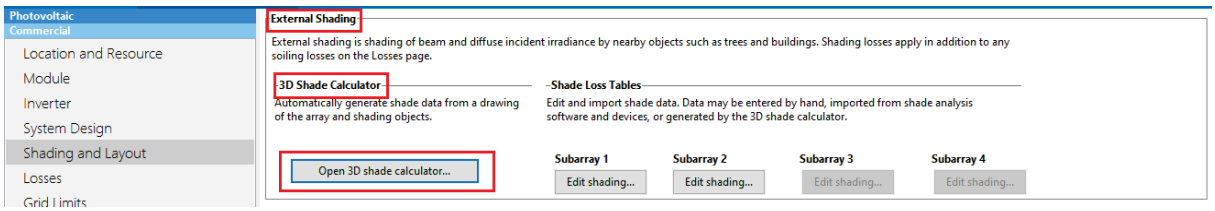
disposição dos módulos fotovoltaicos e o local do sombreamento em função de uma residência próxima. Nesta mesma janela, identifique e clique em *Create*, onde mostra as opções de formas para colocar na simulação, sendo que *Active surface* são os módulos solares, Box para ser o estabelecimento a ser representado, e em *Roof* adiciona-se o telhado. Para realizar a simulação considerando que não há sombreamento sobre o sistema fotovoltaico, identifique e selecione a opção *Analyze*, e em seguida em *Diurnal analysis*. Entretanto para executar uma simulação considerando um objeto próximo como prédios, identifique e selecione a opção *3D scene*, e crie o objeto que causa sombreamento em formas (seguindo os mesmos passos utilizados para criar a residência ou estabelecimento), porém agora, insere-se dimensões distintas (PRUDENCIO, 2020).

Para mais informações da realização da simulação considerando o sombreamento, pode-se consultar o material da Bruna Neves Prudencio (2020) intitulado de "SYSTEM ADVISOR MODEL: dimensionamento de sistema fotovoltaico", onde mostra o passo a passo para análise considerando as sombras.

Para o projeto da localidade em estudo, observa-se a inexistência de construções elevadas e árvores ao redor, portanto, nota-se a inexistência de sombras. Assim, essa característica foi desconsiderada para esse projeto em específico.

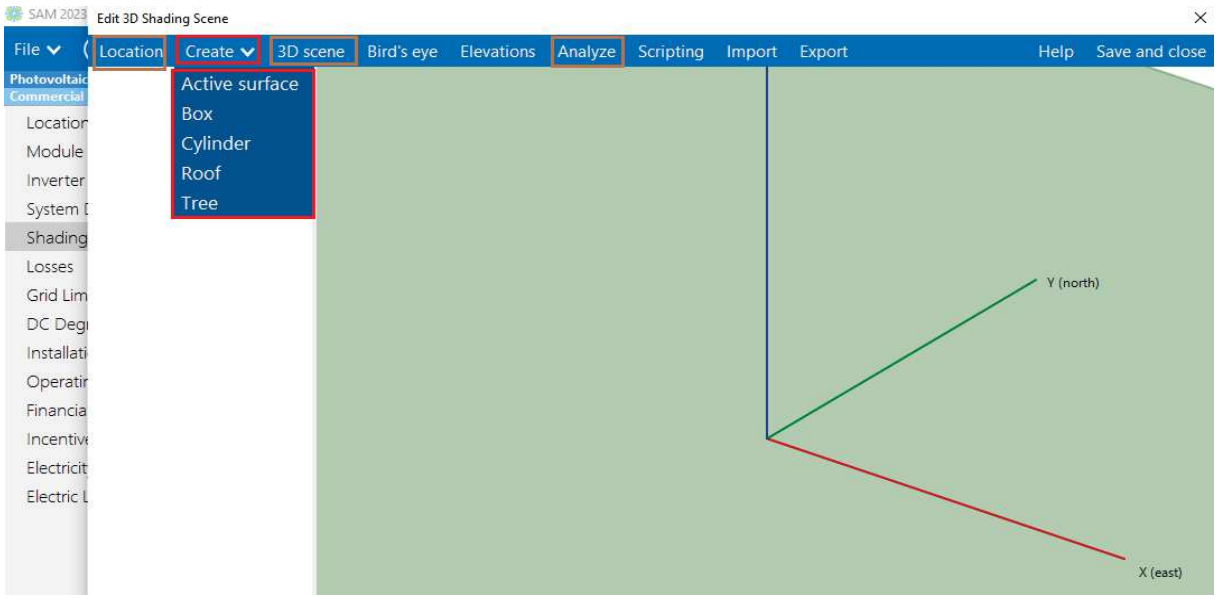
As Figuras 49 e 50 apresenta a inserção do sombreamento através do software com o auxílio da ferramenta 3D.

Figura 49 – Inserção do sombreamento (parte 1).



Fonte: SAM (2024).

Figura 50 – Inserção do sombreamento (parte 2).



Fonte: SAM (2024).

4.1.10 Installation Costs

Os custos de instalação (*Installation Costs*) de um sistema PV no SAM estão associados aos custos referentes à instalação do sistema, incluindo assim: equipamentos, mão de obra, engenharia, licenciamento e quaisquer outros custos aplicáveis no ano de instalação (conhecido como Ano 0 no programa) do fluxo de caixa do projeto. O software utiliza das variáveis disponibilizadas na página *Installation Costs* para calcular o custo de investimento do projeto e os custos operacionais anuais informados no orçamento do projeto (NREL, [*s.d.*]).

De forma mais objetiva, outros tipos de custos, como os relacionados a dívidas e impostos sobre vendas, são definidos na página *Financial Parameters* (parâmetros financeiros). Já os custos recorrentes que se aplicam aos anos: Ano 1 (ano posterior ao ano da instalação) e posteriores do fluxo de caixa do projeto estão na aba *Operating Costs* (custos operacionais) (NREL, [*s.d.*]).

É importante salientar que os valores editáveis se encontram dispostos no software em caixas com fundo branco, enquanto as caixas com fundo azul indicam os valores calculados/retornados pelo software ou valores das outras abas (que o SAM exibe para a informar e recordar o usuário).

O SAM oferece categorias em: Custos Diretos de Capital (*Direct Capital Costs*) e Custos Indiretos de Capital (*Indirect Capital Costs*), onde ambos são utilizados para facilitar o controle dos custos de instalação do projeto. Somente o valor do custo total instalado (*Total Installed Cost*) influencia os cálculos de fluxo de caixa, portanto, o projetista pode distribuir os

custos de capital entre as diferentes categorias de acordo com sua análise. Por exemplo, o custo do projeto de um arranjo fotovoltaico pode ser alocado na categoria de custo do módulo ou na de engenharia, resultando em efeitos equivalentes. Após distribuir os custos nas categorias, é importante verificar se o valor total do custo instalado está conforme o esperado (NREL, [*s.d.*]).

Para esse projeto será utilizado somente a seção de custos diretos de capitais (*Direct Capital Costs*), considerando as demais seções, como custos indiretos de capitais (*Indirect Capital Costs*) e imposto sobre vendas (*Sales Tax*), nos valores padrões (default) do programa.

Na categoria *Direct Capital Costs*, utilizada neste projeto, insere-se os preços em dólar por unidade [$/Unit]: do módulo fotovoltaico e do inversor utilizados no projeto na linha Module e Inverter. De acordo com Tienda Solar ([*s.d.*]), o módulo fotovoltaico da JINKO SOLAR de 565 W utilizado neste projeto custa aproximadamente 129,18 €, o que equivale em torno **US$ 140,75** (R$ 718,47). Enquanto o inversor solar FRONIUS PRIMO 6.0-1 de 6 kW aproximadamente 1.598,53 €, o que equivale a **US$ 1.741,76** (R$ 8.890,70). Vale ressaltar que a conversão dos valores dos preços representa apenas uma conversão direta, sem incluir a tributação.

Em seguida, o projetista deve definir os valores: do balanço de equipamento do sistema em *Balance of system equipment*, da mão de obra de instalação em *Installation labor* e da margem/despesas gerais do instalador em *Installer margin and overhead*. Estas opções podem ser preenchidas em dólar [$], em dólar por watt [$/Wdc] e em dólar por metro quadrado [$/m^2], de acordo com o software SAM.

A opção "*Balance of system equipment"* inclui estrutura de montagem, cabeamento, equipamentos de proteção, medição e monitoramento, onde os custos podem variar dependendo da qualidade e do fornecedor dos equipamentos. Já na opção "*Installation labor"* diz respeito ao trabalho de eletricistas e técnicos para instalar o sistema, onde o custo varia de acordo com a região e o contratante. E por último, na opção "*Installer margin and overhead"* está relacionado a margem de lucro da empresa responsável pela instalação e as despesas gerais do instalador como os custos não diretamente associados a instalação física do sistema.

Para este projeto foi considerado um preço final do somatório destas três variáveis em torno de R$ 3,06/Wp (equivalente a $ 0,6/Wp, já que o software trabalha como referência o preço em dólar por ser um software estado-unidense). Assim, estimou-se os valores em $/Wdc para cada uma dessas variáveis no SAM, de forma a obter o resultado desse preço final total: $ 0,6/Wp. A contingência (*Contigency*) está relacionado a margem de erro superior ou incerteza, que é esperada nas estimativas do custo direto dada em porcentagem.

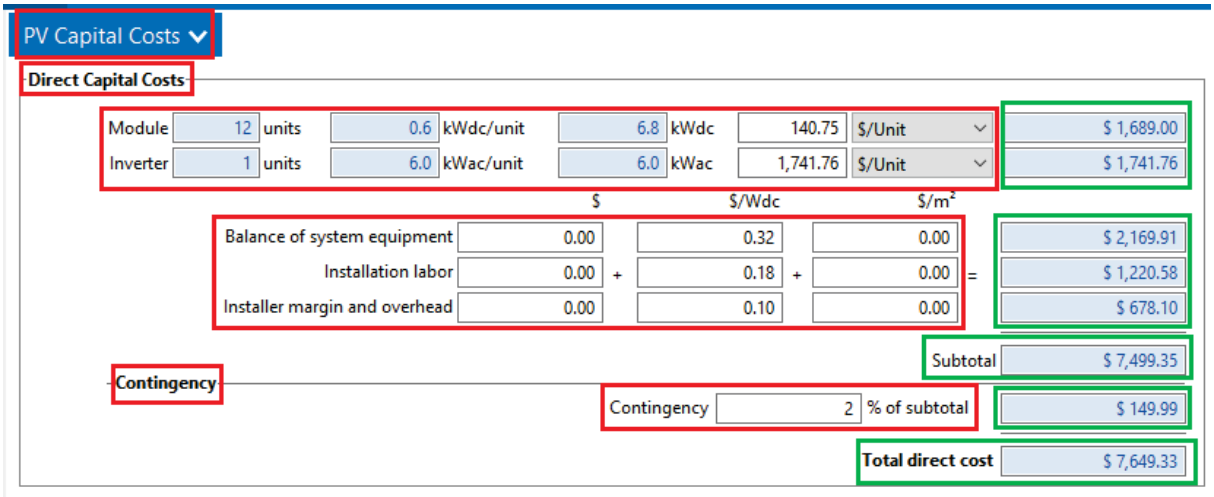
A conversão dos valores de preço nas diferentes moedas são:

- 1 dólar americano equivale a 5,1047 real brasileiro (data 17/05/24 as 23:58:00 UTC).
- 1 euro equivale a 5,5618 real brasileiro (data 18/05/24 as 02:56:00 UTC).
- 1 euro equivale 1,0896 dólar americano (data 18/05/24 as 02:56:00 UTC).

OBS: O UTC (Tempo Universal Coordenado) substitui o GMT (Greenwich Meridian Time) ou Z (Zulu), que é baseado na hora local de Greenwich, Inglaterra.

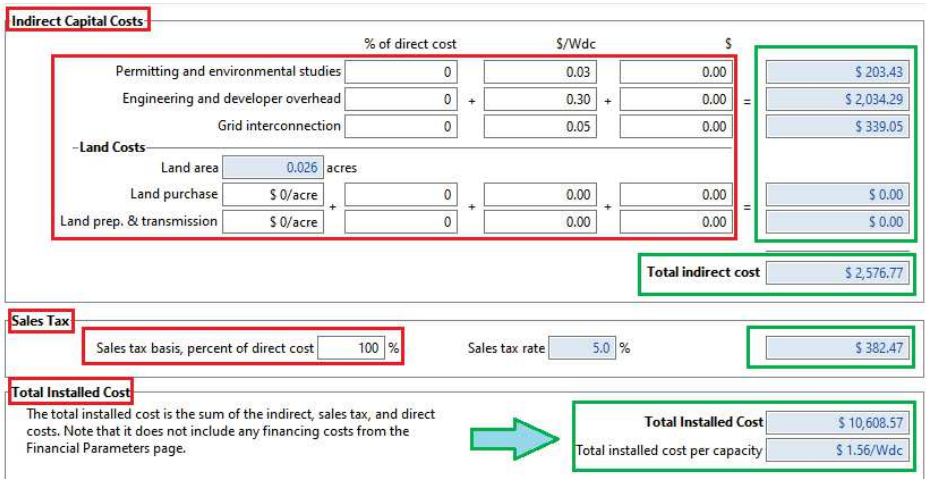
A Figura 51 apresenta o custo direto de capital no SAM, enquanto a Figura 52 apresenta os demais dados da página *Installation Costs*. Os valores em vermelho representam os valores editáveis que devem ser inseridos no programa, em contrapartida os valores em verde representam os valores computados e retornado pelo SAM.

Figura 51 – Custos diretos de capitais desse projeto.



Fonte: SAM (2024).

Figura 52 – Demais custos do projeto em valores default do SAM: custos indiretos de capitais, imposto sobre vendas e custo total instalado.



Fonte: SAM (2024).

4.2 Payback simples de um sistema fotovoltaico On Grid

Além de aproveitar uma energia limpa e renovável e controlar melhor os gastos com a eletricidade, o consumidor que produz sua própria energia tem a vantagem de entender a rentabilidade de investir em energia solar. O *payback*, nada mais é, do que o cálculo que prevê quando o consumidor começará a ter retorno sobre o investimento feito em seu sistema fotovoltaico. O denominado *payback* é o tempo necessário para que o custo de instalação e aquisição dos equipamentos seja recuperado e, a partir daí, comece a "gerar lucro". Esse cálculo deve considerar o investimento total realizado e a geração média mensal do sistema fotovoltaico (H3 SOLAR ENERGIA, © 2021).

Um sistema de energia solar fotovoltaica pode reduzir a conta de energia em até 95%. De acordo com análises da Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica (Absolar), o tempo de retorno de um sistema residencial de geração distribuída é estimado em até quatro anos. Com os avanços tecnológicos, opções de financiamento mais atrativas e o aumento das tarifas de energia, a tendência é que o *payback* dos projetos de energia solar diminua, tornando essa solução ainda mais lucrativa e acessível tanto para grandes empresas quanto para residências (H3 SOLAR ENERGIA, © 2021).

Em relação ao tempo de retorno, segundo a H3 Solar Energia (© 2021), o *payback* médio atual considera os valores das tarifas atuais e para fornecer uma medição com dados concretos. No entanto, a tendência é que o retorno seja ainda mais rápido devido aos reajustes na conta de luz no mercado regulado. Com uma vida útil de 25 anos para um sistema fotovoltaico, o investimento pode ser recuperado em 3 a 5 anos.

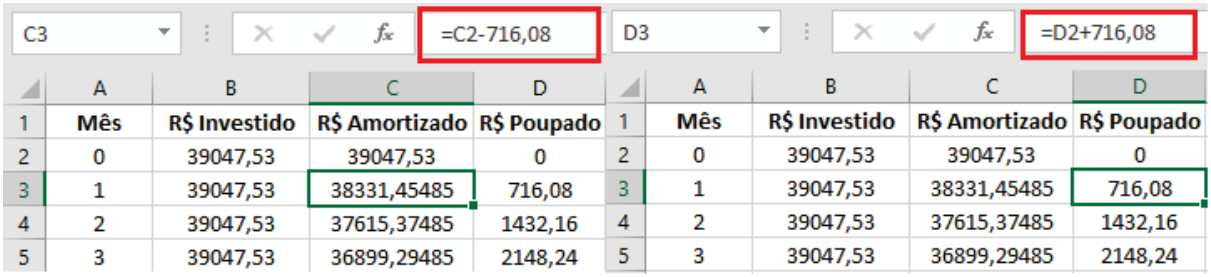
Para realizar uma estimativa do tempo de retorno do investimento será realizado um *payback* simples do sistema, que corresponde ao tempo necessário para que o investimento inicial seja amortizado pelo lucro líquido acumulado, desconsiderando o valor do dinheiro no tempo. Inicialmente foi realizado um levantamento de preço dos equipamentos, materiais e da mão de obra para a implantação do sistema. O resultado desse levantamento se refere diretamente no software SAM ao custo total diretos de capitais em *Total Direct Cost*, que no caso do projeto em estudo é **US$ 7.649,33**, o equivalente, realizando a conversão, a aproximadamente **R$ 39.047,53** (referente a cotação do item 4.1.10).

O custo por kWh da conta de luz considerado foi em torno de R$ 0,9614. Mesmo com os módulos fotovoltaicos, o consumidor ainda deve pagar um valor mínimo para a concessionária no sistema on-grid. Este valor mínimo é denominado de **custo ou taxa de disponibilidade**. Este custo cobre as despesas da infraestrutura física da rede elétrica que a

concessionária mantém disponível para fornecer energia convencional quando os painéis fotovoltaicos não conseguem suprir toda a energia necessária para a casa do consumidor. A taxa de disponibilidade para o consumidor bifásico, do projeto em estudo, é de 50 kWh, o que corresponde à R$ 48,07 por mês.

Como o sistema proposto é capaz de compensar toda a carga da residência do estudo, esse é o valor que deverá ser pago pelo consumidor mensalmente para a concessionária de energia. Sem o sistema fotovoltaico, o consumidor utiliza os 794,83 kWh por mês da concessionária, o que corresponde a um custo mensal de aproximadamente R$ 764,15. Logo, a economia nesse projeto é de **R$ 716,08**. A Figura 53 mostra como foi elaborado a tabela pelo programa Excel para a posterior geração do gráfico.

Figura 53 – Tabela no Excel do valor em reais: investido, amortizado e poupado.



	A	B	C	D
1	Mês	R$ Investido	R$ Amortizado	R$ Poupado
2	0	39047,53	39047,53	0
3	1	39047,53	38331,45485	716,08
4	2	39047,53	37615,37485	1432,16
5	3	39047,53	36899,29485	2148,24

	A	B	C	D
1	Mês	R$ Investido	R$ Amortizado	R$ Poupado
2	0	39047,53	39047,53	0
3	1	39047,53	38331,45485	716,08
4	2	39047,53	37615,37485	1432,16
5	3	39047,53	36899,29485	2148,24

Fonte: Elaborado pelo autor pelo Excel (2024).

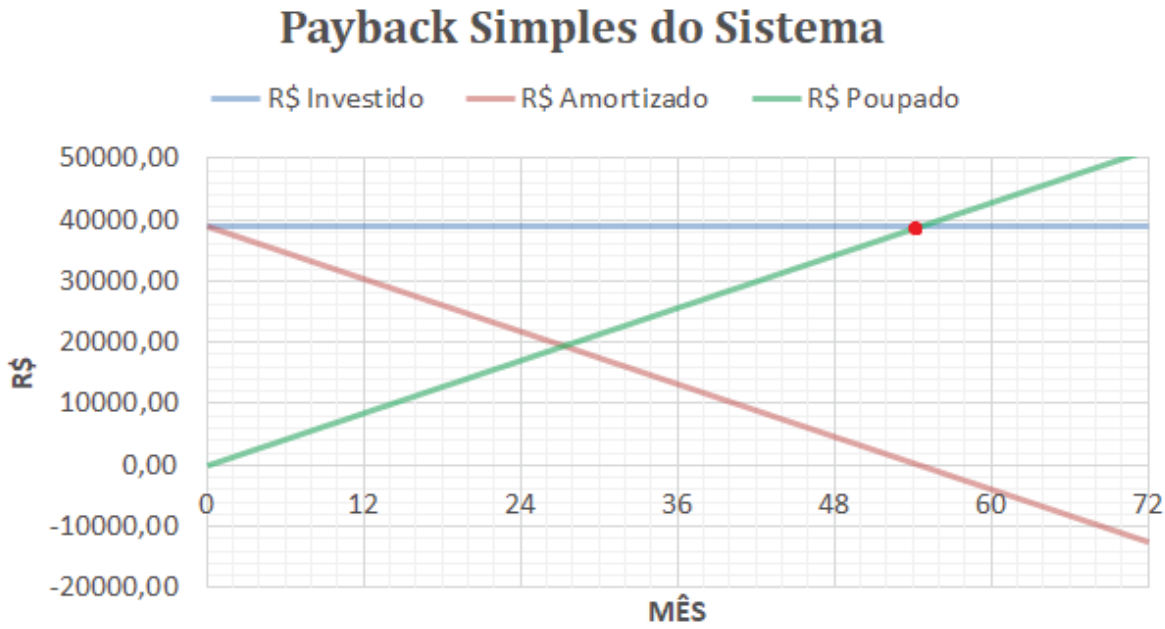
5. RESULTADOS E DISCUSSÕES

A energia solar fotovoltaica traz inúmeros benefícios ao consumidor e ao planeta (do ponto de vista ambiental). Nesta seção, aborda-se os resultados obtidos no software SAM e as suas respectivas análises, através da simulação do projeto do sistema fotovoltaico On Grid para a localidade desejada. Adicionalmente, apresenta-se também os resultados e discussões do *payback* simples desse projeto.

5.1 Resultado do *payback* simples do sistema On Grid em estudo

Como já relatado, o projeto proposto é capaz de atender não só toda carga da residência, como também prevê um aumento de 15% da demanda total com aquisições em futuras cargas. Observa-se que com esse projeto haverá uma economia para o consumidor de **R$ 716,08**. Portanto, a Figura 54 ilustra o gráfico de *payback* simples elaborado no Excel para as seguintes análises.

Figura 54 – Gráfico do *payback* simples do sistema de geração fotovoltaico proposto.



Fonte: Elaborado pelo autor pelo Excel (2024).

A reta em azul no gráfico representa o valor investido para o sistema, o qual é um total de R$ 39.047,53. A reta vermelha (decrescente) representa a amortização mensal do sistema, enquanto a reta verde (crescente) representa o valor poupado mensalmente. Após analisar a Figura 53, é possível constatar que a amortização total do investimento do sistema de geração fotovoltaico proposto (*payback*) é de **54 meses** (4 anos e 6 meses) no ponto em vermelho. Após esse período, o consumidor deixaria de gastar com energia e poderia poupar mensalmente um valor de R$ 716,08, o que acarretaria em um valor poupado de R$ 219.120,48 no final dos 30 anos previstos para o funcionamento do sistema.

$$Valor_{poupado30anos} = \left(meses_{previstos} - amortização_{tot}\right) \times valor_{poupmen} \qquad (7)$$

$$Valor_{poupado30anos} = \left(30 \times 12 - (4 \times 12 + 6)\right) \times 716{,}08$$

$$Valor_{poupado30anos} = (306) \times 716{,}08$$

$$Valor_{poupado30anos} = 219.120{,}48\ reais$$

$Valor_{poupado30anos}$ – valor em R$ poupado ao final de 30 anos.

$meses_{previstos}$ – meses previstos para o funcionamento do sistema no decorrer de 30 anos.

$amortização_{tot}$ – meses previstos para amortização total do investimento.

$Valor_{poupmen}$ – valor poupado em R$ após a amortização total no final dos 30 anos previstos.

É válido ressaltar que o *payback* simples é apenas um método auxiliar de análise, que não leva em consideração o valor do dinheiro no tempo. Também não foram considerados os custos com manutenção. Análises financeiras mais elaboradas podem ser realizadas para se ter uma visão mais realística do problema.

Reunindo todas as informações acima, para a realização de um cálculo simplificado, pois desconsidera os reajustes anuais do valor da conta de luz, ou seja, o tempo apresentado aqui é o pior cenário para o retorno), para o retorno do investimento (*payback*), têm-se que:

- Valor médio mensal da conta de energia elétrica = R$ 764,15.
- Valor mínimo a ser pago mensalmente (custo de disponibilidade, calculado anteriormente) = R$ 48,07.
- Valor economizado mensal = R$ 764,15 – R$ 48,07 = R$ 716,08.

Assim, o valor total do sistema dividido pelo valor economizado por mês:

- **Tempo de retorno do investimento (*payback*)** = R$ 39.047,53/ R$ 716,08 ≈ **54,5 meses**, considerando uma faixa entre 54 e 55 meses.

5.2 Resultado do SAM do sistema fotovoltaico em estudo

Para uma análise mais precisa do sistema de geração fotovoltaico proposto, foi realizada uma simulação no software SAM, utilizando a carga, o perfil de irradiação, os módulos fotovoltaicos e o inversor, previamente definidos nos tópicos anteriores. A simulação considerou treze módulos fotovoltaicos, com o objetivo de alcançar uma geração anual de 9.538 kWh. A Tabela 3 apresenta os resultados da simulação no SAM para o primeiro ano de operação do sistema.

Tabela 3 – Energia Gerada pelo SFV em seu primeiro ano de funcionamento.

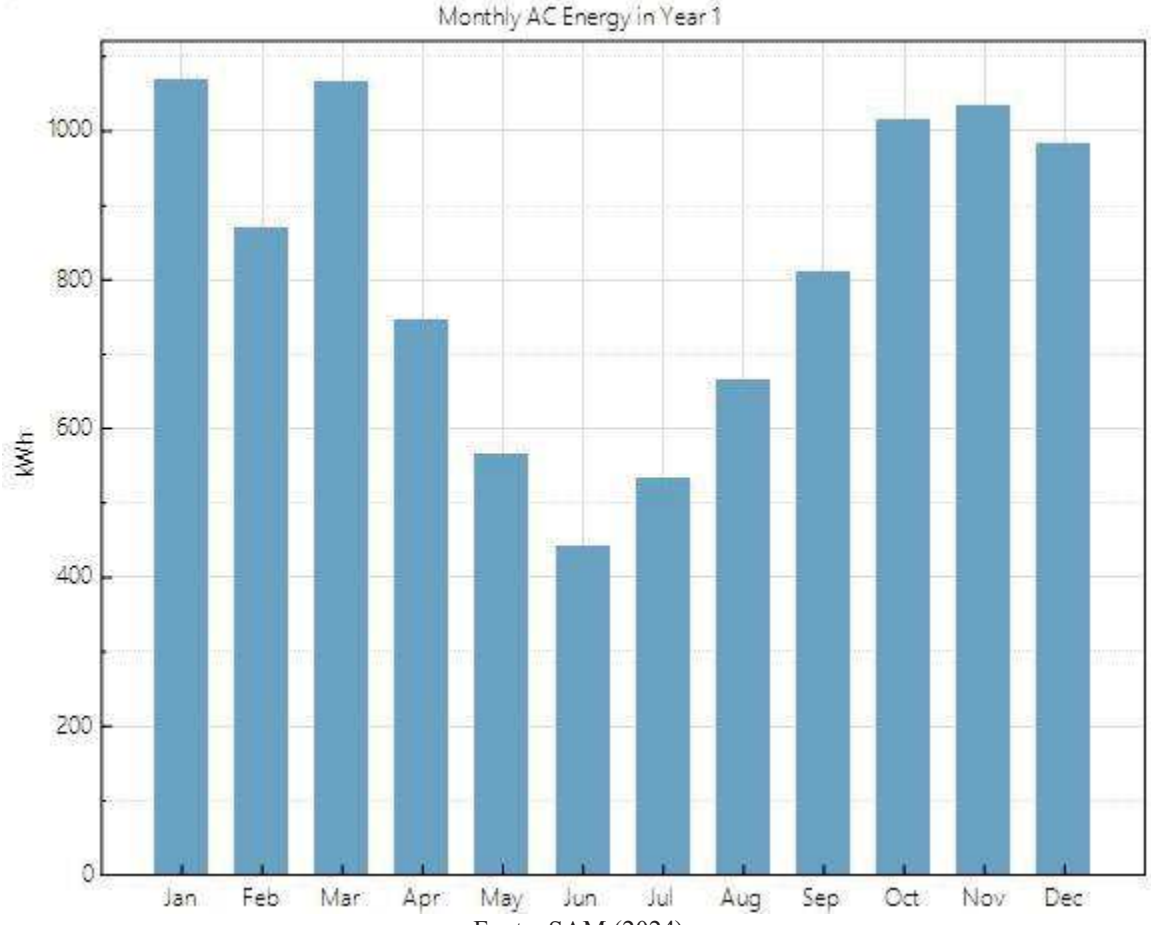
Quantidade de módulos	**Energia Anual**		
	Gerada (kWh)	**Consumida (kWh)**	**Gerada – Consumida (kWh)**
13	9.791	9.538	253

Fonte: Elaborado pelo autor (2024).

Observa-se, no primeiro ano de funcionamento, que a geração de energia pelo sistema fotovoltaico é maior do que o consumo anual, sendo assim, 253 kWh será enviado para a concessionária de energia durante o ano, o qual ficará disponível em forma de créditos de energia para o cliente. Esses créditos de energia (kWh) não podem ser trocados pelo consumidor por bonificação financeira e devem ser utilizados em até 60 meses ou 5 anos. Uma outra condição é transferir o excedente de energia para outro unidade consumidora, ou seja, outro cliente (SOLARPRIME, 2019).

O gráfico da Figura 55 apresentado abaixo ilustra a produção mensal de energia de corrente alternada (CA) em kWh ao longo do primeiro ano de funcionamento de um sistema fotovoltaico. Observa-se que a produção de energia varia significativamente ao longo dos meses, refletindo as mudanças sazonais na disponibilidade de luz solar. No eixo horizontal estão representados os meses do ano (de janeiro a dezembro), enquanto no eixo vertical apresenta a quantidade de energia produzida mensalmente, medida em kWh (quilowatt-hora).

Figura 55 – Produção de energia do sistema fotovoltaico no primeiro ano de operação.



Fonte: SAM (2024).

A análise do gráfico acima, indica que a produção de energia flutua ao longo do ano, com os meses de janeiro, março, outubro e novembro apresentando as maiores produções de energia, todas acima de 1.000 kWh. Esse comportamento pode estar relacionado a uma maior incidência solar ou condições climáticas favoráveis nesses meses, que melhoram a eficiência dos painéis solares. Vale ressaltar que apesar de serem meses de maiores temperaturas, o calor excessivo também pode levar a um superaquecimento dos módulos, o que resulta em uma perda na eficiência, consequentemente justificado pelo coeficiente de temperatura de Voc (tensão de circuito aberto) do módulo utilizado, o qual é igual a -0,25 %/°C.

Por outro lado, a produção de energia atinge seu menor valor em maio, junho e julho, meses em que a geração cai significativamente, ficando abaixo de 600 MWh, sugerindo assim, uma redução na geração devido a fatores como menor disponibilidade de radiação solar.

Em síntese, a produção inicia-se em torno de 1.070 kWh em janeiro (pico de produção), diminuindo em fevereiro para aproximadamente 870 kWh e atingindo novamente um pico em março (≅ 1.065 kWh). Após março, a produção cai grosseiramente, representado pela queda até junho. Em seguida, a produção aumenta assustadoramente até atingir novamente os maiores picos (outubro a dezembro), mesmo sendo meses que pertence a estação chuvosa em Minas Gerais.

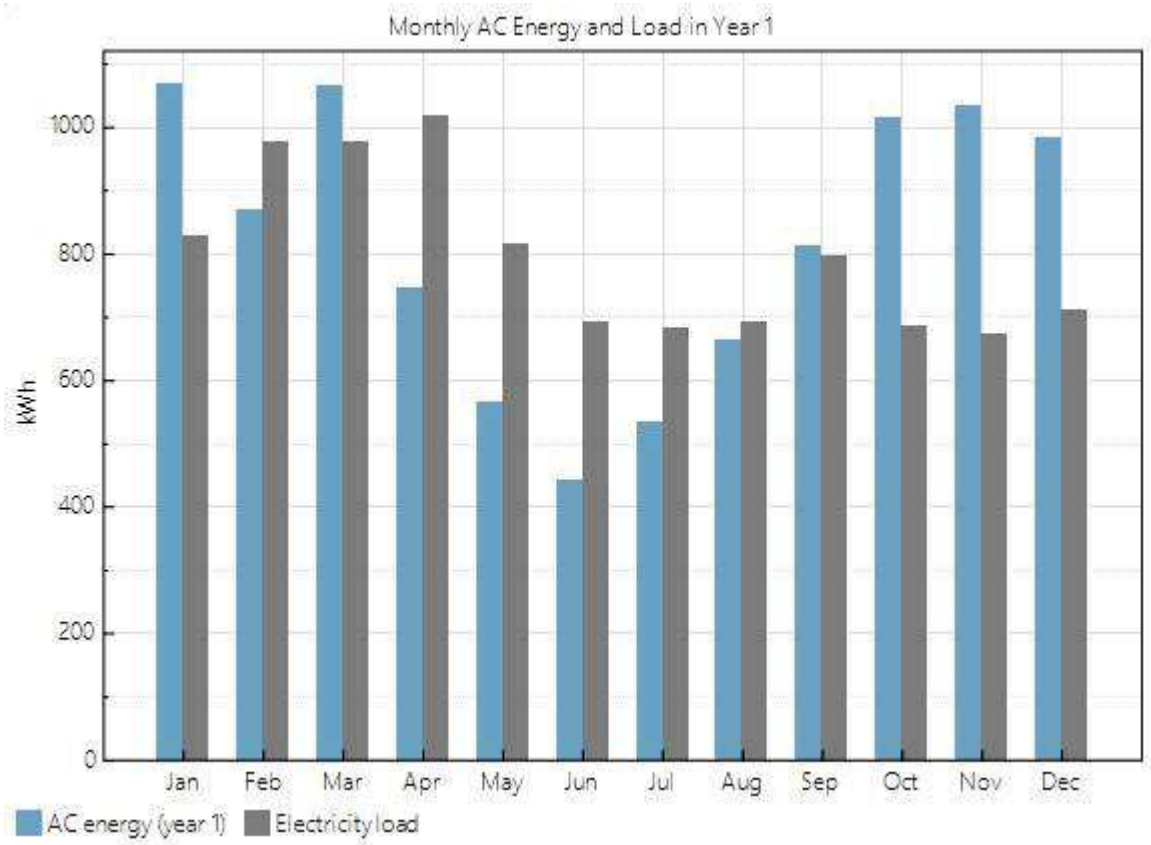
Nota-se que o mês de fevereiro apresenta uma produção razoavelmente baixa, devido as condições climáticas da região durante esse período, já que fevereiro faz parte dos meses da estação chuvosa no sudeste do Brasil, caracterizada por alta cobertura de nuvens, chuvas frequentes e alta umidade. Essas condições reduzem significativamente a produção de energia.

É imprescindível salientar que o período chuvoso na região Sudeste do Brasil concentra-se entre os meses de outubro a março, quando ocorrem mais de 80% do total anual de chuvas. Devido a essa característica, esse regime de precipitação bem definido é classificado como um sistema de monções, semelhante ao que ocorre em regiões monçônicas do sudeste asiático. (MINUZZI et al., 2007).

O gráfico da Figura 55 demonstra como a produção de energia de um sistema fotovoltaico é influenciada por fatores sazonais e climáticos, destacando a importância de considerar essa variabilidade ao dimensionar e planejar sistemas fotovoltaicos para garantir que a demanda energética seja atendida durante todo o ano. Essa análise é fundamental para o dimensionamento e operação de sistemas de energia fotovoltaico, pois ajuda a prever períodos de menor e maior geração.

Já na Figura 56 visualiza-se um gráfico de barras, a qual apresenta a energia CA produzida mensalmente pelos módulos e a carga elétrica mensal (consumo de energia ou demanda) ao longo do primeiro ano de operação de um sistema fotovoltaico. O eixo horizontal representa os meses do ano, de janeiro a dezembro, enquanto o eixo vertical indica a quantidade de energia em kWh.

Figura 56 – Comparação entre o perfil de geração do sistema fotovoltaico e do consumo da carga mensal da localidade para o primeiro ano de funcionamento do sistema.



Fonte: SAM (2024).

O gráfico compara dois tipos de dados: a energia CA produzida pelo sistema fotovoltaico, representada por barras azuis, e a carga elétrica mensal (consumo de energia), representada por barras cinza. Observa-se que, em metade do ano (janeiro, março, setembro, outubro, novembro e dezembro), a produção de energia CA excede a carga elétrica mensal. Em outras palavras, a geração do sistema fotovoltaico é maior que a demanda em metade do primeiro ano de funcionamento.

Em contrapartida, a outra metade do ano, correspondente a fevereiro e de abril a agosto, a demanda foi maior do que a geração do sistema fotovoltaico. Nesse caso, o consumidor necessitaria do auxílio da concessionária de energia: se o consumidor possuir créditos

disponíveis em forma de saldo, estes serão abatidos; caso contrário, ocorrerá um aumento na conta de energia, já que a concessionária irá fornecer energia ao cliente.

É válido salientar que a produção de energia do sistema fotovoltaico levou em consideração a previsão de aumento em 15% da demanda do local, o que justifica os valores obtidos na produção de energia pelo SFV, já que inclui essa porcentagem do aumento.

O gráfico da Figura 56 demonstra a capacidade do sistema fotovoltaico de não apenas atender à demanda energética mensal durante a metade do ano, mas também de gerar um excedente significativo de energia. Isso destaca a significativa eficiência do sistema e sua contribuição para a redução da dependência de fontes externas de energia.

Na Figura 57 visualiza-se os valores da geração (produção do SFV) e da demanda (consumo elétrico mensal) em cada mês do ano, além de outras variáveis como: o excesso da produção, o uso de eletricidade com o sistema fotovoltaico e a eletricidade para/da rede elétrica.

Figura 57 – Geração do SFV (AC energy) x Consumo mensal (Electricity load).

Monthly Data

	AC energy (year 1) (kWh/mo)	Electricity load (kWh/mo)	Excess generation (kWh/mo)	Electricity use with system (kWh/mo)	Electricity to/from grid (kWh/mo)
Jan	1067.7	827	240.7	-240.7	240.7
Feb	870.097	975	0	104.903	-104.903
Mar	1065.46	975	90.4563	-90.4563	90.4563
Apr	743.993	1019	0	275.007	-275.007
May	564.495	815	0	250.505	-250.505
Jun	441.469	693	0	251.531	-251.531
Jul	533.413	681	0	147.587	-147.587
Aug	664.337	691	0	26.6632	-26.6632
Sep	810.609	795	15.6093	-15.6093	15.6093
Oct	1014.4	684	330.4	-330.4	330.4
Nov	1033.47	672	361.471	-361.471	361.471
Dec	981.269	711	270.269	-270.269	270.269

Fonte: SAM (2024).

Observa-se que essa tabela gerada pelo software está diretamente com as duas figuras anteriores (Figuras 55 e 56), visualizando o excedente de produção na coluna *Excess Generation*. Assim, percebe-se que o excedente de geração de energia é injetado para a rede elétrica, como pode ser verificado no mês de janeiro (valores positivos da última coluna). No entanto, quando não há excedente de produção, a rede elétrica fornecerá o restante de energia que falta, para suprir o consumo do local, como visto no mês de fevereiro (valores negativos da última coluna), ou seja, a rede fornecerá ≅ 104,9 kWh.

Os valores da geração anual do sistema são gerados no SAM, conforme a Figura 58. Porém não é possível mostrar todos os 25 valores que corresponde aos 25 anos, logo visualiza-se os valores para os oitos anos iniciais e os oitos anos finais.

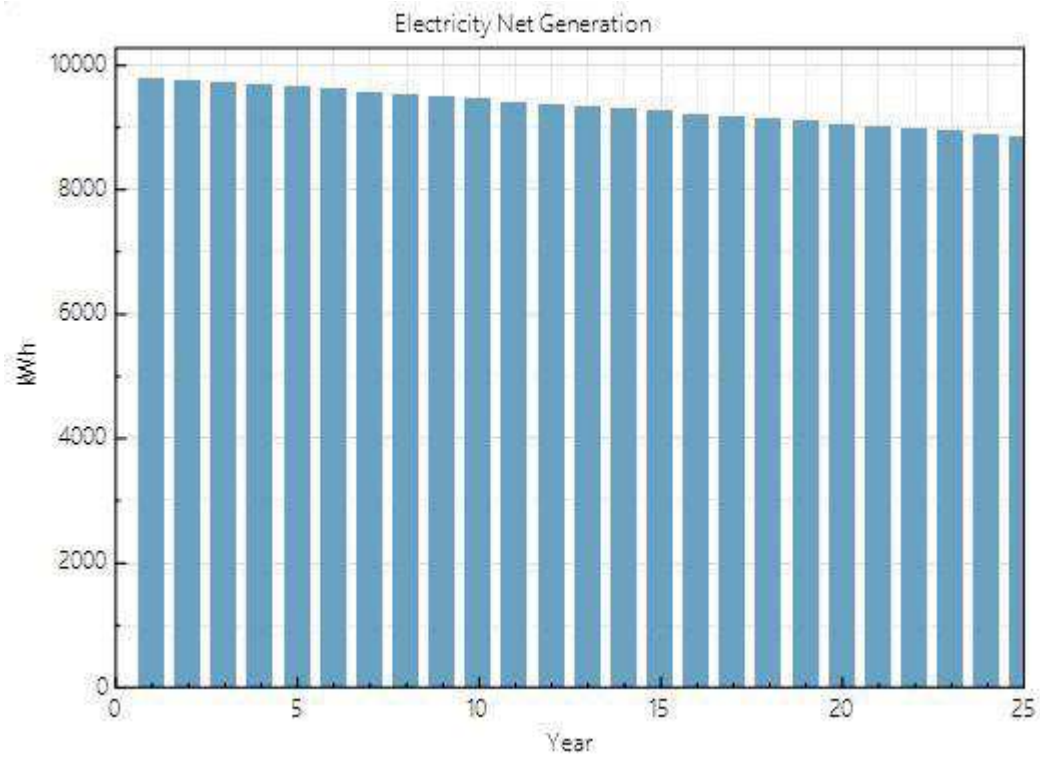
Figura 58 – Valores da geração anual do sistema em 25 anos de funcionamento.

	0	1	2	3	4	5	6	7	8	18	19	20	21	22	23	24	25
ENERGY																	
Electricity net generation (kWh)	0	9,791	9,752	9,714	9,676	9,637	9,599	9,560	9,521	9,128	9,088	9,049	9,009	8,969	8,929	8,889	8,849

Fonte: Adaptado do SAM (2024).

Em seguida, a Figura 59 apresenta o gráfico da geração líquida de eletricidade ao longo de 25 anos para o sistema fotovoltaico em estudo. No eixo X está representado o período de tempo em anos, de 0 a 25 anos, enquanto o eixo Y indica a quantidade de energia gerada em kWh. As barras azuis representam a quantidade de energia gerada anualmente.

Figura 59 – Produção de energia anual do sistema em 25 anos de funcionamento.



Fonte: SAM (2024).

No início do período de 25 anos, a geração de energia começa em 9.791 kWh no primeiro ano de acordo com o SAM, ou seja, ligeiramente abaixo de 10.000 kWh. Ao longo dos anos, observa-se uma tendência gradual de declínio na produção de energia. Esse declínio é resultado da degradação natural dos módulos fotovoltaicos, que perdem eficiência ao longo do tempo. A taxa de degradação varia, mas, em média, os painéis solares perdem cerca de 0,5% a 1% de eficiência por ano. Nesse caso, a taxa de degradação do módulo utilizado é de 0,40% de degradação anual ao longo de 30 anos.

Apesar desse declínio, a produção de energia mantém-se significativa ao longo dos 25 anos. No final do período, a geração de eletricidade é de 8.849 kWh de acordo com o SAM (sendo superior a 8.000 kWh), indicando uma redução de 942 kWh em relação ao primeiro ano. Essa diminuição é esperada e deve ser considerada no planejamento e dimensionamento de sistemas fotovoltaicos de longo prazo. É importante observar, que a energia anual gerada não é capaz de suprir os 9.538 kWh da demanda do local após 7 anos de funcionamento (dentro dos 25 anos estimados), sendo assim o rendimento do sistema ficaria comprometido do oitavo ano diante. Para solucionar esse problema, será necessário o aumento da quantidade de módulos fotovoltaicos, de forma que a energia anual gerada seja sempre maior do que o consumo anual médio estimado (de 9.538 kWh). Contudo, o equacionamento 8 mostra a quantidade de energia a mais produzida no ano, acrescentando mais dois módulos solares no projeto.

$$Energia_{A\ MAIS} = Pot_{mod} \times GHI\ \times n_{rend} \times dias_{ANO} \times n_{módulo\ a\ mais} \tag{8}$$

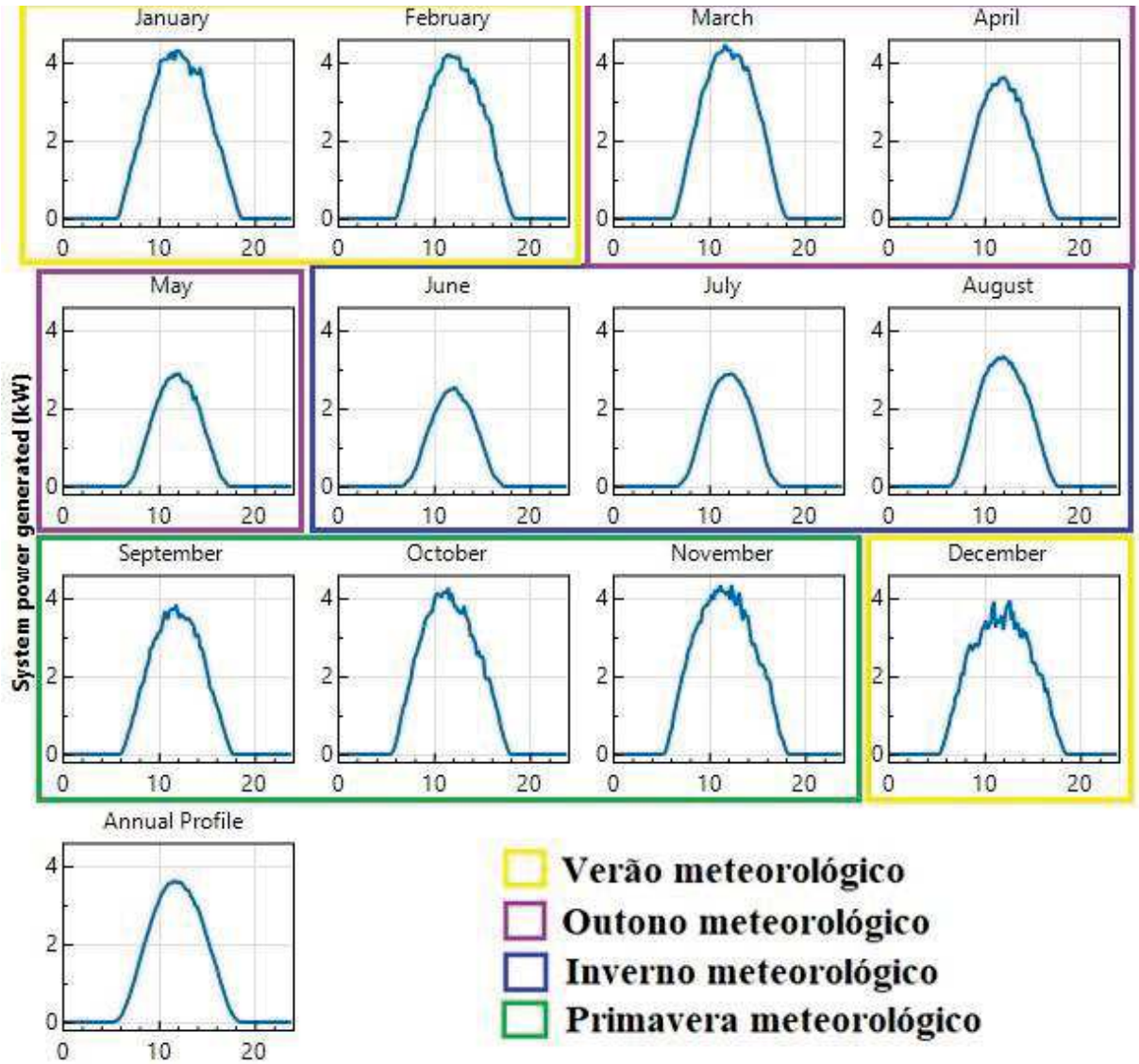
$$Energia_{A\ MAIS} = 0{,}565\ [kW] \times 5{,}34\left[\frac{kWh}{dia}\right] \times 0{,}8 \times (30 \times 12) \times\ 2 \cong \mathbf{1.737{,}85\ kWh}$$

Onde: Pot_{mod} é a potência do módulo, o GHI é o índice de irradiação global horizontal, n_{rend} é o rendimento do sistema (80%), $dias_{ANO}$ é quantidade de dias no ano (360 dias) e $n_{módulo\ a\ mais}$ é a número de módulos a acrescentar no projeto.

Portanto, a Figura 59 apresenta a geração anual do sistema ao longo de 25 anos e evidencia a importância de levar em conta a degradação dos painéis fotovoltaicos ao estimar a produção de energia ao longo do tempo. Ao fazer isso, é possível garantir que o sistema fotovoltaico continue a atender à demanda energética esperada, mesmo com a redução gradual na eficiência. Essa análise é crucial para avaliar a viabilidade econômica e técnica do investimento em sistemas de energia solar a longo prazo, proporcionando uma compreensão clara de como a geração de eletricidade pode variar ao longo da vida útil do sistema.

A Figura 60, apresentada a seguir, consiste em um conjunto de gráficos que mostram o perfil diário de geração de energia de um sistema fotovoltaico para cada mês do ano, com um gráfico adicional representando o perfil anual médio. Cada gráfico individual é plotado com o tempo no eixo horizontal, que indica as 24 horas do dia, enquanto o eixo vertical representa a energia gerada pelo sistema em kW (quilowatt), que varia de 0 a 5 kW aproximadamente.

Figura 60 – Perfis de geração de energia do sistema fotovoltaico: mensais e anual.



Fonte: Adaptado do SAM (2024).

Os gráficos mensais apresentam um padrão característico de um sistema fotovoltaico, onde a geração de energia começa ao nascer do sol, atinge um pico ao meio-dia e diminui até o pôr do sol. A forma dos gráficos segue a curva típica da produção solar, com a maior geração de energia ocorrendo durante as horas centrais do dia, quando a incidência solar é máxima. Note que na localidade em estudo os maiores picos de energia gerada são encontrados durante o verão e primavera, enquanto os menores valores de pico são encontrados no inverno e no outono, principalmente no mês de junho com aproximadamente 2,5 kW de potência gerada (ligeiramente abaixo de 3 kW).

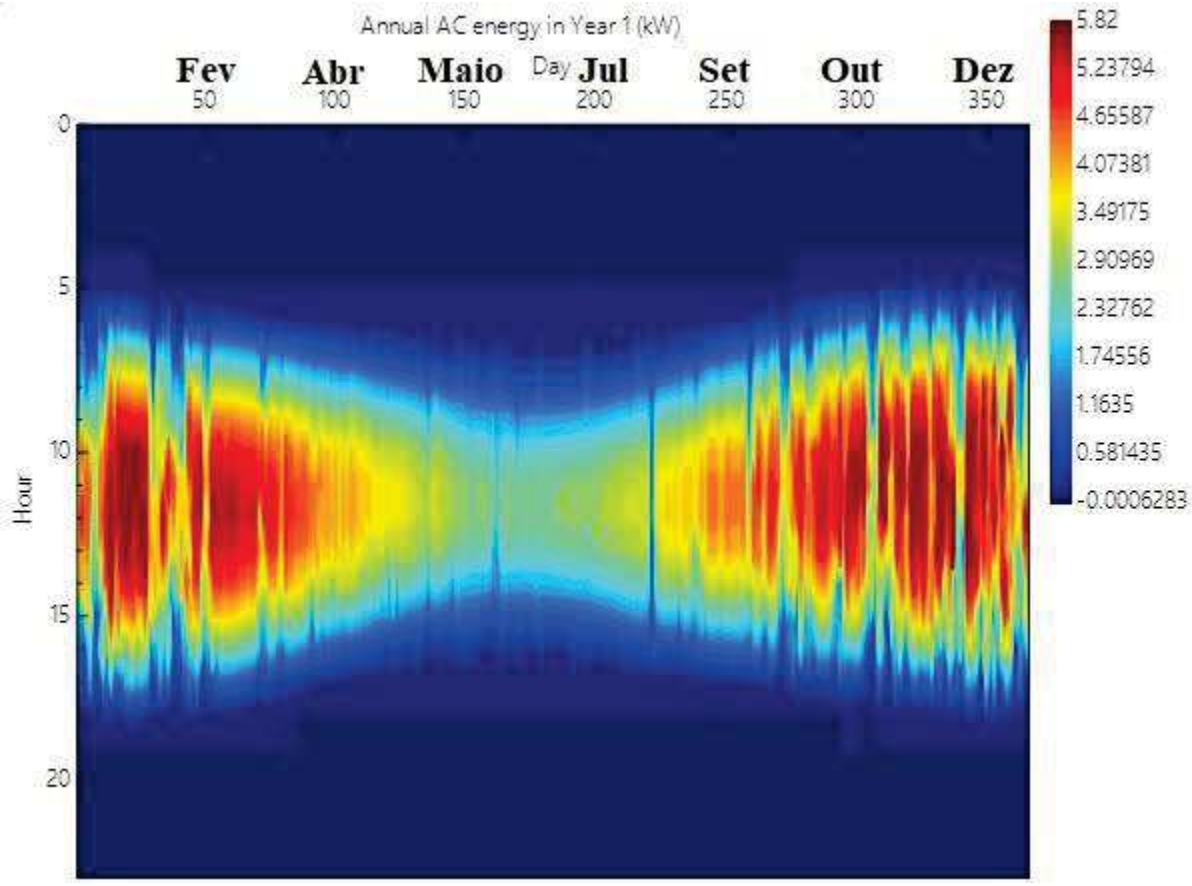
O gráfico de perfil anual (*Annual Profile*), no canto inferior esquerdo, representa a média dos perfis diários de todos os meses, fornecendo uma visão consolidada da geração de energia ao longo do ano. Este perfil anual apresenta um pico de aproximadamente 3,65 kW ao meio-dia, refletindo a média das condições solares ao longo do ano.

A análise detalhada de todos esses gráficos da Figura 60 permite compreender a variação sazonal da geração de energia de um sistema fotovoltaico. Mesmo tendo conhecimento que a produção é mais alta durante os meses de primavera e verão, devido à maior duração do dia e maior intensidade da luz solar, e menor durante o outono e inverno, com dias mais curtos e menor incidência solar, observa-se que a geração de energia é significativamente afetada pelos dados meteorológicos. Este entendimento é crucial para dimensionar e planejar a capacidade do sistema fotovoltaico, garantindo que a geração de energia atenda às demandas energéticas ao longo do ano.

Na Figura 61 observa-se um gráfico de densidade que mostra a distribuição da energia CA, gerada por um sistema fotovoltaico ao longo de um ano, em termos de quilowatts (kW). O eixo horizontal representa os dias do ano, numerados de 0 a 365, enquanto o eixo vertical indica as horas do dia, de 0 a 24 horas. A intensidade das cores no gráfico indica a quantidade de energia gerada, conforme a escala de cores à direita.

A escala de cores à direita quantifica a energia gerada, variando de -0,0006283 kW (azul escuro) a 5.82 kW (vermelho). Isso indica que a produção de energia atinge até 5,82 kW nos momentos de maior insolação. As áreas em amarelo e laranja representam uma produção moderada de energia, entre aproximadamente 3,5 kW a 4,6 kW, enquanto as áreas em azul claro e verde indicam uma produção baixa, entre 0 kW a ≅ 3,2 kW.

Figura 61 – Distribuição anual de energia CA gerada em kW durante um ano.



Fonte: Adaptado do SAM (2024).

Quanto a variação diária, observa-se que a geração de energia ocorre principalmente entre as 8h até as 15h, com um pico de produção em torno do meio-dia. Este padrão é consistente praticamente durante boa parte do ano, com a produção de energia variando entre moderada e alta no horário de geração verificado, refletindo o ciclo diário do sol. As cores variam de azul escuro a vermelho, onde o azul escuro representa pouca ou nenhuma geração de energia e o vermelho indica a maior geração de energia. As áreas em vermelho durante o meio do dia confirmam que o sistema atinge sua máxima capacidade de geração nesse período.

Quanto a variação sazonal, percebe-se que está de acordo com a Figura 55 e 60 já que no verão (dezembro, janeiro e fevereiro) e na primavera (setembro, outubro e novembro) ocorre uma maior produção do que o restante do ano. Isso é perceptível pela presença das cores indicativas de produção de energia: moderada e alta, sofrendo poucas oscilações em um intervalo de tempo curto. Essas oscilações sugerem o reflexo das condições climáticas como chuvas, tempo nublado e outros fatores meteorológicos. Porém, de modo geral, a produção de energia é favorável e boa no decorrer de aproximadamente 75% do ano, fato justificado pela constância das cores indicativas de produção, visualizadas horizontalmente.

A imagem logo acima fornece uma visão detalhada da variação temporal da produção de energia de um sistema fotovoltaico ao longo do ano. Ele mostra claramente a dependência da produção de energia com a sazonalidade e a hora do dia, destacando a importância de considerar essas variáveis no dimensionamento e na operação de sistemas solares. Além disso, permite identificar os períodos de máxima e mínima produção, o que é crucial para o planejamento do uso e armazenamento da energia gerada. A compreensão dessa distribuição é essencial para otimizar o desempenho e a eficiência dos sistemas fotovoltaicos, bem como para avaliar a viabilidade econômica do investimento em energia fotovoltaica.

A Figura 62 apresenta um diagrama detalhado do fluxo de energia e das perdas em um sistema fotovoltaico, desde a irradiância nominal recebida pelos painéis solares até a energia líquida fornecida à rede elétrica. Este diagrama é fundamental para entender onde ocorrem as perdas de energia em cada etapa do processo de conversão da energia solar em eletricidade utilizável.

Neste caso, o sistema fotovoltaico recebe uma irradiância nominal POA de 53.894 kWh. A irradiância nominal POA (Plano de Irradiância no Plano do Array) é a quantidade total de energia solar recebida pelos painéis. No entanto, diversas perdas ocorrem nesta fase inicial, incluindo 0% devido ao sombreamento, 2% devido à sujidade, e 3,016% devido à reflexão (IAM). Essas perdas resultam em uma quantidade de energia solar disponível reduzida para conversão.

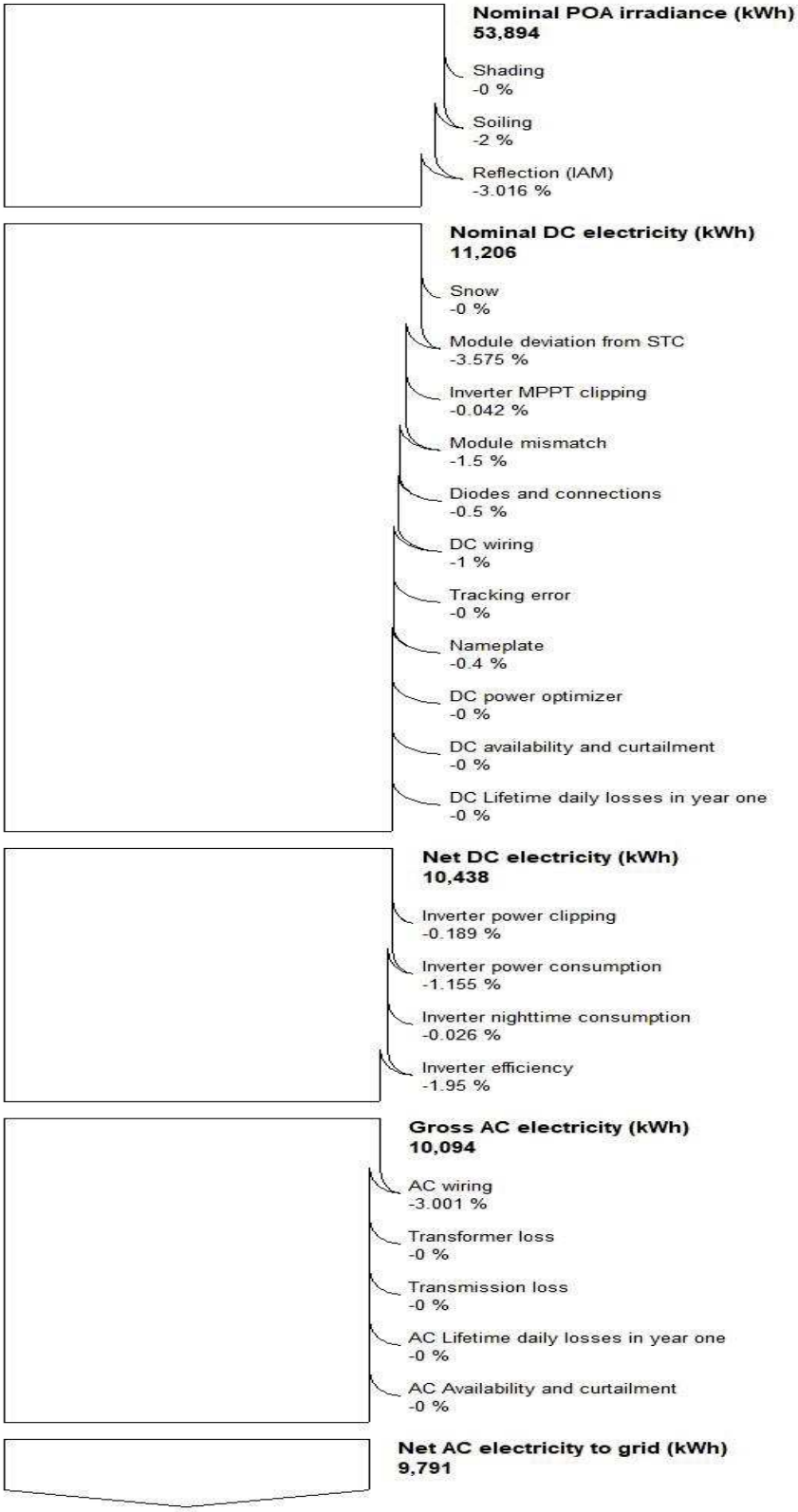
Após considerar essas perdas iniciais, a eletricidade CC nominal gerada é de 11.206 kWh. A eletricidade CC nominal representa a energia que os módulos fotovoltaicos geram em corrente contínua (CC). Nesta etapa mais perdas são contabilizadas, como: 3,575% devido ao desvio do módulo das condições padrão de teste (STC), 0,042% pela limitação do MPPT do inversor, 1,5% pelo *mismatch* dos módulos, 0,5% pelas conexões dos diodos e 1% pela fiação CC. Outros fatores como erro de rastreamento e otimização da potência CC contribuem para perdas adicionais.

A eletricidade CC líquida representa a energia disponível após considerar as perdas adicionais no inversor (convertendo a corrente CC em CA) e, após essas reduções, é de 10.438 kWh. Na conversão de CC para CA, o sistema enfrenta mais perdas: 0,189% pela limitação de potência do inversor, 1,155% pelo consumo de potência do inversor, 0,026% pelo consumo noturno do inversor e 1,95% pela eficiência do inversor.

A eletricidade CA bruta (energia convertida pronta para uso) disponível é então de 10.094 kWh, mas ainda enfrenta perdas adicionais na fiação CA (3,001%) e outras pequenas

perdas no sistema. Finalmente, a quantidade de eletricidade CA líquida que é fornecida à rede elétrica é de 9.791 kWh. Portanto, a eletricidade CA líquida é a quantidade de energia efetivamente fornecida à rede elétrica após considerar todas as perdas ao longo do sistema.

Figura 62 – Fluxo de energia e perdas no sistema fotovoltaico em estudo.

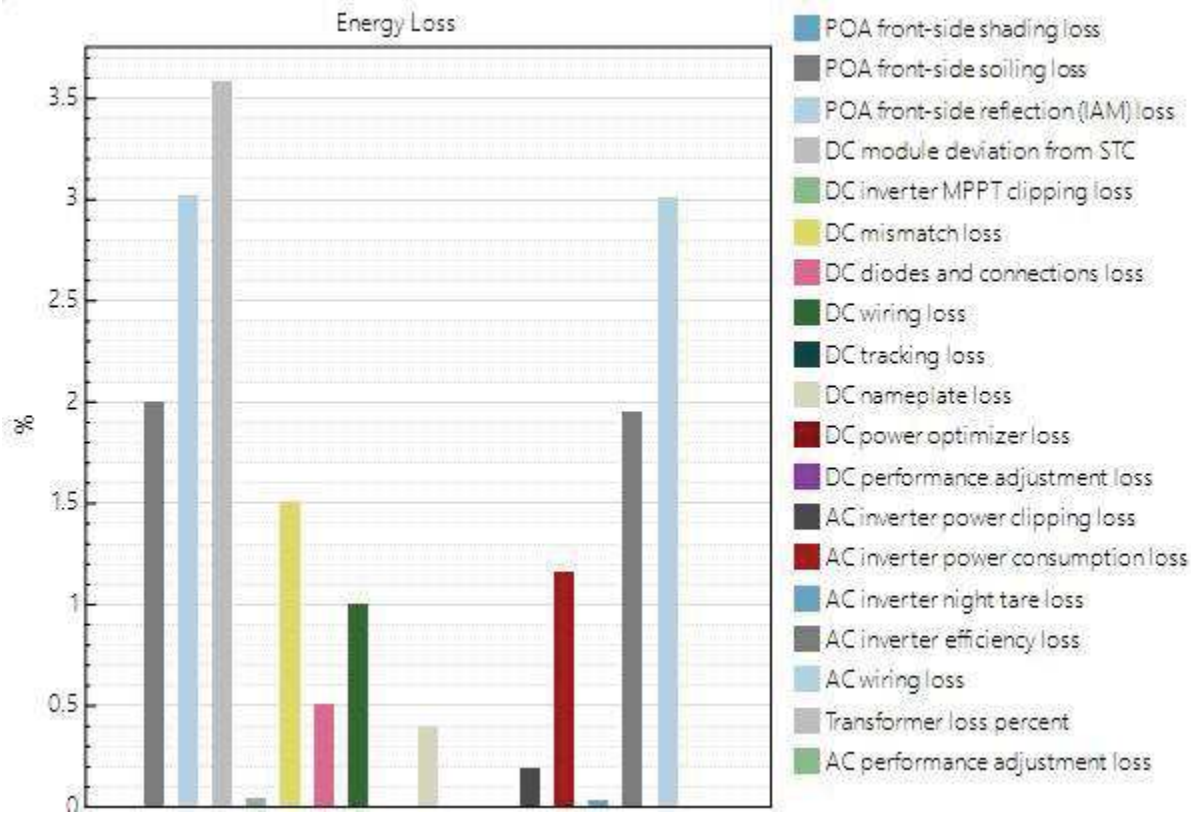


Fonte: SAM (2024).

Logo, o diagrama da Figura 62 detalha as várias etapas e perdas envolvidas na conversão da energia solar em eletricidade utilizável, destacando a importância de cada componente no desempenho geral do sistema fotovoltaico. Compreender essas perdas é crucial para otimizar o design e a operação de sistemas solares, visando maximizar a eficiência e a quantidade de energia fornecida à rede elétrica.

O gráfico de barras da Figura 63 ilustra as diferentes fontes de perda de energia no sistema fotovoltaico sob análise. Cada barra no gráfico representa uma categoria específica de perda, medida em porcentagem (%) do total de energia gerada. A legenda à direita identifica cada categoria de perda, associando-as a cores distintas.

Figura 63 – Análise das perdas de energia no sistema fotovoltaico em estudo.



Fonte: SAM (2024).

No projeto fotovoltaico para esta localidade, a perda de sombreamento na frente dos módulos fotovoltaicos (*POA front-side shading loss*) é uma das menos significativas, representando praticamente 0%. Além disso, a sujeira acumulada na superfície dos módulos fotovoltaicos (*POA front-side soiling loss*) resulta na quarta perda mais elevada, representando 2%. A sujeira impede a passagem eficiente da luz solar, diminuindo a geração de energia.

A reflexão da luz solar na superfície dos módulos fotovoltaicos (*POA front-side reflection [IAM] loss*) causa uma perda de aproximadamente 3%. Essa perda ocorre porque parte da luz solar é refletida e não convertida em energia elétrica. O desvio dos módulos em relação às condições de teste padrão – STC (*DC module deviation from STC*) contribui com uma perda de cerca de 3,575%, sendo considerada a perda mais elevada nesse estudo. Isso reflete as variações na performance dos módulos fotovoltaicos em condições reais.

As perdas associadas ao inversor incluem a perda devido a saturação da entrada MPPT do inversor (*DC inverter MPPT clipping loss*) e a perda de eficiência do inversor CA (*AC inverter efficiency loss*), representando, respectivamente, em torno de 0,04% e 1,9%. Quando a energia CC do arranjo fotovoltaico ultrapassa o nível máximo de entrada MPPT do inversor, ocorre a saturação do inversor, frequentemente referida como "*clipping*". Para lidar com essa situação, o inversor ajusta a tensão CC, elevando-a acima da tensão de MPPT, o que reduz a corrente CC e, consequentemente, a potência CC. A maioria dos inversores, embora não todos, possui mecanismos de autolimitação para enfrentar essa condição. (LABORATORIES, 2019). A eficiência do inversor CA na conversão de energia CC para CA também impacta significativamente a geração de energia.

Outras perdas incluem o mismatch entre os módulos fotovoltaicos (*DC mismatch loss* - 1,5%), perdas nas conexões e diodos (*DC diodes and connections loss* - 0,5%) e perdas na fiação CC (*DC wiring loss* - 1%). Discrepâncias na performance entre os módulos, resistência nas conexões elétricas e na fiação são causas comuns dessas perdas. A perda na fiação CA (*AC wiring loss*) é de aproximadamente 3%, causada pela resistência elétrica nos cabos de corrente alternada.

Perdas menores, como as associadas ao consumo de energia pelo inversor (*AC inverter power consumption loss* – cerca de 1,15%) e ao consumo noturno do inversor (*AC inverter night tare loss* – cerca de 0,026%), também contribuem para a redução da eficiência do sistema. A perda do transformador (*Transformer loss percent*) e outras perdas de ajuste de performance (*AC performance adjustment loss*) são praticamente insignificantes no gráfico.

Portanto, a ilustração 63 fornece uma visão detalhada das diversas perdas de energia neste sistema fotovoltaico analisado. As maiores perdas são atribuídas ao desvio dos módulos em relação às condições de teste padrão (STC), devido à reflexão (IAM) e a fiação CA, além das perdas associadas a sujeira na superfície dos módulos e a eficiência do inversor. Percebe-se também que esta imagem está em acordo com a Figura 62, confirmando todas as informações geradas.

6. CONCLUSÃO

A elaboração desta monografia permitiu a análise aprofundada do dimensionamento de sistemas fotovoltaicos On Grid, utilizando o software SAM (System Advisor Model). Através do estudo e aplicação prática desse software, foi possível compreender as diversas etapas envolvidas no planejamento e implementação de um sistema fotovoltaico On Grid eficiente.

À medida que o mundo enfrenta uma crise ambiental, a implementação de fontes alternativas de energia torna-se cada vez mais necessária. Com a expansão das fontes de energia alternativas, a energia solar fotovoltaica torna-se essencial por contribuir para a preservação do equilíbrio ambiental. Embora seu investimento inicial seja mais elevado em comparação com outras fontes de energia, a energia solar fotovoltaica destaca-se pela alta confiabilidade e grande flexibilidade. A instalação de um sistema fotovoltaico oferece benefícios a longo prazo, levando em conta o período necessário para o retorno financeiro.

No Brasil, a energia solar fotovoltaica possui um enorme potencial para atender à crescente demanda por energia. Devido à sua localização próxima à Linha do Equador, o país recebe intensa radiação solar, o que o capacita a ser um grande produtor de energia solar. Além de suprir as necessidades energéticas, o uso dessa fonte alternativa beneficiará a economia nacional, contribuindo para o crescimento e o desenvolvimento do país.

O trabalho destacou a importância dos sistemas fotovoltaicos na matriz energética atual, evidenciando seu papel crucial na transição para fontes de energia renovável e sustentável. Através da metodologia proposta, onde destacou-se a escolha dos componentes do sistema e as etapas para simulação no SAM, e baseando no referencial teórico, foi possível elaborar um projeto de sistema fotovoltaico On Grid, culminando também na elaboração de um manual para este tipo de projeto no software.

A utilização do SAM mostrou-se uma ferramenta valiosa, não apenas pela sua precisão nas simulações, mas também pela sua capacidade de considerar variáveis climáticas e técnicas que influenciam diretamente a performance dos sistemas fotovoltaicos. O arranjo fotovoltaico simulado apresenta uma geração de 9.791 kWh/ano (com uma geração média mensal de aproximadamente 816 kWh/mês), com 13 módulos fotovoltaicos da JINKO SOLAR de 565 W e um inversor da FRONIUS de 6 kW.

Os resultados das simulações indicaram que o sistema fotovoltaico dimensionado pode atender eficientemente às necessidades energéticas propostas durante os primeiros sete anos. Portanto, para suprir eficientemente as necessidades energéticas durante uma boa parte da vida útil do módulo, acrescentou-se mais dois módulos fotovoltaicos. Permitindo assim, concluir

que um sistema fotovoltaico, quando bem dimensionado, pode gerar uma economia significativa de energia, além de contribuir para a redução da emissão de gases de efeito estufa. As análises incluíram a avaliação da produção de energia, a eficiência do sistema, as perdas envolvidas, os melhores horários e sazonalidades para a geração proposta, além do tempo do retorno financeiro e impacto ambiental. Os resultados obtidos reforçam a viabilidade econômica e ambiental dessa tecnologia, tornando-a uma opção atraente tanto para aplicações residenciais quanto comerciais. Observou-se também que a localidade escolhida possui um bom potencial energético e praticamente nenhum sombreamento, o que contribui para implantação de um sistema fotovoltaico.

Os sistemas fotovoltaicos de microgeração distribuída estão, atualmente, em um ambiente propício para investimento e expansão, oferecendo economia na conta de energia elétrica compatível com os custos do investimento, resultando em um tempo de retorno do investimento aceitável.

Durante o desenvolvimento deste projeto, foram identificadas algumas limitações, como a necessidade de dados meteorológicos precisos e atualizados para a realização das simulações. Além disso, a variabilidade dos custos dos componentes dos sistemas fotovoltaicos pode influenciar significativamente a análise de viabilidade econômica.

Para trabalhos futuros, sugere-se a realização de estudos comparativos entre diferentes softwares de simulação de sistemas fotovoltaicos, visando identificar vantagens e desvantagens específicas de cada um. Além disso, seria interessante explorar a integração de sistemas de armazenamento de energia no SAM, como baterias, no contexto dos sistemas fotovoltaicos, analisando a sua influência na eficiência e estabilidade do fornecimento de energia, permitindo uma análise mais ampla de sistemas Off Grid no software. Outra sugestão plausível é a execução de projetos de sistemas híbridos no software, associando a energia fotovoltaica com outra fonte de energia, como por exemplo eólica.

Por fim, espera-se que este trabalho contribua para a disseminação do conhecimento sobre a importância e os benefícios dos sistemas fotovoltaicos, incentivando a adoção dessa tecnologia em larga escala e promovendo um futuro mais sustentável.

7. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABSOLAR. **Panorama da solar fotovoltaica no Brasil e no mundo**, 2023. Disponível em: https://www.absolar.org.br/mercado/infografico/. Acesso em: 09 de out. de 2023.

AHLERT, V. S. C. **Aplicação de sistemas fotovoltaicos flutuantes em reservatórios de hidrelétricas – Estudo de caso em uma hidrelétrica brasileira**. 2017. 119f. Projeto de Graduação (Título de Engenheiro) – Faculdade de Engenharia Ambiental da Escola Politécnica da Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2017.

ALVES, Jaciel Franco; CARVALHO, Laísa Cristina. **IMPLANTAÇÃO DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA: análise da viabilidade econômica em supermercado de porte médio. -**, 2019.

ANEEL. **Atlas Energia Solar**, 2005. Disponível em: https://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/atlas/pdf/03-energia_solar(3).pdf. Acesso em: 10 de out. de 2023.

BRITO, Sérgio de Salvo. **Energia Solar – Princípios e Aplicações**. CRESESB – Centro de Referência para Energia Solar e Eólica, 2006. Disponível em: https://cresesb.cepel.br/download/tutorial/tutorial_solar_2006.pdf. Acesso em: 10 de out. de 2023.

CABRAL, Cláudia Valéria Távora. **Análise de dimensionamento estocástico e determinístico de sistemas fotovoltaicos isolados**. 2006.

DA ROSA, Antonio Robson Oliveira; GASPARIN, Fabiano Perin. **Panorama da energia solar fotovoltaica no Brasil.** Revista brasileira de energia solar, v. 7, n. 2, p. 140-147, 2016.

DANTAS, Bruno. **Dimensionamento Sistema Solar Fotovoltaico Passo a Passo**. YouTube, 24 de março de 2017. Disponível em: https://www.youtube.com/watch?v=i5NG_wHAodk. Acesso em: 02 de maio de 2024.

DIENSTMANM, Gustavo. **Energia Solar: uma comparação de tecnologias.** 2009. 92 f. TCC (Graduação) - Curso de Engenharia Elétrica, Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2009.

ENERGIA, H3 Solar. **Payback: Como calcular o retorno de um investimento em energia solar,** © 2021. Disponível em: https://h3solar.com/payback-como-calcular-o-retorno-de-um-investimento-em-energia-solar/. Acesso em: 22 de maio de 2024.

ENERGY, DS New. **7 Softwares De Simulação E Design De Sistema Solar Fotovoltaico Mais Populares,** 2019. Disponível em: https://pt.dsisolar.com/info/7-most-popular-solar-pv-system-design-and-simu-34904845.html.

ENERGY, Fronius Solar. **Fronius Primo - O inversor comunicativo para gestão otimizada de energia,** © 2024. Disponível em: https://www.fronius.com/pt-br/brasil/energia-solar/instaladores-e-parceiros/dados-tecnicos/todos-os-produtos/inversor/fronius-primo/fronius-primo-6-0-1. Acesso em: 07 de maio de 2024.

ENERGY, Fronius Solar. **Garantia Fronius,** © 2024. Disponível em: https://www.fronius.com/pt-br/brasil/energia-solar/instaladores-e-parceiros/servico-e-

suporte/modelos-de-garantia-2#:~:text=Os%20produtos%20da%20Fronius%20s%C3%A3o,de%20f%C3%A1brica%20de%20dois%20anos. Acesso em: 07 de maio de 2024.

FACHIN, Maiara Lole. **Construções sustentáveis: implementação de sistema sustentável a base de energia solar em escola da rede pública de ensino**. Engenharia Civil-Tubarão, 2017.

GOMES, A. E. **Modelo de projeto de uma planta fotovoltaica de microgeração para capacitação em energia solar**. Projeto de Graduação, Universidade Federal do Rio de Janeiro-UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, v. 2017, 2017.

LABORATORIES, Sandia National. **Saturação do Inversor ou "Clipping",** © 2024. Disponível em: https://pvpmc.sandia.gov/modeling-guide/dc-to-ac-conversion/inverter-saturation-or-clipping/. Acesso em: 24 de jun. de 2024.

LABORATORY, NREL National Renewable Energy. **Home – System Advisor Model – SAM - NREL,** [*s.d.*]. Disponível em: https://sam.nrel.gov/. Acesso em: 10 de out. de 2023.

LABORATORY, NREL National Renewable Energy. **Photovoltaic – SAM - NREL,** [*s.d.*]. Disponível em: https://sam.nrel.gov/photovoltaic.html. Acesso em: 10 de out. de 2023.

LABORATORY, NREL National Renewable Energy. **SAM Downloads,** [*s.d.*]. Disponível em: https://sam.nrel.gov/download.html. Acesso em: 30 de abr. de 2024.

LABORATORY, NREL National Renewable Energy. **Weather Data,** [*s.d.*]. Disponível em: https://sam.nrel.gov/weather-data.html. Acesso em: 21 de ago. de 2024.

LANA, Luana Teixeira Costa et al. **Energia solar fotovoltaica: revisão bibliográfica**. Engenharias On-line, v. 1, n. 2, p. 21-33, 2015.

MINUZZI, Rosandro Boligon; SEDIYAMA, Gilberto Chohaku; BARBOSA, Elton da Motta; JÚNIOR, Júlio César Ferreira de Melo. **Climatologia do comportamento do período chuvoso da região sudeste do Brasil**. Revista Brasileira de Meteorologia, v. 22, p. 338-344, 2007.

NREL. **SAM**. Versão 2023.12.17. [*s. d.*]: NREL, 2023.

OLIVEIRA, Othon Garcia; OLIVEIRA, Rafael Henrique; GOMES, Renato Oliveira. **Energia solar: um passo para o crescimento**. REGRAD-Revista Eletrônica de Graduação do UNIVEM-ISSN 1984-7866, v. 10, n. 01, p. 377-389, 2017.

PINHO, J.; GALDINO, M. **Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos**. Rio de Janeiro: CEPEL - CRESESB, 2014.

PRUDENCIO, Bruna Neves; RAMPINELLI, Giuliano Arns. **SYSTEM ADVISOR MODEL: dimensionamento de sistema fotovoltaico**. 2020. 15 f. PROJETO (Graduação) - Curso de Engenharia de Energia, Universidade Federal de Santa Catarina, Santa Catarina, 2020.

RELLA, Ricardo. **Energia fotovoltaica no brasil**. Revista de Iniciação Científica, v. 15, n. 1, p. 28-38, 2017.

SILVA R. M. **Energia Solar no Brasil: dos incentivos aos desafios**. Brasília: Núcleo de estudos e Pesquisas/CONLEG/Senado, Fevereiro/2015 (Texto para Discussão nº166). Disponível em: https://www12.senado.leg.br/publicacoes/estudos-legislativos/tipos-de-estudos/textos-para-discussao/td166. Acesso em: 11 de out. de 2023.

SILVA, Sara Luiza da. **APLICAÇÃO DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO FLUTUANTE NO RESERVATÓRIO DA USINA HIDRELÉTRICA DE FURNAS**. 2021. 88 f. TCC (Graduação) - Curso de Engenharia Elétrica, Centro Federal de Educação Tecnológica de Minas Gerais, Nepomuceno, 2021.

SOFTWARE, Homer. **Homer Pro (*"A melhor ferramenta de avaliação horária para sistemas híbridos de geração elétrica renovável do mundo – sem exceção."*),** [*s.d.*]. Disponível em: https://www.homerenergy.com/products/pro/index.html. Acesso em: 13 de out. de 2023.

SOFTWARE, PVsyst photovoltaic. **PVsyst - Logiciel Photovoltaic (Home),** [*s.d.*]. Disponível em: https://www.pvsyst.com/. Acesso em: 13 de out. de 2023.

SOLAR, Jinko. **Tiger Neo N-type 72HL4-(V) 555-575 Watt,** © 2021. Disponível em: https://www.jinkosolar.com/uploads/619f4244/JKM555-575N-72HL4-(V)-F1-EN.pdf. Acesso em: 02 de maio de 2024.

SOLAR, Minha Casa. **Inversor Fronius 6,0kW (Grid-Tie) com Wi-Fi - Primo 6.0,** © 2023. Disponível em: https://www.minhacasasolar.com.br/inversor-fronius-6-0kw-grid-tie-com-wi-fi-primo-6-0-79234. Acesso em: 08 de maio de 2024.

SOLAR, Portal. **A Melhor Direção do Painel Solar Fotovoltaico,** © 2014-2024. Disponível em: https://www.portalsolar.com.br/a-melhor-direcao-do-painel-solar-fotovoltaico.html. Acesso em: 10 de maio de 2024.

SOLAR, Portal. **Energia Solar no Brasil,** © 2014-2023. Disponível em: https://www.portalsolar.com.br/energia-solar-no-brasil.html. Acesso em: 14 de out. de 2023.

SOLAR, Portal. **Entenda como funciona a energia solar fotovoltaica,** © 2014-2023. Disponível em: https://www.absolar.org.br/mercado/o-que-e-energia-solar-fotovoltaica/. Acesso em: 14 de out. de 2023.

SOLAR, Portal. **O Certificado do Painel Solar – Saiba O Que Você Esta Comprando,** © 2014-2024. Disponível em: https://www.portalsolar.com.br/o-certificado-do-painel-solar-saiba-o-que-voce-esta-comprando.html. Acesso em: 02 de maio de 2024.

SOLAR, Win. **INVERSOR FRONIUS PRIMO 6.0-1 - 6KW - 2 MPPT - 220V,** © 2024. Disponível em: https://www.win.com.br/inversor-fronius-primo-60-1-6kw-2-mppt-220v. Acesso em: 08 de maio de 2024.

SOLARPRIME. **O que é e como funcionam os créditos de energia solar?,** 03 de junho de 2019. Disponível em: https://solarprime.com.br/o-que-e-e-como-funcionam-os-creditos-de-energia-solar/#:~:text=Os%20cr%C3%A9ditos%20de%20energia%20solar%20s%C3%A3o%20medidos%20em%20quilowatts%2Dhora,excedente%20para%20outra%20unidade%20consumidora. Acesso em: 24 de jun. de 2024.

SOLFÁCIL. **Como calcular as perdas do sistema fotovoltaico?,** © 2024. Disponível em: https://blog.solfacil.com.br/energia-solar/como-calcular-as-perdas-do-sistema-fotovoltaico/. Acesso em: 11 de maio de 2024.

SOUZA, João Paulo de. Seu módulo fotovoltaico atende aos requisitos de qualidade e segurança?. **Ecori Energia Solar,** 2021. Disponível em: https://www.ecorienergiasolar.com.br/artigo/seu-modulo-fotovoltaico-atende-aos-requisitos-de-qualidade-e-seguranca. Acesso em: 05 de abr. de 2024.

TOLMASQUIM, M. T. **Energia Renovável: Hidráulica, Biomassa, Eólica, Solar, Oceânica**. EPE. Rio de Janeiro, RJ. 2016.

RELATÓRIO FINAL DE CURSO Nº 8/2025 - DENP (11.62.04)

(Nº do Protocolo: NÃO PROTOCOLADO)

(Assinado digitalmente em 06/03/2025 15:55)
ITALO ARTHUR JOAO WILSON SILVA MEIRELES
PROFESSOR ENS BASICO TECN TECNOLOGICO
DENP (11.62.04)
Matrícula: ###624#3

Visualize o documento original em https://sig.cefetmg.br/documentos/ informando seu número: ***8****, ano:* ***2025****, tipo:* ***RELATÓRIO FINAL DE CURSO****, data de emissão:* ***06/03/2025*** *e o código de verificação:* ***54e713272d***