UNIVERSIDADE FEDERAL DE PERNAMBUCO
CENTRO DE TECNOLOGIA E GEOCIÊNCIAS
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA
CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

IZAAC MORAES DE OLIVEIRA

ANÁLISE DE VIABILIDADE DE INVERSORES DE FREQUÊNCIA APLICADOS A PROJETOS FOTOVOLTAICOS

Recife
2022

IZAAC MORAES DE OLIVEIRA

ANÁLISE DE VIABILIDADE DE INVERSORES FREQUÊNCIA APLICADOS A PROJETOS FOTOVOLTAICOS

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao Curso de Graduação em Engenharia elétrica da Universidade Federal de Pernambuco, como requisito parcial para obtenção do grau de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Prof. Orientador: Eduardo José Barbosa

Recife

2022

Ficha de identificação da obra elaborada pelo autor,
através do programa de geração automática do SIB/UFPE

Oliveira, Izaac Moraes de.
Análise de viabilidade de inversores de frequência aplicados a projetos fotovoltaicos / Izaac Moraes de Oliveira. - Recife, 2022.
114 : il., tab.

Orientador(a): Eduardo José Barbosa
Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação) - Universidade Federal de Pernambuco, Centro de Tecnologia e Geociências, Engenharia Elétrica - Bacharelado, 2022.

1. Fator de dimensionamento do inversor. 2. Geração distribuída. 3. PVsyst. 4. Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede. 5. Viabilidade Econômica. I. Barbosa, Eduardo José. (Orientação). II. Título.

620 CDD (22.ed.)

IZAAC MORAES DE OLIVEIRA

ANÁLISE DE VIABILIDADE DE INVERSORES DE FREQUÊNCIA APLICADOS A PROJETOS FOTOVOLTAICOS

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao Curso de Graduação em Engenharia elétrica da Universidade Federal de Pernambuco, como requisito parcial para obtenção do grau de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Aprovado em: 28/10/2022.

BANCA EXAMINADORA

_____

Prof. M.Sc. Eduardo José Barbosa (Orientador)

Universidade Federal de Pernambuco

_____

Prof. M.Sc. Artur Muniz Szpak Furtado

Universidade Federal de Pernambuco

_____

Prof. M.Sc. Calebe Hermann

Universidade Federal de Pernambuco

RESUMO

Com o crescimento da demanda por sistemas fotovoltaicos, surgem novas áreas de estudo e oportunidades para profissionais na área de Engenharia Elétrica.

O presente trabalho tem o objetivo de estudar a viabilidade de inversores de frequência, quando aplicados a projetos fotovoltaicos, com uma perspectiva prática. No mercado existem diversos fabricantes de inversores de frequência, sendo uns mais populares que outros. O estudo de viabilidade desse trabalho visa responder questões como, quais, e em que parâmetros, determinados fabricantes oferecem vantagem em relação a outros fabricantes, quando seus respectivos inversores são aplicados ao sistema fotovoltaico; qual o melhor valor de Fator de dimensionamento de Inversos (FDI), analisados na prática ou qual metodologia utilizar para escolher o inversor que atenda bem ao sistema fotovoltaico.

Além disso, tal trabalho tem, também, como objetivo apresentar um embasamento teórico a respeito da prática da concepção de projetos de sistemas fotovoltaicos, assim como apresentar desenvolvimento de projetos fotovoltaicos conectado à rede. Abordando temas a respeito das resoluções normativas, leis e normas que regem tais sistemas.

No mercado de geração fotovoltaica existem diversos *softwares* capazes de simular sistemas fotovoltaicos, o presente trabalho utiliza o PVsyst para auxiliar nas simulações e análises dos estudos apresentados a seguir.

Palavras-chave: Fator de dimensionamento do inversor; Geração distribuída; PVsyst; Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede, Viabilidade Econômica.

ABSTRACT

With the growing demand for photovoltaic systems, new areas of study and opportunities for professionals in the field of Electrical Engineering arise.

The present work aims to study the feasibility of frequency inverters, when applied to photovoltaic projects, with a practical perspective. There are several manufacturers of frequency inverters on the market, some being more popular than others. The feasibility study of this work aims to answer questions such as, which, and in which parameters, certain manufacturers offer an advantage over other manufacturers, when their respective inverters are applied to the photovoltaic system; what is the best value of Inverse Sizing Factor (FDI), analyzed in practice or what methodology to use to choose the inverter that serves the photovoltaic system well.

In addition, this work also aims to present a theoretical basis regarding the practice of designing photovoltaic systems projects, as well as presenting the development of photovoltaic projects connected to the grid. Addressing issues regarding normative resolutions, laws and norms that govern such systems.

In the photovoltaic generation market there are several software capable of simulating photovoltaic systems, the present work uses PVsyst to assist in the simulations and analysis of the studies presented below.

Keywords: Inverter sizing factor; Distributed generation; PVsyst; Photovoltaic System Connected to the Grid, Economic Feasibility.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 – Projeção de expansão de energia solar na matriz energética brasileira. 19
Figura 2 – Representação esquemática de um sistema fotovoltaico com instalação on-grid...20
Figura 3 - Representação esquemática de um sistema fotovoltaico com instalação off-grid...21
Figura 4 - Representação esquemática de um sistema fotovoltaico com instalação híbrida....21
Figura 5 - Ilustração de microgeração distribuida. 24
Figura 6 - Exemplo com de consumidores com múltiplas unidades consumidoras. 25
Figura 7 - Exemplo de geração compartilhada. 26
Figura 8 - Esquema de princípio de funcionamento de uma célula fotovoltaica conectada a uma carga e exposta a luz do sol. 28
Figura 9 - Desenvolvimento das células fotovoltaicas. 29
Figura 10 - Célula de Silício Monocristalino. 30
Figura 11 - Célula de Silício Policristalino. 30
Figura 12 - Redução do Preço das Células Fotovoltaicas nas Últimas Décadas. 31
Figura 13 - Painéis solares monocristalino, policristalino e de filmes finos. 32
Figura 14 – Células fotovoltaicas. 33
Figura 15 - Cobertura frontal junto à uma célula fotovoltaica. 33
Figura 16 – Cobertura posterior.....34
Figura 17 – Caixa de junção na parte traseira de um módulo fotovoltaico. 34
Figura 18 – Conectores de junção do tipo MC4. 35
Figura 19 – Interligação de todas as partes principais que compõe um módulo fotovoltaico..35
Figura 20 - Parte de um datasheet de um módulo FV de 370 Wp. 36
Figura 21 – circuito elétrico equivalente para uma célula fotovoltaica. 38
Figura 22 - G gráfico de corrente versus tensão. 38
Figura 23 – Datasheet de módulo de 370 Wp mostrando as informações de STC e NOCT....39
Figura 24 – Curva I-V para associação dos módulos em série. 40
Figura 25 – Curva I-V para associação dos módulos em paralelos. 41
Figura 26 – Efeitos de diferentes níveis de sombreamento para uma célula fotovoltaica. 42
Figura 27 - Coeficiente de Temperatura Pmax para um módulo de 370 Wp. 43
Figura 28 - Curvas VxI para diferentes fontes de irradiância de um módulo FV de 370 Wp..44
Figura 29 – influência dos diodos de desvio na geração de um sistema FV. 45

Figura 30 – Conexão de um diodo de by-pass às células FV. 45
Figura 31 - conexão de diodos de bloqueio em séries fotovoltaicas. 46
Figura 32 – Exemplo destacado de certificações que podem ser encontradas para módulos FV – em destaque quadrado azul. 47
Figura 33 – Exemplo de garantia que pode ser encontrada em Módulos FV – em destaque no quadrado azul. 48
Figura 34 – Fluxo de Energia em Conversores Estáticos. 50
Figura 35 – Funcionamento de um inversor CC-CA para conexão à rede elétrica. 51
Figura 36 - Sistema FV composto por módulos com orientações diferentes. 52
Figura 37 – Estrutura de um inversor com duas entradas MPPT. 53
Figura 38 38 – Curas de produção de energia para FDI menor que um (curva na cor preta) e FDI igual a um (curva na cor amarela), para um dia ensolarado – quadro a direita, e um dia pouco ensolarado – quadro a esquerda. 54
Figura 39 – Mediada da produtividade do sistema FV com a variação dos valores de FDI. 55
Figura 40 – Sistema fotovoltaico com inversor central. 56
Figura 41 – sistema FV como inversor string. 57
Figura 42 – Sistema on-grid com inversor multi-string. 58
Figura 43 – Comparativo entra geração de energia de quatro módulos FV utilizando um inversor string (à direita) e um microinversor (à esquerda). 59
Figura 44 – Consumo anual de energia elétrica da Residência. 61
Figura 45 – Obtenção da coordenada azimutal da residência na qual será instalado o sistema fotovoltaico, utilizando o Google Earth. 61
Figura 46 – Obtenção das horas de sol pico da região da residência na qual será instalado o sistema fotovoltaico utilizando o site do Cresesb. 62
Figura 47 – Tela inicial do Software PVsyst. 63
Figura 48 – Tela de Pré-dimensionamento do PVsyst. 63
Figura 49 – Configuração da localidade da residência no PVsyst. 64
Figura 50 – Configuração do sistema no Pré-dimensionamento com o PVsyst 65
Figura 51 – Tela de especificações do sistema no PVsyst. 66
Figura 52 – Resultados do Pré-dimensionamento do sistema feito com o PVsyst. 67
Figura 53 – Tela de configuração de projetos FV do PVsyst. 69
Figura 54 – Configurações de localidade no PVsyst. 70
Figura 55 – Configuração de inclinação e coordenada azimutal no PVsyst. 71
Figura 56 - Configurações de temperatura do projeto no PVsyst. 72

Figura 57 - Tela do PVsyst para essa configuração do sistema.....73
Figura 58 - Tela de configuração de perdas do PVsyst 74
Figura 59 Tela de perdas na aba de indisponibilidade com as configurações já definidas. 75
Figura 60 – Tela do PVsyst para simulação de projeto. 76
Figura 61 – Resultados de projeto. 77
Figura 62 – Resultados de Projeto. 78
Figura 63 – Resultados de projeto. 79
Figura 64 - Localização de cada região onde será simulado cada projeto, marcados com um "x" em vermelho. 82
Figura 65 – Fabricantes de inversores solares com ranking de maior popularidade. 83
Figura 66 Informações do sistema FV monofásico, residencial, com demanda de 3850kWp, localizado em Macapá-AP, com destaque para a potência de funcionamento que chega no inversor. 90
Figura 67 – Informações do sistema FV monofásico, residencial, com demanda de 3010kWp, localizado em Porto Alegre – RS, com destaque para a potência de funcionamento que chega no inversor. 93
Figura 68 – Informações do sistema FV monofásico, residencial, com demanda de 3400kWp, localizado em Porto Alegre – RS, com destaque para a potência de funcionamento que chega no inversor. 96
Figura 69 – Orientações azimutais do sistema FV trifásico da região Nordeste configurada no software PVsyst. 98
Figura 70 – resumo da configuração dos parâmetros do sistema FV trifásico da região Nordeste. 98
Figura 71 – Resumo da configuração dos parâmetros do sistema FV trifásico na região Sul. 102

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Informações relacionados ao projeto FV 68
Tabela 2 – Fabricante e seus respectivos escopos de potência de inversores..... 83
Tabela 3 – Parâmetros de configuração do sistema FV para residência com demanda de 3249kWh, localizada no Nordeste. 85
Tabela 4 – Dados das simulações para sistema FV residencial monofásico– Região Nordeste. 86
Tabela 5 – Parâmetros de configuração do sistema FV, monofásico, para residência com demanda de 3850kWh, localizada no Norte. 88
Tabela 6 – Dados das simulações para sistema FV residencial monofásico – Região Norte... 90
Tabela 7 – Parâmetros de configuração do sistema FV, monofásico, para residência com demanda de 3010kWh, localizada no Sul. 92
Tabela 8 – Dados das simulações para sistema FV residencial monofásico – Região Sul. 93
Tabela 9 – Parâmetros de configuração do sistema FV, monofásico, para residência com demanda de 3400kWh, localizada no centro-oeste. 94
Tabela 10 – Dados das simulações para sistema FV residencial monofásico – Região Sul. ... 96
Tabela 11 - Dados para configuração de sistema FV trifásico localizado na região do Nordeste. 99
Tabela 12 – Dados das simulações para sistema FV trifásico – Região Nordeste. 100
Tabela 13 - Dados para configuração de sistema FV trifásico localizado na região do Sul. . 101
Tabela 14 – Dados das simulações para sistema FV trifásico – Região Sul. 102
Tabela 15 – Relação dos inversores que atenderam à demanda do sistema FV trifásico – Região Sul. 104
Tabela 16 – Ranking dos fabricantes de inversores levando em consideração a geração que atende à demanda com menor FDI. 106
Tabela 17 Média de menor valor de FDI que atende à demanda de energia, para cada fabricante de inversor analisado e geral. 107
Tabela 18 – Ranking de fabricantes de inversores, estimados através do critério de geração versus demanda, para os casos em que a escolha do inversor resultou no atendimento da demanda de energia. 109

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

- **ABNT –** Associação Brasileira de Normas Técnicas;
- **ABSOLAR –** Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica;
- **ANEEL –** Agênci a Nacional de Energia Elétrica;
- **CA –** Corrente Alternada;
- **CC –** Corrente Contínua;
- **CNPJ –** Cadastro Nacional da Pessoa Jurídica;
- **COFINS –** Contribuição para Financiamento da Seguridade Social;
- **CONFAZ –** Conselho Nacional de Política Fazendária;
- **CPF –** Cadastro de Pessoa Física;
- **CPV** – *Concentrated Photovoltaics;*
- **DHT -** Distorção Harmônica Total;
- **DPM –** *Dynamic Peak Manager;*
- **DSSC** – *Dye- Sensitized Solar Cell;*
- **EUA –** Estados Unidos da América;
- **EMI -** Interferências Eletromecânicas;
- **FDI –** Fator de Dimensionamento do Inversor;
- **FIT –** *Feed In Tariff;*
- **FV –** Fotovoltaico;
- **GMPPT –** *Global Maximum Power Point Tracker;*
- **ICMS –** Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços;
- **MPPT –** *Maximum Power Point Tracker;*
- **NBR –** Norma Brasileira;
- **NOAA –** *National Oceanic and Atmospheric Administration;*
- **OPV** – *Organic Photovoltaics;*
- **PF -** Pessoa Física;
- **PIS –** Programas de Integração Social;
- **PJ -** Pessoa Jurídica;
- **PL –** Projeto de Lei;
- **PR –** *Performance Ratio;*
- **REN –** Resolução Normativa;

- **SIN** – Sistema Interligado Nacional;
- **SCEE –** Sistema de Compensação de Energia Elétrica;
- **SFCR –** Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede;
- **SFI -** Sistemas Fotovoltaicos Isolados;
- **SPMP –** Seguidor de Ponto de Máxima Potência;
- **STC –** *Standard Test Conditions;*

LISTA DE SÍMBOLOS

- $\theta\gamma$ – Ângulo azimutal da superfície
- I_{SC} – Corrente de curto circuito
- I_L – Corrente gerada
- D – Diodo
- P_{PV} - Potência instalada dos módulos
- P_{MP} – *Ponto* de máxima potência
- P_{CA} – Potência nominal CA do inversor
- R_P – Resistência paralelo
- R_S - Resistência série
- m-Si – Silício monocristalino
- p-Si – Silício policristalino
- V_{OC} - Tensão de circuito aberto

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO 14

1.1 OBJETIVOS 15

1.1.1 Geral 15

1.1.2 Específicos 15

1.2 ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO 16

2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA 17

2.1 ENERGIA SOLAR 17

2.1.1 Energia solar fotovoltaica 17

2.2 TRIBUTAÇÃO, LEGISLAÇÃO E NORMAS 22

2.2.1 Resolução Normativa N° 482/2012 23

2.2.2 Resolução Normativa N° 687/2015 24

2.3 EQUIPAMENTOS DOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS 27

2.3.1 Módulos Fotovoltáicos 27

2.3.1.1 Características Físicas dos Módulos Fotovoltaicos 36

2.3.1.2 Características Elétricas dos Módulos Fotovoltaicos 36

2.3.1.3 Associação dos Módulos Fotovoltaicos 40

2.3.1.4 Influências Na Geração do Módulo Fotovoltaico 41

2.3.1.5 Efeito do Sombreamento 41

2.3.1.6 Efeito da Variação da Temperatura 42

2.3.1.7 Efeito da Variação da Irradiância 43

2.3.1.8 Diodo de Bloqueio 45

2.3.1.9 Garantia e Certificação dos Módulos Fotovoltaicos 46

2.3.2 Inversores 48

2.3.2.1 Princípios de Funcionamento 49

2.3.2.2 Seguimento do Ponto Máximo de Potência (SPMP) 51

2.3.2.3 Fator de Dimensionamento do Inversor (FDI) 53

2.3.2.4 Topologia de Sistemas Fotovoltaicos *55*

3 PRÉ-DIMENSIONAMENTO DE PROJETO **60**

4 DIMENSIONAMENTO DE PROJETO **68**

5 ESTUDO DA VIABILIDADE DE INVERSORES **81**

5.1 ESCOLHA DOS INVERSORES 82

5.2 SIMULAÇÃO E ANÁLISE 84

5.2.1 Sistemas Fotovoltaicos Monofásicos 85

5.2.1.1 Região Nordeste *85*

5.2.1.2 Região Norte *88*

5.2.1.3 Região Sul *91*

5.2.1.4 Região Centro-Oeste *94*

5.2.2 Sistemas Fotovoltaicos Trifásicos 97

5.2.2.1 Região Nordeste *97*

5.2.2.2 Região Sul *100*

5.2.3 Análise Econômica 103

5.3 ANÁLISE DE DESEMPENHO DOS FABRICANTES DE INVERSORES 106

5.3.1 Análise de Desempenho por FDI 106

5.3.2 Análise de Desempenho por Geração 108

6 CONCLUSÕES **110**

6.1 PROPOSTAS DE CONTINUIDADE 111

REFERÊNCIAS **112**

1 INTRODUÇÃO

O mercado de energia solar tomou proporções enormes, quando comparado ao seu começo em 2012, principalmente na parte de micro e mini geração. Os motivos para tal crescimento são diversos, como incentivos fiscais para implementações de usinas fotovoltaicas e diminuição de juros nos equipamentos necessários para conceber um sistema fotovoltaico (FV).

Com esse expressivo crescimento, a área de energia solar trouxe muitos vieses de aplicações de negócios para o âmbito da Engenharia Elétrica, um desses viés é a disseminação do mercado de inversores de frequência, componentes fundamentais num sistema de energia fotovoltaica. O inversor de frequência é o responsável por converter a energia em corrente continua, que provém dos módulos fotovoltaicos, em energia de corrente alternada, e manda-la para a o consumidor e / ou para a rede elétrica. Existem diversos fabricantes de inversores, alguns mais populares que outros, e com diversos preços no mercado. Porém, muitas vezes, o projetista se depara em um dilema, escolher qual inversor de frequência é o mais adequado para o sistema. A escolha do inversor para o sistema fotovoltaico pode ser dada de diversas formas, contudo, ao tomar essa decisão o projetista deve ter critérios bem estabelecidos e confiáveis.

O presente trabalho tem, entre outros, o objetivo de estudar a viabilidade dos inversores de frequências, dos mais variados fabricantes, verificando, a partir de diversos sistemas fotovoltaicos, quais inversores apresentam as melhores respostas. Além disso, este trabalho, tem o objetivo de mostrar metodologias que o projetista pode seguir na hora de escolher o inversor para o sistema, assim como, verificar como os inversores respondem, na prática, com a variação do Fator de Dimensionamento de Inversor (FDI) e examinar qual o valor do FDI que melhor atende aos sistemas fotovoltaicos em geral.

O grande motivo de tal estudo é o impacto financeiro que um inversor bem dimensionado e escolhido pode causar nos custos de sistemas fotovoltaicos, visto que o principal motivo para a energia solar ter se disseminado tanto nos últimos anos é a possibilidade de geração de energia com o valor consideravelmente mais barato quando comparado com as gerações de energia tradicionais (hidroelétrica, térmica e nuclear). Logo, quanto mais se trabalha para que a energia solar seja mais barata e limpa, as possibilidades de expansão para tal prática só aumentam.

Além do exposto acima, destaca-se, também, que nesse trabalho foi feito um esforço muito grande para que conhecimentos funcionais sobre energia solar e sistemas fotovoltaicos

fossem passado para o leitor. Conhecimentos tais que possibilitam o melhor entendimento desta obra. Foi falado também, neste trabalho, a respeito de *softwares* de simulação de sistemas fotovoltaicos, esses *softwares* possibilitam que os projetos sejam feitos de maneiras mais rápida, prática, acurada e operacional, além gerarem resultados muito ´próximos do que acontece nos sistemas já instalados fisicamente. O software utilizado neste trabalho foi o PVsyst, um dos *softwares* de simulação de sistemas FV mais utilizados no mundo, trazendo assim, mais confiabilidade aos resultados apresentados nesta obra.

1.1 Objetivos

1.1.1 Geral

O objetivo geral deste trabalho é fornecer o conhecimento teórico e computacional para o desenvolvimento de projetos fotovoltaicos conectado à rede, assim como fornecer analises de viabilidade e eficiência entre inversores de frequência de diversos fabricantes aplicados a projetos fotovoltaicos.

1.1.2 Específicos

Em relação aos objetivos específicos, é proposto:

- Fornecer conhecimento teórico e computacional a respeito da prática de projetos de sistemas fotovoltaicos
- Fornecer conhecimento sobre os equipamentos utilizados nos sistemas fotovoltaicos;
- Apresentar as legislações que regem o âmbito dos sistemas de geração distribuída;
- Demonstrar a metodologia da elaboração de um projeto fotovoltaico com auxílio do *software* PVsyst;
- Realizar estudos de análises de viabilidade de inversores de frequência, dos mais variados fabricantes, averiguando as respostas que estes entregam quando aplicados a diversos sistemas fotovoltaicos;
- Demonstrar metodologias de escolha de inversores de acordo com a realidade do sistema fotovoltaico.

1.2 Organização do Trabalho

Este trabalho está organizado em seis capítulos, incluindo o introdutório, dispostos da seguinte forma:

- Capítulo 2 – Apresentação do conhecimento teórico sobre os equipamentos utilizados nos sistemas fotovoltaicos, das resoluções normativas, leis e normas relacionadas aos projetos fotovoltaicos. Além disso, são apresentadas as características estruturais e elétricas e físicas, assim como os tipos de ligação e aspectos dos equipamentos que compõem os sistemas FV.
- Capítulo 3 - Destinado a apresentar o pré-dimensionamento de sistemas FV, usando cálculos teóricos e uma abordagem prática coma utilização do PVsyst;
- Capítulo 4 – É exposto como dimensionar um sistema FV com o PVsyst;
- Capítulo 5 – Estudo da viabilidade e analiso dos inversores dos mais variados fabricantes, levando consideração os fabricantes mais populares de inversores, sistemas FV de diferentes regiões do Brasil, aspectos econômicos e FDI.
- Capítulo 6 - Apresentação das considerações finais do trabalho e das conclusões alcançadas a partir das análises e simulações efetuadas.

2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

O Brasil tem um destaque enorme quando o assunto é radiação solar, no âmbito geração de energia elétrica fotovoltaica; tendo em vista que, o local com menos incidência de luz do sol no território brasileiro consegue superar a energia gerada no local mais ensolarado da Alemanha, por exemplo (PEREIRA et al., 2017).

Como consequência da geração distribuída de energia solar fotovoltaica no território brasileiro, existe um grande potencial em alcançar uma considerável redução dos picos de demanda dos sistemas de transmissão do Sistema Interligado Nacional (SIN). Outro ponto é que, nos próximos anos, a geração de eletricidade para o nível de consumo, deverá ser aceita pelo sistema elétrico como um dos pontos altos desta tecnologia, muito devido ao crescimento de geração solar fotovoltaica pelo Brasil (PEREIRA et al., 2017).

É importante destacar que, em relação à geração fotovoltaica, são nas regiões Nordeste, Centro-oeste e Sudeste do Brasil que se concentram as usinas de grande porte, responsáveis por gerar os maiores rendimentos médios anuais (PEREIRA et al., 2017).

2.1 Energia solar

Através do sol, a energia solar é concebida e através da formação de ondas eletromagnéticas chega na da Terra. A possibilidade de aproveitar a energia gerada pelo sol, tanto na forma de calor como na forma de luz, é essencial e imprescindível para manutenção e desenvolvimento da humanidade. Vale salientar que o sol, de maneira direta ou indireta, é responsável em originar a maioria das fontes de energia na Terra (PINHO; GALDINO, 2014).

2.1.1 Energia solar fotovoltaica

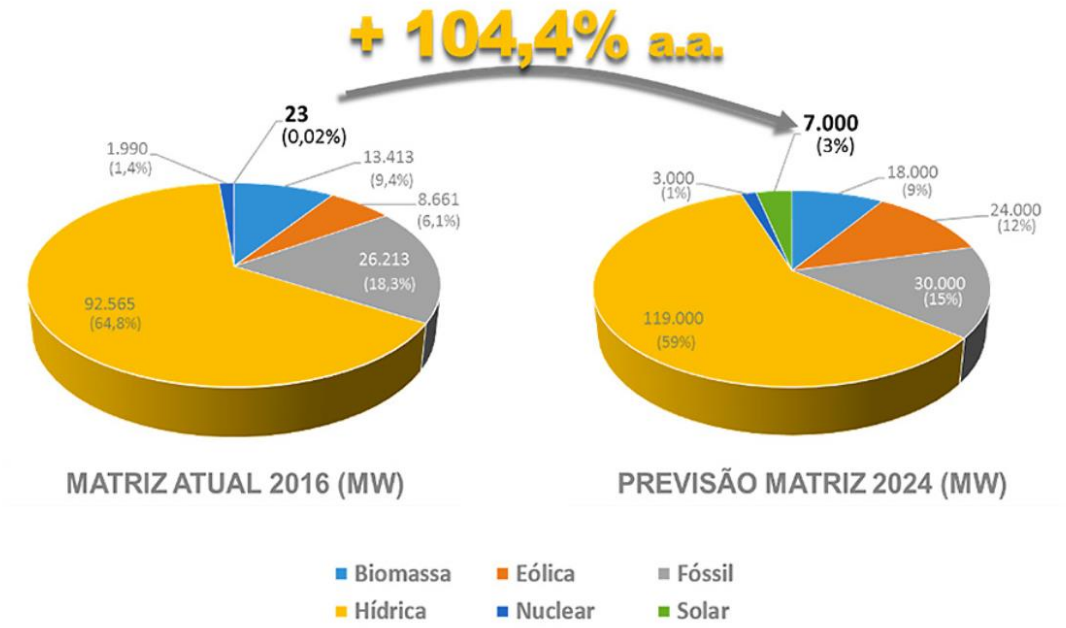
Nos Estados Unidos da América – EUA, na década de 50, foi dado início a diversas pesquisas, nas quais buscavam-se torna viável e utilizável sistema fotovoltaicos (FV) na prática, com o objetivo de conceber uma tecnologia que fosse possível de fornecer a geração de energia para satélites. Após quatro anos desde o início das pesquisas, o Laboratório Bell produziu o primeiro painel solar, que foi feito em silício (CINTRA JUNIOR; SOUZA, 2018).

A demanda por aplicações de sistemas fotovoltaicos terrestres cresceu demasiadamente com a crise do petróleo. Porém, o custo para tal era extremamente elevado, pois até então as aplicações eram a nível de tecnologias espaciais. Para que fosse viável economicamente as aplicações de sistemas fotovoltaicos terrestres o custo de tecnologia deveria ser reduzido cerca de 100 vezes em relação a produção das células fotovoltaicas que eram usadas nas aplicações espaciais. Nos Estados Unidos diversos investimentos de empresas no ramo de petróleo foram aplicados para a concepção de sistemas fotovoltaicos terrestres, pois o intuito era a diversificação de fontes de energia (DHERE et al., 2005).

Nos dias atuais o crescimento de aplicações de sistemas fotovoltaicos tem expressão enorme, se comparado com a época em que se começou as pesquisas para aplicações terrestres, no entanto, ainda está longe de alcançar seu ápice. Diversos países, inclusive o Brasil, têm criado diversas formas de incentivos para a disseminação de aplicações de sistemas fotovoltaicos (PINHO; GALDINO, 2014). Na Figura 01, pode-se observar a projeção de expansão de energia solar na matriz energética.

Até março de 2022, o Brasil tem uma fonte solar de 15 GW no Brasil, acumulando mais de R$ 78,5 bilhões em investimentos. Inerentemente aos investimentos em energia solar, mais de 450 mil empregos foram criados desde 2012. Além de que a emissão de 20,8 milhões de toneladas de CO2 fora evitas na geração de eletricidade. O Brasil ficou em 4º no *ranking* mundial de país que mais acrescentaram capacidade solar FV no ano de 2021, com a instalação de 5,7 GW no último ano (ABSOLAR, 2022).

Figura 1 – Projeção de expansão de energia solar na matriz energética brasileira.



Fonte: (ANEEL 2015).

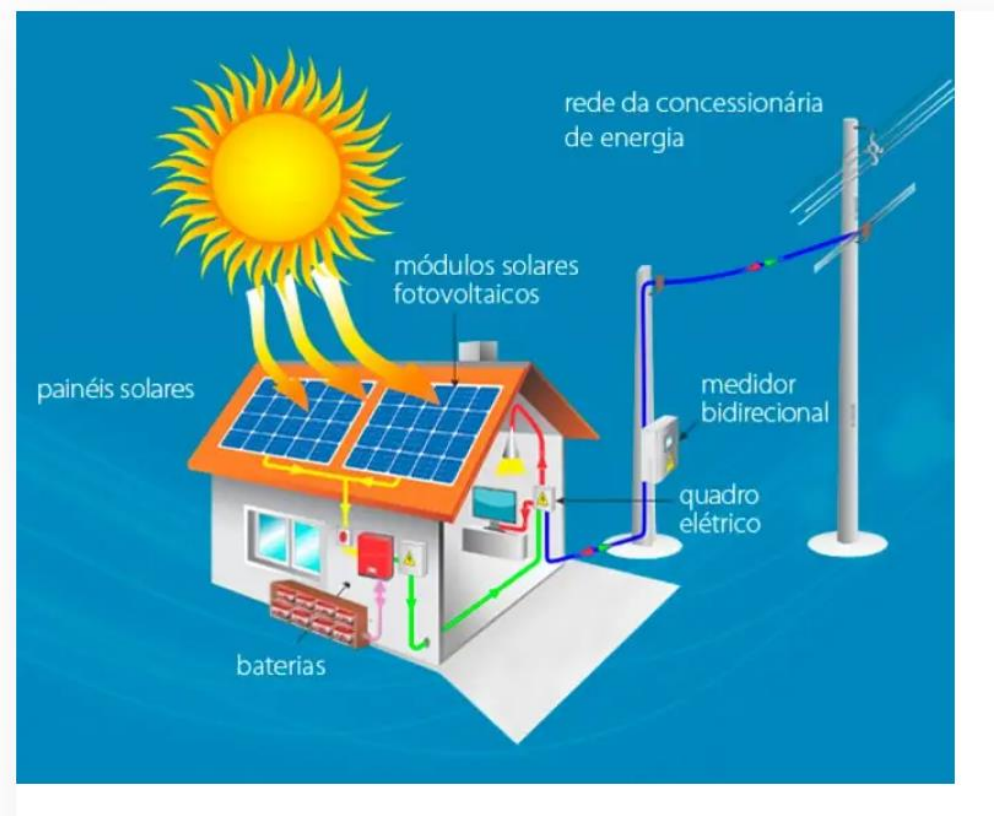
Quanto as instalações dos sistemas fotovoltaicos, existem três formas de serem feitas:

- Sistema *off-grid* – que tem como principal característica o não acoplamento entre a rede da concessionária e o sistema FV, sendo assim, são utilizadas baterias para o armazenamento da energia elétrica;
- Sistema *on-grid* ou *grid-tied* – cuja a principal característica é o acoplamento entre a concessionária e o sistema fotovoltaico;
- E o sistema híbrido – que utiliza várias fontes de geração, renováveis ou não renováveis, para armazenar o consumo de energia elétrica. Portanto, no sistema híbrido, o consumidor pode utilizar baterias e ainda acoplar o sistema com a rede da concessionária tornando assim o projeto mais robusto. Porém o custo desse sistema é muito elevado, se comparado com o sistema *on-grid*.

O sistema *on-grid* é o amplamente utilizado, pois utiliza as instalações da distribuidora como uma “grande bateria”, com isso a geração excedente se transforma em crédito para que seja utilizado quando o sistema não estiver gerando, como, por exemplo, durante a noite. Logo, o custo da aquisição e manutenção das baterias no sistema *on-grid* é eliminado. O sistema off-grid tem a necessidade da utilização de baterias, isso torna tais projetos mais caros em relação

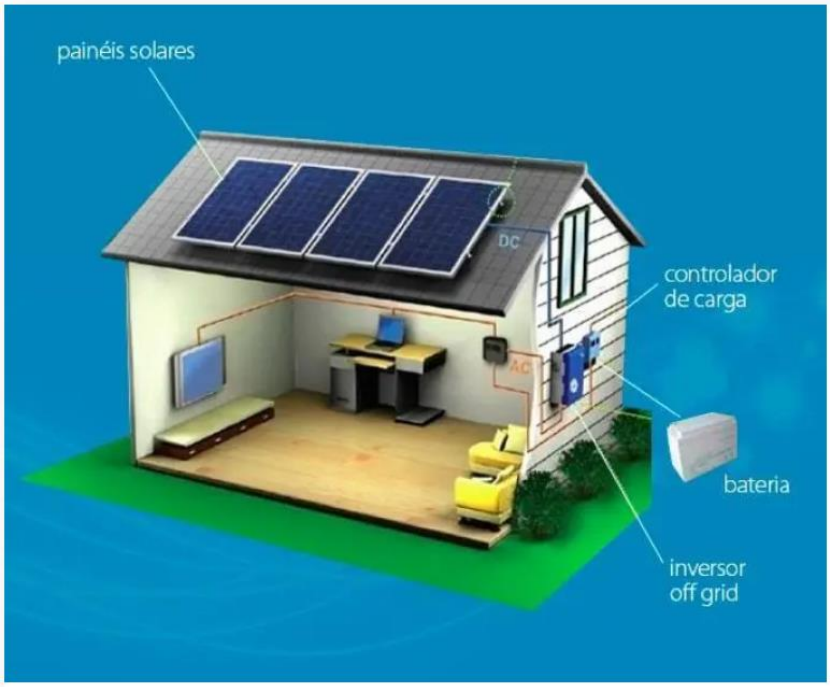
aos sistemas *on-grid*. Além de que o descarte das baterias causa muitos danos ao meio ambiente (não há formas muito eficientes para reciclar tais artefatos). Por isso, o sistema *off-grid* não é tão utilizado quando comparado ao sistema *on-grid*. A Figura 2 mostra a representação esquemática de um sistema fotovoltaico com instalação *on-grid*, já a Figura 3 mostra a representação esquemática de um sistema fotovoltaico com instalação *off-grid* e a Figura 4 mostra a representação esquemática de um sistema fotovoltaico com instalação híbrida.

Figura 2 – Representação esquemática de um sistema fotovoltaico com instalação on-grid.



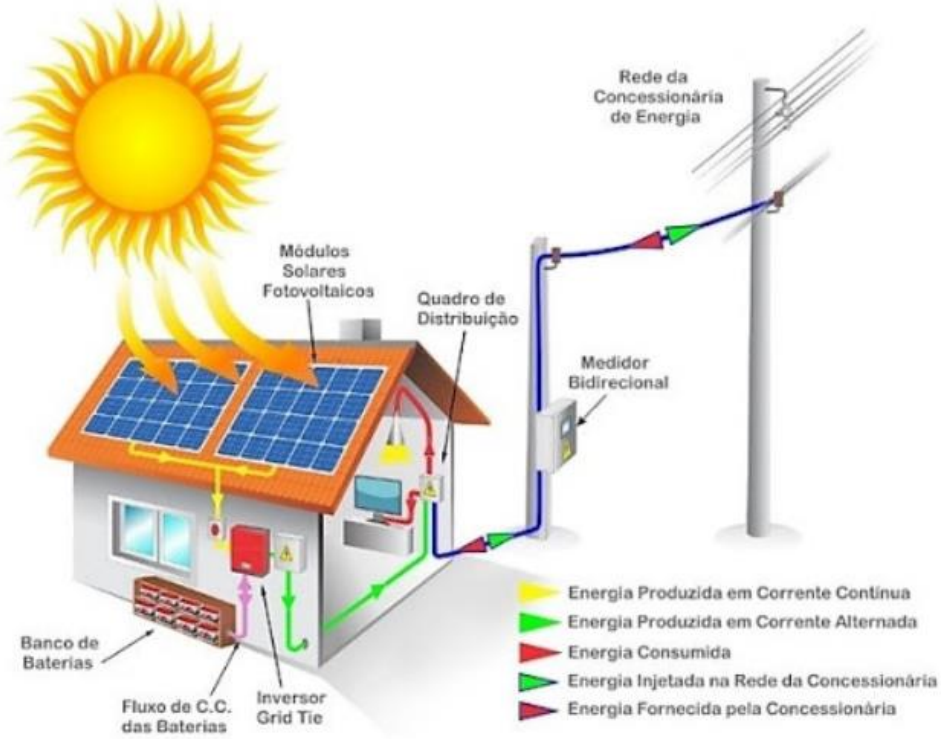
Fonte: (RENLIGHT..., 2022)

Figura 3 - Representação esquemática de um sistema fotovoltaico com instalação off-grid.



Fonte: (RENLIGHT..., 2022)

Figura 4 - Representação esquemática de um sistema fotovoltaico com instalação híbrida.



Fonte: (OCAENERGIA..., 2022).

2.2 Tributação, Legislação e Normas

Cada vez mais projetos que visam o consumo consciente dos recursos do planeta estão sendo incentivados em escala global, a geração distribuída é um exemplo desses projetos, pois sua prática traz altos benefícios para a matriz energética. Uma relação entre altos incentivos fiscais e instalações de projetos com geração distribuída é observada na maioria dos países que tem grande desenvolvimento na área de geração distribuída. Um exemplo de incentivo fiscal é o fiscal *Feed In Tariff* (FIT), que é utilizados em países como Estados Unidos, Canadá e Alemanha, e tem como objetivo de encorajar o crescimento da geração distribuída por meio de contratos de compra de energia de longo prazo (NARUTO, 2021).

No Brasil existem alguns incentivos fiscais para incentivar a implementação de sistemas fotovoltaicos, tais como, o Conselho Nacional de Política Fazendária (CONFAZ) que, através do Convênio do Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS) 101/97, permite que não seja recolhido o ICMS de módulos e células fotovoltaicas em nenhum estado da Federação. Outro exemplo é a Lei Nº 13169/2015, que isenta os impostos de Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE), Programa de Integração Social (PIS) e Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social (COFINS) incidentes sobre a energia elétrica ativa injetada na rede de distribuição pela mesma unidade consumidora com os créditos de energia ativa gerados na própria unidade consumidora no mesmo mês, em meses anteriores ou em outra unidade consumidora do mesmo titular, nos termos do Sistema de Compensação de Energia Elétrica para microgeração e minigeração distribuída, conforme regulamentação da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL (LEGISWEB, 2022).

Em 2019 foi publicada a Lei 14300/2022, através Projeto de Lei (PL) 5829/2019, onde foi definido que será cobrada uma taxa sobre a energia gerada líquida, que, nesse caso, é igual a energia total gerada menos a energia consumida, e também pode ser chamada de energia compensada. Essa nova cobrança visa substituir, também, o custo de disponibilidade cobrado quando a geração superava o consumo, explicado conforme a Resolução Normativa N° 687/2015 a diante. Contudo, os sistemas instalados até 6 de janeiro de 2023, assim como, instalações já existentes de microgeração e minigeração até essa data terão isenção da cobrança até 2045. Consequentemente à essa taxa, todos os sistemas instalados após 6 de janeiro de 2023 serão cobrados, de forma progressiva, um percentual dessa taxa, até que a implementação completa da mesma seja feita com o passar dos anos. A cada ano passado 15% a mais é somado no percentual da taxa, começando em 2023 com 15% até que o percentual atinja 100%, que

acontecerá em 2029. No ano de 2029, as unidades participantes do SCEE estarão sob as diretrizes das regras tarifárias implementadas pela ANEEL.

Além das legislações que regem o âmbito das tratativas para os sistemas fotovoltaicos, existem as normas técnicas, que são responsáveis, entre outras, pela instrução de instalações – fazendo com que estas fiquem de forma padronizada e adequada – e também por promover segurança, eficiência e qualidade nos sistemas. Algumas normas que são utilizadas na concepção de projetos e instalação de sistemas FV são a Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT) Norma brasileira (NBR) 16690:2019, ABNT NBR 5410 e ABNT NBR 5419. A ABNT 10090 tem o viés de apresentar como devem ser projetados os sistemas fotovoltaicos, além de mostrar como devem ser instalados e como deve ser feita a manutenção nos mesmos. Já as normas ABNT NBR 5410 e ABNT NBR 5419, dizem respeito as boas práticas em instalações elétricas de baixa tensão (NBR 5410) e proteção contra descargas atmosféricas (NBR 5419).

2.2.1 Resolução Normativa N° 482/2012

A Resolução Normativa (REN) N° 482/2012 foi criada em 17 de abril de 2012, com o intuito que consumidores brasileiros pudessem gerar sua própria energia elétrica a partir de fontes renováveis ou cogeração qualificada, podendo, também, fornece a energia gerada excedente, caso haja, para a distribuidora. Com o intuito de regulamentar tal cenário, foi criado o Sistema de Compensação de Energia Elétrica – SCEE, e isso possibilitou a unidade consumidora com microgeração ou minigeração injete a energia excedente gerada na rede da distribuidora e essa sirva como crédito para ser utilizada posteriormente, quando a geração de energia não for suficiente para o consumo da carga, ou utilizada como desconto do seu consumo mensal, ou, até mesmo, pode ser utilizada em outro posto – devendo esse posto atender algumas condições impostas pela resolução. Será, então, arrecadado os valores referentes ao custo de disponibilidade – que também é chamado de Tarifa ou Taxa Mínima que é cobrado como um valor na conta de luz referente à disponibilidade da rede elétrica para o consumidor utilizá-la – para o consumidor do grupo B e ao custo de demanda – que representa o custo referente a quantidade de potência em kW que uma determinada unidade consumidora necessita da rede elétrica para funcionar – para o consumidor do grupo A (NAKABAYASHI, 2014). Os custos de disponibilidade estão sendo definidos atualmente como 30 kWh para consumidores monofásicos, 50 kWh para os bifásicos e 100 kWh os trifásicos, conforme a REN N° 414/2010.

Em relação aos créditos, que são criados pela entrega da geração excedente para a distribuidora, o tempo máximo de validade são de 36 meses após a data de faturamento, como definido em 2012. Ainda na resolução de 2012 foram definidas a microgeração distribuída e a minigeração distribuída. Para tal resolução, microgeração distribuída era constituída pelas centrais geradoras de energia elétrica, com potência instalada de até 100 kW, podendo essas fontes serem com base em energia hidráulica, solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada, conectadas à rede de distribuição com instalações de unidades consumidoras. Já para o caso da minigeração distribuída, a definição era de que tal sistema com potência instalada fosse entre 100 kW e 1 MW. A Figura 5 ilustra um caso de microgeração distribuída.

Figura 5 - Ilustração de microgeração distribuída.

Fonte: (OCAENERGIA..., 2022).

2.2.2 Resolução Normativa N° 687/2015

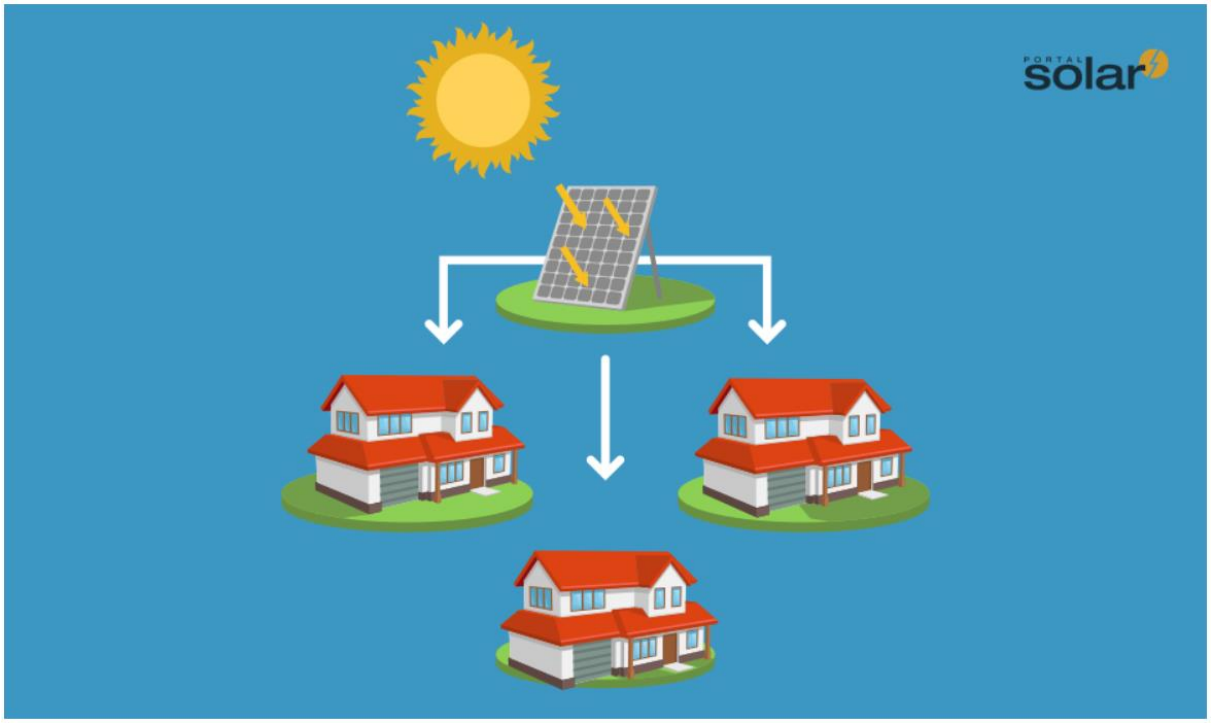
Em 2015 foi criada a Resolução Normativa N° 687/2015 para aperfeiçoamento da REN N° 482/2012. Uma das principais mudanças provindas da REN N° 687/2015, foi o aumento do prazo de utilização dos créditos obtidos por meio da geração de energia elétrica excedente, que passou a ter um prazo de 60 meses.

As definições de microgeração e minigeração também foram alteradas. A microgeração teve seu limite alterado para sistemas com potência instalada menor ou igual a 75 kW, que

utilize cogeração qualificada ou fontes renováveis. Já a minigeração teve seu limite alterado para sistemas com potência superior a 75 kW e inferior ou igual a 3 MW, para fontes hídricas com potência menor ou igual a 5 MW, para cogeração qualificada ou demais fontes renováveis.

Com a REN N° 687/2015, foram definidos os tipos de consumidores que estão aptos a integrarem o sistema de compensação. Entre estes estão, o tipo consumidor com microgeração ou minigeração distribuída instalada no local de consumo, o tipo formado por múltiplas unidades consumidoras (postos diferentes) – que neste caso, os consumidores devem estar alocados na mesma propriedade ou, até então, em propriedades vizinhas para que a compensação seja dividida ponderadamente para cada unidade. Porém, é vedada a utilização de vias públicas, de passagem aérea ou subterrânea e de propriedades de terceiros não integrantes do empreendimento para implementação e utilização do sistema fotovoltaico neste tipo. A Figura 6 mostra um exemplo com de consumidores com múltiplas unidades consumidoras.

Figura 6 - Exemplo com de consumidores com múltiplas unidades consumidoras.



Fonte: (PORTALSOAR. . . , 2022).

Outro tipo de modalidade chamado de geração compartilhada também foi definido. Na geração compartilhada é possível que um grupo de consumidores, tanto de pessoas físicas (PF)

ou de pessoas jurídicas (PJ), se reúnam e formem associação para usufruir da energia gerada e situada em de algum local diferente daqueles locais onde será consumida tal energia. A Figura 7 traz um exemplo de geração compartilhada.

Figura 7 - Exemplo de geração compartilhada.

Fonte: (PORTALSOAR. . . , 2022).

O autoconsumo remoto é outro tipo de modalidade, neste é possível é a compensação do consumo de energia elétrica em um empreendimento diferente de onde é realizada a geração, contudo a titularidade dos locais deve ser de uma mesma pessoa física ou jurídica, além de que estejam dentro da mesma área de concessão ou permissão. Ou seja, o autoconsumo remoto permite instalar seu próprio sistema de energia solar em um imóvel ou até mesmo em um terreno e utilizar os créditos de energia em outro, facilitando a geração de energia solar em locais alugados, ou onde não há a possibilidade de instalação.

A resolução de 2015 veta a prática de aluguel, venda e arrendamentos de terrenos, lotes ou propriedades com a prática de pagamento viabilizada em reais por unidade de energia elétrica. Pois, é vedada a comercialização da energia elétrica gerada nos sistemas citados acima.

2.3 Equipamentos dos Sistemas Fotovoltaicos

Sistemas Fotovoltaicos possuem a vantagem de poderem ser instalados em qualquer lugar onde exista radiação solar suficiente, pois não necessitam de combustíveis e não possuem partes móveis que demandem manutenção constante. Devido à essa característica, é possível implementar um sistema fotovoltaica tanto em centros urbanos, conectados à rede de distribuição, quanto em locais mais inóspitos sem conexão à rede (SOUZA, 2016).

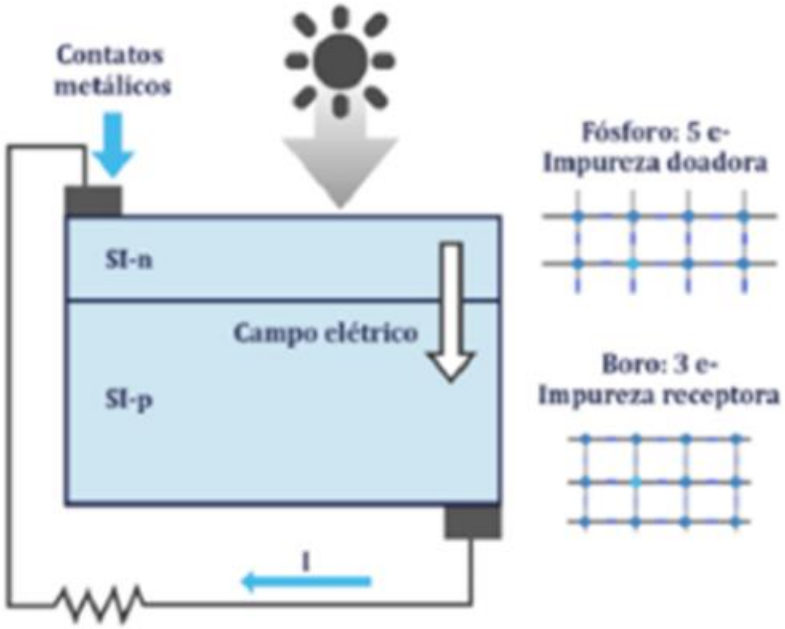
Basicamente os Sistemas Fotovoltaicos são constituídos por arranjos de módulos solares ou painéis solares, inversores, baterias, cabos e conectores. Como citado anteriormente, os sistemas de energia solar fotovoltaica podem ser classificados com a configuração *On-Grid* – que acontece quando o sistema é conectado à rede de distribuição, *Off-Grid* ou autônomos – que acontece quando o sistema não tem conexão com a rede e híbridos. Os sistemas de geração elétrica fotovoltaico representam uma excelente alternativa aos sistemas de energia tradicionais, visto que os sistemas tradicionais, em sua maioria, utilizam combustíveis fósseis que causam um alto impacto ambiental, ao liberar os gases de efeito estufa.

2.3.1 Módulos Fotovoltaicos

Observado por Edmond Becquerel em 1839, o efeito fotovoltaico é o principal responsável pela geração de energia elétrica através da energia solar. Becquerel observou que a condutividade de uma solução de um eletrólito é aumentada quando está exposta à luz (CÂMARA, 2011). Em 1883, Charles Fritts construiu a primeira célula fotovoltaica em estado sólido. Ele revestiu o semicondutor selênio com uma fina camada de ouro para formar as junções. A célula fotovoltaica de Charles tinha apenas 1% de eficiência.

De maneira geral, a célula fotovoltaica é um dispositivo semicondutor formado por silício dopado com fósforo (impureza doadora) e boro (impureza receptora), sua principal função é transformar radiação solar em energia elétrica, que acontece através do Efeito Fotovoltaico. A Figura 8 mostra, esquematicamente, o princípio de funcionamento de uma célula fotovoltaica, quando conectava a uma carga e exposta a luz do sol.

Figura 8 - Esquema de princípio de funcionamento de uma célula fotovoltaica conectada a uma carga e exposta a luz do sol.

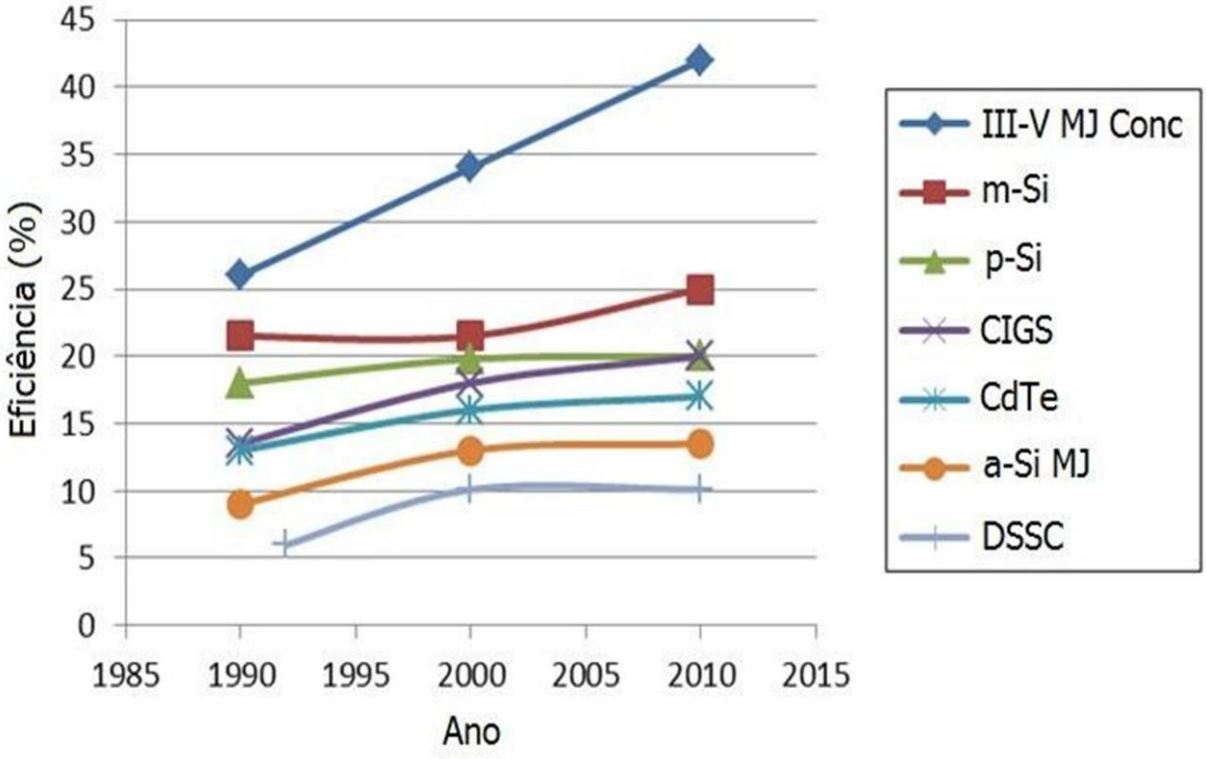


Fonte: (energes, 2022).

A produção de células fotovoltaicas tem suas tecnologias divididas em três gerações. A composição da primeira geração é dada por duas cadeias produtivas, sendo elas o silício monocristalino (m-Si) e silício policristalino (p-Si). A representatividade no mercado da primeira geração é 85% devido a sua confiabilidade e consolidação. Junto a isso, possui uma boa viabilidade econômica. A segunda geração é chamada comercialmente de filmes finos e possui quatro cadeias produtivas: silício amorfo (a-Si), disseleneto de cobre e índio (CIS), índio e gálio (CIGS) e telureto de cádmio (CdTe). A segunda geração o possuindo menor eficiência do que a primeira geração e apresenta modesta participação no mercado. Além disso, possuem dificuldades em relação a disponibilidade de matéria prima com vida útil inferior e rendimento baixo das células. Outra característica da segunda geração é que, para o caso do cádmio, tem sua toxicidade elevada, o que atrapalha a sua utilização em grande escala. A terceira geração está em desenvolvimento e diversas pesquisas estão sendo realizadas para a sua concepção. Tal geração é composta por célula fotovoltaica de múltipla junção e célula fotovoltaica para concentração (CPV – *Concentrated Photovoltaics*), células sensibilizadas por corante (DSSC – *Dye- Sensitized Solar Cell*) e células orgânicas ou poliméricas (OPV – *Organic Photovoltaics*). A tecnologia CPV é a que mais vem gerando destaque, porém no mercado há tecnologias mais viáveis economicamente a serem produzidas (PINHO; GALDINO, 2014).

A Figura 9 mostra como foi a evolução da eficiência das células fotovoltaicas dentro do período de 1990 a 2010, a melhor eficiência obtida para células de pequena área e que foram fabricadas em laboratório, com o uso de diferentes tecnologias e em seguida tem-se as células de silício monocristalino (PINHO; GALDINO, 2014).

Figura 9 - Desenvolvimento das células fotovoltaicas.



Fonte: Pinho; Galdino, 2014 apud GREEN et al., 2011.

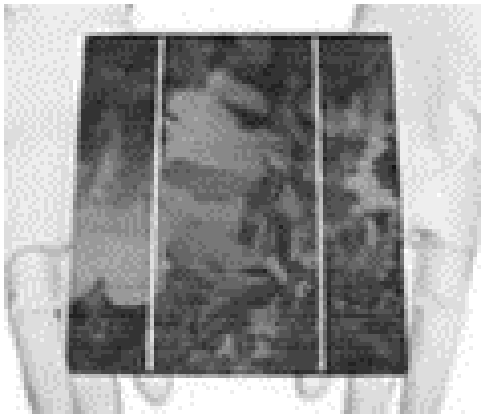
As células de silício monocristalino são as mais utilizadas como conversor direto de energia solar, por terem sua eficiência mais elevada em relação às outras células comerciais. Como característica, possuem cantos arredondados que são recortados em forma de octogonal, possuem uma eficiência na faixa de 15% a 22%, devido a sua composição baseada em um único cristal de silício (Portal Solar, 2021). A Figura 10 mostra uma Célula de Silício Monocristalino.

Figura 10 - Célula de Silício Monocristalino.

Fonte: Portal Solar, 2021.

As células fotovoltaicas de silício policristalino ou multicristalino são mais baratas, pois não há tanta rigorosidade na sua produção quando comparada com aas células de silício monocritalino. Essas células têm como característica a utilização de silício purificado que é fundido em blocos. Apesar das células de silício policristalino não apresentam nem a mesma eficiência e nem a mesma pureza que as monocristalina, elas são mais comumente utilizadas em painéis fotovoltaicos (Portal Solar, 2021). A Figura 11 mostra uma Célula de Silício Policristalino.

Figura 11 - Célula de Silício Policristalino.



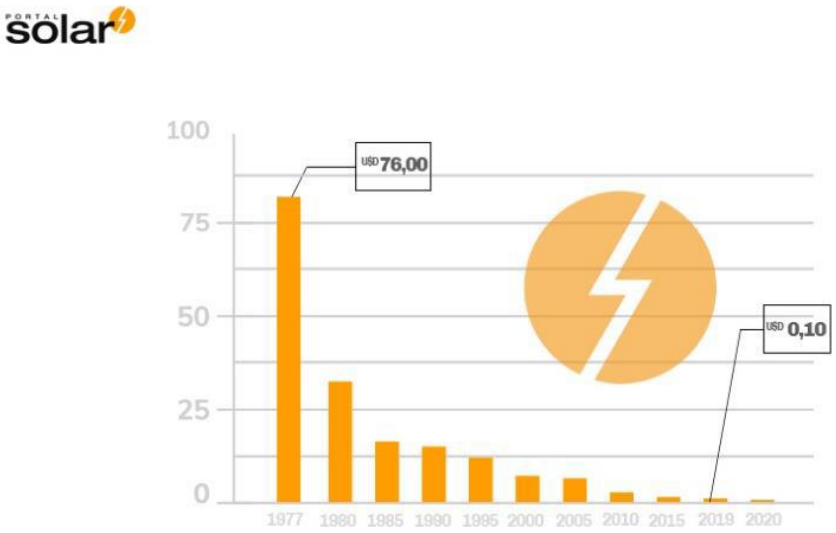
Fonte: Portal Solar, 2021.

As células de silício amorfo são fabricadas com o processo de “empilhamento”, onde são produzidas com camadas de silício amorfo e podem ser combinadas com diferentes substratos. Elas têm como característica o custo de produção menor em relação às células de silício monocristalino e células de silício policristalino e possuem pouca eficiência se comparadas as demais (Portal Solar, 2021).

Nos últimos quarenta anos o preço das células fotovoltaicas sofreu uma redução muito expressiva. E os principais motivos a isso se dão principalmente pelo aumento da capacidade de produção de células em todo o mundo, aos incentivos governamentais e ao aumento da demanda de consumo ocasionada pelos aumentos constantes das tarifas de energia elétrica. A figura 12 mostra a redução no valor das células fotovoltaicas de forma específica em relação aos últimos 40 anos. E a Figura 13 mostra um comparativo entre os painéis solares monocristalino, policristalino e de filmes finos.

> A eficiência de painéis solares com base na tecnologia de telureto de cádmio opera normalmente na faixa de 9-16%.A First Solar instalou mais de 5 gigawatts (GW) de painéis fotovoltaicos de filme fino com base na tecnologia de telureto de cádmio em todo o mundo. A mesma empresa detém o recorde mundial de CdTe PV com uma eficiência de 16%. As instalações com os painéis de CdTe PV são tipicamente grandes campos solares (grandes usinas de energia solar) (PORTAL SOLAR. Disponível em https://www.portalsolar.com.br /celula-fotovoltaica.html, acesso em 29 de agosto de 2022 às 17:42h).

Figura 12 - Redução do Preço das Células Fotovoltaicas nas Últimas Décadas.



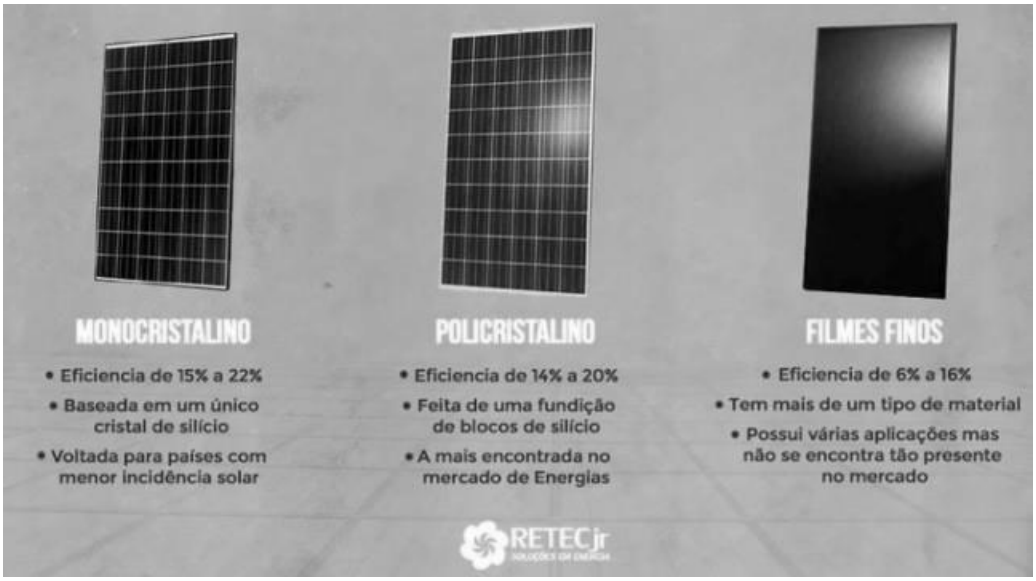
Fonte: Portal Solar, 2021.

Destacado pela Agência Nacional de Energias Renováveis - IRENA (2021):

> Hoje, a energia fotovoltaica é uma das tecnologias de energia renovável de crescimento mais rápido e está pronto para desempenhar um papel importante no futuro mix de geração de eletricidade global.
> As instalações solares fotovoltaicas podem ser combinadas para fornecer eletricidade em escala comercial ou organizadas em configurações menores para mini redes ou uso pessoal. Usar a energia solar fotovoltaica para alimentar mini redes é uma excelente maneira de levar o acesso à eletricidade a pessoas que não moram perto de linhas de transmissão de energia, principalmente em países em desenvolvimento com excelentes recursos de energia solar. (IRENA, Disponível em https://www.irena.org/solar. Acesso em 25 de agosto de 2022 às 21:48h).

Isso mostra o quanto o custo das células fotovoltaicas foi reduzido, tornando os custos dos painéis solares fotovoltaicos mais baratos.

Figura 13 - Painéis solares monocristalino, policristalino e de filmes finos.



Fonte: (RETECKJR. 2021).

Segunda a NBR 16.690 a definição de módulo fotovoltaico pode ser dada da seguinte maneira: “Módulo Fotovoltaico é uma unidade formada por um conjunto de células fotovoltaicas, interligadas eletricamente e encapsuladas, com o objetivo de gerar energia elétrica”.

Portanto, as células fotovoltaicas compõem os módulos e são a parte mais importante deste. Entrematando, o módulo fotovoltaico pode ser dividido em 5 partes principais, que são:

- Células FV e Conectores: As células fotovoltaicas são conectadas por dois condutores de cobre ou prata. A Figura 14 mostra imagens de células interligadas, os conectores podem ser vistos como essas duas ‘listras’ maiores na célula.

Figura 14 – Células fotovoltaicas.

Fonte: (Portal Solar, 2022).

- Cobertura frontal: Essa cobertura tem cerca de 3mm e possui, em geral, alta transparência, estabilidade, impermeabilidade, resistência e ótimas propriedades de autolimpeza. Materiais muito empregados na produção de tais cobertura são acrílicos, polímeros e vidros. A Figura 15 mostra uma cobertura frontal junto à uma célula fotovoltaica.

Figura 15 - Cobertura frontal junto à uma célula fotovoltaica.

Fonte: (Portal Solar, 2022).

- Cobertura Posterior (*Backsheet*): Essa cobertura deve ser impermeável e com baixa resistência térmica. O material mais utilizado para a cobertura dos módulos fotovoltaicos é o Tedlar, que geralmente é um tipo de polímero branco. A Figura 16 mostra a cobertura posterior composta por Tedlar.

Figura 16 – Cobertura posterior.

Fonte: (Portal Solar, 2022).

- Caixa de Junção/Conectores: Essa caixa serve para interconectar as células fotovoltaicas em série e geralmente ficam na parte de trás do módulo. Os cabos utilizados são especiais e próprios para a aplicação de interconectar módulos fotovoltaicos – tais conectores geralmente são do tipo MC4. A Figura 17 mostra uma caixa de junção na parte de traseira de um módulo fotovoltaico, já a Figura 18 mostra conectores de junção do tipo MC4 e a Figura 19 mostra como fica a interligação de todas as partes principais que compõe um módulo fotovoltaico.

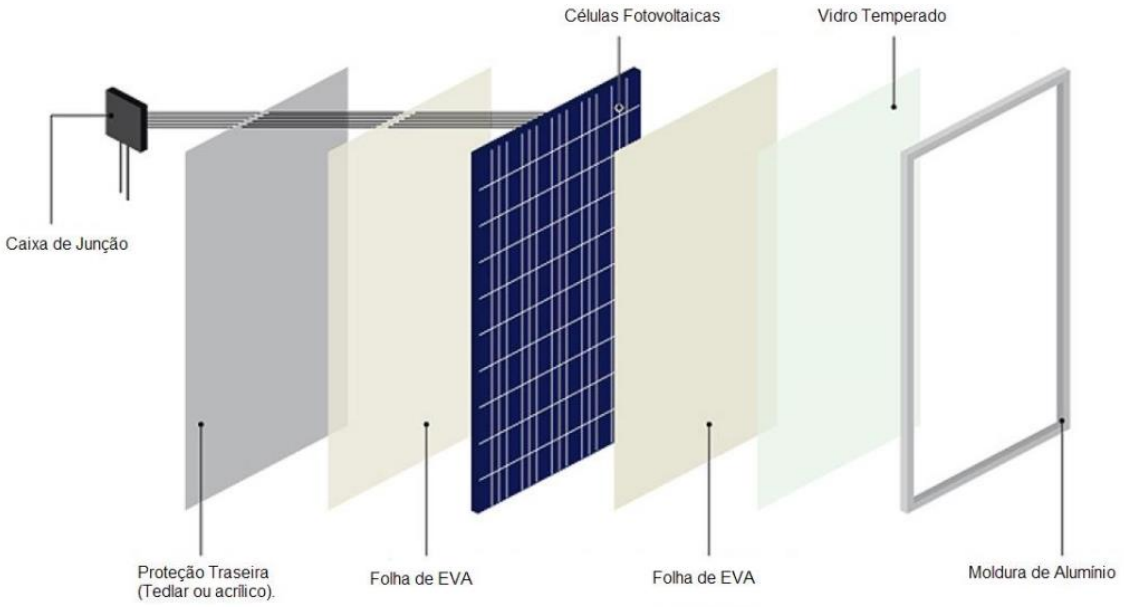
Figura 17 – Caixa de junção na parte traseira de um módulo fotovoltaico.

Fonte: (Portal Solar, 2022).

Figura 18 – Conectores de junção do tipo MC4.

Fonte: (CANALSOLAR.., 2020).

Figura 19 – Interligação de todas as partes principais que compõe um módulo fotovoltaico.



Fonte: (SOL CENTRAL, 2020).

2.3.1.1 Características Físicas dos Módulos Fotovoltaicos

As principais características físicas dos módulos fotovoltaicos estão no *datasheet* do componente, que pode ser acessado através do site do fabricante, por exemplo. Quando em pose do *datasheet* do respectivo módulo no qual se deseja analisar, é importante verificar características como potência, composição das células, peso e dimensões.

A Figura 20 mostra parte de um datasheet de um módulo FV de 370 Wp (potência) CS3U da *Canadian Solar*. Nessa figura é possível ver a composição das células, que nesse caso é de 144 células monocristalinas, as dimensões do módulo, que nesse caso é 2000x992x40mm. Além dessas características, é possível verificar ainda nessa figura outras informações como a característica da cobertura frontal, da proteção em alumínio, da caixa de junção, conectores e até da quantidade de módulos fotovoltaicos por pallet e contêiner.

Figura 20 - Parte de um datasheet de um módulo FV de 370 Wp.

MECHANICAL DATA

Specification	Data
Cell Type	Mono-crystalline, 156.75 × 78.38 mm
Cell Arrangement	144 [2 × (12 × 6)]
Dimensions	2000 ×992 ×40 mm (78.7 ×39.1 ×1.57 in)
Weight	22.6 kg (49.8 lbs)
Front Cover	3.2 mm tempered glass
Frame	Anodized aluminium alloy, crossbar enhanced
J-Box	IP68, 3 diodes
Cable	4.0 mm² & 12 AWG
Cable Length	1670 mm (65.7 in)
Connector	T4 (IEC / UL)
Per Pallet	27 pieces
Per Container (40' HQ)	594 pieces

Fonte: (ENERGES.., 2020).

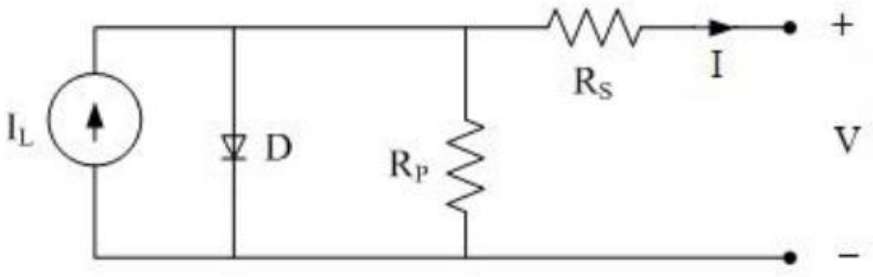
2.3.1.2 Características Elétricas dos Módulos Fotovoltaicos

Para entender sobre as características elétricas dos módulos FV é necessário conhecer alguns termos e grandezas muito utilizadas no estudo de sistemas fotovoltaicos:

- Corrente de curto-circuito (Icc ou Isc): É a máxima corrente que passam através do módulo FV em condições definidas de radiação e temperatura, correspondentes a uma tensão igual a zero.
- Tensão de circuito aberto (Vca ou Voc): É a máxima tensão gerada pelo módulo FV sob condições determinadas de radiação e temperatura, quando não há corrente passando pelo módulo.
- Potência máxima (Pmax): É a máxima potência que produzida pelo módulo FV em condições determinadas de radiação e temperatura, correspondente ao par máximo de tensão e corrente.
- Corrente em o ponto de máxima potência (Imax): É o valor da corrente para a potência máxima em condições determinadas de iluminação e temperatura.
- Tensão no ponto de máxima potência (Vmax): É o valor de tensão para a potência máxima em condições determinadas de iluminação e temperatura.

Como falado anteriormente, a célula fotovoltaica é um dispositivo semicondutor formado por silício dopado com fósforo e boro e tem uma junção p-n, com isso ela tem características semelhantes de um diodo. Por esse motivo, a curva I-V para células fotovoltaicas é construída a partir da superposição da corrente gerada a partir da irradiação com a curva do diodo (ZILLES et al., 2012). A Figura 21 apresenta o circuito elétrico equivalente para uma célula fotovoltaica, nela é possível observar um diodo D, que representa a junção p-n, para a situação em que a célula não está gerando e uma fonte de corrente I_L, que, para quando a célula recebe radiação, representa a geração em regime CC. Além disso, a resistência série uma R_s, que representa as perdas ôhmicas do material e do contato metal-semicondutor, e uma resistência paralelo R_p, que representa as perdas por correntes parasitas e também pelas impurezas no interior do material assim como por suas irregularidades (ZILLES et al., 2012).

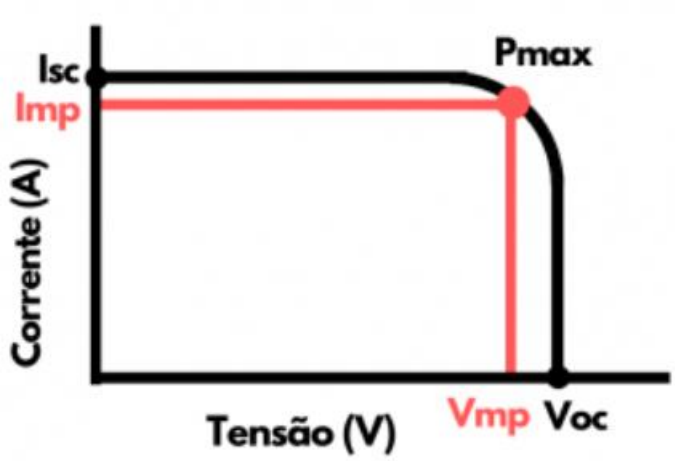
Figura 21 – circuito elétrico equivalente para uma célula fotovoltaica.



Fonte: (PINHO; GALDINO, 2014).

A Figura 22 mostra o gráfico de corrente *versus* tensão (VxI), onde é possível ver Pmax, Voc, Isc, Imax – que está representada por Imp, e Vmax – que está representada por Vmp.

Figura 22 - G gráfico de corrente versus tensão.



Fonte: (ENERGES.., 2020).

Os parâmetros elétricos do módulo solar fotovoltaico são apresentados sob Condições Padrão (STC – *Standard Test Conditions*), que são utilizadas para realizar os testes nos módulos FV e, consequentemente, compor algumas informações no *datasheet*, onde a temperatura da célula é de 25ºC e irradiância de 1000 W/m². Porém, em sistemas práticos, aplicados em usinas de geração fora de laboratórios e testes, tais condições não são alcançadas, constantemente e necessariamente. Por isso que no datasheet é encontrado as informações de Condição de Temperatura Nominal de Funcionamento (NOCT – *Nominal Operating Cell Temperature*),

onde a temperatura ambiente é de 20°C, irradiância de 800 W/m2, velocidade do vento = 1m/s, que pode ajudar muito o projetista quando este se encontra na situação de escolhas dos módulos para o projeto. Vale ressaltar que a temperatura da célula pode variar, geralmente, entre 20°C a 40°C. A Figura 23 exemplifica como as informações de STC e NOCT do módulo FV de 370 Wp estão dispostas no *datasheet.*

Figura 23 – Datasheet de módulo de 370 Wp mostrando as informações de STC e NOCT.

ELECTRICAL DATA | STC*

CS3U	360MS	365MS	370MS	375MS
Nominal Max. Power (Pmax)	360 W	365 W	370 W	375 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	39.2 V	39.4 V	39.6 V	39.8 V
Opt. Operating Current (Imp)	9.19 A	9.27 A	9.35 A	9.43 A
Open Circuit Voltage (Voc)	47.0 V	47.2 V	47.4 V	47.6 V
Short Circuit Current (Isc)	9.69 A	9.77 A	9.85 A	9.93 A
Module Efficiency	18.15%	18.40%	18.65%	18.90%
Operating Temperature	-40°C ~ +85°C			
Max. System Voltage	1000 V (IEC / UL) or 1500 V (IEC / UL)			
Module Fire Performance	TYPE 1 (UL 1703) or CLASS C (IEC 61730)			
Max. Series Fuse Rating	30 A			
Application Classification	Class A			
Power Tolerance	0 ~ + 5 W			

* Under Standard Test Conditions (STC) of irradiance of 1000 W/m2, spectrum AM 1.5 and cell temperature of 25°C.

ELECTRICAL DATA | NMOT*

CS3U	360MS	365MS	370MS	375MS
Nominal Max. Power (Pmax)	267 W	271 W	275 W	278 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	35.7 V	35.9 V	36.1 V	36.3 V
Opt. Operating Current (Imp)	7.48 A	7.55 A	7.62 A	7.67 A
Open Circuit Voltage (Voc)	44.0 V	44.2 V	44.4 V	44.6 V
Short Circuit Current (Isc)	7.82 A	7.89 A	7.95 A	8.01 A

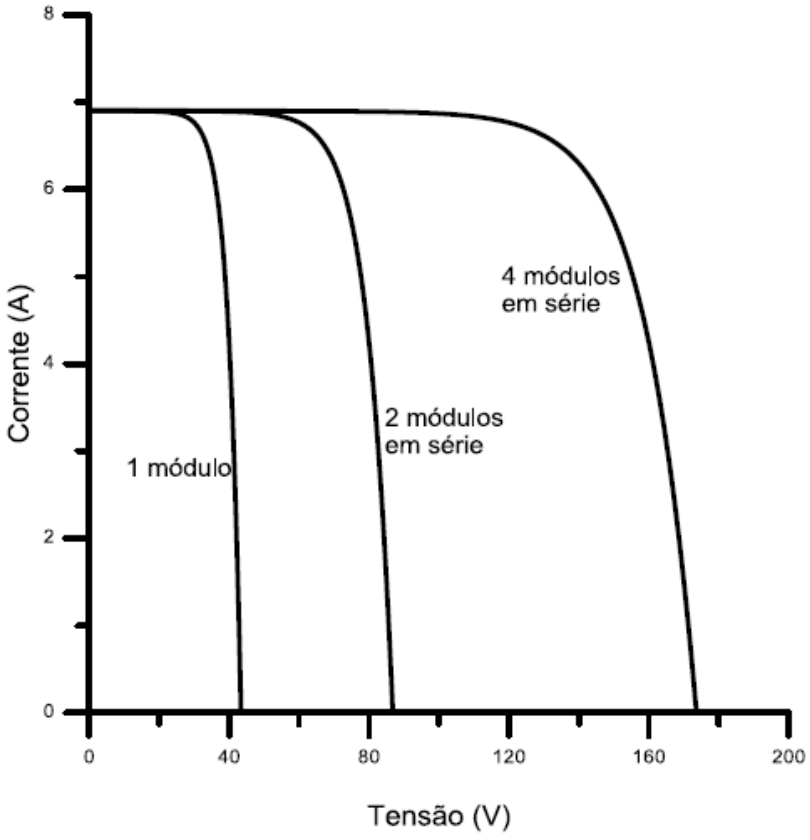
* Under Nominal Module Operating Temperature (NMOT), irradiance of 800 W/m2, spectrum AM 1.5, ambient temperature 20°C, wind speed 1 m/s.

Fonte: : (ENERGES.., 2020).

2.3.1.3 Associação dos Módulos Fotovoltaicos

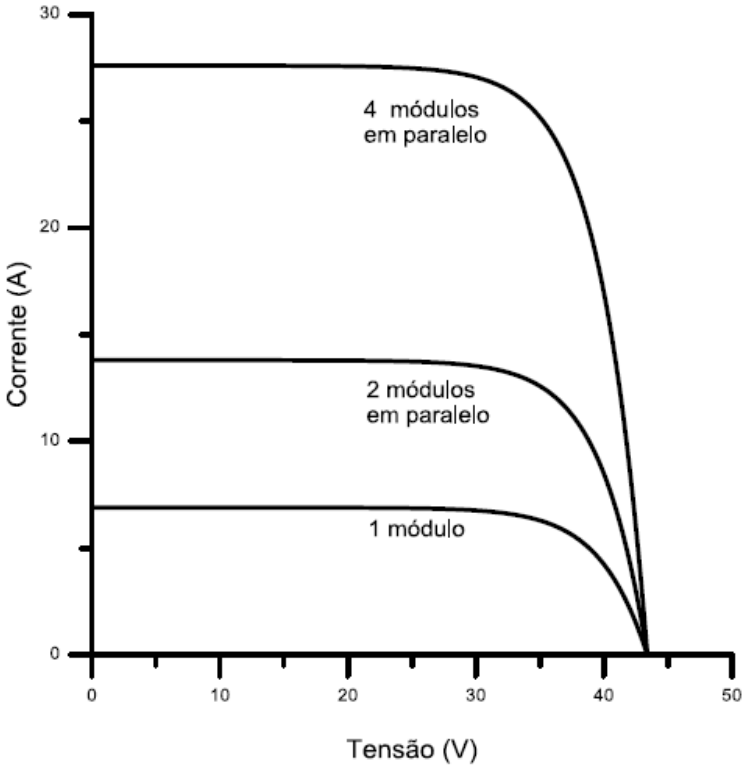
É possível combinar as associações entre as ligações dos módulos para que a saída da geração tenha a tensão e corrente mais adequada para a aplicação do sistema, além de prevenir que nenhum dano aos demais equipamentos do sistema aconteça por eles serem submetidos a valores de tensões e correntes nocivas, fora dos valores adequados de operação. Caso módulos idênticos estejam submetidos a mesma irradiância, a ligação em série entre eles resulta na soma das tensões e a corrente elétrica é a mesma para todos os módulos, já a ligação em paralelo resulta na soma das correntes e a tensão é a mesma para todos os módulos. A Figura 24 apresenta a curva I-V para a associação de módulos em série e a Figura 25 apresenta a curva I-V para a associação dos módulos em paralelo.

Figura 24 – Curva I-V para associação dos módulos em série.



Fonte: (PINHO; GALDINO, 2014).

Figura 25 – Curva I-V para associação dos módulos em paralelos.



Fonte: (PINHO; GALDINO, 2014).

2.3.1.4 Influências Na Geração do Módulo Fotovoltaico

Existem vários aspectos que podem influenciar na geração de energia elétrica provinda dos módulos FV como, aumento da temperatura e irradiância. Outras influências na geração podem ser decorrentes do próprio processo de fabricação e do material utilizado nos módulos FV. Assim como as resistências série e paralelo e seletividade de absorção do semicondutor, o sombreamento (*mismatch*) e fatores alheios aos módulos fotovoltaicos podem influenciar na geração.

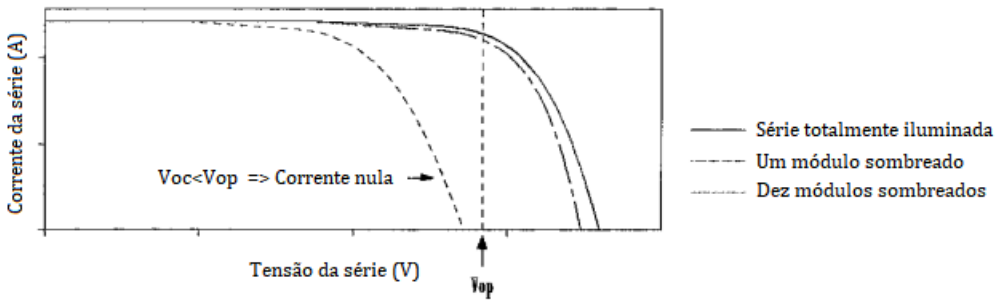
2.3.1.5 Efeito do Sombreamento

Quando sombreada, parcial ou completamente, o módulo FV deixa de gerar tensão, e, consequentemente, a potência gerada é afetada. O módulo é composto por séries de células em paralelo, as células que estão na parte sombreada do módulo ainda transmite corrente devido às outras células da série, que não sofreram sombreamento. Consequentemente, as células

sombreadas passam a operar como carga, consumindo de potência e gerando aquecimento (PATEL, 2005).

As células que estão trabalhando sem sombreamento têm perfeito funcionamento, porém passam a operar com maior tensão e menor corrente, devido às células que estão sombreadas. Caso quantidade de células sombreadas aumente, a corrente pode cair cada vez mais a um ponto a um ponto em que tem valor nulo, com isso o sistema deixa de operar (PATEL, 2005). A Figura 26 mostra os efeitos de diferentes níveis de sombreamento de uma série FV.

Figura 26 – Efeitos de diferentes níveis de sombreamento para uma célula fotovoltaica.



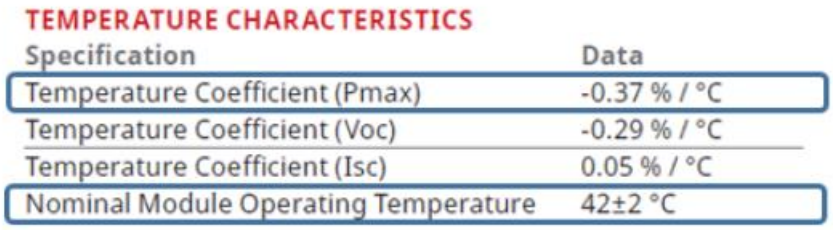
Fonte: (PATEL, 2005), Adaptado.

2.3.1.6 Efeito da Variação da Temperatura

A tensão diminui com o aumente da temperatura, que nesse caso uma variação de meio porcento já considerável, e a corrente aumenta de forma insignificante. Porém, com a diminuição da tensão o ponto de máxima potência é deslocado para um valor menor e isso prejudica a geração de energia. Resumindo, módulos fotovoltaicos perdem tensão quando têm aumento de temperatura, mas ganham um pouco de corrente. O Coeficiente de Temperatura Pmax diz quantos Watts o módulo perde ao ultrapassar cada grau acima de 25°C (temperatura em condição padrão “STC”). A Figura 27 mostra o Coeficiente de Temperatura Pmax para um módulo de 370 Wp, onde é possível ver o quando é perdido de potência com a variação da temperatura a cada grau célsius acima de 25°C. Como por exemplo, com a temperatura nominal de operação do módulo igual a 42°C e o Pmax igual -0,37%/°C, então a perda percentual de potência de geração será igual a 6,29%. Ou seja, quando a sua temperatura no módulo for igual a 42ºC a potência máxima que este módulo irá entregar será 6,29% abaixo daquela informada

na ficha técnica. Para o caso de um módulo com potência nominal de 370 Wp, então, nessas condições, a potência entregue pelo módulo será por volta de 346 Wp. Isso leva a serem adicionadas perdas por temperatura na ordem de 15% nos projetos de sistemas FV.

Figura 27 - Coeficiente de Temperatura Pmax para um módulo de 370 Wp.



TEMPERATURE CHARACTERISTICS

Specification	Data
Temperature Coefficient (Pmax)	-0.37 % / °C
Temperature Coefficient (Voc)	-0.29 % / °C
Temperature Coefficient (Isc)	0.05 % / °C
Nominal Module Operating Temperature	42±2 °C

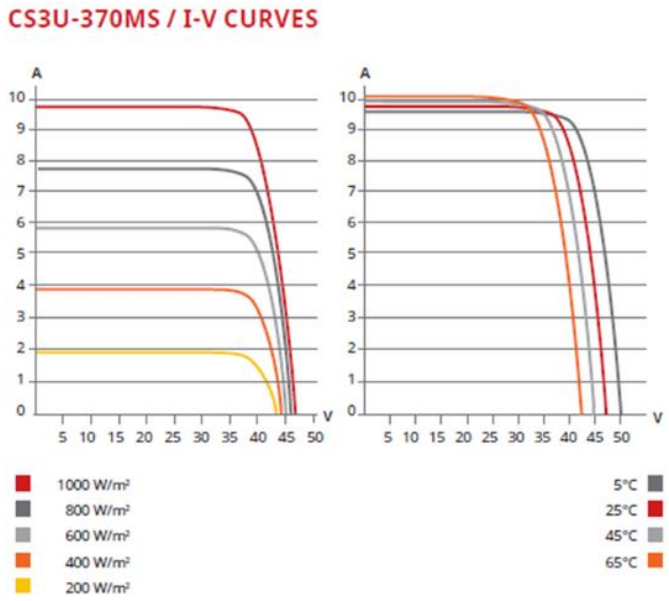
Fonte: (ENERGES.., 2020).

2.3.1.7 Efeito da Variação da Irradiância

Em relação a irradiância, a potência elétrica gerada é proporcional a quantidade de radiação incidente sobre o plano da célula. Logo, com o aumento da irradiância, ocorre o aumento da corrente e, consequentemente, aumentando da geração de energia. A Figura 28 mostra diversas curvas VxI para diferentes fontes de irradiância, tomando como referência um módulo FV de 370 Wp. A Equação 1 mensura eficiência do painel com uma relação entre a potência elétrica produzida e a potência incidente no equipamento.

$$\eta = \frac{potência\ elétrica\ produzida}{Área\ do\ módulo * Irradiância} * 100\% \quad (1)$$

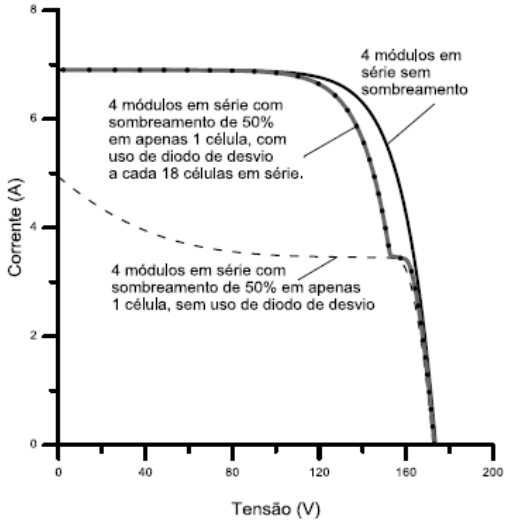
Figura 28 - Curvas VxI para diferentes fontes de irradiância de um módulo FV de 370 Wp.



Fonte: (ENERGES.., 2020).

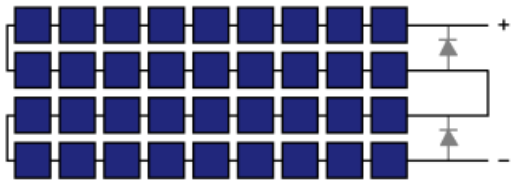
Uma forma de atenuar os efeitos do sombreamento é a utilização dos diodos *by-pass*, ou diodos de desvio. Tais diodos tem a função de fornecer um percurso com mens resistência para a corrente elétrica que passa através dos módulos, que tem parte das células sombreadas e passam a operar como carga. A utilização desses diodos faz com que a perda de energia seja reduzida, assim como os danos para as células afetadas. Os diodos de desvio são conectados em antiparalelo com um conjunto de células, assim quando tais células estão trabalhando de forma correta o diodo de desvio estará polarizado de maneira reversa e não permitirá a circulação de corrente por ele. A Figura 29 mostra a como os diodos de desvio influenciam na geração de um sistema FV. Já a Figura 30 mostra como um diodo *by-pass* pode ser conectado a um conjunto de células FV.

Figura 29 – influência dos diodos de desvio na geração de um sistema FV.



Fonte: (PINHO; GALDINO, 2014).

Figura 30 – Conexão de um diodo de by-pass às células FV.



Fonte: (ALMEIDA, 2012), Adaptado.

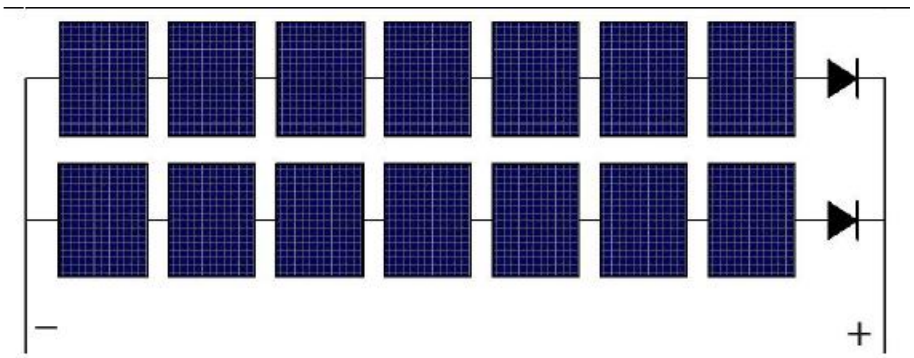
2.3.1.8 Diodo de Bloqueio

Quando mais de dois módulos, ou *strings* de módulos, são conectadas em paralelo, o ramo com menor tensão tenderá a funcionar como carga. consequentemente, o ramo que funciona como carga apresentará corrente reversa, que acarretará pera de potência e em aquecimento ao sistema (HECKTHEUER et al., 2001).

Para remediar esse fenômeno, é utilizado um diodo em série, que também é conhecido como diodo de bloqueio. Onde ele é utilizado em cada ramo, impedindo, assim, que a corrente passe no sentido oposto ao da geração. Porém, a utilização dos diodos de bloqueio apresenta desvantagem com a queda de tensão do próprio diodo, resultando em perda de energia gerada no sistema. Outra opção é a utilização de fusíveis no lugar dos diodos de bloqueio, pois facilitam a manutenção e operação do sistema, além da menor queda de tensão. (HECKTHEUER et al.,

2001). A Figura 31 apresenta uma ilustração para uma conexão de diodos de bloqueio em séries fotovoltaicas.

Figura 31 - conexão de diodos de bloqueio em séries fotovoltaicas.



Fonte: (PINHO; GALDINO, 2014).

2.3.1.9 Garantia e Certificação dos Módulos Fotovoltaicos

Existem diversos tipos de garantias oferecidas pelos fabricantes. No entanto, para a Garantia de performance, em geral, o módulo solar fotovoltaico é fabricado para durar ao menos 25 anos com eficiência de até 80% de geração. Já para a Garantia contra defeitos de fabricação o tempo usual é de 10 anos.

Porém existe a Garantia Contra Defeitos de Fabricação que é usualmente de 10 anos. Seguindo com nosso exemplo, as garantias citadas anteriormente são localizadas normalmente na ficha técnica do módulo.

Existem alguns certificados para os módulos FV que possibilitam o comprador e projetista ter maior confiabilidade quanto a escolha do módulo que será empregado no projeto. Entre tais certificados pode-se destacar o Imetro e o IEC 61215. O Imetro realiza a certifica através da execução de 4 dos 18 ensaios que determinados pela IEC para certificação de altos níveis de controle nos módulos FV. Já o IEC 61215 realiza a certificação a partir dos 18 ensaios.

Os 18 ensaios São:

1. Inspeção Visual (Inmetro também faz);

2. Determinação de potência máxima (Pmax) (Inmetro também faz);
3. Resistência de isolamento (Inmetro também faz);
4. Teste molhado de fuga de corrente (Inmetro também faz);
5. Medição dos coeficientes de temperatura;
6. Medição da Temperatura Nominal de Funcionamento da Célula (NOCT);
7. Desempenho do painel solar na STC e NOCT;
8. Desempenho do painel solar em baixa irradiância;
9. Teste de exposição ao ar livre;
10. Teste de resistência de Hot-Spot;
11. Teste de resistência UV (Ultravioleta);
12. Ensaio de ciclagem térmica;
13. Teste de Umidade & Congelamento;
14. Teste *Damp-heat*;
15. Robustez de teste terminações;
16. Teste de carga mecânica;
17. Teste de resistência contra Granizo;
18. Ensaio térmico diodo *Bypass*.

A Figura 32 exemplificar algumas certificações que podem ser encontradas para módulos FV. Já a Figura 33 exemplifica a garantia que pode ser encontrada em Módulos FV.

Figura 32 – Exemplo destacado de certificações que podem ser encontradas para módulos FV – em destaque quadrado azul.

Fonte: (ENERGES.., 2020).

Figura 33 – Exemplo de garantia que pode ser encontrada em Módulos FV – em destaque no quadrado azul.

Fonte: (ENERGES.., 2020).

2.3.2 Inversores

De forma geral, os inversores são responsáveis pela conversão de potência em regime de corrente contínua (CC) para o regime de corrente alternada (CA), pois os módulos geram tensão em CC e, quando conectado à rede da distribuidora, o sistema fotovoltaico deve fornecer a tensão no mesmo nível e formato da rede. Ou seja. princípio de funcionamento dos inversores se dá através da conversão da energia elétrica em corrente contínua para corrente alternada CC-CA, possibilitando a conexão de equipamentos elétricos convencionais, que trabalhem em corrente alternada e atendam as especificações de saída do inversor. Logo, o inversor tem vital importância para os sistemas fotovoltaicos que necessitam alimentar dispositivos em tensão alternada, além de ser também parte relevante nos custos de um sistema fotovoltaico (SILVA; COSTA, 2017).

Existe uma variedade enorme para os tipos de inversores e suas aplicações. Tais equipamentos podem atuar em diversas situações, como por exemplo, em equipamentos UPS (*no-breaks*) ou em acionamentos eletrônicos para motores de indução. Para o caso de sistemas fotovoltaicos, a depender do tipo de aplicação (*on-grid ou off-grid*), é possível dividi-los em duas categorias, sendo elas: Sistemas Fotovoltaicos Isolados (SFI) e Sistemas Fotovoltaicos Conectados a Rede (SFCR). Tais inversores devem obedecer às características exigidas pelas concessionárias de distribuição referentes à região onde o sistema FV está situado, de modo que o equipamento funcione com segurança e ofereça qualidade na energia injetada na rede. Os níveis de potência de inversores senoidais disponíveis no mercado podem variar até 5kW para modelos monofásicos, e inversores com valores maiores que essa potência geralmente são trifásicos, ou associações trifásicas de modelos monofásicos (PINHO; GALDINO, 2014).

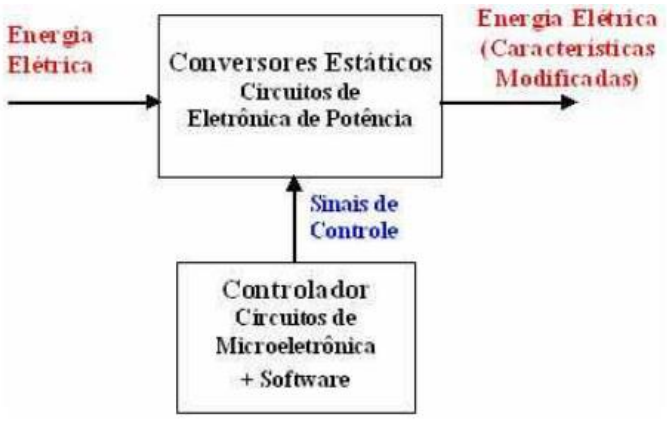
Os inversores mais recentes têm em sua tecnologia chaves eletrônicas de estado sólido, além dos circuitos de potência e controle, trazendo assim maior eficiência. Algumas características como: alta eficiência de conversão de energia; confiabilidade e segurança; alta faixa de operação na entrada; boa regulação na tensão da saída; baixo conteúdo harmônico nas formas de onda; pouca emissão de ruído audível; emissão de interferência magnética baixa; suporte aos surtos de partida das cargas a serem alimentadas; instalação segura; possuir grau de proteção IP adequado para o sistema; pelo menos 2 anos de garantia são esperadas para que os inversores tenham um bom funcionamento. (PINHO; GALDINO, 2014).

De acordo com o que é estabelecido pela norma da ABNT NBR 16149:2013 (ABNT, 2013b), os inversores devem se adequar a certos parâmetros para o bom funcionamento do sistema como um todo. Alguns desse parâmetros são: faixas de variação de tensão e frequência, distorção harmônica total (THD), proteção contra ilhamento e fator de potência. Além disso, grande parte dos inversores possuem um sistema de monitoramento e de aquisição de dados como, energia gerada, estado do equipamento e histórico de falhas, de modo que os usuários possam acessar essas informações de forma facilitada. (PINHO; GALDINO, 2014).

2.3.2.1 Princípios de Funcionamento

No ramo da eletrônica de potência o inversor para sistemas fotovoltaicos faz parte da família dos conversores estáticos como mostrado na Figura 34. Onde conversores estáticos são circuitos eletrônicos que controlam o fluxo de potência entre dois ou mais sistemas elétricos. Além disso, por usarem um modelo de chaveamento com comutação em altas frequências, segundo uma sequência determinada por circuitos de comando (modulação), para gerar a forma de onda desejada na saída, são circuitos não lineares. Outra característica desses inversores é que eles permitem o processamento de energia entre sistemas de CC e/ou CA, operando com a tensão em diferentes níveis, corrente ou mesmo em frequências diferentes (JR, 2019).

Figura 34 – Fluxo de Energia em Conversores Estáticos.



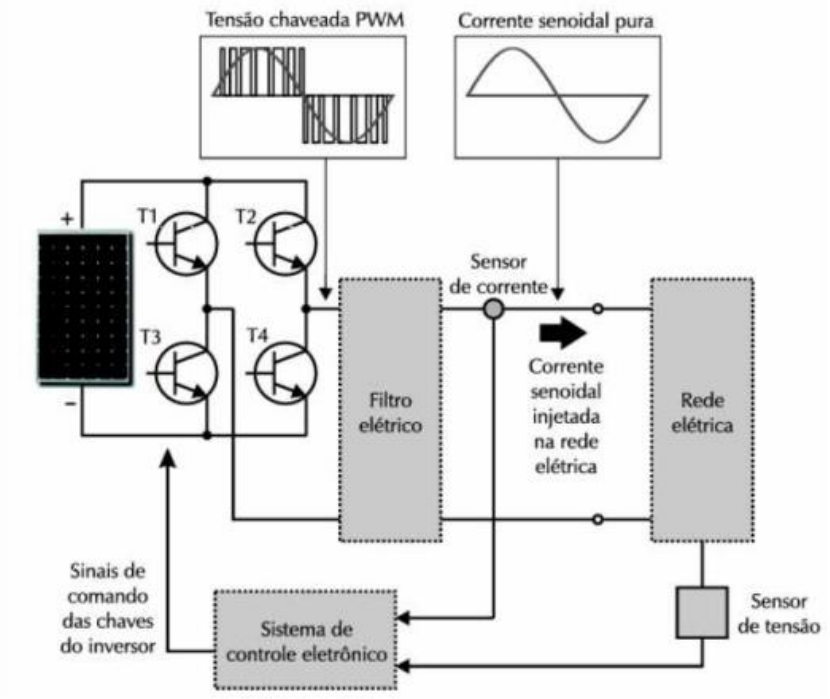
Fonte: Automovéis Elétricos, 2013.

Quanto às estratégias de controle (modulação) os conversores podem ser classificados em auto comutados e comutados.

Conversores auto comutados operam com algoritmos de controle. Por isso, a condução ou em corte dos transístores do inversor pode acontecer em qualquer instante do ciclo, através de estratégias de controle por modulação (PWM) que podem ser operados por terminais de controle. Normalmente essa modulação ocorre em alta frequência, com o conversor apresentando um sinal de saída com baixo interferências eletromecânicas (EMI) e alto fator de potência (GODOI, 2018).

Para o caso dos conversores comutados pela rede, este tem a comutação controlada por um circuito de potência como mostrado na Figura 35. Sendo assim, quando a corrente elétrica flui pelos tiristores for menor que a corrente de referência ou quando houver inversão de tensão, estes tiristores vão do estado de abertura para o estado de fechamento. Outra característica dos conversores comutados são a alta produção de EMI no sinal de saída, por isso eles necessitam de filtros. A aplicação desses filtros implica em perdas e aumento do custo do sistema. Com o surgimento de novos dispositivos de chaveamento (conversores multiníveis), os inversores comutados passaram a ser utilizados em potências acima de 100 KW (GODOI, 2018).

Figura 35 – Funcionamento de um inversor CC-CA para conexão à rede elétrica.



Fonte: Energia Solar Fotovoltaica - Conceitos e Aplicações, 2012.

Inversores atuais contam, além de outras, com a tecnologia de seguimento do ponto máximo de potência (SPMP), conhecido pelo termo em inglês como *Maximum Power Point Tracker* (MPPT), cuja função é rastrear o ponto de maior potência do arranjo fotovoltaico. Com isso, pode-se obter um aproveitamento melhor da geração solar que incide nas placas fotovoltaicas.

2.3.2.2 Seguimento do Ponto Máximo de Potência (SPMP)

O ponto de potência máxima de geração de um sistema fotovoltaico varia com passar do dia por diversos motivos, como por exemplo, a variação da irradiância, ou por haver algum tipo de sombreamento incidindo nas placas, ou até mesmo a variação da temperatura. O algoritmo de SPMP (MPPT) tem o objetivo de fazer com que o sistema esteja sempre operando no ponto de máxima potência.

Contudo com a variação do ponto de máxima potência a curva de tensão *versus* corrente ou a curva de potência versus tensão podem apresentar formatos variados, com isso há

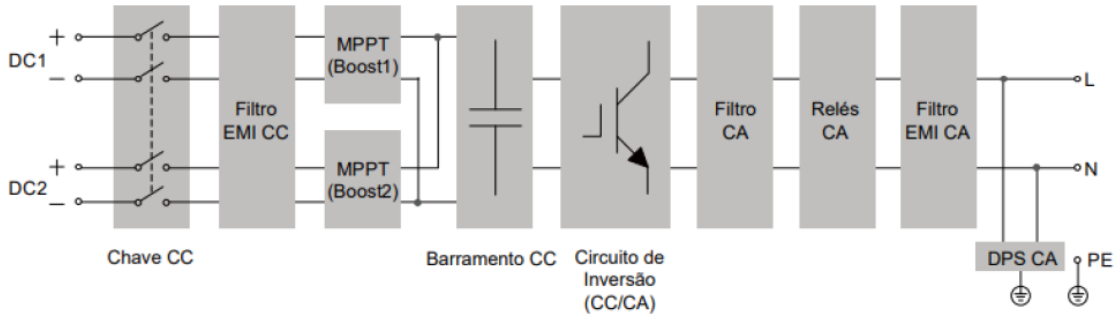
possibilidade de formação de vários máximos locais é significativa. O algoritmo MPPT procura por máximos locais, então caso ele encontre primeiro um máximo local que não máximo global ele vai forçar que a geração FV se dê a partir desse máximo local e isso pode fazer com que tal geração não seja a mais otimizada. Para resolver esse problema, alguns inversores têm a capacidade de buscar o ponto de máxima potência global através do algoritmo conhecido por *Global Maximum Power Point Tracker* (GMPPT) *ou Dynamic Peak Manager* (DPM).

Caso seja inerente ao projeto o sistema ter mais de um ponto de máxima potência local, como por exemplo em locais em que os módulos serão expostos a inclinações diferentes, como em telhados que tenham mais de uma inclinação como mostrado na Figura 36, existe a opção de ser empregado algum inversor que detenha a tecnologia de múltiplas entradas MPPT. A Figura 37 mostra a estrutura interna de um inversor que contém duas entradas MPPT.

Figura 36 - Sistema FV composto por módulos com orientações diferentes.

Fonte: (SOLARVOLTENERGIA.., 2022).

Figura 37 – Estrutura de um inversor com duas entradas MPPT.



Fonte: (SUNGROW, 2019).

Outra característica muito importante dos inversores atuais é o *clipping*: como os inversores tem uma máxima potência de saída, foi para essa potência que eles foram projetados e desenvolvidos. Se esta potência for ultrapassada, os componentes internos destes inversores serão danificados. Portanto, quando é atingida a máxima potência do inversor, este utiliza o MPPT para fugir deste ponto, reduzindo a potência processada pelo inversor e mantendo dentro da faixa que este suporta, mesmo tendo irradiância suficiente para processar mais (PERICIAELETRICA, 2022).

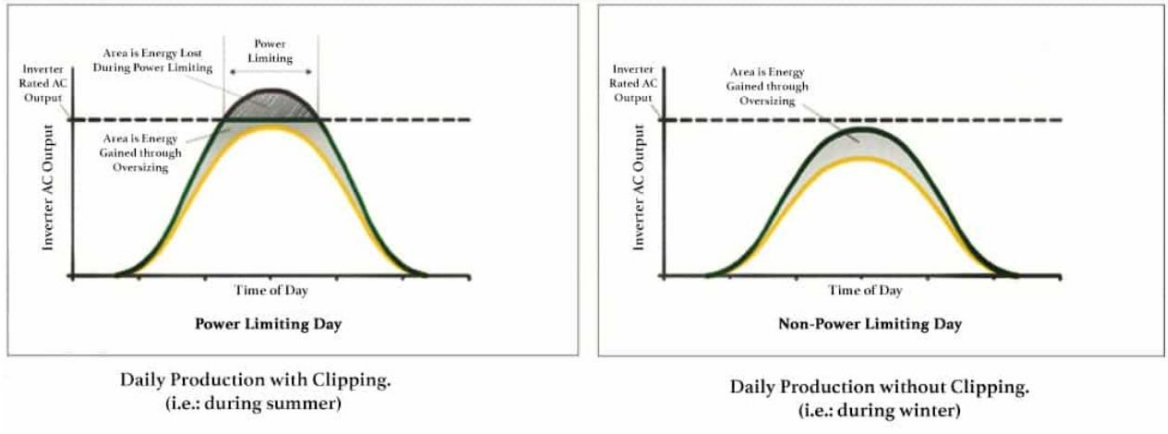
2.3.2.3 Fator de Dimensionamento do Inversor (FDI)

Como foi exposto, a conversão CC-CA do sistema FV é responsável pelo inversor, que recolhe a potência CC provinda dos módulos a converte em CA e manda para a rede da distribuidora ou para a carga. Um fator que relaciona a potência total dos módulos, que entra no inversor, com a potência de saída máxima do inversor é o Fator de Dimensionamento do Inversor (FDI), no qual é exposto matematicamente na Equação 2. Por exemplo, levando em conta uma situação onde 6kWp é a potência dos módulos instalados e um inversor tem capacidade de potência máxima saída de 4kW, então o FDI será igual a 0,67, ou seja, 67% a potência dos módulos é entregue pelo inversor quando este atingir a capacidade de potência máxima na saída (PROTALELETRICA, 2022).

$$FDI = \frac{Potência\ máxima\ de\ sáida\ do\ inversor}{Potência\ total\ do\ módulos} \quad (2)$$

Logo, o FDI de um sistema mostra o quanto da potência dos módulos é entregue pelo inversor quando este atinge a potência máxima de saída. Caso o FDI tenha valores entre 0 e 1, quer dizer que o inversor está "sobrecarregado" ou "*oversizing*". E quando o FDI tem valor maior do que 1, quer dizer que o inversor está "subcarregado". A Figura 38 mostra curvas de geração de potência ao longo do dia, para um dia de ensolarado e outro dia pouco ensolarado, para o caso em que o FDI é menor que um (curva na cor preta) e outro caso em que o FDI é maior que um (curva na cor amarela) (PERICIAELETRICA, 2022).

Figura 38 38 – Curas de produção de energia para FDI menor que um (curva na cor preta) e FDI igual a um (curva na cor amarela), para um dia ensolarado – quadro a direita, e um dia pouco ensolarado – quadro a esquerda.

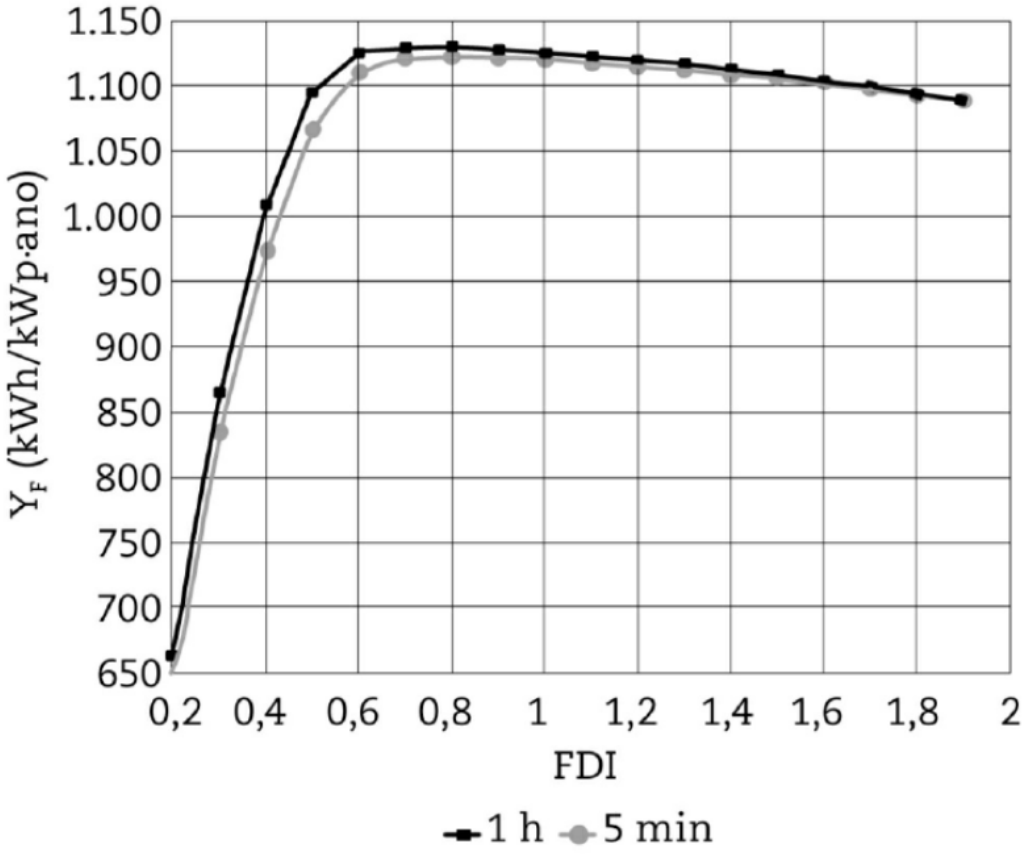


Fonte: (PERICIAELETRICA.., 2022).

Observando as curvas correspondentes ao dia ensolarado, percebe-se um alargamento da curva de geração de energia nos momentos da manhã e da tarde para o caso em que o FDI é menor que um, fazendo com que se tenha um aumento na geração média de energia, quando comparado com a curva em que o FDI é igual um. Contudo, é possível perceber o efeito do *clipping* ou "ceifamento" da curva com FDI em *oversizing* no seu momento de máxima geração, ou seja, no momento de máxima geração haverá uma parcela de energia que será desperdiçada, pois o inversor limitará a produção na sua máxima potência de saída impedindo com que os módulos gerem com seu máximo potencial. Porém, quando a curvas de geração com inversores com FDI menor que um são comparadas com as curvas de geração com inversores de FDI igual a um, a maior área de geração média de energia se dará no sistema com inversor "sobrecarregado", pois a perda por clipping, em geral, são menores do que os ganhos devido ao alargamento das curvas (PERICIAELETRICA.., 2022).

Portanto, a produtividade de um sistema FV varia com diferentes valores do FDI, e observa-se que tal produtividade tem valores maiores quando o FDI é menor que um. A Figura 39 apresenta que o melhor intervalo para o dimensionamento do inversor está entre 0,6 e 0,8 (ZILLES et al., 2012).

Figura 39 – Mediada da produtividade do sistema FV com a variação dos valores de FDI.



Fonte: (ZILLES et al., 2012).

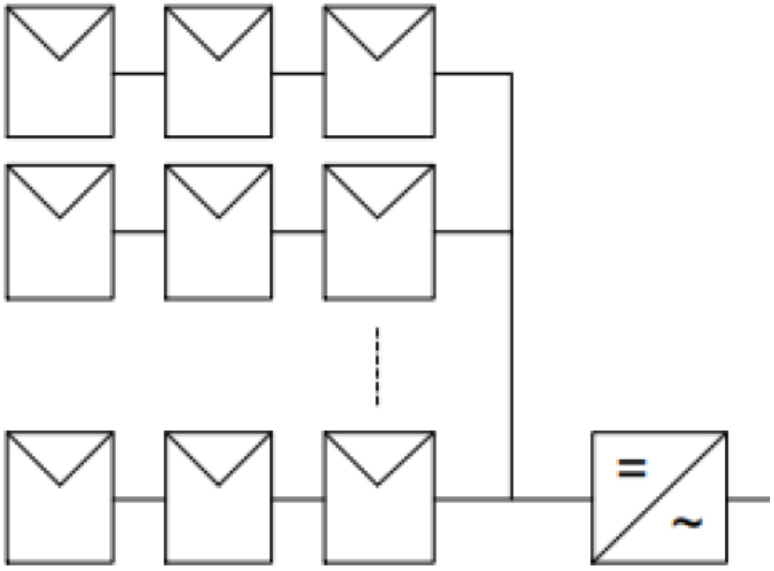
2.3.2.4 Topologia de Sistemas Fotovoltaicos

Existem diversas formas de topologias de ligação entre os módulos FV e o inversor em um sistema fotovoltaico. Cada topologia tem sua particularidade e algum tipo de inversor que atenda melhor para cada aplicação, e por isso os inversores podem ser classificados em relação a topologia na qual estão aplicados.

2.3.2.4.1 Inversor Central

Para o caso do inversor central, as séries FV são conectadas em conjunto a esse inversor. Esse tipo de tipologia comumente é aplicado a sistemas de grande porte (PINHO; GALDINO, 2014). A maior vantagem para esse arranjo é de que como essa instalação requer um inversor para interligar todos os módulos o custo é reduzido, quando comparado a outros sistemas que utilizam inversores com tecnologia mais complexa, como no caso do inversor *string.* Contudo, o sistema de inversor central apresenta uma grande desvantagem, pois pode haver descasamento de parâmetros. Como as séries FV estão conectadas em paralelo e há apenas um SPMP, caso ocorra a diminuição da geração de alguma das séries, todas as outras *strings* poderão ser afetadas. A Figura 40 apresenta a configuração de um sistema FV com inversor central.

Figura 40 – Sistema fotovoltaico com inversor central.



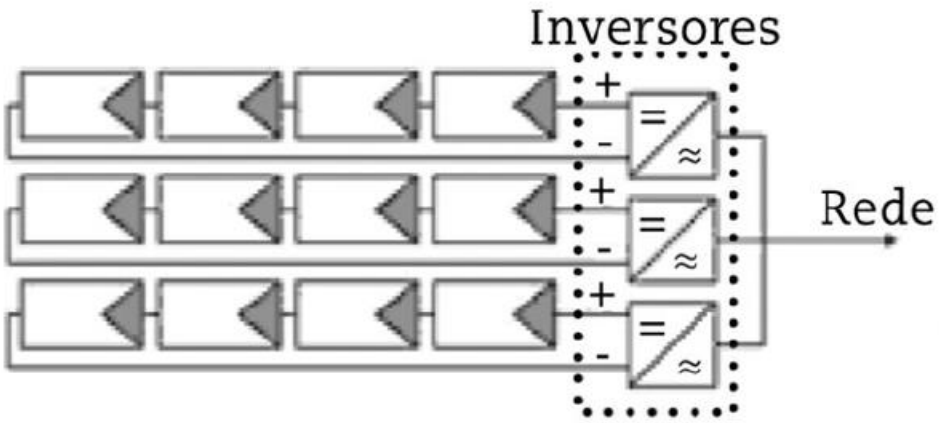
Fonte: (ALMEIDA, 2012).

2.3.2.4.2 Inversor String e Multi-String

Inversores *string* são o tipo mais comum utilizados em sistemas solares fotovoltaicos residenciais e empresariais. Além do mais, cerca de 50% de todos os inversores solares utilizados no mundo são do tipo *string.* Tais inversores recebem esse nome por ter uma entrada

MPPT que atua em cada arranjo *(string)* de módulos em série. Nessa topologia apenas uma série fotovoltaica conectada ao inversor, por isso não ocorre o surgimento de correntes reversas e, consequentemente, não há limitação de outras séries devido à série defeituosa. Entretanto, a aplicação de inversores *string* pode ser muito custosa por necessitar de um inversor para cara *string*. A Figura 41 mostra um sistema FV com um inversor *string*.

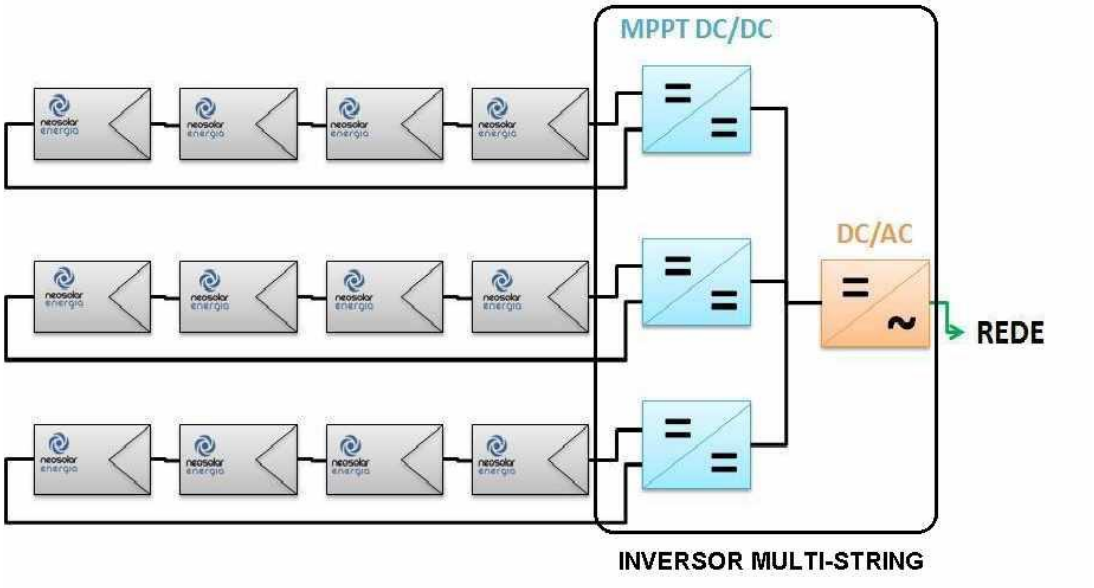
Figura 41 – sistema FV como inversor string.



Fonte: (ZILLES et al., 2012), Adaptado.

O inversor multi-*string* tem como característica principal ser um equipamento que contém diversos inversores *string* trabalhando em conjunto. Ou seja, este tipo de inversor contém vários conversores CC/CC que são interligados a conversor CC/CA (ALMEIDA, 2012). A Figura 42 apresenta um sistema FV *on-grid* com inversor multi-*string*.

Figura 42 – Sistema on-grid com inversor multi-string.

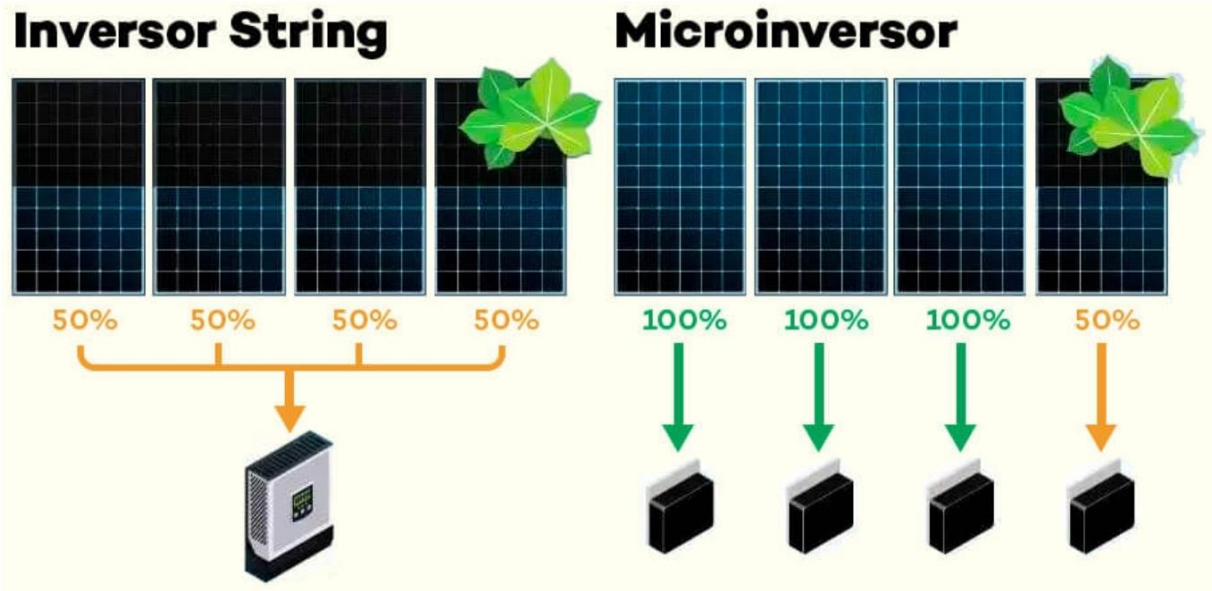


Fonte: (NEOSOLAR, 2020).

2.3.2.4.3 Microinversores

O microinversor tem o funcionamento parecido com o do inversor string, com a diferença básica de ser um equipamento de tamanho reduzido e que suporta sistemas mais modulares. Por isso, esse equipamento tem a capacidade de realizar uma conversão CC-CA de maneira separada para cada módulo. Em suma, enquanto que para o inversor string tem a função de converter a energia, de forma distante do arranjo fotovoltaico, de uma série de painéis solares, o microinversor é ligado diretamente aos painéis e atende a um conjunto menor, de até 4 unidades. Além disso, os microinversores possuem apenas um SPMP para cada entrada de corrente contínua (ABNT, 2019). Por isso apresentam um ponto de operação individual e, consequentemente, os resultados de incompatibilidade entre módulos e das diferentes condições de irradiância e temperatura são altamente reduzidos. A Figura 43 mostra um comparativo entre as gerações de quatro módulos em dois casos, um utilizando um inversor *string* e o outro utilizando um microinversor.

Figura 43 – Comparativo entra geração de energia de quatro módulos FV utilizando um inversor string (à direita) e um microinversor (à esquerda).



Fonte: Fonte: (NEOSOLAR, 2022).

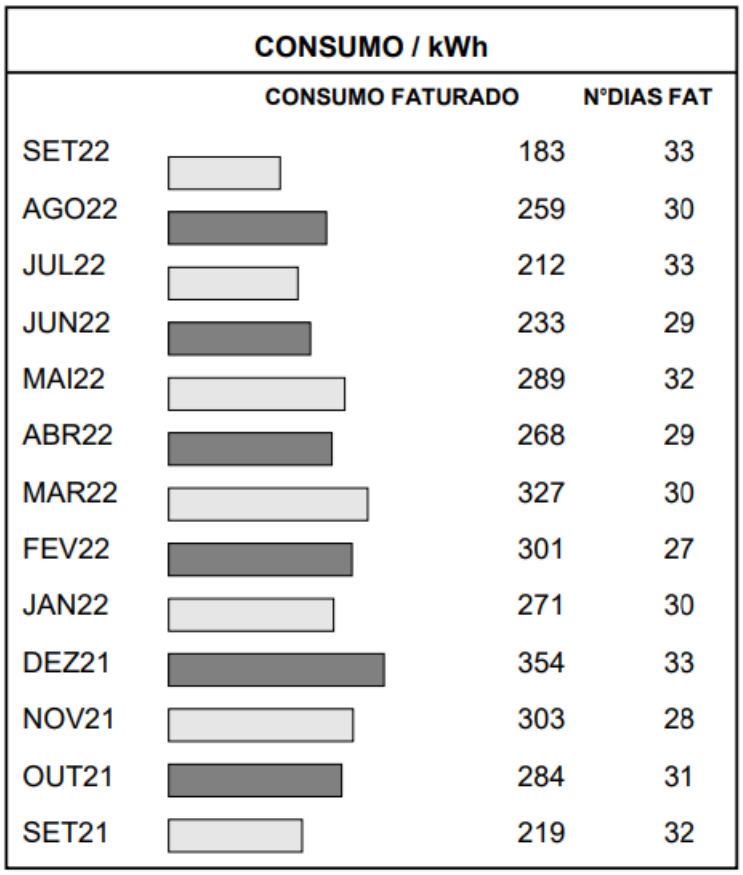
Por serem de tamanho relativamente pequeno, tais equipamentos são comumente instalados na parte traseira de um módulo FV, sendo assim, o conjunto microinversor e módulo FV também é conhecido por módulo CA. O custo para a implementação de um sistema FV com módulos CA podem apresentar custo elevado, pois é necessário um microinversor para, no máximo, quatro módulos, e isso acaba sendo uma desvantagem muito expressiva neste tipo de configuração, a depender da aplicação (ALMEIDA, 2012).

3 PRÉ-DIMENSIONAMENTO DE PROJETO

Para melhor ilustrar o método que será utilizado para realização dos projetos, será concebido um projeto de um sistema fotovoltaico de uma residência localizada na região metropolitana do Recife-PE com sistema monofásico e classificação de ligação com concessionária (NEOENERGIA Pernambuco) B1 residencial , que servirá para explicar os procedimentos usados nas fases de pré-dimensionamento, dimensionamento e utilização das ferramentas de simulação e auxílio.

As primeiras informações necessárias para um projeto FV é o consumo de energia que o estabelecimento demanda e sua localização (latitude, longitude e azimute). Para o projeto em questão, a demanda de energia do estabelecimento foi de 270 kWh/mês. Essa informação foi adquirida através da conta de energia da residência, através da média do consumo de energia dos 13 últimos meses, a Figura 44 mostra o consumo de energia mensal da residência. A localização da residência tem, respectivamente, as seguintes coordenadas de latitude e longitude -8.174844524460624, -34.928243315344545. A coordenada azimutal foi adquirida utilizando o *software Google Earth* como mostra a Figura 45. A coordenada azimutal obtida foi de 337,99°que é equivalente a -22,01°. As horas de sol pico (HSP) da região na qual o projeto será instalado foi adquirida através do site do Cresesb, utilizando as coordenadas de latitude e longitude, e tem o valor de 5,45 kWh/m^{2}dia, como ilustra a Figura 46.

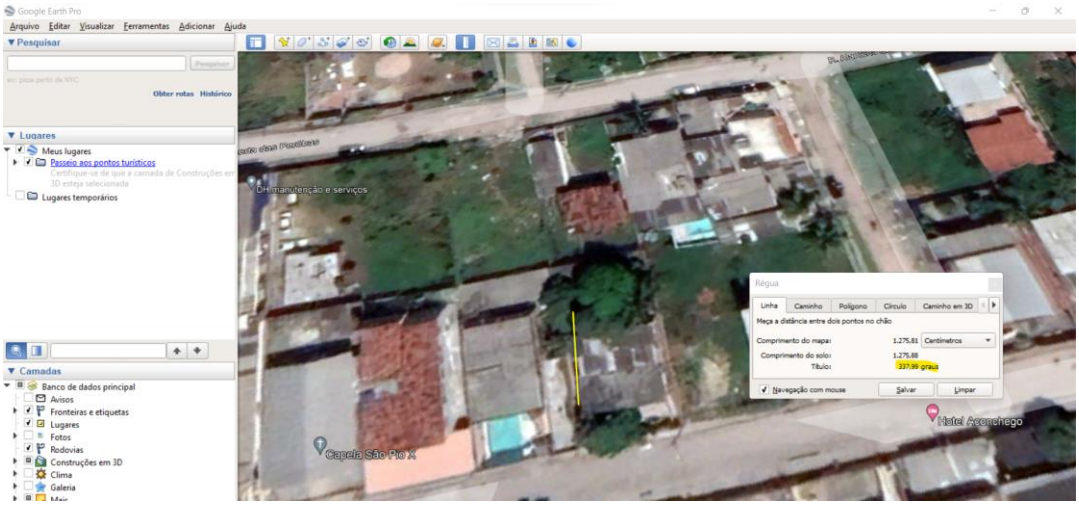
Figura 44 – Consumo anual de energia elétrica da Residência.



CONSUMO / kWh		
	CONSUMO FATURADO	N°DIAS FAT
SET22	183	33
AGO22	259	30
JUL22	212	33
JUN22	233	29
MAI22	289	32
ABR22	268	29
MAR22	327	30
FEV22	301	27
JAN22	271	30
DEZ21	354	33
NOV21	303	28
OUT21	284	31
SET21	219	32

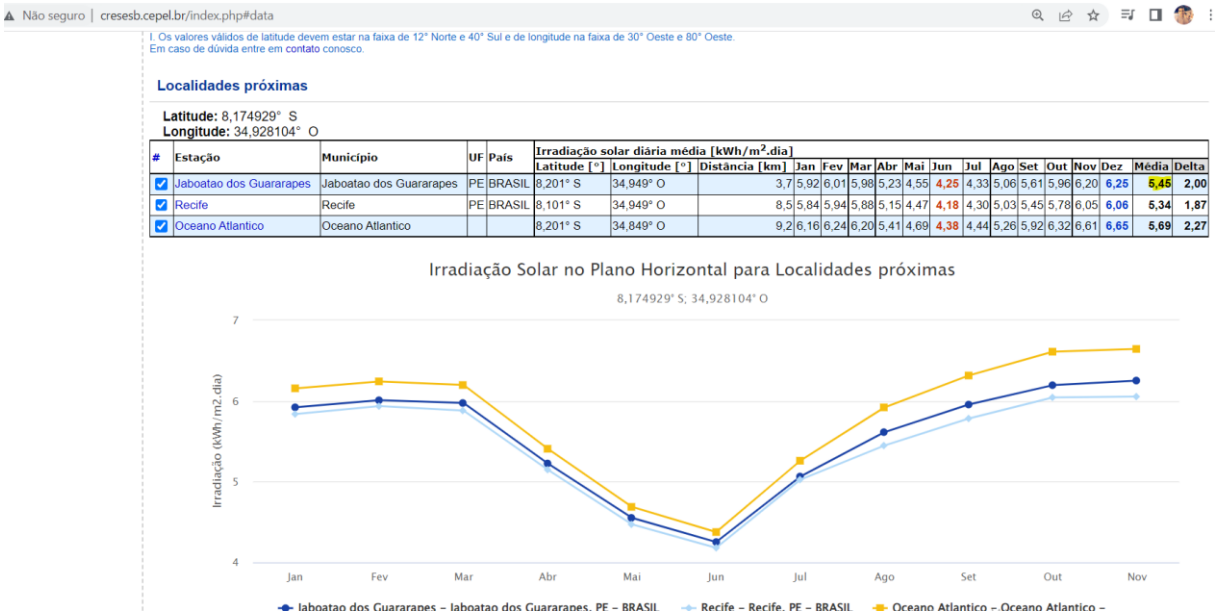
Fonte: autor.

Figura 45 – Obtenção da coordenada azimutal da residência na qual será instalado o sistema fotovoltaico, utilizando o Google Earth.



Fonte: Autor.

Figura 46 – Obtenção das horas de sol pico da região da residência na qual será instalado o sistema fotovoltaico utilizando o site do Cresesb.



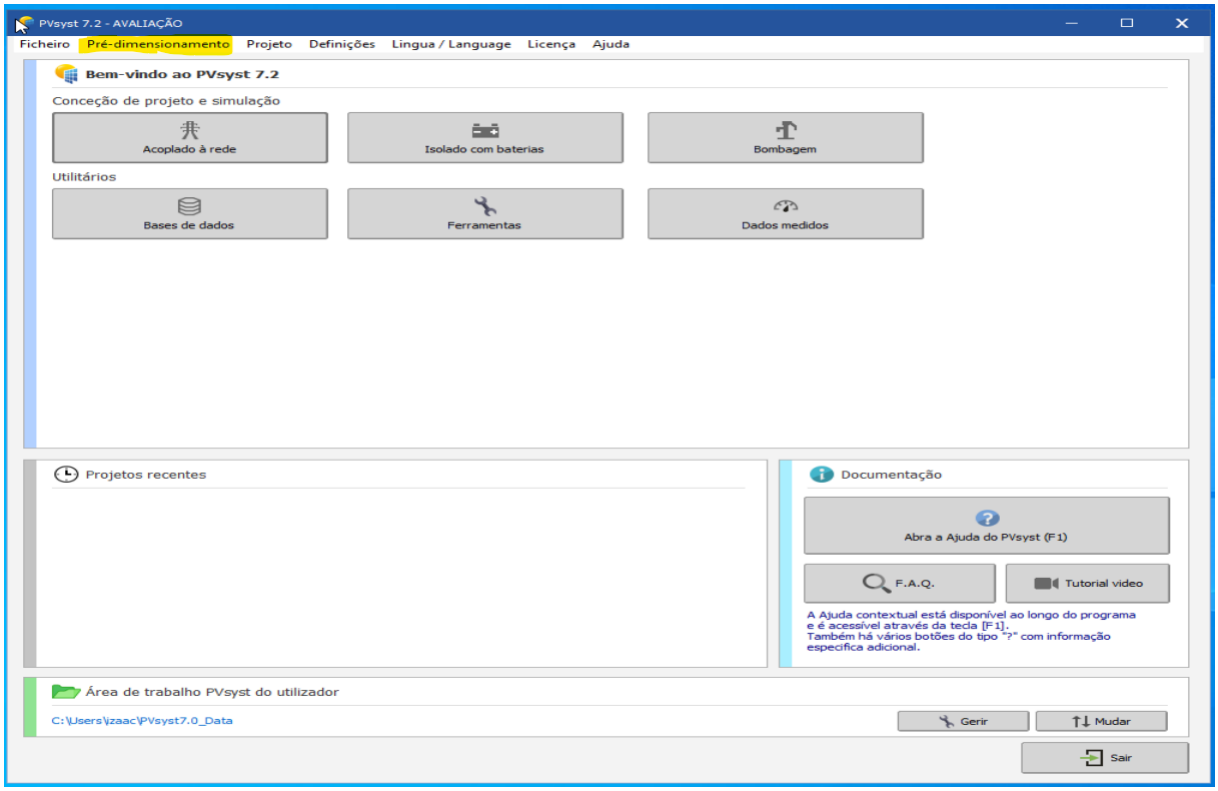
Fonte: Autor.

Com esses dados é possível calcular a potência CC necessária gerada pelos módulos e a quantidade de módulos. A Equação 3 mostra como é feito o cálculo da potência CC do sistema FV.

$$P_{CC} = \frac{E_{sistema}}{30HSP} = \frac{270}{30 * 5{,}45} = 1{,}65\ kWp \quad (3)$$

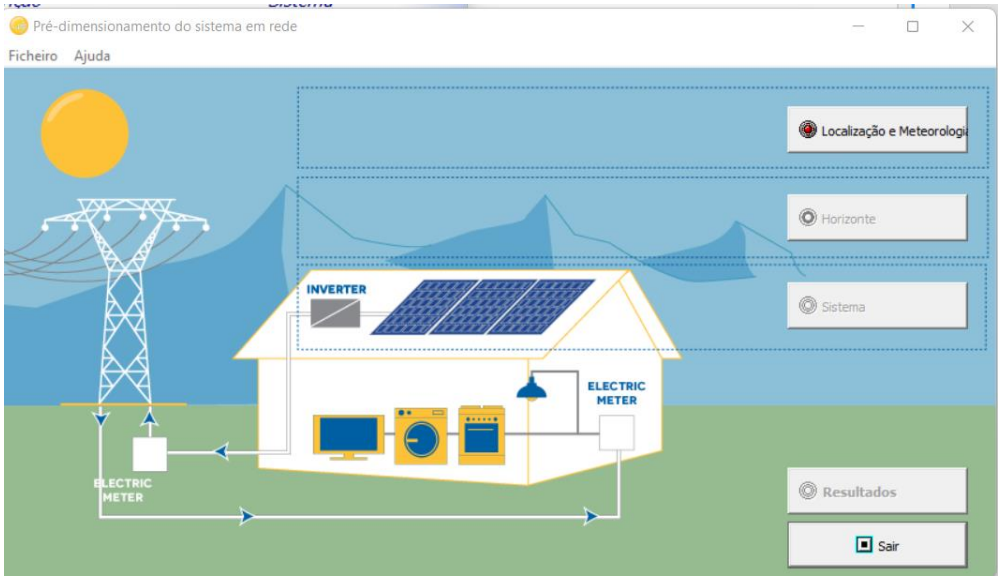
Onde P_{CC} é a potência CC do sistema, $E_{sistema}$ é a energia mensal consumida pela residência em kWh e o número 30 no denominador representa os 30 dias do mês, assim a potência CC encontrada se refere a quanta potência média o sistema deve suprir diariamente. Porém, considerando as perdas do sistema, a quantidade deve ser maior que o valor calculado na equação XX, por isso tal valor serve como uma estimativa de projeto. Para melhorar essa estimativa usa-se, como alternativa, o *software PVsyst*, na parte de pré-dimensionamento, que é possível ser acessada ao clicar-se no botão “Pré-dimensionamento” na tela inicial do programa, como mostrado na Figura 47. Em seguida, já na tela de pré-dimensionamento, é possível fazer as devidas configurações de pré-projeto, Localização e Meteorologia, Horizonte, e Sistema, a Figura 48 mostra a tela de Pré-dimensionamento.

Figura 47 – Tela inicial do Software PVsyst.



Fonte: Autor.

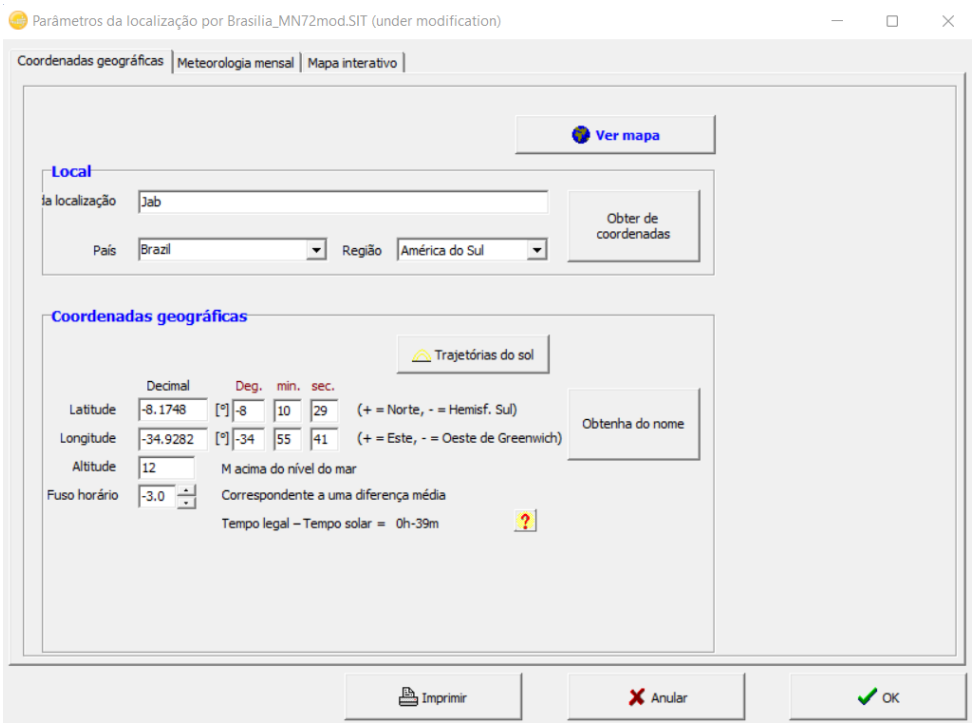
Figura 48 – Tela de Pré-dimensionamento do PVsyst.



Fonte: Autor.

Ao clicar no botão “Localização e Meteorologia” é possível configurar a localização do local no qual se deseja projetar o sistema, com as coordenadas de latitude, longitude e azimute, como mostrado na Figura 49, onde foram inseridas tais coordenadas da residência do projeto em questão.

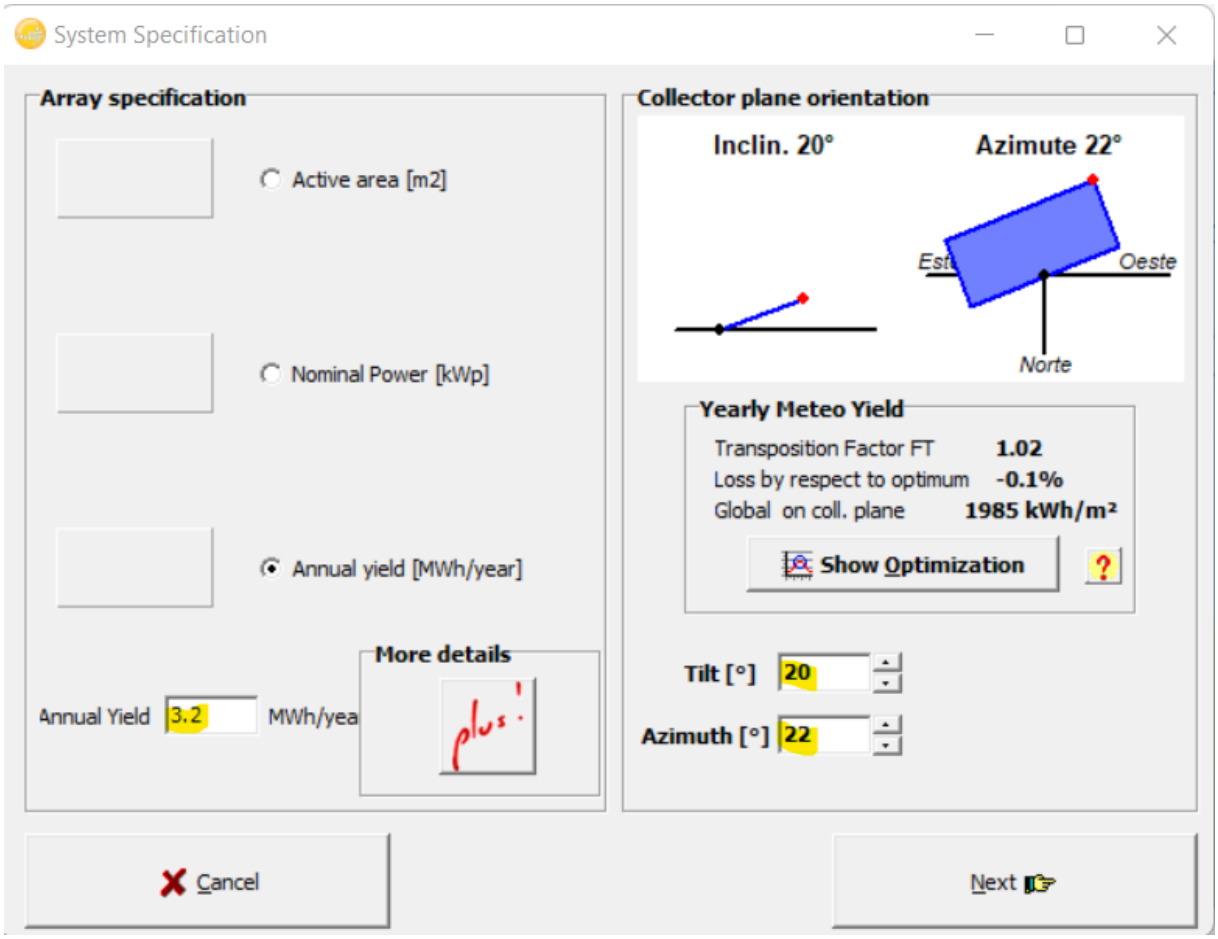
Figura 49 – Configuração da localidade da residência no PVsyst.



Fonte: Autor.

Na parte de horizonte optou-se por deixar com as configurações padrões do programa, por se tratar de um pré-dimensionamento e não haver sombreamento no local de projeto que impeça ou atrapalhe a geração FV. Ao clicar no botão “sistema” na tela de Pré-dimensionamento é possível configurar a coordenada azimutal, a inclinação dos módulos e a especificação de estimativa (*Arrar specification*), que, nesse caso, foi escolhido o rendimento anual (*Annual yeld*) e carregado o valor de consumo anual de energia elétrica da residência em MWh. A Figura 50 mostra como foram feitas tais configurações.

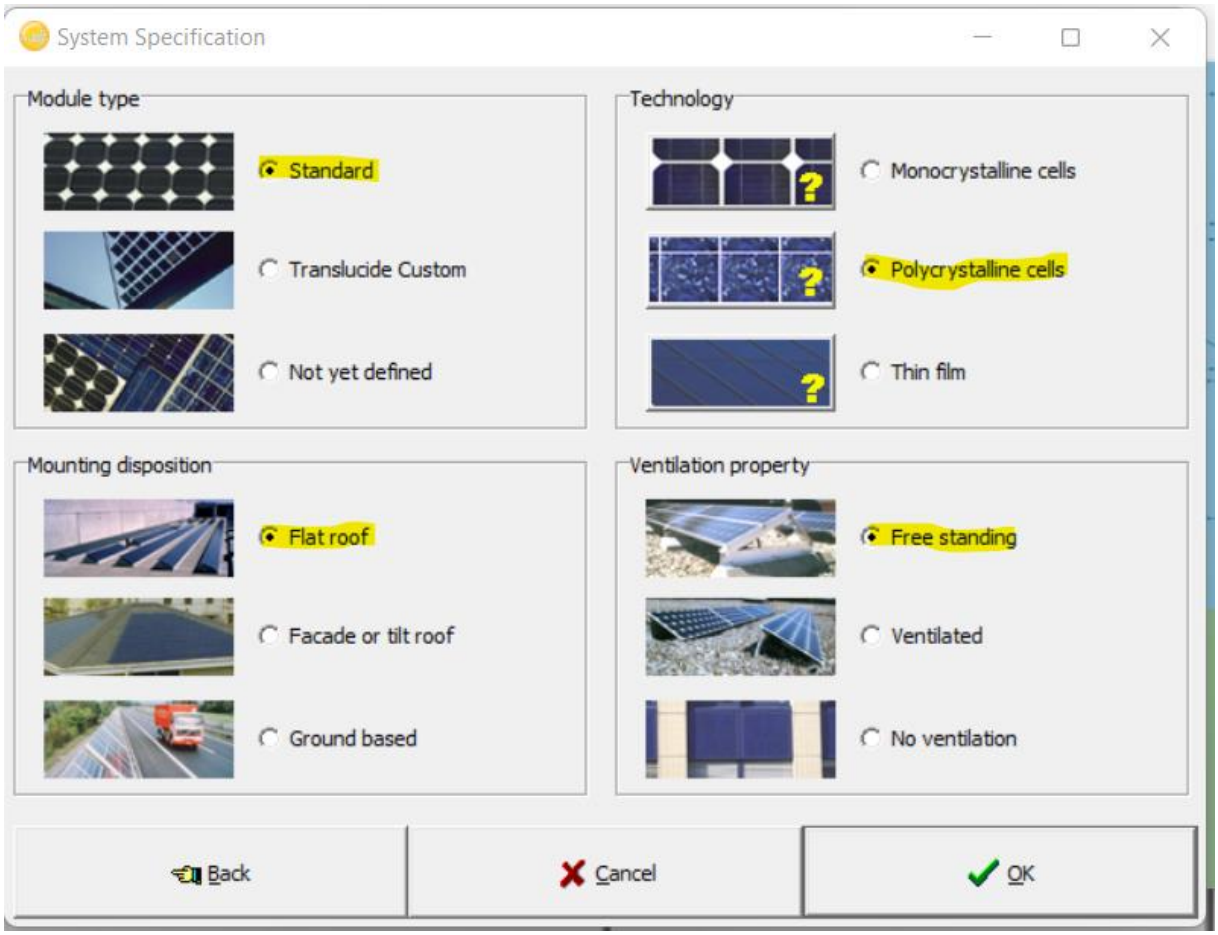
Figura 50 – Configuração do sistema no Pré-dimensionamento com o PVsyst



Fonte: Autor.

Ainda na mesma tela em questão (tela de configuração do sistema), ao apertar no botão "*Next*" é possível escolher as especificações do sistema como tipo de módulo (*Modul Type*), no qual foi escolhido o tipo padrão(*Standart*); disposição de montagem dos módulos (*Mounting diposition*), onde foi escolhida a disposição de um telhado plano (*Flat roof*); a tecnologia dos módulos (*Techology*), onde foi escolhida a tecnologia de módulos com células policristalinas (*Polycrystalline cells*); e o tipo de ventilação dos módulos (*Ventilation propery*), onde foi escolhido o tipo de ventilação ao ar livre (*Free standing*). A Figura 51 mostra como foi configurada todas essas opções.

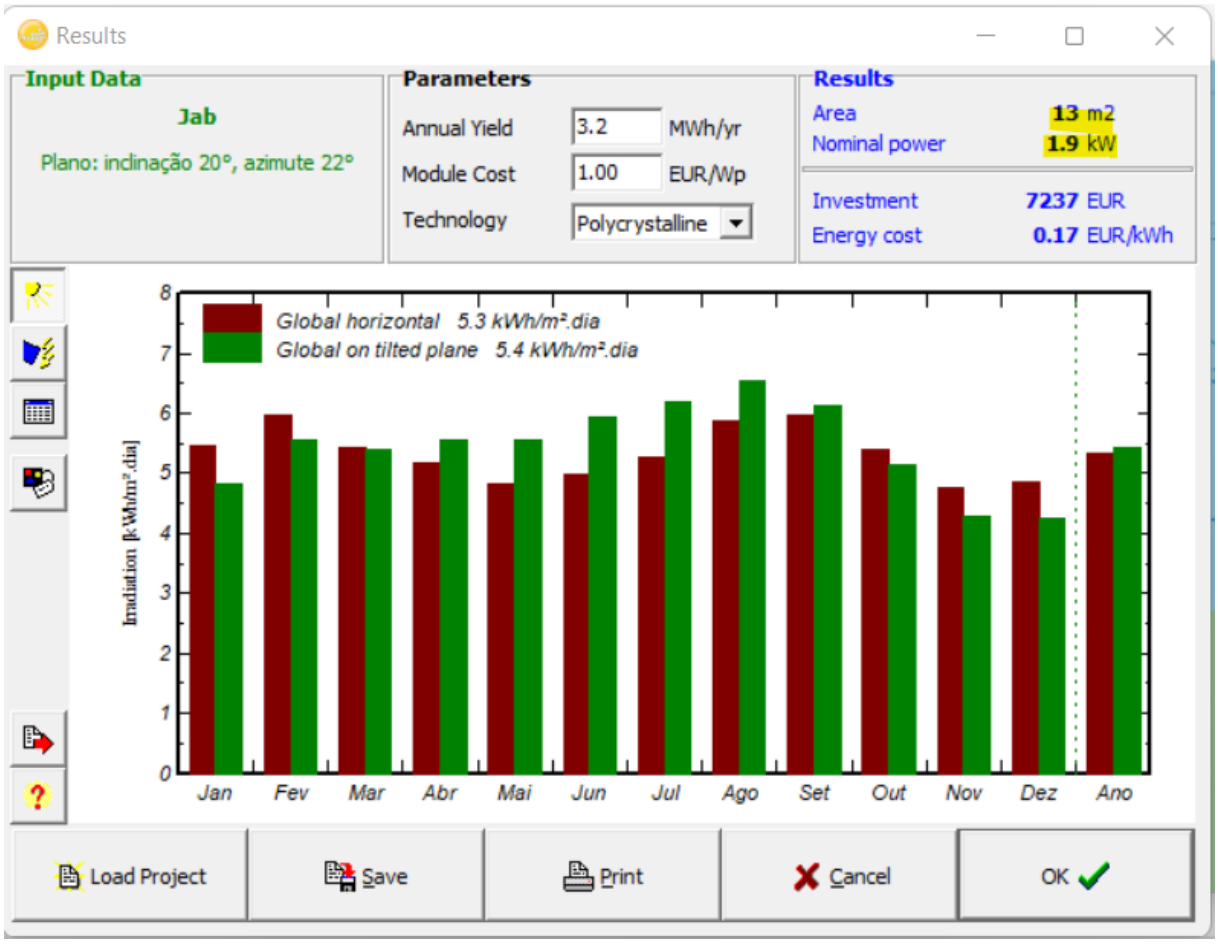
Figura 51 – Tela de especificações do sistema no PVsyst.



Fonte: Autor.

Ao finalizar as configurações de especificações do sistema e apertar no botão “OK” o programa retorna para a tela inicial de pré-dimensionamento, porém, com a opção de resultados de pré-dimensionamento disponível. A Figura 52 mostra os resultados obtidos para o pré-dimensionamento, nela é possível obter uma estimativa da área necessária para a instalação do sistema FV e da Potência nominal, que foi de 1,9 kWp. Se comparado os valores de potência obtidos, no *PVsyst* com o valor calculado anteriormente, percebe-se que o valor da potência fornecida pelo *PVsyst* é maior, isso se dá pelo fato de o *PVsyst* já levar em consideração possíveis perdas no sistema. Porém essas perdas são só estimativas, visto que são provindas do resultado de pré-dimensionamento, para obter um resultado mais acurado é preciso fazer o projeto completo. Contudo, já com os resultados do pré-dimensionamento é possível estimar a quantidade, potência e fabricante dos módulos, além da potência e fabricante do inversor.

Figura 52 – Resultados do Pré-dimensionamento do sistema feito com o PVsyst.



Fonte: Autor.

4 DIMENSIONAMENTO DE PROJETO

Com potência do sistema estimada é possível fazer a escolha de quais módulos e inversores serão usados no sistema e calcular a quantidades de módulos necessários. No entanto, mais informações em relação ao projeto devem ser esclarecidas, como a distância entre os módulos e o *stringbox* CC e entre o *stringbox* CC e o inversor, a distância entre o inversor e o painel de saída para o *stringbox* CA ou o medidor bidirecional e as médias de máxima e mínima temperaturas históricas do local. A Tabela 1 mostra os valores para as informações citadas acima, onde as informações de temperaturas históricas mínima e máxima foram adquiridas através fontes como *Accuweather, National Oceanic and Atmospheric Administration (NOAA) e o Instituto Nacional de Meteorologia.*

Para exemplificar o processo de dimensionamento de sistemas fotovoltaicos continuou-se com o caso da residência que tem o consumo médio de 270kWh mensais, como mostrado na Figura 44. Para a concepção do projeto foi usado o *software PVsyst* versão 7.2 e 6.8.

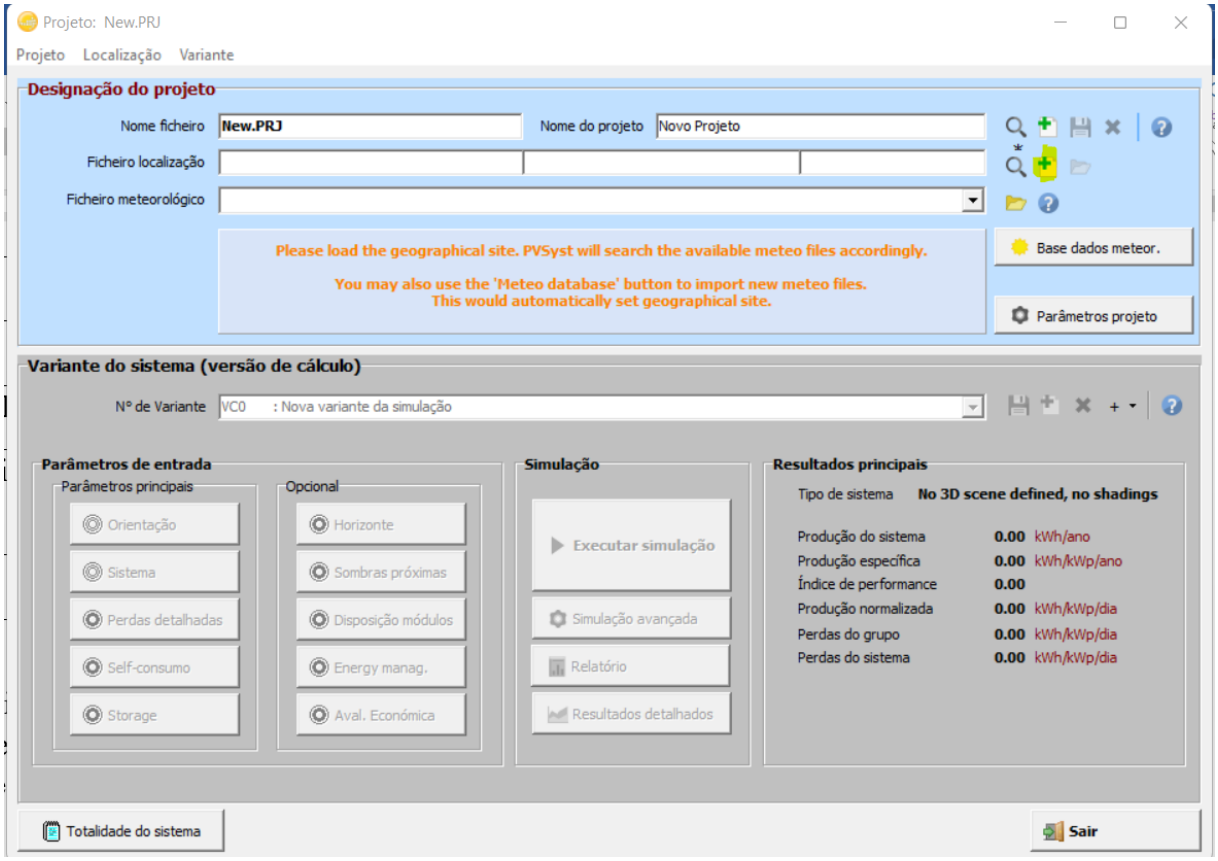
Tabela 1 – Informações relacionados ao projeto FV

Temperatura mínima média	20°C
Temperatura máxima média	31°C
Distância entre módulos e *stringbox*	20m
Distância entre *stringbox* e inversor	5m
Distância entre inversor e quadro CA	20m
Tipo e quantidade de módulos utilizados	Oito módulos da *Canadian Solar* CS6K de 275Wp e 26V
Inversor utilizado	*Fronius* USA Galvo 2.0 de 1,9kW 60Hz

Fonte: Autor.

Para iniciar o projeto, com utilização do *PVsyst*, clica-se no botão “Concepção de Projeto” e, em seguida, no botão “Acoplado à Rede”, a Figura 53 mostra a tela do *PVsyst* após a realização desse procedimento.

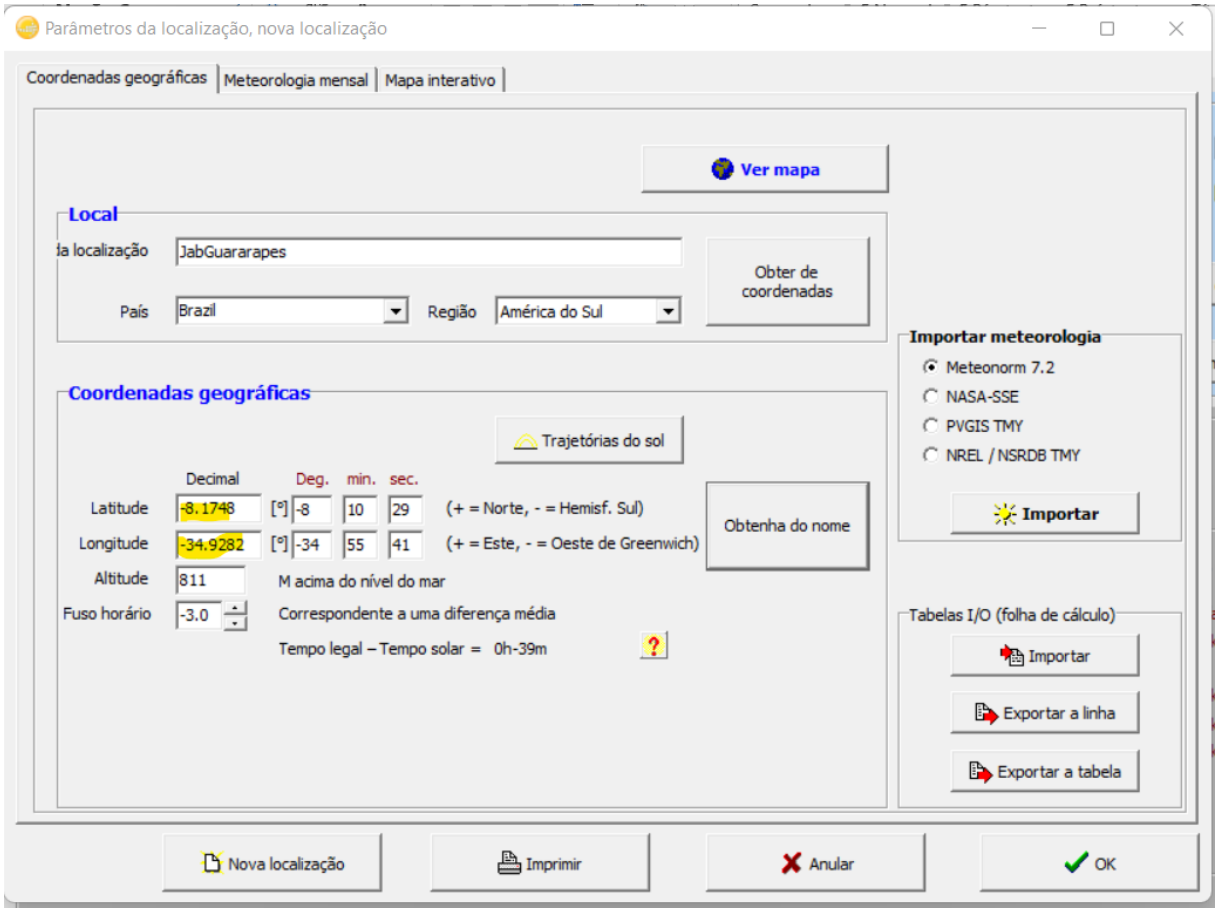
Figura 53 – Tela de configuração de projetos FV do PVsyst.



Fonte: Autor.

Já na tela de projeto é preciso preencher as informações de localização do sistema, isso é feito ao clicar no ícone destacado na Figura 53. A Figura 54 mostra a tela do *PVsyst* referente as configurações de localidade devidamente preenchida, nela foram colocadas as coordenadas de latitude e longitude da residência.

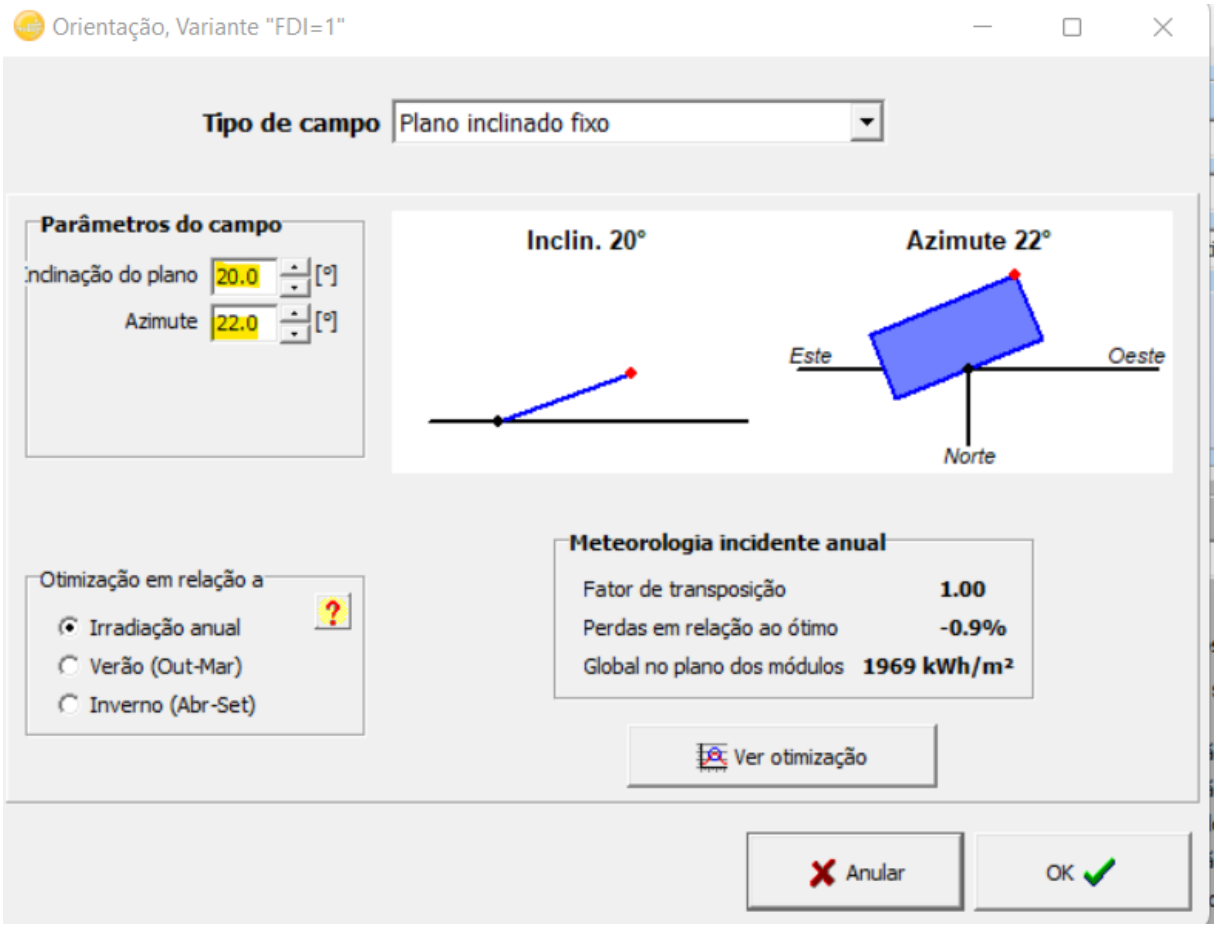
Figura 54 – Configurações de localidade no PVsyst.



Fonte: Autor.

Depois de configurado os dados de localidade, configura-se as informações de orientações dos módulos com a inclinação e coordenada azimutal, com os mesmos valores da Figura 50. Para fazer essa configuração clica-se no botão de “orientação”, mostrado na Figura 53. A Figura 55 mostra a inclinação e coordenada azimutal dos projetos configurados no *PVsyst*.

Figura 55 – Configuração de inclinação e coordenada azimutal no PVsyst.

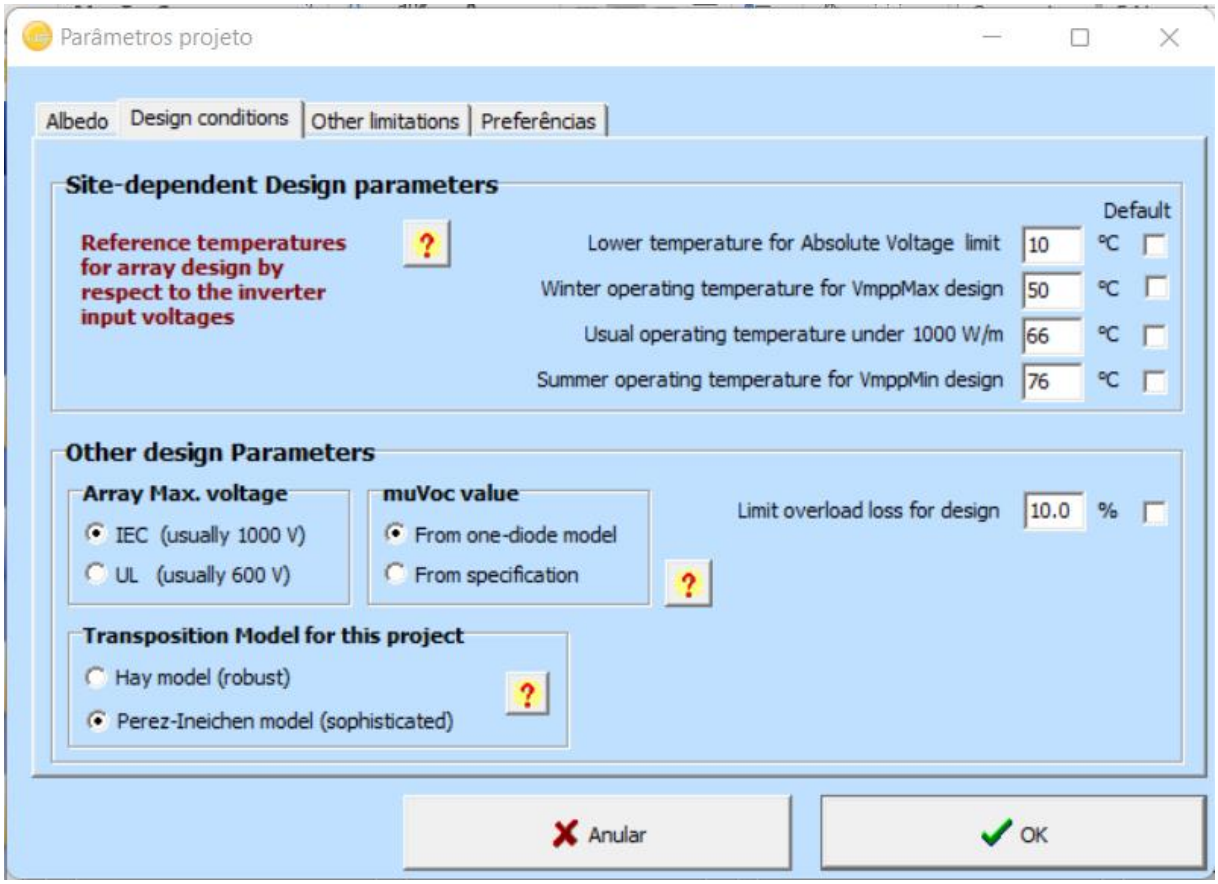


Fonte: Autor.

As configurações de temperatura do sistema são feitas ao clicar no botão “Parâmetros de projetos”, mostrado na Figura 53. A Figura 56 mostra as configurações de temperatura do projeto no *PVsyst.* Existem 4 parâmetros de temperatura, “*Lower temperuture for Absolute Voltage limit*” é para ajustar a mínima temperatura ambiente que pode chegar a localidade no inverno, nesse caso usa-se a temperatura mínima histórica subtraída de 10°C (o valor resultante para esse projeto foi de 10°C); já a máxima temperatura no verão, na opção “*Summer operating temperature for VmppMin design*”, usa-se, de acordo com a NBR 16690, o valor da máxima temperatura média histórica acrescida de 35°C (o valor resultante para esse projeto foi de 66ºC); a opção *“Winter operating temperature for VmppMax desing”* é referente ao valor da temperatura de operação dos módulos num dia de inverno, usa-se, nesse caso, o valor da mínima temperatura média histórica acrescido de 30°C (o valor resultante para esse projeto foi de 50°C); a opção *“Summer operating temperature for VmppMin”* é referente ao valor da máxima temperatura de operação dos módulos num dia de verão muito quente, usa-se, nesse caso, o

valor da opção "*Summer operating temperature for VmppMin design*" acrescido de 10°C (o valor resultante para esse projeto foi de 71°C). O valor limite de perdas pra projetos, na opção "Limit overload loss for design" foi alterar para 10.

Figura 56 - Configurações de temperatura do projeto no PVsyst.

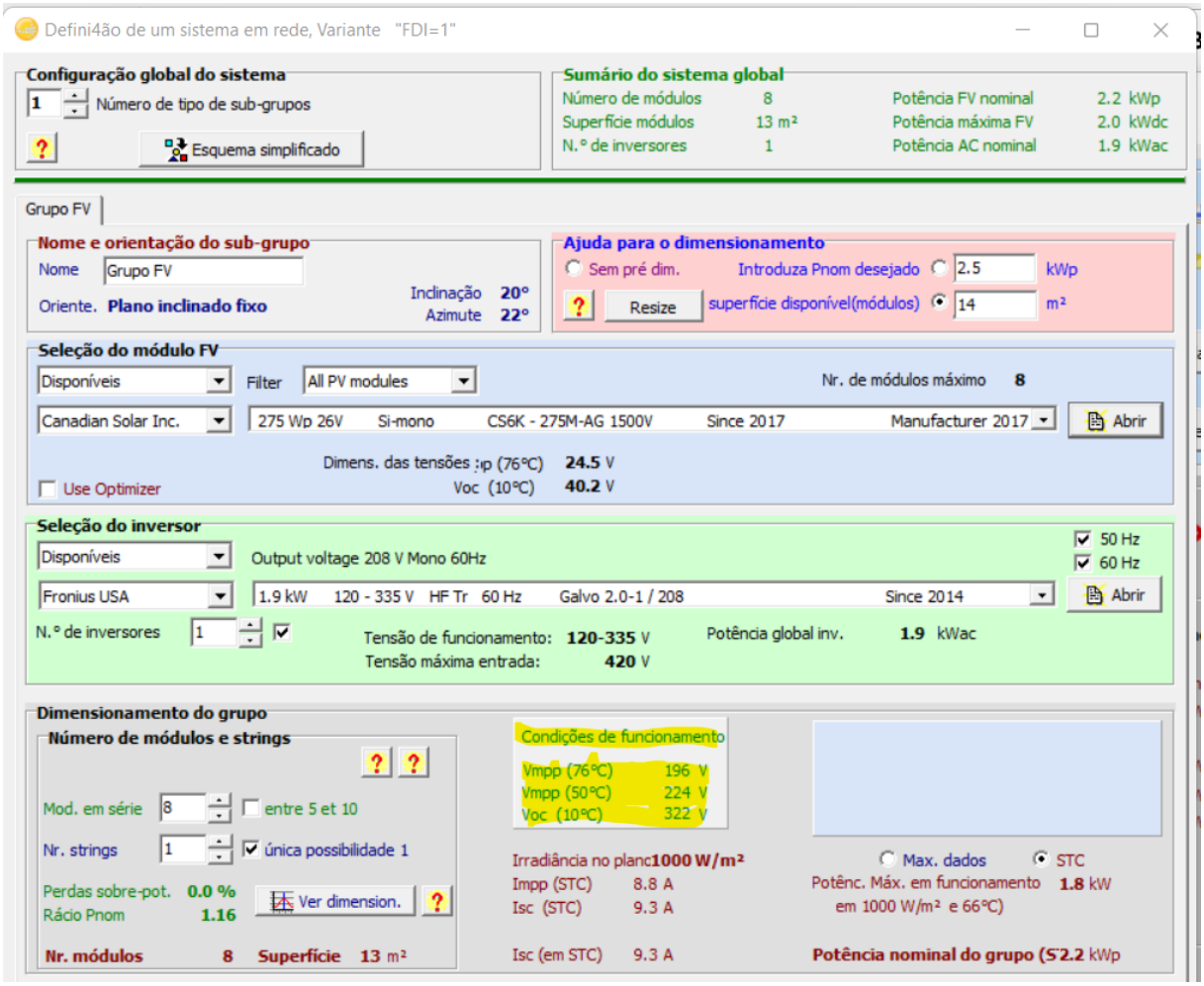


Fonte: Autor.

Vale ressaltar que a configuração dos parâmetros de temperatura não segue necessariamente uma regra fixa e universal, as configurações feitas nesse projeto, para esses parâmetros, parte provém da norma NBR 16690 e parte provêm de conhecimento prático e estatístico dos projetistas de sistemas FV. Contudo, a NBR 16190 diz que, em média, a temperatura de operação dos módulos FV tem o valor de 30°C a mais em relação a temperatura ambiente. Por isso, os valores de parâmetros de temperatura mostrados na Figura 56 estão muito bem estimados para um sistema FV localizado na região metropolitana do Recife-PE.

A configuração do sistema foi feita de acordo com os dados mostrados na Tabela 1, foram usados oito módulos em série do fabricante *Canadian Solar* de 275 Wp com tensão de saída 26V. Para o inversor foi usado o Galvo 2.0-1/208 do fabricante Fronius USA com a potência de 1.9kW, faixa de tensão entre 120V a 335V e frequência de trabalho de 50Hz ou 60Hz. A Figura 57 mostra a tela do PVsyst para essa configuração do sistema. Nesta Figura é possível notar as condições de funcionamentos, grifadas em amarelo, que mostram a tensão de operação para as temperaturas médias máximas no verão e inverno e menor temperatura média histórica e com isso verificar que a tensão do sistema não ultrapassa os limites de tensão do inversor.

Figura 57 - Tela do PVsyst para essa configuração do sistema.

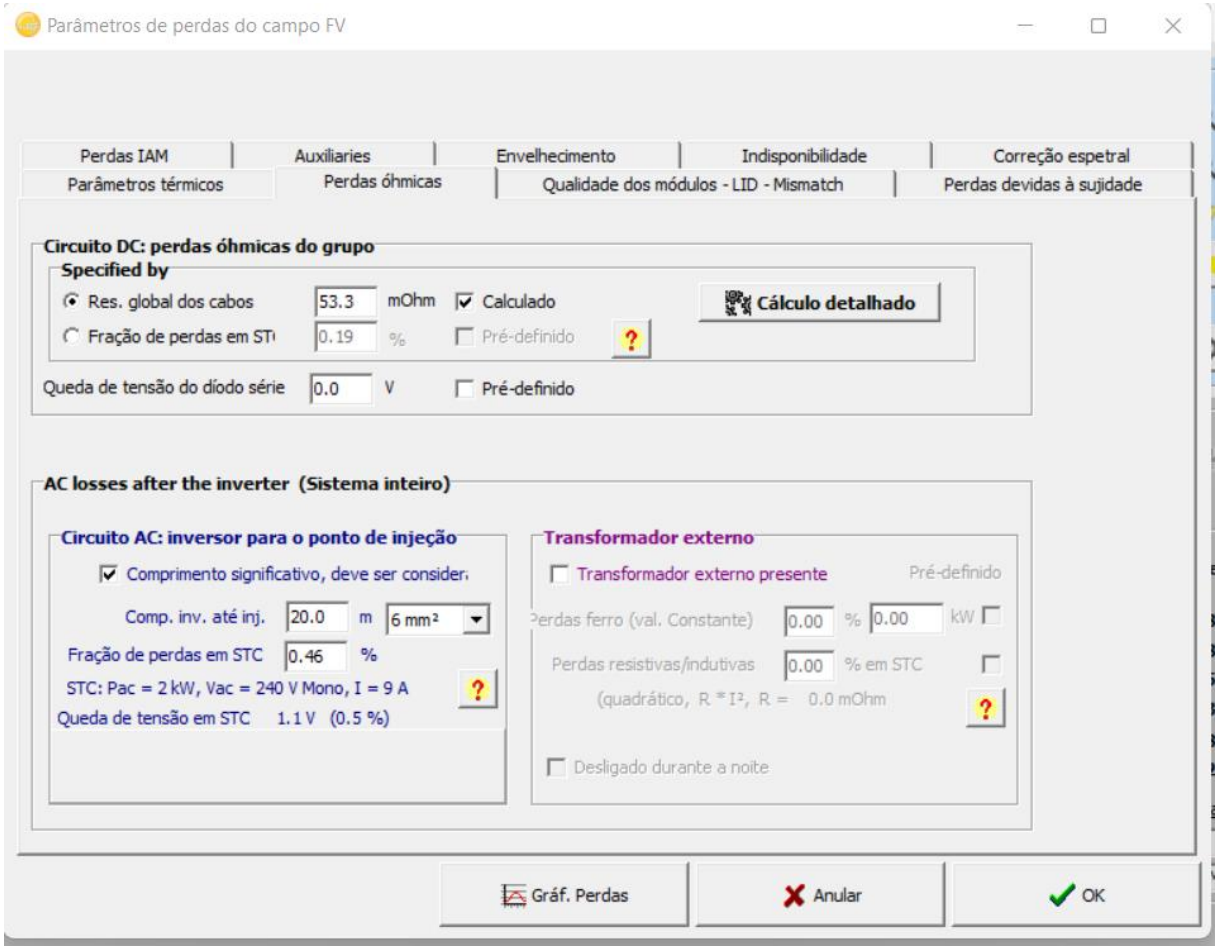


Fonte: Autor.

Para configurar as perdas do sistema, clica-se no botão “Perdas detalhadas”, como mostrado na Figura 53. A Figura 58 mostra a tela de configuração de perdas do PVsyst. Na aba

de perdas ôhmicas configura-se o comprimento dos cabos lo lado CC e CA, assim como as suas respectivas seções transversais. Nesse caso, para o lado CC, foi utilizado 25m de comprimento dos cabos (distância total entre os módulos e o inversor, incluindo a passagem pelo *stringbox* CC, de acordo com a Tabela 1) com uma seção transversal de $10\,mm^2$. Para o lado CA foi utilizado 20m de comprimentos dos cabos com uma seção transversal de $6\,mm^2$. A Figura 58 mostra a tela do *PVsyst* com as perdas ôhmicas resultantes para o projeto em questão.

Figura 58 - Tela de configuração de perdas do PVsyst

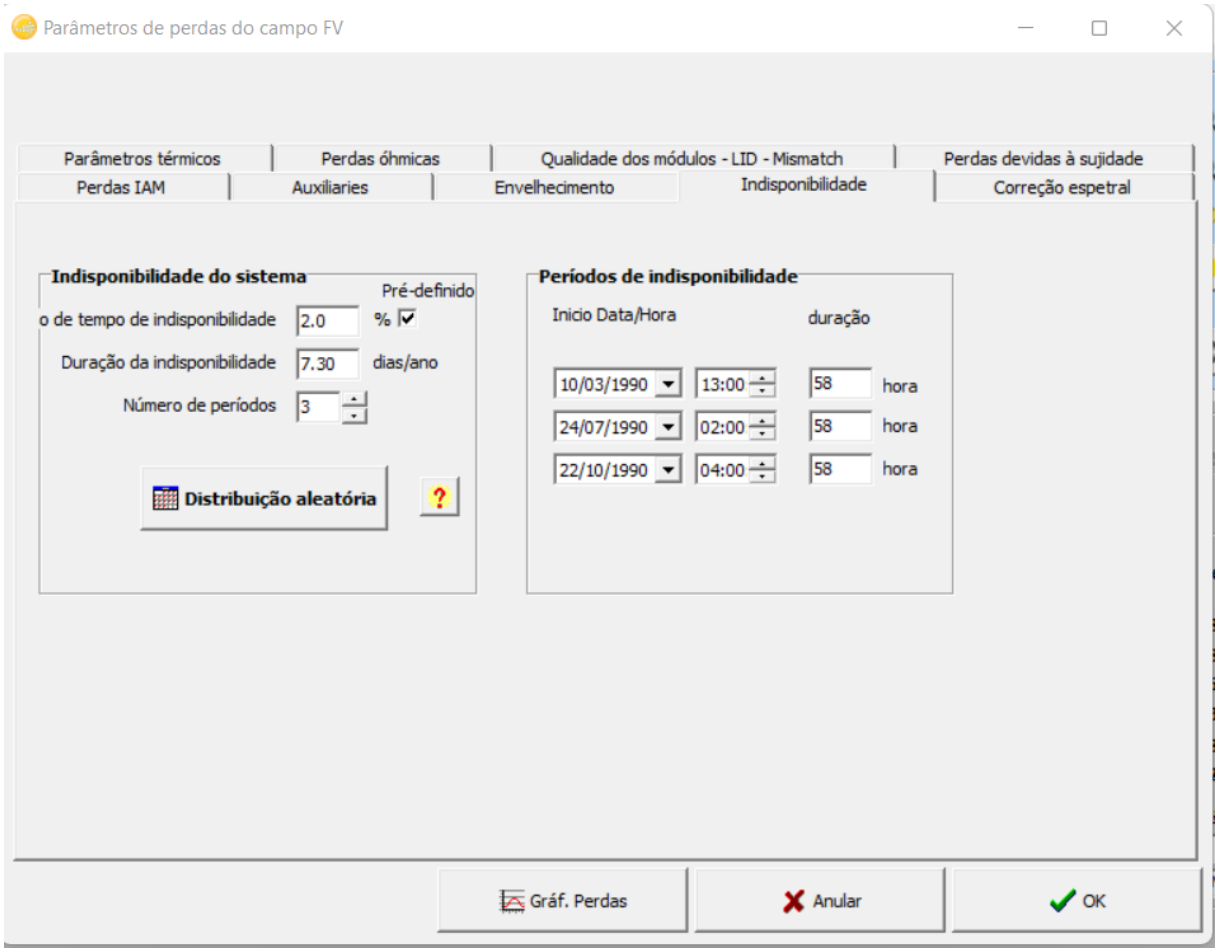


Fonte: Autor.

Na aba de Perdas devidas à sujidade é possível configurar os parâmetros para esse tipo de perda, nesse caso foi considerado 3% para o fator de perda anual devido à sujidade. Na aba de Indisponibilidade é possível configurar o fator relativo ao tempo que o sistema vai ficar indisponível para o período de um ano, devido a indisponibilidade da rede (como, por questões de segurança, o sistema *on-tie* só deve injetar potência na rede quando esta estiver em perfeito

funcionamento, esse fator é muito relevante para o cálculo de geração), nesse caso usou-se o valor de 2%, que é equivalente a 7,3 dias de indisponibilidade no sistema para o período de um ano. A Figura 59 mostra a tela de perdas na aba de indisponibilidade com as configurações já definidas.

Figura 59 Tela de perdas na aba de indisponibilidade com as configurações já definidas.



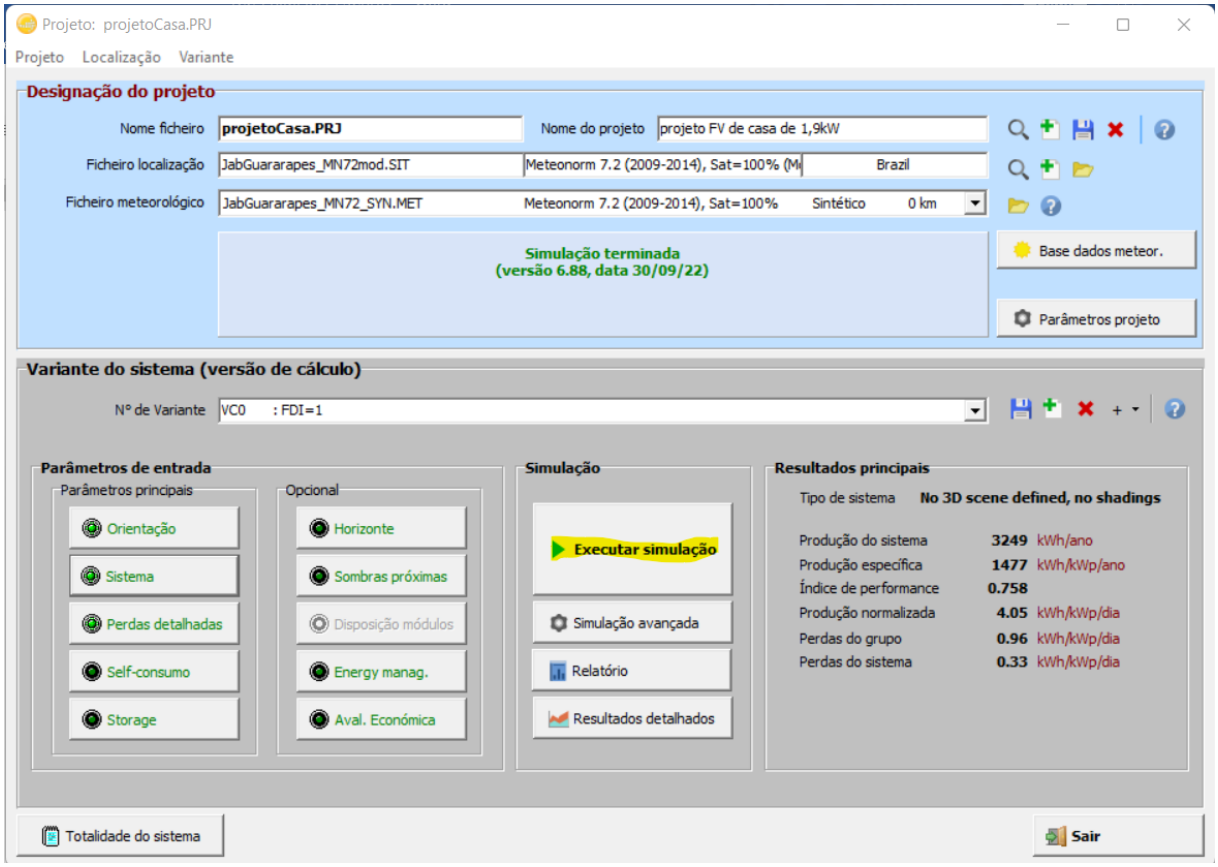
Fonte: Autor.

Na aba de Envelhecimento foi configurado para que o sistema considerasse a degradação dos primeiro dois anos, visto que são nos primeiros anos que o sistema sofre mais degradação.

Depois de feitas todas as configurações de projeto, é possível executar a simulação, como mostrado na Figura 60. Os principais resultados dessa simulação são mostrados na Figura 61, onde é possível ver os dados do projeto como potência CC entregue para o inversor já considerando as perdas, a corrente de máxima potência, Impp, fatores de perdas e outras

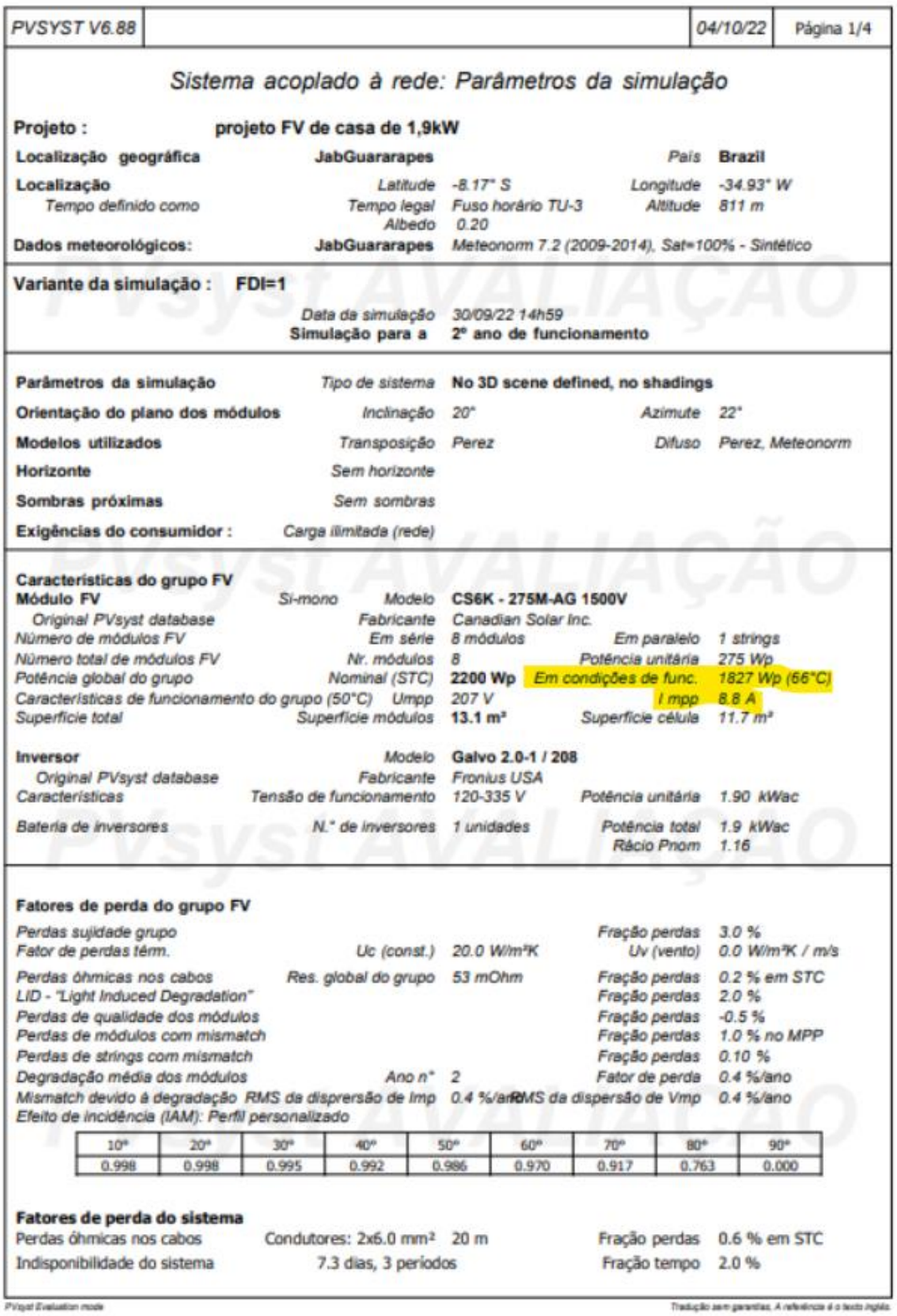
informações; na Figura 62, onde é possível ver a performance *ratio* do sistema e a geração de energia média mensal e anual em kWh, além de outras informações; e na Figura 63, onde é possível ver a energia gerado por metro quadrado, a energia gerada antes e depois das perdas, o percentual de cada perda considerada e outras.

Figura 60 – Tela do PVsyst para simulação de projeto.



Fonte: Autor.

Figura 61 – Resultados de projeto.



PVSYST V6.88 | 04/10/22 | Página 1/4

Sistema acoplado à rede: Parâmetros da simulação

Projeto : **projeto FV de casa de 1,9kW**

Localização geográfica **JabGuararapes** País **Brazil**

Localização Latitude -8.17° S Longitude -34.93° W
Tempo definido como Tempo legal Fuso horário TU-3 Altitude 811 m
Albedo 0.20

Dados meteorológicos: **JabGuararapes** Meteonorm 7.2 (2009-2014), Sat=100% - Sintético

Variante da simulação : **FDI=1**

Data da simulação 30/09/22 14h59
Simulação para a **2º ano de funcionamento**

Parâmetros da simulação Tipo de sistema **No 3D scene defined, no shadings**

Orientação do plano dos módulos Inclinação 20° Azimute 22°

Modelos utilizados Transposição Perez Difuso Perez, Meteonorm

Horizonte Sem horizonte

Sombras próximas Sem sombras

Exigências do consumidor : Carga ilimitada (rede)

Características do grupo FV

Módulo FV Si-mono Modelo **CS6K - 275M-AG 1500V**
Original PVsyst database Fabricante Canadian Solar Inc.
Número de módulos FV Em série 8 módulos Em paralelo 1 strings
Número total de módulos FV Nr. módulos 8 Potência unitária 275 Wp
Potência global do grupo Nominal (STC) **2200 Wp** Em condições de func. 1827 Wp (66°C)
Características de funcionamento do grupo (50°C) Umpp 207 V Impp 8.8 A
Superfície total Superfície módulos **13.1 m²** Superfície célula 11.7 m²

Inversor Modelo **Galvo 2.0-1 / 208**
Original PVsyst database Fabricante Fronius USA
Características Tensão de funcionamento 120-335 V Potência unitária 1.90 kWac
Bateria de inversores N.° de inversores 1 unidades Potência total 1.9 kWac
Rácio Pnom 1.16

Fatores de perda do grupo FV

Perdas sujidade grupo Fração perdas 3.0 %
Fator de perdas térm. Uc (const.) 20.0 W/m²K Uv (vento) 0.0 W/m²K / m/s
Perdas óhmicas nos cabos Res. global do grupo 53 mOhm Fração perdas 0.2 % em STC
LID - "Light Induced Degradation" Fração perdas 2.0 %
Perdas de qualidade dos módulos Fração perdas -0.5 %
Perdas de módulos com mismatch Fração perdas 1.0 % no MPP
Perdas de strings com mismatch Fração perdas 0.10 %
Degradação média dos módulos Ano n° 2 Fator de perda 0.4 %/ano
Mismatch devido à degradação RMS da disprersão de Imp 0.4 %/ano RMS da dispersão de Vmp 0.4 %/ano
Efeito de incidência (IAM): Perfil personalizado

10°	20°	30°	40°	50°	60°	70°	80°	90°
0.998	0.998	0.995	0.992	0.986	0.970	0.917	0.763	0.000

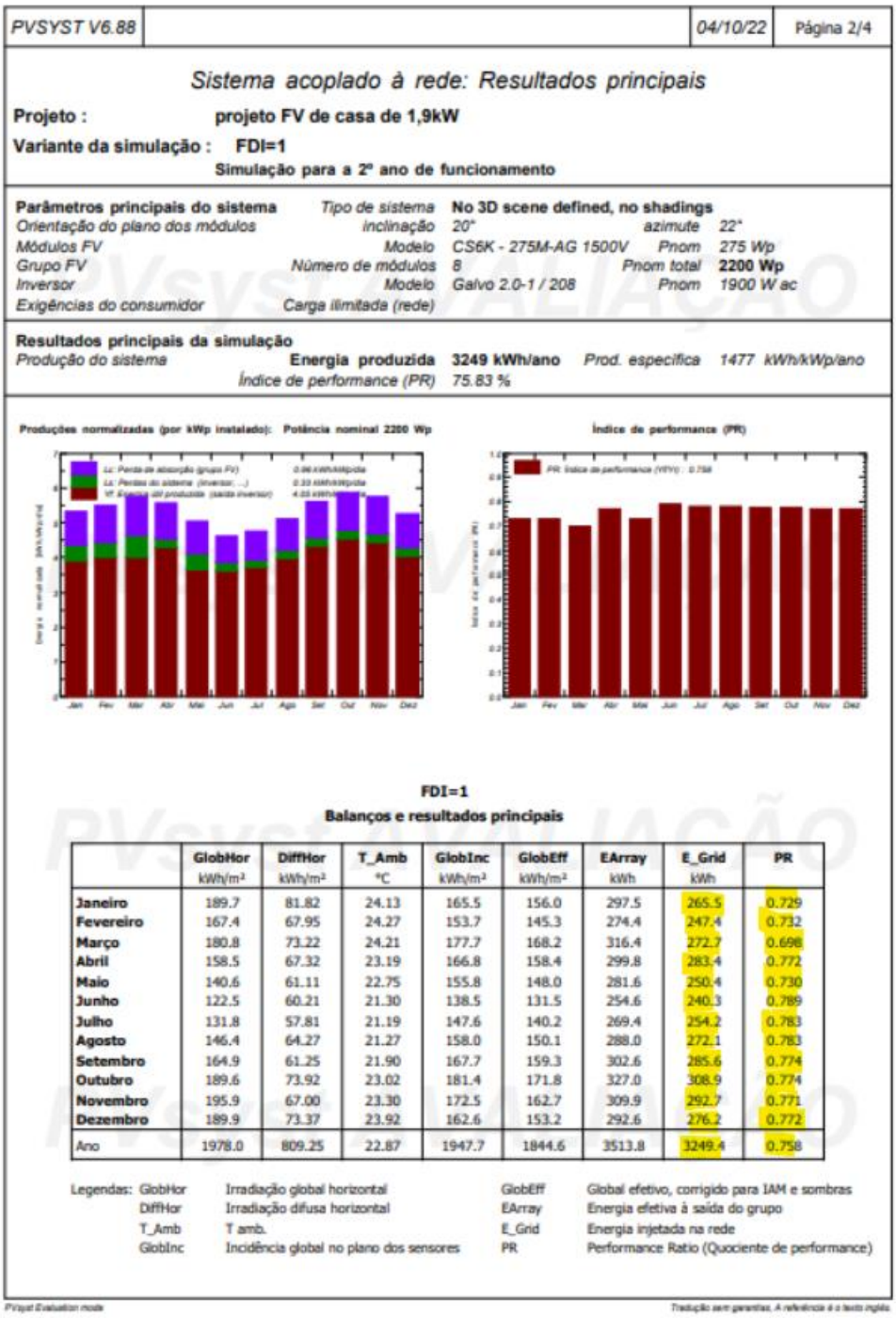
Fatores de perda do sistema

Perdas óhmicas nos cabos Condutores: 2x6.0 mm² 20 m Fração perdas 0.6 % em STC
Indisponibilidade do sistema 7.3 dias, 3 períodos Fração tempo 2.0 %

PVsyst Evaluation mode — Tradução sem garantias. A referência é o texto inglês.

Fonte: Autor.

Figura 62 – Resultados de Projeto.



PVSYST V6.88 | 04/10/22 | Página 2/4

Sistema acoplado à rede: Resultados principais

Projeto : projeto FV de casa de 1,9kW

Variante da simulação : FDI=1

Simulação para a 2º ano de funcionamento

Parâmetros principais do sistema	*Tipo de sistema*	**No 3D scene defined, no shadings**			
Orientação do plano dos módulos	*inclinação*	*20°*	*azimute*	*22°*	
Módulos FV	*Modelo*	*CS6K - 275M-AG 1500V*	*Pnom*	*275 Wp*	
Grupo FV	*Número de módulos*	*8*	*Pnom total*	**2200 Wp**	
Inversor	*Modelo*	*Galvo 2.0-1 / 208*	*Pnom*	*1900 W ac*	
Exigências do consumidor	*Carga ilimitada (rede)*				

Resultados principais da simulação

Produção do sistema — **Energia produzida** **3249 kWh/ano** *Prod. específica* *1477 kWh/kWp/ano*

Índice de performance (PR) *75.83 %*

Produções normalizadas (por kWp instalado): Potência nominal 2200 Wp

Índice de performance (PR)

FDI=1

Balanços e resultados principais

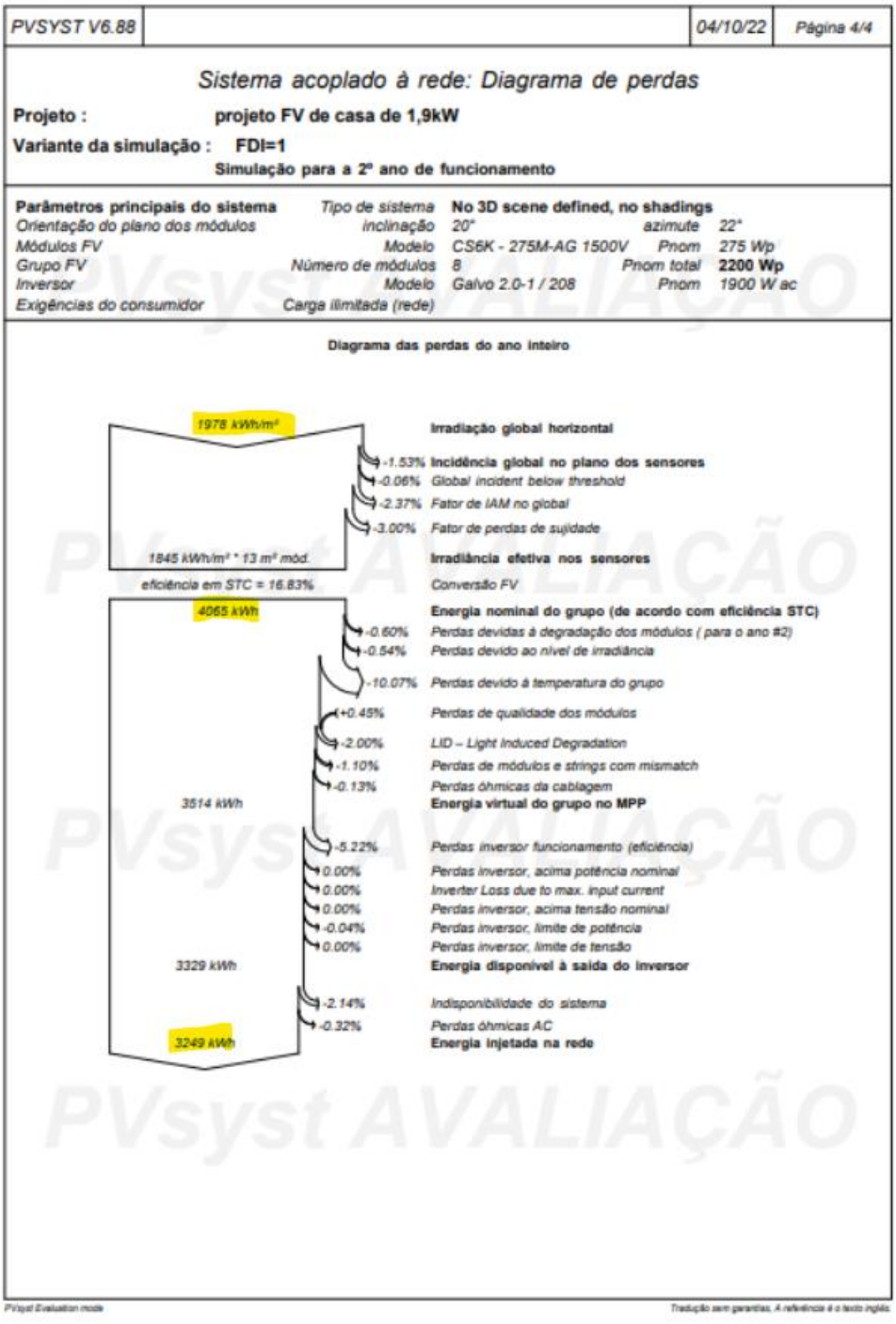
	GlobHor kWh/m²	DiffHor kWh/m²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m²	GlobEff kWh/m²	EArray kWh	E_Grid kWh	PR
Janeiro	189.7	81.82	24.13	165.5	156.0	297.5	265.5	0.729
Fevereiro	167.4	67.95	24.27	153.7	145.3	274.4	247.4	0.732
Março	180.8	73.22	24.21	177.7	168.2	316.4	272.7	0.698
Abril	158.5	67.32	23.19	166.8	158.4	299.8	283.4	0.772
Maio	140.6	61.11	22.75	155.8	148.0	281.6	250.4	0.730
Junho	122.5	60.21	21.30	138.5	131.5	254.6	240.3	0.789
Julho	131.8	57.81	21.19	147.6	140.2	269.4	254.2	0.783
Agosto	146.4	64.27	21.27	158.0	150.1	288.0	272.1	0.783
Setembro	164.9	61.25	21.90	167.7	159.3	302.6	285.6	0.774
Outubro	189.6	73.92	23.02	181.4	171.8	327.0	308.9	0.774
Novembro	195.9	67.00	23.30	172.5	162.7	309.9	292.7	0.771
Dezembro	189.9	73.37	23.92	162.6	153.2	292.6	276.2	0.772
Ano	1978.0	809.25	22.87	1947.7	1844.6	3513.8	3249.4	0.758

Legendas: GlobHor Irradiação global horizontal; DiffHor Irradiação difusa horizontal; T_Amb T amb.; GlobInc Incidência global no plano dos sensores; GlobEff Global efetivo, corrigido para IAM e sombras; EArray Energia efetiva à saída do grupo; E_Grid Energia injetada na rede; PR Performance Ratio (Quociente de performance)

PVsyst Evaluation mode — Tradução sem garantias. A referência é o texto inglês.

Fonte: Autor.

Figura 63 – Resultados de projeto.



Fonte: Autor.

É possível verificar que, em projeto, o sistema atente à demanda de energia da residência, pois o sistema gera 3249kWh e a demanda média da residência é de 3240kWh. A geração de energia fotovoltaica é tão próxima da demanda média da residência que podem ser consideradas iguais, para efeitos práticos, e esse fato pode causar dúvidas se esse sistema atenderia bem a

residência. Porém, vale ressaltar, que independentemente de a geração ser maior ou igual ao consumo, o consumidor deve pagar, sempre, a taxa de disponibilidade à concessionária, que é equivalente em reais a 30kWh mensais – para consumidores de baixa tensão monofásicos, 50 kWh mensais – para consumidores de baixa tensão bifásicos e 100 kWh – para consumidores de baixa tensão trifásico. Para o caso da residência do projeto acima, a sua ligação é monofásica e de baixa tensão. Logo, mensalmente o consumo de 30kWh será cobrado e a partir daí que é feito o cálculo de créditos de geração, considerando a energia gerada no mês pelo sistema. Portanto, a demanda real, média, anual, que o sistema deverá suprir para a tal residência será de 2880 kWh, que é o valor da demanda anual média já descontado a energia de disponibilidade anual que o consumidor terá que pagar imprescindivelmente. Logo, a geração do sistema é maior do que a demanda real da residência em 11%, por isso, o sistema atende bem à demanda de energia da residência.

5 ESTUDO DA VIABILIDADE DE INVERSORES

É possível verificar na Figura 61 que a potência CC que chega para o inversor é de 1827Wp (potência gerada nos módulos com as perdas descontadas) e o inversor tem a potência de 1900Wp por isso o FDI do sistema acima é igual a um, para efeitos práticos.

Para o estudo de viabilidade em questão serão considerados os possíveis cenários: para cada uma das regiões norte, nordeste, sul e centro-oeste do Brasil serão concebidos um projeto de sistema fotovoltaico conectados à rede monofásico. Já para as regiões nordeste e sul, além dos sistemas FV monofásicos, serão concebidos, para cada uma, um sistema FV trifásico. A partir de tais projetos, serão utilizados diversos inversores de fabricantes diferentes, com diversos fatores de dimensionamento, com o intuito de verificar correlações entre fabricantes de inversores, FDI, região de projeto e custo-benefício. A região norte foi escolhida por ficar muito próxima a linha do Equador e, por isso, ter uma alta incidência solar. Já a região sul foi escolhida por ser extremamente oposta a região Norte e ser a região com menos incidência solar do país, por estar mais distante da linha do Equador. Em relação a região nordeste, foi escolhida por ter proximidade com a linha do Equador, mas não ser tão próxima como a região norte, e poder trazer um nível de comparação mais detalhada à análise, além de estar mais ao leste em relação a região norte. A escolha da região centro-oeste é para trazer maior detalhes às comparações, pois com as regiões escolhidas será possível realizar projetos em todos os cantos do país. A Figura 64 mostra a localização de cada região onde será simulado cada projeto, nela é possível ver que as localidades estão bem espaçadas no território nacional, garantindo que a incidência solar entre tais regiões é consideravelmente diferente, trazendo assim mais riqueza às comparações para os projetos FV. Para a alocação do sistema FV na região norte, foi escolhido a cidade de Macapá no Amapá, pois essa cidade está exatamente abaixo da linha do Equador. Para a região Nordeste, foi escolhida a região metropolitana do Recife para alocar o sistema FV. Para a região centro-oeste, foi escolhido a cidade de Goiânia no Estado de Goiás. E, para a região do sul, foi escolhido a cidade de Porto Alegre no estado do Rio Grande do Sul. Dado o exposto, destaca-se que os projetos de sistemas fotovoltaicos feitos nessa análise são de caráter realísticos, para que seja possível colher resultados altamente aplicáveis à prática de dimensionamento de sistemas FV na Engenharia Elétrica.

Figura 64 - Localização de cada região onde será simulado cada projeto, marcados com um “x” em vermelho.

Fonte: Autor.

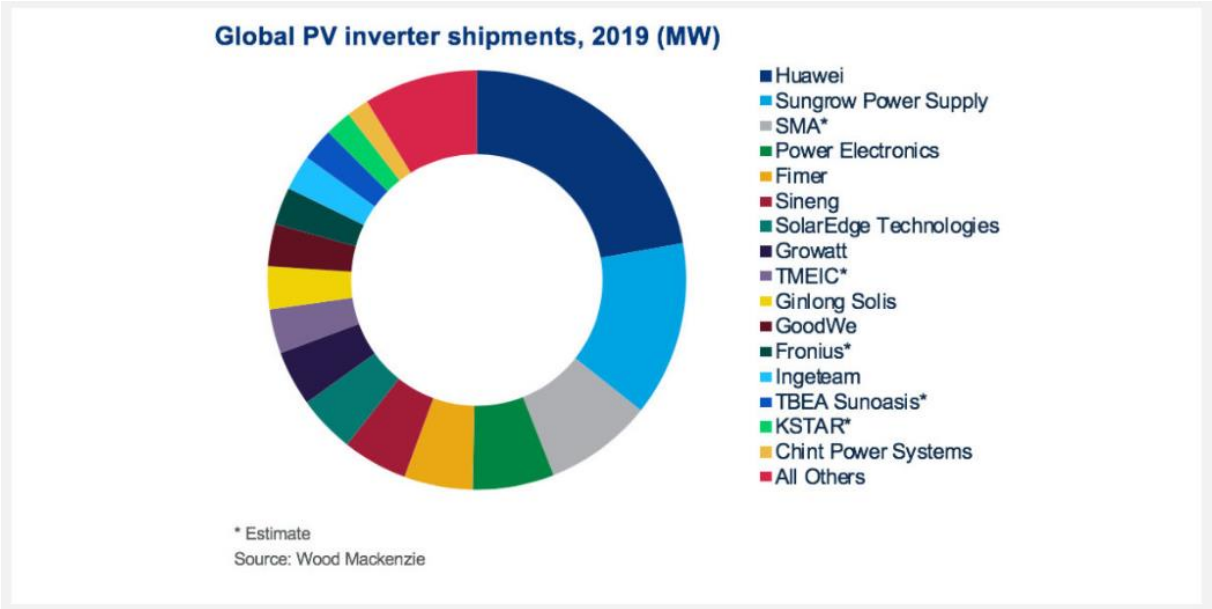
5.1 Escolha dos Inversores

Na concepção de algum projeto FV conectado à rede, a escolha do inversor pode ser feita de diversas formas. Em essência, o intuito desse trabalho é verificar a viabilidade de inversores de frequência aplicados a esses tipos de projetos, com uma perspectiva realista, ou seja, considerando os dimensionamentos dos parâmetros dos projetos tais como em situações reais, com a perspectiva comparativa entre fabricantes. Logo, tal estudo visa, dentro dos cenários apresentados, verificar se há relações quantitativas e/ou qualitativas entre os

equipamentos dos diversos fabricantes utilizados, com a perspectiva da variação do FDI, para verificar os Fatores de Dimensionamento que melhor atendem às demandas de cada projeto.

Para tal análise de viabilidade foram selecionados alguns fabricantes de inversores, de acordo com a popularidade, visto que, por serem muito utilizados, a relevância para esse estudo é agregada. De acordo com a PV Magazine em 2019 os 10 maiores fabricantes de inversores para energia solar fotovoltaica do mundo corresponderam por 76% de todo o volume vendido, contando com 18% de crescimento em relação a 2018. A Figura 65 mostram as marcas com maior volume no ranking, já a Tabela 2 mostra o escopo de potência de inversores de cada fabricante apresentados na Figura 65, além de outros fabricantes que não estão na Figura 65, tais dados foram baseados no banco de dados do *Software PVsyst*.

Figura 65 – Fabricantes de inversores solares com ranking de maior popularidade.



Fonte: Glowsolar, 2022.

Tabela 2 – Fabricante e seus respectivos escopos de potência de inversores.

Huawei	2kW – 175kW
Sungrow Power Suply	1,5kW – 3000k
SMA	0,46kW – 4600kW
Power Eletronics	20kW – 139kW

Sineng	47,5kW – 1250kW
Solar Edge Technologies	2,2kW – 33,3kW
Growatt Technologies	1kW – 1260kW
TMEIC	250kW – 2700kW
Ginlog Thecnologies	0,7kW – 66kW
Goodwe	0,7kW – 80kW
Fronius USA	1,5kW – 60kW
Fronius International	0,75kW – 460kW
Intege Team	2,5kW – 1613kW
TBEA Xi'na Electric	10kW – 1250kW
KSTAR	1kW – 2500kW
ChintPower Sistems	1,5kW – 500kW
Canadian Solar	0,24kW – 125kW

Fonte: Autor.

5.2 Simulação e Análise

A seguir são feitas diversas simulações de variados sistemas FV, em diversas regiões do Brasil diferentes. O intuito dessa simulação é ver a resposta de vários inversores, de vários fabricantes, em relação a geração de energia e variação do FDI do projeto. A divisão das simulações e análises são em sistemas monofásicos – no qual serão realizados quatro cenários de sistemas FV, em quatro regiões do Brasil (norte, nordeste, sul e centro-oeste) – e sistemas trifásicos – no qual serão realizados dois cenários diferente, para as regiões nordeste e sul do Brasil.

5.2.1 Sistemas Fotovoltaicos Monofásicos

5.2.1.1 Região Nordeste

Para a região do nordeste, o projeto FV monofásico tem a configuração similar aquele apresentado anteriormente, uma residência localizada na grande Recife com demanda anual média de 3249kWh. A Tabela 3 mostra as configurações de parâmetros de tal sistema.

Tabela 3 – Parâmetros de configuração do sistema FV para residência com demanda de 3249kWh, localizada no Nordeste.

Demanda de energia anual	3249kWh
Latitude	-8.174844524460624
Longitude	-34.928243315344545
Azimute	-22°
Inclinação dos módulos	20°
Temperatura máxima média da localidade	31° C
Temperatura mínima média da localidade	20°
Comprimento do cabeamento CC / Área de seção transversal	25m / $10mm^2$
Comprimento do cabeamento CA / Área de seção transversal	25m / $10mm^2$
Fator de envelhecimento:	Foi configurado para que o sistema considerasse a degradação dos primeiro dois anos, visto que são nos primeiros anos que o sistema sofre mais degradação.
Indisponibilidade	2%
Sujidade	3%
Perda de qualidade dos módulos por irradiação luminosa (LID)	2%

Quantidade dos módulos / Potência individual do módulo	8 módulos monocristalinos fabricante Canadian Solar Inc. (Canadian_CS6K-275M-AG.PAN), cada um com potência de 275 wp

Fonte: Autor.

Com os parâmetros configurados no *software PVsyst*, é possível fazer simulações com diversos inversores de diversos fabricantes, variando o FDI, e verificando se as respectivas respostas estão de acordo com o que foi exposto anteriormente, de que o melhor intervalo para o dimensionamento do inversor está entre 0,6 e 0,8 (ZILLES et al., 2012). Com a simulação em questão, é possível verificar, em caráter prático, como os inversores se comportam com a variação do FDI e se eles atendem à demanda de energia quando o FDI está entre 0,6 e 0,8. A Tabela 4 mostra o resultado das simulações do sistema FV com as configurações apresentadas na Tabela 3, onde foram utilizados diversos inversores de diversos fabricantes, a partir dela é possível ver o FDI, a energia gerada e a performance *ratio* (PR) de cada caso. Vale ressaltar que, embora a potência total somada dos módulos é de 2200Wp, considerando as perdas para esse sistema, a potência, em condições de funcionamento, que chega ao inversor é de 1827Wp, como mostrado na Figura 6, por isso será considerado a potência de 1827Wp para o cálculo do FDI.

Tabela 4 – Dados das simulações para sistema FV residencial monofásico– Região Nordeste.

Fabricante	**Modelo do Inversor**	**Potência [kW]**	**Energia Anual Gerada [kWh]**	**FDI**	**PR**
Growatt New Energy	Growatt_1_5kW_TL	1,6	3287	0,88	0,77
	Growatt_2_0kW_TL_US	2,0	3300	1,09	0,77
Ginlong Technologies	Ginlong_Solis_1500_mini	1,5	3244	0,82	0,76
	Ginlong_Solis_2000_mini	2,0	3308	1,09	0,77

Goodwe	GoodWe_GW700_XS (foram usados dois de 0,7kW inversores para supria a potência de 1,4kW)	1,4	3214	0,77	0,75
	GoodWe_GW1500_XS	1,5	3299	0,82	0,77
Goodwe	GoodWe_GW2000_XS	2,0	3309	1,09	0,77
Fronius International	Fronius_IG15EO	1,3	3036	0,71	0,7
	Fronius_Galvo_1_5_1	1,5	3203	0,82	0,75
	Fronius_Galvo_2_0_1	2,0	3258	1,09	0,76
KSTAR	KStar_KSG_1_5K_SM	1,5	3251	0,82	0,76
	Kstar_KSG_2K_SM	2,0	3321	1,09	0,78
Canadian Solar Inc.	Canadian_Solar_CSI_700TL1P_GI_F(foram usados dois de 0,7kW inversores para supria a potência de 1,4kW)	1,4	3180	0,77	0,74
	Canadian_Solar_CSI_1_5KTL1P_GI_F	1,5	3246	0,82	0,76
	Canadian_Solar_CSI_2KTL1P_GI_F	2,0	3309	1,09	0,77
SMA	SMA_SunnyBoy_1_5	1,5	3227	0,82	0,75

Fonte: Autor.

A partir da Tabela 4 é possível verificar que o FDI a partir de 0,82 melhor atente ao sistema, exceto para o casos dos fabricantes Fronius International, Ginlong Technologies, Canadian Solar Inc. e SMA, que só conseguiram suprir a demanda de energia quando o FDI de seus respectivos inversores eram aproximadamente um, ou não conseguiram atender a demanda, como o caso do SMA, que, para os inversores disponíveis deste fabricante, só foi possível configurar o sistema com FDI igual a 0,82. Apesar que, nos casos dos fabricantes

Ginlong Technologies e Canadian Solar Inc, as gerações de energia foram tão próximas da demanda, quando o FDI estava igual a 0,82, que se pode considerar, para efeitos práticos, quando não há necessidade de tanta acurácia, que tais fabricantes atenderam a demanda nestes casos. Outro ponto a ser observado é que, para alguns fabricantes, foi possível selecionar o inversor cuja a escolha resultasse o FDI menor que 0,8 (tais fabricantes detêm inversores com potências que resultavam no FDI menor que 0,8, quando aplicados ao sistema). Porém, em nenhum desses casos a demanda de energia foi atendida.

5.2.1.2 Região Norte

Para a região do norte, o projeto FV monofásico tem a configuração similar àquele apresentado para a região nordeste, exceto pela localização e pela demanda de energia. O projeto será de um sistema fotovoltaico que visa atender à demanda energética de uma residência localizada em Macapá – AP, com demanda anual média de 3850kWh. A Tabela 5 mostra as configurações de tal sistema.

Tabela 5 – Parâmetros de configuração do sistema FV, monofásico, para residência com demanda de 3850kWh, localizada no Norte.

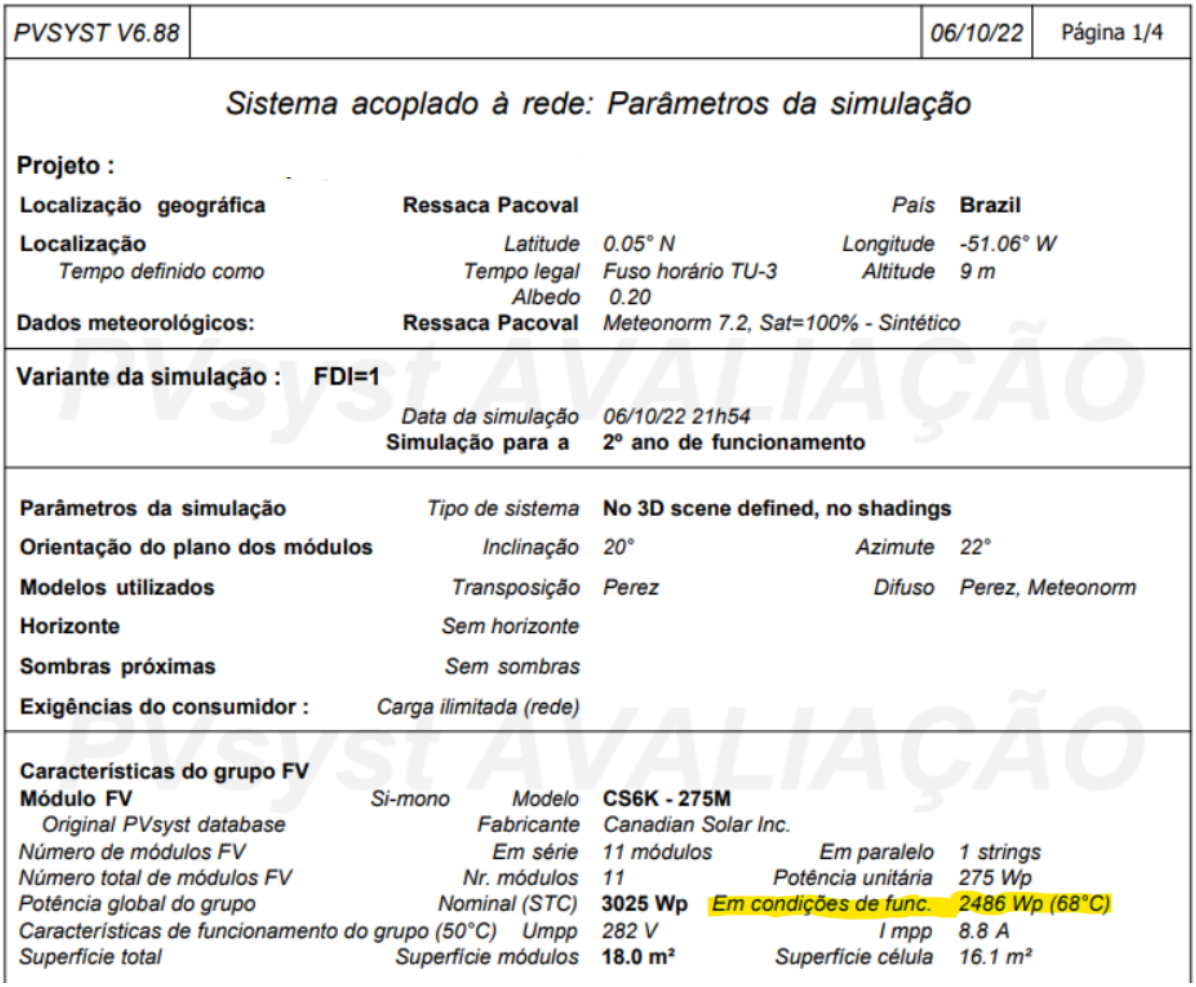
Demanda de energia anual	3850kWh
Latitude	0.052716556515251076
Longitude	-51.057083291940856
Azimute	-22°
Inclinação dos módulos	20°
Temperatura máxima média da localidade	33° C
Temperatura mínima média da localidade	25°
Comprimento do cabeamento CC / Área de seção transversal	25m / $10mm^2$
Comprimento do cabeamento CA / Área de seção transversal	25m / $10mm^2$

Fator de envelhecimento:	Foi configurado para que o sistema considerasse a degradação dos primeiro dois anos, visto que são nos primeiros anos que o sistema sofre mais degradação.
Indisponibilidade	2%
Sujidade	3%
Perda de qualidade dos módulos por irradiação luminosa (LID)	2%
Quantidade dos módulos / Potência individual do módulo	11 módulos monocristalinos do fabricante Canadian Solar Inc. (Canadian_CS6K-275M-AG.PAN), cada um com potência de 275 wp

Fonte: Autor.

A Tabela 6 mostra o resultado das simulações do sistema FV com as configurações apresentadas na Tabela 7, utilizando diversos inversores de diversos fabricantes, a partir dela é possível ver o FDI, a energia gerada e a performance *ratio* PR de cada caso. A potência total somada dos módulos é de 3025Wp, porém, considerando as perdas para esse sistema, a potência, em condições de funcionamento, que chega ao inversor é de 2486Wp, como mostrado na Figura 66, por isso será considerado a potência de 2486Wp para o cálculo do FDI.

Figura 66 Informações do sistema FV monofásico, residencial, com demanda de 3850kWp, localizado em Macapá-AP, com destaque para a potência de funcionamento que chega no inversor.



PVSYST V6.88 | 06/10/22 | Página 1/4

Sistema acoplado à rede: Parâmetros da simulação

Projeto :

Localização geográfica	**Ressaca Pacoval**		País	**Brazil**
Localização	Latitude	0.05° N	Longitude	-51.06° W
Tempo definido como	Tempo legal	Fuso horário TU-3	Altitude	9 m
	Albedo	0.20		
Dados meteorológicos:	**Ressaca Pacoval**	Meteonorm 7.2, Sat=100% - Sintético		

Variante da simulação : FDI=1

Data da simulação	06/10/22 21h54
Simulação para a	**2º ano de funcionamento**

Parâmetros da simulação	Tipo de sistema	**No 3D scene defined, no shadings**		
Orientação do plano dos módulos	Inclinação	20°	Azimute	22°
Modelos utilizados	Transposição	Perez	Difuso	Perez, Meteonorm
Horizonte	Sem horizonte			
Sombras próximas	Sem sombras			
Exigências do consumidor :	Carga ilimitada (rede)			

Características do grupo FV

Módulo FV	Si-mono	Modelo	**CS6K - 275M**	
Original PVsyst database		Fabricante	Canadian Solar Inc.	
Número de módulos FV		Em série	11 módulos	Em paralelo 1 strings
Número total de módulos FV		Nr. módulos	11	Potência unitária 275 Wp
Potência global do grupo		Nominal (STC)	**3025 Wp**	Em condições de func. 2486 Wp (68°C)
Características de funcionamento do grupo (50°C)		Umpp	282 V	I mpp 8.8 A
Superfície total		Superfície módulos	**18.0 m²**	Superfície célula 16.1 m²

Fonte: Autor.

Tabela 6 – Dados das simulações para sistema FV residencial monofásico – Região Norte.

Fabricante	**Modelo do Inversor**	**Potência [kW]**	**Energia Anual Gerada [kWh]**	**FDI**	**PR**
Growatt New Energy	Growatt_1_5kW_TL_US	1,6	3700	0,64	0,72
	Growatt_2_0kW_TL_US	2,0	3881	0,80	0,75
	Growatt_2_5kW_HF	2,5	3899	1,01	0,76
Ginlong Technologies	Ginlong_Solis_2K_US	2,0	3875	0,80	0,75
	Ginlong_Solis_2500_min	2,5	3924	1,01	0,76

Goodwe	GoodWe_GW2000_XS	2,0	3894	0,80	0,76
	Goodwe_GW2500_NS	2,5	3904	1,01	0,76
Fronius International	Fronius_IG20EI	1,8	3713	0,72	0,72
	Fronius_IG30EI	2,5	3792	1,01	0,74
KStar	KStar_KSG_2K_SM	2,0	3901	0,80	0,76
	KStar_KSG_3K_SM	3,0	3943	1,21	0,77
Canadian Solar Inc.	Canadian_Solar_CSI_2KTL1P_GI_FL	2,0	3893	0,80	0,76
	Canadian_Solar_CSI_2_5KTL1P_GI_F	2,5	3944	1,01	0,77
SMA	SMA_SunnyBoy_2_5	2,5	3925	1,01	0,76

Fonte: Autor.

A partir da Tabela 6 é possível verificar que, para a grande maioria dos fabricantes, exceto o fabricante Fronius International, a configuração com o FDI maior ou igual a 0,80 tem melhor desemprenho. Para o caso do Fabricante Fronius International, nem com a configuração do FDI igual a 1,01 foi possível atender a demanda de energia, nesse caso a geração de energia foi igual a 3792kWh, inferior a demanda de 3850kWh. Já para o fabricante KStar, houve um caso em que foi configurado um inversor de forma sobre dimensionada, resultando num FDI igual a 1,21, mas, quando comparado com o caso em que o FDI é igual a 0,8, para esse mesmo fabricante, a diferença de energia gerada é muito pequena, 51kWh, 1,3% da demanda de enregia. Isso mostra que, a melhor configuração de FDI para esse sistema está mesmo em torno do valor igual a 0,8, e que as perdas consequentes do sub dimensionamento do inversor não são relevantes ou afetam significativamente a qualidade de geração do sistema.

5.2.1.3 Região Sul

Para a região do sul, o projeto FV monofásico tem a configuração similar àquele apresentado para a região nordeste (monofásico), exceto pela localização e pela demanda de energia. O projeto será de um sistema fotovoltaico que visa atender à demanda energética de uma residência localizada em Porto Alegre – RS, com demanda anual média de 3010kWh. A Tabela 7 mostra as configurações de tal sistema.

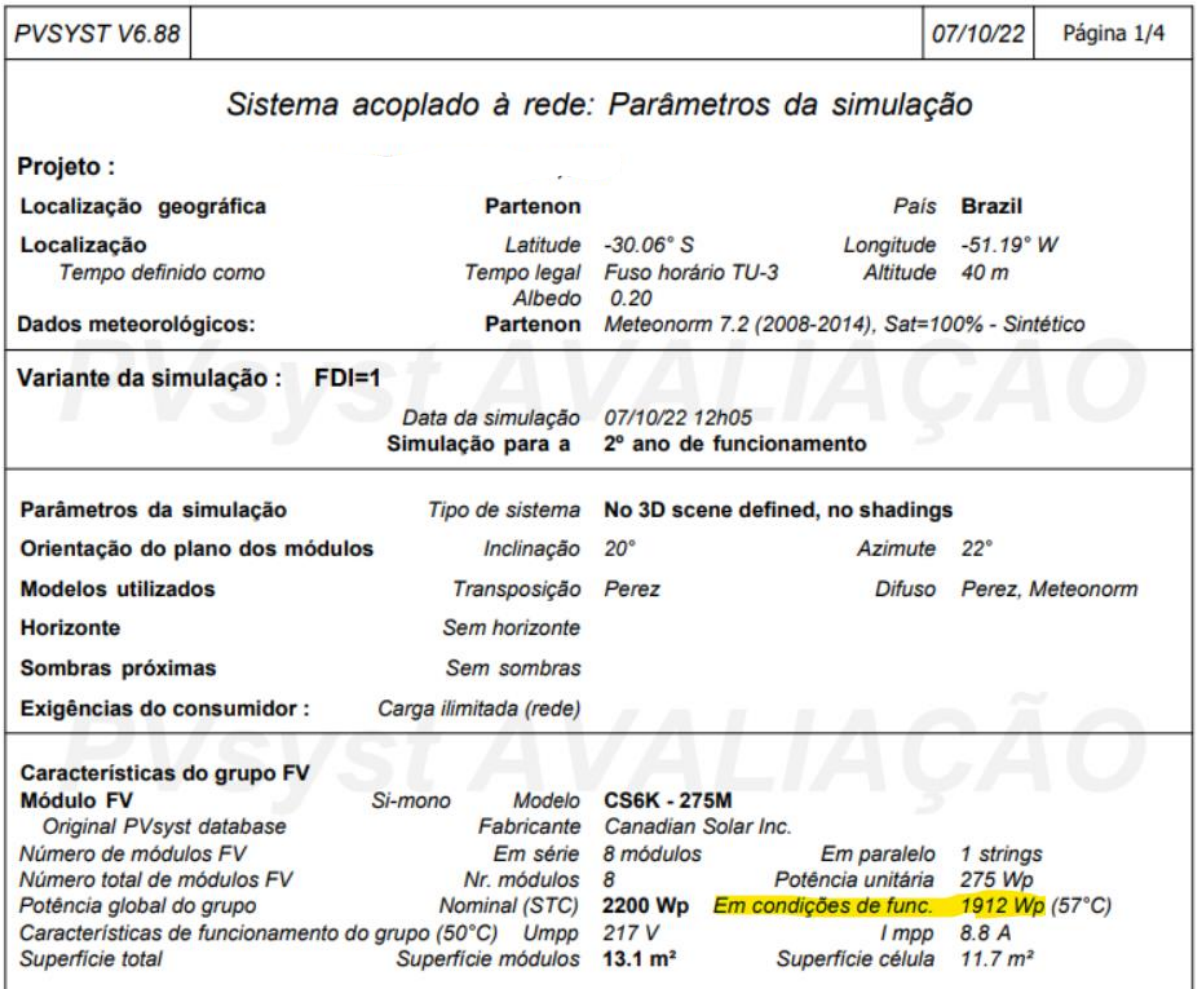
Tabela 7 – Parâmetros de configuração do sistema FV, monofásico, para residência com demanda de 3010kWh, localizada no Sul.

Demanda de energia anual	3010kWh
Latitude	-30.0611702287496
Longitude	-51.19104486323758
Azimute	-22°
Inclinação dos módulos	20°
Temperatura máxima média da localidade	25,6° C
Temperatura mínima média da localidade	15,9°
Comprimento do cabeamento CC / Área de seção transversal	25m / $10mm^2$
Comprimento do cabeamento CA / Área de seção transversal	25m / $10mm^2$
Fator de envelhecimento:	Foi configurado para que o sistema considerasse a degradação dos primeiro dois anos, visto que são nos primeiros anos que o sistema sofre mais degradação.
Indisponibilidade	2%
Sujidade	3%
Perda de qualidade dos módulos por irradiação luminosa (LID)	2%
Quantidade dos módulos / Potência individual do módulo	8 módulos monocristalinos do fabricante Canadian Solar Inc. (Canadian_CS6K-275M-AG.PAN), cada um com potência de 275 wp

Fonte: Autor.

A Tabela 8 mostra o resultado das simulações do sistema FV com as configurações apresentadas na Tabela 7, utilizando diversos inversores de diversos fabricantes, a partir dela é possível ver o FDI, a energia gerada e a performance *ratio* PR de cada caso. A potência total somada dos módulos é de 2200Wp, porém, considerando as perdas para esse sistema, a potência, em condições de funcionamento, que chega ao inversor é de 1912Wp, como mostrado na Figura 67, por isso será considerado a potência de 1912Wp para o cálculo do FDI.

Figura 67 – Informações do sistema FV monofásico, residencial, com demanda de 3010kWp, localizado em Porto Alegre – RS, com destaque para a potência de funcionamento que chega no inversor.



PVSYST V6.88 | 07/10/22 | Página 1/4

Sistema acoplado à rede: Parâmetros da simulação

Projeto :

Localização geográfica	**Partenon**		*País*	**Brazil**
Localização	*Latitude*	*-30.06° S*	*Longitude*	*-51.19° W*
Tempo definido como	*Tempo legal*	*Fuso horário TU-3*	*Altitude*	*40 m*
	Albedo	*0.20*		
Dados meteorológicos:	**Partenon**	*Meteonorm 7.2 (2008-2014), Sat=100% - Sintético*		

Variante da simulação : FDI=1

Data da simulação	*07/10/22 12h05*
Simulação para a	**2º ano de funcionamento**

Parâmetros da simulação	*Tipo de sistema*	**No 3D scene defined, no shadings**		
Orientação do plano dos módulos	*Inclinação*	*20°*	*Azimute*	*22°*
Modelos utilizados	*Transposição*	*Perez*	*Difuso*	*Perez, Meteonorm*
Horizonte	*Sem horizonte*			
Sombras próximas	*Sem sombras*			
Exigências do consumidor :	*Carga ilimitada (rede)*			

Características do grupo FV

Módulo FV	*Si-mono*	*Modelo*	**CS6K - 275M**		
Original PVsyst database		*Fabricante*	*Canadian Solar Inc.*		
Número de módulos FV		*Em série*	*8 módulos*	*Em paralelo*	*1 strings*
Número total de módulos FV		*Nr. módulos*	*8*	*Potência unitária*	*275 Wp*
Potência global do grupo		*Nominal (STC)*	**2200 Wp**	*Em condições de func.*	*1912 Wp (57°C)*
Características de funcionamento do grupo (50°C)		*Umpp*	*217 V*	*I mpp*	*8.8 A*
Superfície total		*Superfície módulos*	**13.1 m²**	*Superfície célula*	*11.7 m²*

Fonte: Autor.

Tabela 8 – Dados das simulações para sistema FV residencial monofásico – Região Sul.

Fabricante	**Modelo do Inversor**	**Potência [kW]**	**Energia Anual Gerada [kWh]**	**FDI**	**PR**
Growatt New Energy	Growatt_1_5kW_TL_US	1,6	3041	0,84	0,77
	Growatt_2_0kW_TL_US	2,0	3151	1,04	0,78
Ginlong Technologies	Ginlong_Solis_1_5K_2G	1,5	3027	0,78	0,77
Ginlong Technologies	Ginlong_Solis_2000_mini	2,0	3064	1,04	0,78

Goodwe	GoodWe_GW1500_XS	1,5	3062	0,78	0,78
	GoodWe_GW2000_XS	2,0	3065	1,04	0,78
Fronius International	Fronius_IG15EI	1,3	2850	0,68	0,72
	Fronius_Galvo_1_5_1	1,5	2988	0,78	0,76
	Fronius_Galvo_2_0_1	2,0	3019	1,04	0,77
KSTAR	KStar_KSG_1_5K_SM	1,5	3037	0,78	0,77
	KStar_KSG_2K_SM	2,0	3079	1,04	0,78
SMA	SMA_SunnyBoy_1_5	1,5	3013	0,78	0,77

Fonte: Autor.

A partir da tabela 8 é possível perceber que a configuração com o FDI maior ou igual a 0,78 atende muito bem à demanda de energia, a maioria dos inversores, dos diversos fabricantes, tiveram boas resposta com essa configuração. Porém, para o fabricante Fronius International, a demanda de energia só foi atendida quando foi configurado um inversor que resultasse num FDI igual a 1,04, quando o FDI tinha valores abaixo que 1,04 a demanda não era atendida, para o caso desse fabricante.

5.2.1.4 Região Centro-Oeste

Para a região do centro-oeste, o projeto FV monofásico tem a configuração similar aquele apresentado para a região nordeste (monofásico), exceto pela localização e pela demanda de energia. O projeto será de um sistema fotovoltaico que visa atender à demanda energética de uma residência localizada em Goiânia – GO, com demanda anual média de 3400kWh. A Tabela 9 mostra as configurações de tal sistema.

Tabela 9 – Parâmetros de configuração do sistema FV, monofásico, para residência com demanda de 3400kWh, localizada no centro-oeste.

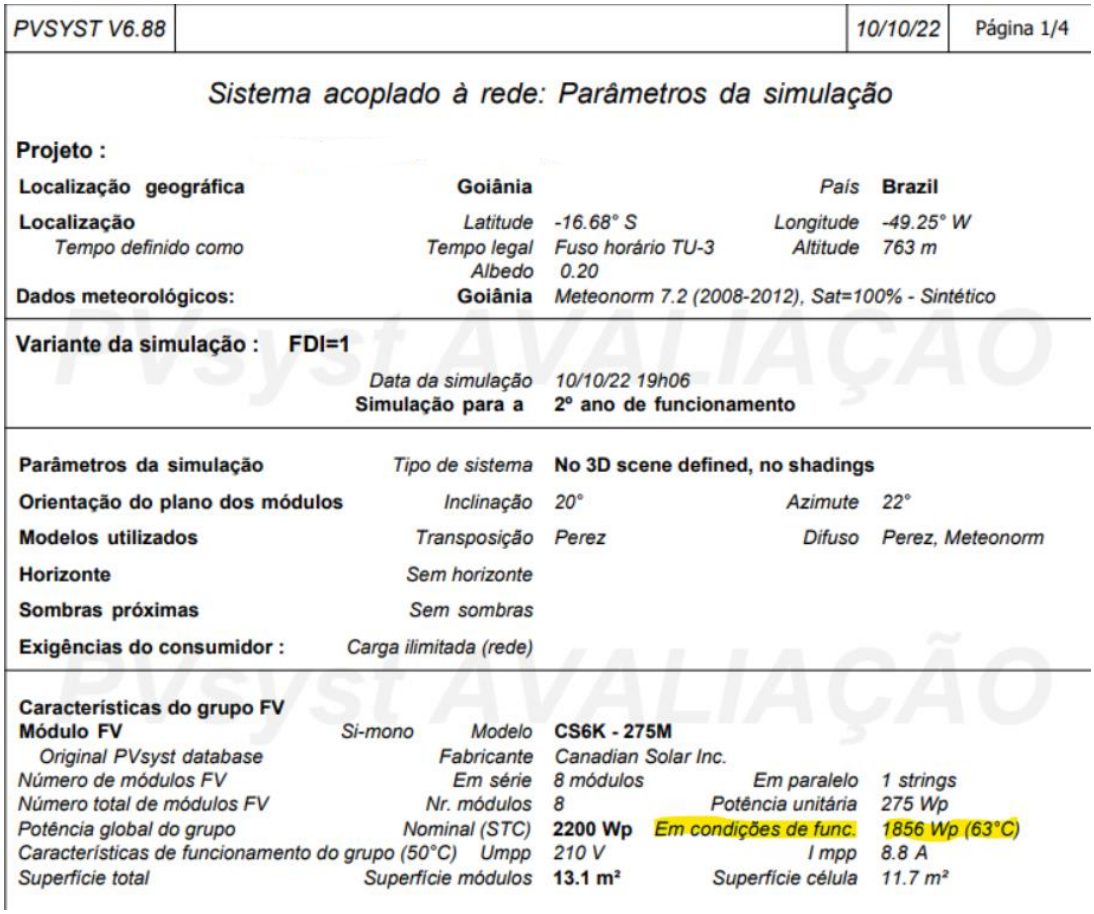
Demanda de energia anual	3400kWh
Latitude	-16.6853524309834

Longitude	-49.247962419149474
Azimute	-22°
Inclinação dos módulos	20°
Temperatura máxima média da localidade	33° C
Temperatura mínima média da localidade	15° C
Comprimento do cabeamento CC / Área de seção transversal	25m / $10mm^2$
Comprimento do cabeamento CA / Área de seção transversal	25m / $10mm^2$
Fator de envelhecimento:	Foi configurado para que o sistema considerasse a degradação dos primeiro dois anos, visto que são nos primeiros anos que o sistema sofre mais degradação.
Indisponibilidade	2%
Sujidade	3%
Perda de qualidade dos módulos por irradiação luminosa (LID)	2%
Quantidade dos módulos / Potência individual do módulo	8 módulos monocristalinos (Canadian_CS6K-275M-AG.PAN), cada um com potência de 275 wp

Fonte: Autor.

A Tabela 10 mostra o resultado das simulações do sistema FV com as configurações apresentadas na Tabela 9, utilizando diversos inversores de diversos fabricantes, a partir dela é possível ver o FDI, a energia gerada e a performance *ratio* PR de cada caso. A potência total somada dos módulos é de 2200Wp, porém, considerando as perdas para esse sistema, a potência, em condições de funcionamento, que chega ao inversor é de 1856Wp, como mostrado na Figura 68, por isso será considerado a potência de 1856Wp para o cálculo do FDI.

Figura 68 – Informações do sistema FV monofásico, residencial, com demanda de 3400kWp, localizado em Porto Alegre – RS, com destaque para a potência de funcionamento que chega no inversor.



PVSYST V6.88 | 10/10/22 | Página 1/4

Sistema acoplado à rede: Parâmetros da simulação

Projeto :

Localização geográfica	**Goiânia**		*País*	**Brazil**
Localização	*Latitude*	*-16.68° S*	*Longitude*	*-49.25° W*
Tempo definido como	*Tempo legal*	*Fuso horário TU-3*	*Altitude*	*763 m*
	Albedo	*0.20*		
Dados meteorológicos:	**Goiânia**	*Meteonorm 7.2 (2008-2012), Sat=100% - Sintético*		

Variante da simulação : FDI=1

Data da simulação	*10/10/22 19h06*
Simulação para a	**2º ano de funcionamento**

Parâmetros da simulação	*Tipo de sistema*	**No 3D scene defined, no shadings**		
Orientação do plano dos módulos	*Inclinação*	*20°*	*Azimute*	*22°*
Modelos utilizados	*Transposição*	*Perez*	*Difuso*	*Perez, Meteonorm*
Horizonte	*Sem horizonte*			
Sombras próximas	*Sem sombras*			
Exigências do consumidor :	*Carga ilimitada (rede)*			

Características do grupo FV

Módulo FV	*Si-mono*	*Modelo*	**CS6K - 275M**	
Original PVsyst database		*Fabricante*	*Canadian Solar Inc.*	
Número de módulos FV		*Em série*	*8 módulos*	*Em paralelo* 1 strings
Número total de módulos FV		*Nr. módulos*	*8*	*Potência unitária* 275 Wp
Potência global do grupo		*Nominal (STC)*	**2200 Wp**	*Em condições de func.* 1856 Wp (63°C)
Características de funcionamento do grupo (50°C)		*Umpp*	*210 V*	*I mpp* 8.8 A
Superfície total		*Superfície módulos*	**13.1 m²**	*Superfície célula* 11.7 m²

Fonte: Autor.

Tabela 10 – Dados das simulações para sistema FV residencial monofásico – Região Sul.

Fabricante	**Modelo do Inversor**	**Potência [kW]**	**Energia Anual Gerada [kWh]**	**FDI**	**PR**
Growatt New Energy	Growatt_1_5kW_TL	1,6	3470	0,86	0,77
	Growatt_2_0kW_TL_US	2,0	3483	1,08	0,77
Ginlong Technologies	Ginlong_Solis_1_5K_US	1,5	3414	0,81	0,76
	Ginlong_Solis_2K_US	2,0	3477	1,08	0,77
Goodwe	GoodWe_GW1500_XS	1,5	3484	0,81	0,77
	GoodWe_GW2000_XS	2,0	3490	1,08	0,77

Fronius International	Fronius_Galvo_1_5_1	1,5	3379	0,81	0,75
	Fronius_Galvo_2_0_1	1,5	3437	1,08	0,75
KSTAR	KStar_KSG_1_5K_SM	1,5	3427	0,81	0,76
	KStar_KSG_2K_SM	2,0	3550	1,08	0,78
Canadian Solar Inc.	Canadian_solar_CSI_1_5KTL1P_GI_F	1,5	3421	0,81	0,76
	Canadian_solar_CSI_2KTL1P_GI_FL	2,0	3491	1,08	0,77
SMA	SMA_SunnyBoy_1_5	1,5	3402	0,81	0,76

Fonte: Autor.

A partir da tabela 10 é possível perceber que a configuração de FDI maior ou igual a 0,81 é a que melhor atende ao sistema. Porém, para o caso do fabricante Fronius International, a configuração do FDI com valor de 0,81 não atendeu à demanda de energia, que só foi possível com a configuração do FDI com o valor de 1,08.

5.2.2 Sistemas Fotovoltaicos Trifásicos

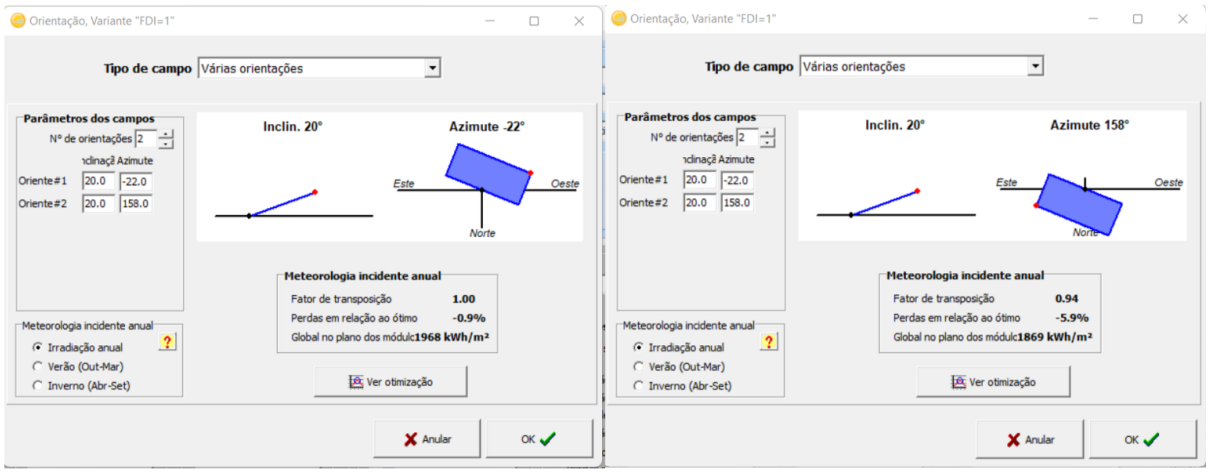
Com o intuito de tornar mais rico o estudo de viabilidade na escolha de inversores de frequência em projetos fotovoltaicos, foram concebidos projetos FV trifásicos, ainda com o auxílio do *software PVsyst*, nas respectivas regiões do Brasil, nordeste e sul, para que assim seja possível analisar o comportamento dos inversores de diversos fabricantes, variando o seus respectivos FDI em sistemas trifásicos.

5.2.2.1 Região Nordeste

Na região nordeste o sistema FV foi configurado para atender uma demanda de 20MWh, com a planta de instalação do projeto localizada na região metropolitana do Recife – PE e disposta em um telhado com duas inclinações, por isso foram utilizados inversores que suportam duas entradas MPPT, no mínimo. A Figura 69 mostra as duas orientações azimutais do telhado, já configuradas no *PVsyst*. A Tabela 11 mostra as configurações para tal sistema. A

partir dessa configuração foram testados diverso inversores de variados fabricantes e feito simulações variando o FDI, a Tabela 12 mostra o resultado dessa simulação. A Figura 70 mostra o resumo da configuração dos parâmetros, apresentados pelo *PVsyst*, nela é possível ver, destacado em amarelo, que a potência em funcionamento do projeto é de 12,10kWp, portanto será usado essa potência no cálculo do FDI.

Figura 69 – Orientações azimutais do sistema FV trifásico da região Nordeste configurada no software PVsyst.



Fonte: Autor.

Figura 70 – resumo da configuração dos parâmetros do sistema FV trifásico da região Nordeste.

PVSYST V6.88 | 11/10/22 | Página 1/4

Sistema acoplado à rede: Parâmetros da simulação

Projeto :

Localização geográfica	**JabGuararapes**		*País*	**Brazil**
Localização	*Latitude*	*-8.17° S*	*Longitude*	*-34.93° W*
Tempo definido como	*Tempo legal*	*Fuso horário TU-3*	*Altitude*	*811 m*
	Albedo	*0.20*		
Dados meteorológicos:	**Nova Divinéia**	*Meteonorm 7.2 (2009-2014), Sat=100% - Sintético*		

Variante da simulação : FDI=1

Data da simulação	*10/10/22 22h15*
Simulação para a	**2º ano de funcionamento**

Parâmetros da simulação	*Tipo de sistema*	**No 3D scene defined, no shadings**		
2 orientações	*inclin/azimutes*	*20°/-22° e 20°/158°*		
Modelos utilizados	*Transposição*	*Perez*	*Difuso*	*Perez, Meteonorm*
Horizonte	*Sem horizonte*			
Sombras próximas	*Sem sombras*			
Exigências do consumidor :	*Carga ilimitada (rede)*			

Características do grupo FV

Módulo FV	*Si-poly*	*Modelo*	**CS3W-415P 1500V HE**	
Custom parameters definition		*Fabricante*	*Canadian Solar Inc.*	
Número de módulos FV		*Em série*	*17 módulos*	*Em paralelo* *2 strings*
Número total de módulos FV		*Nr. módulos*	*34*	*Potência unitária* *415 Wp*
Potência global do grupo		*Nominal (STC)*	**14.11 kWp** *Em condições de func.*	*12.10 kWp (63°C)*
Características de funcionamento do grupo (50°C)		*Umpp*	*571 V*	*I mpp* *21 A*
Superfície total		*Superfície módulos*	**75.1 m²**	*Superfície célula* *67.5 m²*

Fonte: Autor.

Tabela 11 - Dados para configuração de sistema FV trifásico localizado na região do Nordeste.

Demanda de energia anual	20MWh
Latitude	-8.174844524460624
Longitude	-34.928243315344545
Azimute para a primeira orientação do telhado	-22°
Azimute para a segunda orientação do telhado	158
Inclinação dos módulos	20°
Temperatura máxima média da localidade	31° C
Temperatura mínima média da localidade	20° C
Comprimento do cabeamento CC / Área de seção transversal	25m / $10mm^2$
Comprimento do cabeamento CA / Área de seção transversal	25m / $10mm^2$
Fator de envelhecimento:	Foi configurado para que o sistema considerasse a degradação dos primeiro dois anos, visto que são nos primeiros anos que o sistema sofre mais degradação.
Indisponibilidade	2%
Sujidade	3%
Perda de qualidade dos módulos por irradiação luminosa (LID)	2%
Quantidade dos módulos / Potência individual do módulo	34 módulos policristalinos (Canadian_CS3W_415P_1500Vcada um com potência de 415 wp, sendo divididos em duas *strings*, cada uma com 17 módulos.

Fonte: Autor

Tabela 12 – Dados das simulações para sistema FV trifásico – Região Nordeste.

Fabricante	**Modelo do Inversor**	**Potência [kW]**	**Energia Anual Gerada [MWh]**	**FDI**	**PR**
Sungrow	Sungrow_SG10KTL_EC	10	20,76	0,83	0,77
	Sungrow_SG12KTL_EC	12	20,98	0,99	0,78
Growatt New Energy	Growatt_10kW_UE	10	20,74	0,83	0,77
	Growatt_12kW_UE	12	20,97	0,99	0,78
Ginlong Technologies	Ginlong_Solis_10K_US	10	20,70	0,83	0,77
	Ginlong_Solis_15K_US	15	20,78	1,24	0,77
Goodwe	Goodwe_GW9000_DT	9,0	20,34	0,74	0,76
	Goodwe_GW10KN_DT	10	20,84	0,83	0,78
	GoodWe_GW12KN_DT	12	21,03	0,99	0,78
KStar	KStar_KSG_10K	10	21,01	0,83	0,78
	tar_KSG_12K	12	21,02	0,99	0,78

Fonte: Autor

A Partir da Tabela 12 é possível perceber que a configuração do FDI com valor maior igual a 0,74 atende à demanda de energia. Porém, a configuração com o FDI com valor igual a 0,74 só foi utilizada com o fabricante Goodwe, único que detinha um modelo de inversor com potência que que resultasse no FDI com tal valor. Para os demais fabricantes o valor de FDI que melhor atendeu em torno de 0,83.

5.2.2.2 Região Sul

O sistema trifásico da região sul visa atender uma demanda de 38MWh, para isso foram usados 57 módulos fotovoltaicos com potência de 435Wp, divididos em três *strings* com 19

módulos cada. O projeto será de uma usina em solo, localizada na cidade de Porto Alegre – RS. A Tabela 13 mostra a configuração de parâmetros que foi usada nesse sistema, para o software PVsyst. A potência de funcionamento para esse sistema, utilizada para cálculo do FDI, é de 23,08KWp, como mostra a Figura 71, nela é possível ver também ao resumo das configurações de parâmetros para esse sistema. A partir dessa configuração foram testados diverso inversores de variados fabricantes e feito simulações variando o FDI, a Tabela 14 mostra o resultado dessas simulações.

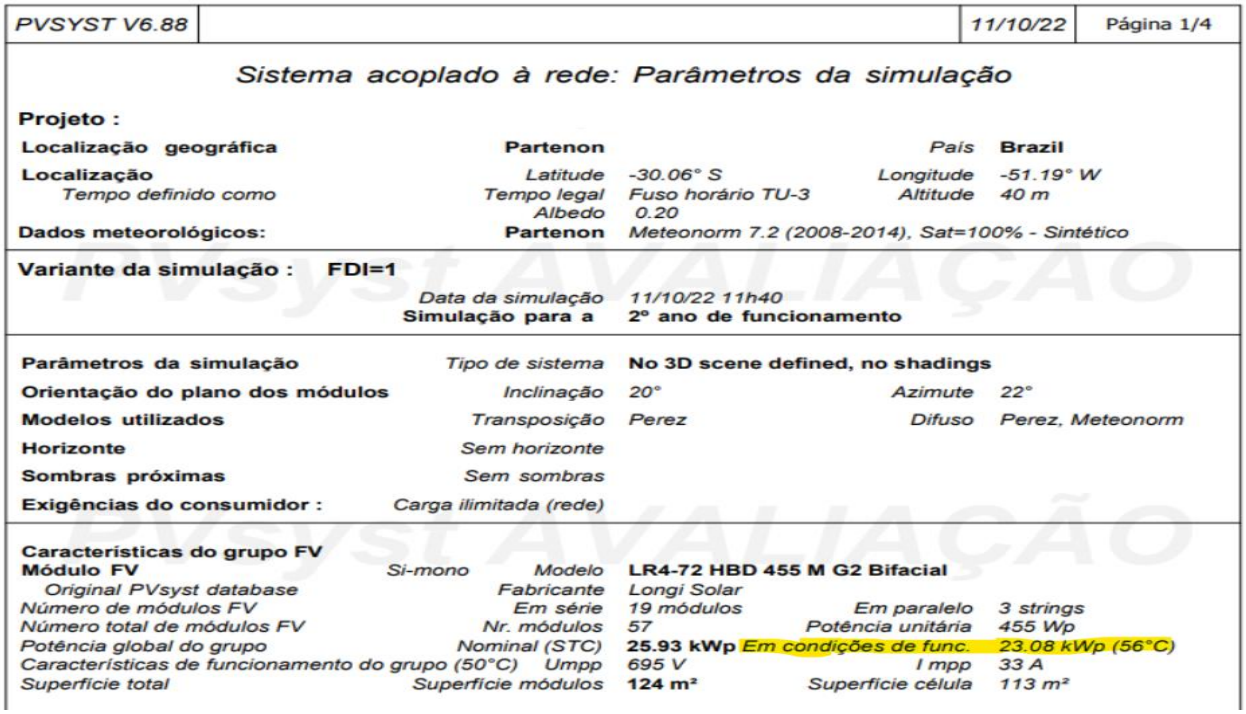
Tabela 13 - Dados para configuração de sistema FV trifásico localizado na região do Sul.

Demanda de energia anual	37MWh
Latitude	-30.0611702287496
Longitude	-51.19104486323758
Azimute para a primeira orientação do telhado	-22°
Inclinação dos módulos	20°
Temperatura máxima média da localidade	25,6° C
Temperatura mínima média da localidade	15,9°
Comprimento do cabeamento CC / Área de seção transversal	25m / $10mm^2$
Comprimento do cabeamento CA / Área de seção transversal	25m / $10mm^2$
Fator de envelhecimento:	Foi configurado para que o sistema considerasse a degradação dos primeiro dois anos, visto que são nos primeiros anos que o sistema sofre mais degradação.
Indisponibilidade	2%
Sujidade	3%
Perda de qualidade dos módulos por irradiação luminosa (LID)	2%
Quantidade dos módulos / Potência individual do módulo	57 módulos monocristalinos da Longi Solar (Longi_LR4_72_HPH_455_M_G2), cada um com

	potência de 435 wp, sendo divididos em três *strings*, cada uma com 19 módulos.

Fonte: Autor.

Figura 71 – Resumo da configuração dos parâmetros do sistema FV trifásico na região Sul.



PVSYST V6.88 — 11/10/22 — Página 1/4

Sistema acoplado à rede: Parâmetros da simulação

Projeto :

Localização geográfica	**Partenon**		*País*	**Brazil**
Localização	*Latitude*	*-30.06° S*	*Longitude*	*-51.19° W*
Tempo definido como	*Tempo legal*	*Fuso horário TU-3*	*Altitude*	*40 m*
	Albedo	*0.20*		
Dados meteorológicos:	**Partenon**	*Meteonorm 7.2 (2008-2014), Sat=100% - Sintético*		

Variante da simulação : FDI=1

Data da simulação	*11/10/22 11h40*
Simulação para a	**2º ano de funcionamento**

Parâmetros da simulação	*Tipo de sistema*	**No 3D scene defined, no shadings**		
Orientação do plano dos módulos	*Inclinação*	*20°*	*Azimute*	*22°*
Modelos utilizados	*Transposição*	*Perez*	*Difuso*	*Perez, Meteonorm*
Horizonte	*Sem horizonte*			
Sombras próximas	*Sem sombras*			
Exigências do consumidor :	*Carga ilimitada (rede)*			

Características do grupo FV

Módulo FV	*Si-mono*	*Modelo*	**LR4-72 HBD 455 M G2 Bifacial**		
Original PVsyst database		*Fabricante*	*Longi Solar*		
Número de módulos FV		*Em série*	*19 módulos*	*Em paralelo*	*3 strings*
Número total de módulos FV		*Nr. módulos*	*57*	*Potência unitária*	*455 Wp*
Potência global do grupo		*Nominal (STC)*	**25.93 kWp**	*Em condições de func.*	*23.08 kWp (56°C)*
Características de funcionamento do grupo (50°C)		*Umpp*	*695 V*	*I mpp*	*33 A*
Superfície total		*Superfície módulos*	**124 m²**	*Superfície célula*	*113 m²*

Fonte: Autor.

Tabela 14 – Dados das simulações para sistema FV trifásico – Região Sul.

Fabricante	**Modelo do Inversor**	**Potência [kW]**	**Energia Anual Gerada [MWh]**	**FDI**	**PR**
KStar	KStar_KSG_15K	15	35,33	0,65	0,76
	KStar_KSG_17K	17	36,45	0,74	0,79
	KStar_KSG_20K	20	37,17	0,87	0,8
	Canadian_Solar_CSI_15KTL_GI_LFL	15	33,20	0,65	0,71

Canadian Solar Inc.	Canadian_Solar_CSI_20KTL_GI_FL	20	36,94	0,87	0,8
	Canadian_Solar_CSI_25KTL_GS_FL	25	37,13	1,08	0,8
Sungrow	Sungrow_SG20KTL	20	36,89	0,87	0,8
Growatt New Energy	Growatt_18kW_TL3_HE	18	36,61	0,78	0,79
	Growatt_20kW_TL3_HE	20	37,19	0,87	0,80
Ginlong Technologies	Ginlong_Solis_15K	15	34,15	0,65	0,74
	Ginlong_Solis_20K	20	36,96	0,87	0,80
	Ginlong_Solis_25K	25	37,06	1,08	0,80
Goodwe	Goodwe_GW17K_DT	17	35,98	0,74	0,78
	Goodwe_GW20K_DT	20	37,09	0,87	0,80
	Goodwe_GW25K_DT	25	37,25	1,08	0,80

Fonte: Autor.

A partir da Tabela 14 é possível perceber que a configuração com o valor de FDI maio igual a 0,87 é a que melhor atende à demanda de energia. Contudo os fabricantes Canadian Solar Inc., Sungrow e Ginlong Technologies não conseguiram atingir a demanda, quando seus respectivos inversores, com potências, que quando configurados ao sistema, resultavam num FDI com o valor de 0,87. Outro ponto é que, para diversos fabricantes, foram testados FDI com valores inversores a 0,87, como mostra a Tabela 4, no entanto, nenhum desses casos atendeu a demanda.

5.2.3 Análise Econômica

A análise econômica é muito importante na escolha do inversor para o sistema FV, levando em consideração que já foram selecionados apenas inversores que atentam ao sistema FV. A metodologia apresentada aqui, para fazer a análise econômica do inversor que será utilizado no projeto, será selecionar os inversores que atenderam a demanda do projeto (nesse caso será utilizado o sistema FV trifásico na região sul), e verificar os seus respectivos preços, a partir daí averiguar a relação custo-benefício de cada inversor e eleger o que melhor atende a

realidade do projeto. A Tabela 15 mostra os inversores que atenderem à demanda do sistema FV trifásico na região Sul, com seus respectivos FDI, PR, energia gerada e preço.

Tabela 15 – Relação dos inversores que atenderam à demanda do sistema FV trifásico – Região Sul.

Fabricante	**Modelo do Inversor**	**Potência [kW]**	**Energia Anual Gerada [MWh]**	**FDI**	**PR**	**PREÇO [R$]**
KStar	KStar_KSG_20K	20	37,17	0,87	0,8	15.990,00
Canadian Solar Inc.	Canadian_Solar_CSI_25KTL_GS_FL	25	37,13	1,08	0,8	20.078,99
Growatt New Energy	Growatt_20kW_TL3_HE	20	37,19	0,87	0,80	15.880,88
Ginlong Technologies	Ginlong_Solis_25K	25	37,06	1,08	0,80	25.385,90
Goodwe	Goodwe_GW20K_DT	20	37,09	0,87	0,80	15.246,96
	Goodwe_GW25K_DT	25	37,25	1,08	0,80	17.770,95

Fonte: Autor.

Da tabela 15 pode-se destacar três inversores o Growatt_20kW_TL3_HE, do fabricante Growatt New Energy, de potência de 20kW, o Goodwe_GW20K_DT, do fabricante Goodwe, com potência de 20kW, e o Goodwe_GW25K_DT, com potência de 25kW. Alguns critérios podem ser tomados na elegibilidade do inversor para o sistema:

- Caso o projetista opte por escolher o inversor com menor preço, ele deve optar pelo Goodwe_GW20K_DT, pois, entre esses três inversores destacados, ele é o que apresenta menor preço;
- Porém, caso o projetista opte por escolher o inversor com o critério de melhor relação entre a potência *versus* o preço, o inversor Goodwe_GW25K_DT deve ser

escolhido, pois detêm a maior potência entre os três inversores destacados, além de que é responsável pela maior geração de energia, quando comparado com todos os inversores da análise. O preço do inversor Goodwe_GW25K_DT é o mais caro entre os três destacados, mas o seu valor monetário não é tão superior quando comparado com o preço dos demais, 17% a mais quando comparado com o preço do Goodwe_GW20K_DT, que é o inversor mais barato entre os três destacados. No entanto a escolha do inversor Goodwe_GW25K_DT traz maior possibilidade de expansão do sistema, ou seja, caso seja necessário aumentar a potência do módulos (aumentando o número de módulo ou substituindo por outros que tenham maior potência), esse inversor é o que tem a maior capacidade de atender o sistema nessa situação, pois tem a maior potência em relação aos demais. Podendo assim, oferecer uma configuração de FDI com valor menor que um para um sistema, caso seja implantada maior quantidade de potência provinda dos módulos. Enquanto os outros dois já oferecem configuração com o FDI muito próximo do seu limite mínimo, com a potência atual provinda dos módulos, não permitindo muitas possibilidades de expansão para o sistema atual;

- O inversor Growatt_20kW_TL3_HE seria a melhor escolha caso o critério adotado fosse a relação entre geração e menor FDI, pois mesmo o FDI com valor igual a 0,8 (mesmo FDI do inversor mais barato, o Goodwe_GW20K_DT), ele possibilita uma geração de energia com o valor de 37,19MWh, muito próxima do cado da maior geração de energia, possibilidade com o inversor Goodwe_GW25K_DT, que detêm uma potência maior, 25kW, e preço também maior, 12% a a mais em relação ao preço do do Growatt_20kW_TL3_HE. Além do exposto, o inversor Growatt_20kW_TL3_HE trás uma capacidade de expansão para o sistema maior que a do inversor Goodwe_GW20K_DT, e menor que a do Goodwe_GW25K_DT.

Além dos critérios citados, podem existir diversos. A escolhe do inversor para um sistema FV depende muito da realidade e recursos que o projetista tem. Fatores como localidade podem afetar na escolha, pois, dependendo da região do projeto, pode ser inviável levar determinado inversor, porque, por exemplo, o preço do frete para levar tal inversor torna o projeto muito custoso. Por isso não existe um método fixo para a escolha do inversor par o projeto, contudo, a análise comparativa entre os inversores disponíveis deve ser feita. Nessa análise deve-se

comparar a geração, o FDI, o PR e o preço entre os inversores, como feito acima, e a partir daí comparar os resultados e verificar o inversor que melhor atende a realidade do projeto.

5.3 Análise de Desempenho dos Fabricantes de Inversores

Nesse capítulo será dado um enfoque maior na análise de desempenho dos fabricantes de inversores testados nas simulações acima. São usados cálculos de médias para estimar respostas padrões para os fabricantes.

5.3.1 Análise de Desempenho por FDI

Para fazer a análise de desempenho por FDI foram selecionados, para todos os cenários descritos acima (monofásicos e trifásicos), todos os casos nos quais a escolha dos inversores atendeu à demanda de energia estabelecida, ou seja, o valor de geração de energia do sistema FV respectivo foi igual ou superior ao valor da demanda de energia estabelecida respectiva. Daí, para esses casos, foi criado uma coluna de dados que detém a relação de geração dividida pela demanda e esses dados foram configurados em porcentagem, foi criado também uma outra coluna que detém os valores das médias dos FDI obtidas para cada fabricantes, nos casos em que a geração atendeu à demanda de energia. A Tabela 16 mostra o *ranking* dos fabricantes de inversores que melhor atenderam à demanda de energia com o critério de menor FDI, nela é possível ver que a os três melhores fabricantes, nesse critério, foram SNMA, Sungrow e Goodwe, é possível ver, também, na Tabela 16, que o fabricante com pior desempenho, levando em consideração o critério apontado, foi o Fronius International.

Tabela 16 – Ranking dos fabricantes de inversores levando em consideração a geração que atende à demanda com menor FDI.

FABRICANTES DOS INVERSORES	MÉDIA DE FDI	MÉDIA DE GERAÇÃO/ DEMANDA
SMA	0,87	101%
Sungrow	0,90	103%
Goodwe	0,92	102%
Ginlong Technologies	0,92	101%
Growatt New Energy	0,94	102%

KSTAR	0,94	102%
Canadian Solar Inc.	0,95	101%
Ginlong Technologies	1,04	104%
Fronius International	1,07	101%

Fonte: Autor.

Vale destacar que, a média do FDI mostrada na tabela 16 não informa o melhor FDI médio de cada fabricante, nem uma estimativa prática do valor de FDI que melhor atende os sistemas FV. Para fazer esse estudo foram destacados, para cada fabricante, para cada cenário abordado acima, os casos em que a escolha do inversor resultou no menor valor de FDI e atenderam a demanda de energia solicitada, respectiva ao cenário abordado. Em seguida foram feitas as médias desses FDI para cada fabricante, tais médias mostram estimativas de menores valores de FDI que atendam as demandas de energia para cada fabricante, ou seja, essas médias possibilitam o projetista ter uma noção prática do menor valor de FDI que ele pode usar nos projetos, para cada fabricante de inversor, e ainda assim o sistema FV atender a demanda de energia solicitada. Ainda nesse estudo, foi feito uma média de todos os menores FDI que atendem a demanda, independentemente dos fabricantes de inversores. Essa média indica uma estimativa prática do menor valor de FDI que atende à demanda de energia solicitada, não levando em consideração o fabricante de inversor e a região em que o sistema FV é instalado, pois existem dados de valores de FDI de ariadas regiões do Brasil inseridos no cálculo de tal média. A Tabela 18 mostra a média de menor valor de FDI que atende à demanda de energia, para cada fabricante de inversor analisado e geral.

Tabela 17 Média de menor valor de FDI que atende à demanda de energia, para cada fabricante de inversor analisado e geral.

FABRICANTES DOS INVERSORES	**MÉDIA DE FDI**	**MÉDIA DE GERAÇÃO/ DEMANDA**
Goodwe	0,80	101%
KSTAR	0,82	101%
Ginlong Technologies	0,83	104%
Sungrow	0,83	104%
Growatt New Energy	0,85	102%
Canadian Solar Inc.	0,86	100%

Ginlong Technologies	0,86	100%
SMA	0,87	101%
Fronius International	1,07	101%
Total Geral	**0,86**	**101%**

Fonte: Autor.

A partir da Tabela 18 é possível perceber que o fabricante de inversor que fornece menor valor de FDI, atendendo a demande de energia do sistema, é o Goodwe, já o fabricante Fronius International obteve o pior desempenho, nesse aspecto, precisando de um FDI com valor médio de 1,07 para que a demanda de energia do sistema seja atendida. Além disso, é possível perceber que o menor valor médio geral de FDI que atende a demanda de energia foi igual a o,86, um pouco acima do valor esperado em teoria (valores entre 0,6 a 0,8). Porém para aplicações práticas, pode-se considerar que os valores teóricos e práticos estão condizentes, visto que, na prática, os valores de potências de inversores são discretos e específicos (cada fabricante produz inversores com valores comerciais de potências), logo, para determinados sistemas FV não é possível variar o FDI de forma contínua, pois não há inversores com potências disponíveis para isso.

Além do exposto, destaca-se, também, que o valor médio de FDI mínimo que atenda a demanda de energia dos sistemas FV, mostrado na Tabela 18, é válido impendente da região onde se encontra instalado o sistema. Isso pode ser comprovado com as análises feitas paras os diversos cenários apresentados neste trabalho, pois, mesmo em regiões diferentes do Brasil, o menor valor de FDI que atende a demanda ficou em torno de 0,86.

5.3.2 Análise de Desempenho por Geração

Para fazer a análise de desempenho por geração foram feitos os mesmo tratamentos de dados da análise de desempenho por FDI, porém, para classificação do ranking, invés de ser tomado como critério a média do FDI dos fabricantes, nos casos em que a demanda de energia foi atendida, foi tomado como critério a média da relação geração *versus* demanda, para os casos em que a escolha do inversor resultou no atendimento da demanda de energia. A Tabela 19 mostra o ranking de fabricantes para o critério de geração *versus* demanda, para os casos em que a escolha do inversor resultou no atendimento da demanda de energia.

Tabela 18 – Ranking de fabricantes de inversores, estimados através do critério de geração versus demanda, para os casos em que a escolha do inversor resultou no atendimento da demanda de energia.

FABRICANTES DOS INVERSORES	**MÉDIA DE FDI**	**MÉDIA DE GERAÇÃO/ DEMANDA**
Ginlong Technologies	1,04	104%
Sungrow	0,90	103%
KSTAR	0,94	102%
Growatt New Energy	0,94	102%
Goodwe	0,92	102%
Canadian Solar Inc.	0,95	101%
Ginlong Technologies	0,92	101%
SMA	0,87	101%
Fronius International	1,07	101%

Fonte: Autor.

6 CONCLUSÕES

Neste trabalho foi abordado um estudo com a finalidade de avaliar a viabilidade dos inversores de frequência com uma perspectiva prática. A priori foi desenvolvido todo o enfoque sobre a concepção e prática de sistemas FV necessário para o entendimento do trabalho. Em seguida foi mostrado como previamente dimensionar e dimensionar projetos FV, tanto com cálculos teóricos, assim como com o auxílio do *software PVsyst.* Como Exemplo, foi concebido um projeto de um sistema FV monofásico, que visava suprir a demanda de energia anual de uma residência localizada na região metropolitana do Recife, cujo a demanda de energia tinha um valor estimado de 3249kWp. Nesse exemplo foi utilizado um FDI igual a um. Em continuidade ao projeto foram criados diversos cenários de sistemas FV, distribuídos ao longo das regiões do Brasil, e tais sistemas foram simulados no PVsyst. O intuito dessas simulações foi de verificar como os diversos inversores, de diversos fabricantes, respondiam a variação do FDI em relação a geração de energia. E, a partir daí analisar a viabilidade dos inversores.

Com o auxílio dos dados obtidos das simulações foi possível verificar que o menor FDI que permitia a geração de energia à demanda ficou com o valor em torno de 0,86, esse valor não depende da região onde o sistema FV está aplicado, pois, como exposto acima, as simulações foram feitas para diversas regiões diferentes do Brasil. Com as simulações foi possível verificar os Fabricantes que atendem melhor ao sistemas FV, dentre eles pode-se destabar o fabricante Goodwe, que teve melhor reposta do menor FDI capaz de suprir a demanda de energia. Outro fabricante que merece atenção é o Ginlong Technologies, pois apresentou maior porcentagem de geração em relação a demanda de energia, isto é, os melhores resultados de geração de energia se deram por esse fabricante. Não obstante, o fabricante Fronius International também merece atenção, pois foi o fabricante que teve os piores resultados em geral, como na análise de menor valor de FDI capaz de suprir a demanda, como no ranking de valores médios de FDI e na capacidade de atender a demanda solicitada.

Outro aspecto na concepção de sistemas FV analisado neste trabalho foi a análise econômica na escolha dos inversores. Foi possível verificar que não existe uma regra fixa na escolha do inversor, pois diversos fatores podem afetar na decisão. Fatores como, localidade, estimativa de expansão do projeto ou custo benefício. Porém, para fazer uma boa análise é importante que o projetista esteja embasado em dados confiáveis, por isso fazer simulações do sistema, utilizando diversos inversores, de diversos fabricantes, e variando o FDI é um ótimo método. Em seguida pode-se compara os dados gerados nas simulações, verificando a geração

de energia, o FDI e o custo-benefício, para cada caso. E com esse respaldo e de acordo com a realidade do projeto toma a decisão de escolho do inversor.

6.1 Propostas de Continuidade

O desenvolvimento de projetos FV ainda não atingiu seu ápice, podendo surgir diversas áreas de estudo nesse ramo da Engenharia Elétrica. Tendo isso em vista, com o intuito de dar continuidade ao tema deste trabalho, as sugestões de trabalhos futuros são feitas a seguir:

- Analisar como as localidades de sistemas FV influenciam na geração de energia, com uma perspectiva prática;
- Comparar a viabilidade econômica entre sistemas *on-grid* e *off-grid*, até quando pode ser viável instalar um sistema *on-grid* com parado ao *off-grid;*
- Estudar com softwares os inversores com GMPPT, para verificar a viabilidade e eficiência em relação a sistemas que são instalados em locais com sombreamento parcial.
- Analisar a viabilidade de inversores FV utilizando seguidores de rota solar, quando é mais vantajoso utilizar seguidores do que módulos estáticos.

REFERÊNCIAS

ABNT. NBR 16690: **Instalações elétricas de arranjos fotovoltaicos - requisitos de projeto**. 2019.

ABNT NBR 16690: **padronização e segurança. Portal Potência, 2021**. Disponível em: <https://revistapotencia.com.br/eletricista-consciente/artigos-tecnicos/abnt-nbr-16690-adronizacao-e-seguranca/#:~:text=A\%20norma\%20ABNT\%20NBR\%2016690,e\%20equipotencializa\%C3\%A7\%C3\%A3o\%20do\%20arranjo\%20fotovoltaico.> Acesso em: 08 de agosto. de 2022.

ALMEIDA, M. P**. Qualificação de sistemas fotovoltaicos conectados à rede**. p. 171. Dissertação (Mestrado) – Universidade de São Paulo. São Paulo, 2012.

ANEEL. Resolução normativa nº 414. 2010.

ANEEL. Resolução normativa nº 482. 2012.

ANEEL. Resolução normativa nº 687. 2015.

ANEEL. Análise de impacto regulatório nº 0004/2018. 2018.

ANEEL. Resolução normativa nº 1000. 2021.

BRASIL. Lei nº 13.169, de 6 de outubro de 2015. Coletânea de legislação. Disponível em: <https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2015-2018/2015/lei/l13169.htm>. Acesso em: 10 de agosto. de 2022.

CINTRA JÚNIOR; Anizio; SOUZA Igor Menezes de. **Células fotovoltaicas**: O futuro da energia alternativa. Trabalho de graduação em Engenharia Civil da Faculdade Evangélica de Goianésia. Curso de Engenharia Civil. 2018.

CÂMARA, C. F. **Sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica**. p. 68. Monografia (Pós–Graduação) – Universidade Federal de Lavras. Lavras, 2011.

CANALSOLAR. Foto de conectores MC4. Disponível em: https://canalsolar.com.br/saiba-como-reconhecer-um-conector-mc4-nao-original/. Acesso em: 12 de julho. de 2022.

DHERE, Neelkanth G; CRUZ, Leila R.; LOBO, Pio C.; BRANCO, José R. T.; RÜTHER, Ricardo; ZANESCO, Izete; LIMA, Jorge H. G.. History of Solar Energy Research in Brazil. **Proceedings of the ISES 2005 Solar World Congress**, v.1 p.1-6, 2005.

ENERGES. Disponível em: https://energes.com.br/guia-completo-modulos-fotovoltaicos/. Acesso em: 12 de julho. de 2022.

GODOI, R. R. d. **Análise Comparativa de Desempenho de Inversor String e Microinversor**. 86 p. TCC (Graduação) - Curso de Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Uberlândia, Uberlândia, 2018. Citado 2 vezes nas páginas 18 e 19.

HECKTHEUER, L. A. et al. **Análise de associações de módulos fotovoltaicos**. p. 117. Tese (Doutorado) – Universidade Federal do Rio Grande do Sul. Porto Alegre, 2001.

JR, V. P. T. EQ: **Inversor Monofásico de 5 Níveis a Capacitor Chaveado Alimentado em Corrente.** 87 p. Dissertação (Mestrado) — Centro Tecnológico de Joinville, CTJ, Universidade Federal de Santa Catarina, Joinville, 2019. Citado na página 18.

MICROINVERSOR. Andress Energia Solar, [S.D.]. Disponível em: <https: //www.andressenergiasolar.com.br/microinversor/>. Acesso em: 29 de ao. de 2022.

NAKABAYASHI, R. K. **Microgeração fotovoltaica no Brasil: condições atuais e perspectivas futuras**. p. 106. Dissertação (Mestrado) – Universidade de São Paulo. São Paulo, 2014.

NARUTO, D. T. **Vantagens e desvantagens da geração distribuída e estudo de caso de um sistema solar fotovoltaico conectado à rede elétrica.** p. 84, Projeto de Graduação – Universidade Federal do Rio de Janeiro. Rio de janeiro, 2021.

NEOSOLAR. Inversor Grid-Tie. 2018. Disponível em: <http://https://www.neosolar. com.br/aprenda/saiba-mais/inversor-grid-tie>. Último acesso: 20 de julho de 2022. Citado 2 vezes nas páginas 25 e 26.

PATEL, M. R. **Wind and solar power systems: design, analysis, and operation. CRC press,** 2005.

PEREIRA, E. B.; MARTINS, F. R.; GONÇALVES, A. R.; COSTA, R. S.; LIMA, F. L.; RÜTHER, R.; ABREU, S. L.; TIEPOLO, G. M.; PEREIRA, S. V.; SOUZA, J. G. **Atlas brasileiro de energia solar.** 2.ed. São José dos Campos: INPE, 2017. 80p.

PERICIAELETRICA. Dimensionamento de FDI. Disponível em: https://www.periciaeletrica.com.br/energia-solar-fotovoltaica-fator-de-dimensionamento-do-inversor-fdi/. Acesso em: 14 de julho. de 2022.

PINHO, J. T.; GALDINO, M. A. **Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos.** CRESESB, 2014

Portal solar. Foto múltiplas unidades consumidoras. Disponível em: https://www.portalsolar.com.br/. Acesso em: 15 de junho. de 2022.

RENLIGHT. FOTO DO SISTEMA OFF GRID. Disponível em: https://renlight.com.br/faq-questoes-frequentes-parte-2-off-grid. Acesso em: 14 de julho. de 2022.

RETECK JR. Energia Solar. Disponível em https://www.retecjr.com/projetos-fotovoltaicos. Acesso em 27 de setembro de 2022.

SOLARVOLTENERGIA. Disponível em: https://www.solarvoltenergia.com.br/blog/como-instalar-painel-solar/. acesso em 27 de setembro de 2022.

VILLALVA, M. G.; GAZOLI, J. R. **Energia solar fotovoltaica: conceitos e aplicações.** 1ª ed. Editora Érica, São Paulo, 2012.

ZILLES, R. et al. **Sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica.** [S.l.]: Oficina de Textos, 2012. Citado na página 15.